

Programa Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEL)
Associação Ampla entre UFSJ e CEFET-MG



Ademir Paulino dos Santos

ENERGIA FOTOVOLTAICA: ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

Belo Horizonte
2017

Ademir Paulino dos Santos

ENERGIA FOTOVOLTAICA: ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

Dissertação apresentada à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, associação ampla entre a Universidade Federal de São João del-Rei e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira

Belo Horizonte

2017

Santos, A. P.

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

127 páginas

Dissertação (Mestrado) - Centro Federal de Educação Tecnológica
de Minas Gerais.

1. Energia Fotovoltaica
2. Geração Distribuída
3. Viabilidade Econômica
4. Análise de Investimento
5. Análise de Sensibilidade

I. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira
PPGEL / CEFET-MG – Orientador

Prof. Dr. Clever Sebastião Pereira Filho
DEE / UFMG

Prof. Dr. Rafael Silva Alípio
PPGEL / CEFET-MG

Dedico este trabalho a minha esposa Samia.

Agradecimentos

Primeiramente a Deus, pela saúde e motivação a mim concedidas nos momentos de dificuldades.

À minha amada esposa, pela compreensão e apoio nas horas que mais necessitei.

Aos meus filhos pela maturidade ao compreender minha ausência em função das horas dedicadas aos estudos.

Aos meus pais, pelo exemplo de honestidade e dedicação a mim transmitido desde meus primeiros dias de vida. Aos meus irmãos, pela colaboração, apoio, incentivo e carinho.

Ao Prof. Eduardo Gonzaga, pelo apoio e dedicação durante o desenvolvimento deste trabalho. Sem seu apoio esta missão não seria cumprida. Obrigado professor!

À Empresa Cemig, pelo incentivo sempre e por permitirem minha dedicação a este trabalho.

Agradeço à instituição CEFET-MG, a todos os professores e funcionários que contribuíram com muita competência e dedicação para que o máximo de conhecimento fosse a mim transmitido.

Aos amigos pelo incentivo, compreensão e pelos ótimos momentos de estudos compartilhados.

A todos muito obrigado pela força, compreensão e carinho!

Epígrafe

“Todo conhecimento inicia-se na imaginação, no sonho; só depois desce à realidade material e terrena por meio da lógica.”

(Albert Einstein)

Resumo

As fontes de energia renovável têm aumentado sua participação na matriz energética global. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica tem se mostrado muito promissora em função de diversos fatores dentre os quais destacamos a queda nos preços da tecnologia, implementação de mecanismos de incentivo e abundância do recurso solar. O Brasil, apesar do alto nível de irradiação solar, ainda é pouco desenvolvido nesse tipo de fonte de geração de energia elétrica quando comparado a outros países com menor nível de irradiação solar como Alemanha, Espanha e Itália. É bem verdade que, países que atualmente apresentam grande participação desse tipo de fonte nas respectivas matrizes energéticas, possuem uma matriz predominantemente fóssil, o que explica o alto nível de incentivos praticados com vistas a viabilização de fontes renováveis. O Brasil, por sua vez, tem implementado medidas de ordem regulatória e tributária de forma a promover a geração distribuída e com isso, aumentar a participação de fontes de origem eólica e fotovoltaica em sua matriz elétrica que é predominantemente renovável. Este trabalho objetivou estudar e analisar a viabilidade econômica e a prudência no investimento para a implementação de sistemas fotovoltaicos por consumidores da classe residencial conectados às 63 concessionárias de distribuição de energia elétrica que compõem o sistema elétrico de distribuição brasileiro. Os procedimentos metodológicos que conduziram esta pesquisa foram os estudos baseados em indicadores de análise de investimento e no cálculo do custo nivelado de energia - LCoE. Como conclusão, esta pesquisa demonstrou que a paridade tarifária já é uma realidade para a energia fotovoltaica quando comparada com as tarifas de energia para fornecimento aos consumidores da classe residencial.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica, Geração Distribuída, Viabilidade Econômica, Análise de Investimento, Análise de Sensibilidade.

Abstract

Renewable energy sources are increased their share in the global energy matrix. In this context, photovoltaic solar energy has shown to be very promising due to several factors, such as the drop in technology prices, the implementation of incentive mechanisms and solar resource abundance. Brazil, despite the high level of solar irradiation, is still underdeveloped in this type of electric power generation when compared to other countries with lower levels of solar irradiation such as Germany, Spain and Italy. It is true that, countries that currently have a large share of this type of source in the respective matrix, have a predominantly fossil matrix, which explains the high level of incentives practiced with a view to the viability of renewable sources. Brazil has implemented regulatory and tax measures in order to promote distributed generation and thereby increase the share of wind and photovoltaic sources in its electricity matrix that is predominantly renewable. This work aimed to study and analyze the economic viability and prudence in the investment for the implementation of photovoltaic systems by residential consumers connected to the 63 electricity distribution company's in Brazilian electricity distribution system. The methodological procedures that led to this research were the studies based on investment analysis indicators and the calculation of the level of energy cost - LCoE. In conclusion, this research has shown that tariff parity is already a reality for photovoltaic energy when compared to energy tariffs for residential consumers.

Keywords: Photovoltaic Energy, Distributed Generation, Economic Viability, Investment Analysis, Sensitivity Analysis.

Lista de Figuras

1.1	Energia armazenada - região Sudeste/Centro-Oeste	20
1.2	Energia armazenada - região Sul	20
1.3	Energia armazenada - região Nordeste	21
1.4	Energia armazenada - região Norte	21
1.5	Evolução das tarifas médias de energia elétrica (com tributos).	22
2.1	Efeito cosseno sobre o conceito de irradiância extraterrestre	26
2.2	Mapa de irradiação solar no plano inclinado - média anual	27
2.3	Mapa de H_{DIR} - média anual	28
2.4	Efeito fotovoltaico em uma célula	29
2.5	Cadeia de valor da indústria fotovoltaica	33
2.6	Mercado global de produção de células fotovoltaicas em 2015	35
2.7	Mercado global de produção de módulos fotovoltaicos em 2015	35
3.1	Evolução da produção global bruta de eletricidade.	39
3.2	Produção bruta de eletricidade no mundo, por fonte, 2014.	40
3.3	Histórico da capacidade brasileira de geração de energia elétrica	42
3.4	Evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica	43
3.5	Evolução da capacidade instalada (GW) por fonte de geração	44
3.6	Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica de 1992 a 2015	45
3.7	Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica	46
3.8	Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica - China	47
3.9	Evolução da FiT para sistemas fotovoltaicos inferiores a 10 kW na Alemanha	50
3.10	Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica - Alemanha	51
3.11	Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica - Japão	52
3.12	Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica - EUA	54
3.13	Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica - Itália	56

3.14	Evolução da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil . . .	57
4.1	Políticas de suporte em 2015.	61
5.1	Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro	77
6.1	Curva de aprendizagem para módulos fotovoltaicos.	86
6.2	Evolução do preços do módulo fotovoltaico no período 2009-2016.	89
6.3	Custo médio discretizado do BoS em 2015.	92
6.4	Evolução das tarifas de energia elétrica e do IPCA	98
6.5	Fluxograma dos cálculos.	104
6.6	Análise de sensibilidade em função do IRT	108
6.7	Análise de sensibilidade em função da inflação	108
6.8	Análise de sensibilidade em função da TMA	109

Lista de Tabelas

3.1	Energia renovável - capacidade instalada em 2015 por tipo de fonte . . .	40
3.2	Histórico da capacidade brasileira de geração de energia elétrica (GW) .	42
3.3	Energia solar fotovoltaica: <i>ranking</i> de capacidade agregada e <i>ranking</i> de capacidade instalada. Período: 2015.	46
3.4	Capacidade total de sistemas fotovoltaicos aprovados no âmbito do programa FiT.	53
4.1	Descrição dos principais mecanismos utilizados para incentivar a geração fotovoltaica	61
5.1	Fases da estruturação do setor elétrico brasileiro	76
6.1	Custo médio global de inversores em 2015	90
6.2	Condições Padrão	100
6.3	Irradiação solar diária média e Fator de Capacidade	101
6.4	Concessionárias de distribuição com LCoE superior à tarifa de energia . .	105
6.5	Concessionárias de distribuição com VPL negativo	106
6.6	Concessionárias de distribuição com TIR acima de 16% a.a.	106

Lista de Abreviações

<i>ABRACEEL</i>	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica;
<i>ABRAGE</i>	Associação Brasileira de Grandes Geradores de Energia Elétrica;
<i>ANACE</i>	Associação Nacional dos Consumidores de Energia;
<i>ACR</i>	Ambiente de Contratação Regulada;
<i>ACL</i>	Ambiente de Contratação Livre;
<i>ANA</i>	Agência Nacional das Águas;
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica;
<i>ANP</i>	Agência Nacional de Petróleo;
<i>BoS</i>	Balance of System;
<i>BNDES</i>	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ;
<i>CCC</i>	Conta Consumo de Combustível;
<i>CCEE</i>	Câmara de Comercialização de Energia;
<i>CDE</i>	Conta de Desenvolvimento Energético;
<i>CMSE</i>	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico;
<i>CNPE</i>	Conselho Nacional de Política Energética;
<i>COFINS</i>	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social;
<i>CONFAZ</i>	Conselho Nacional de Política Fazendária;
<i>CSP</i>	Concentrated Solar Power;
<i>DOE</i>	Department of Energy;
<i>EGG</i>	Eneruerbare Energien-Gesetz;
<i>EPA</i>	United States Environmental Protection Agency;
<i>EPC</i>	Engineering, Procurement and Construction;
<i>EPE</i>	Empresa de Pesquisa Energética;
<i>EUA</i>	Estados Unidos da América;
<i>FiP</i>	Feed-in premium;
<i>FiT</i>	Feed-in tariff;
H_{DIF}	Irradiação Difusa Horizontal;
H_{DIR}	Irradiação Direta Normal;

<i>H_{HOR}</i>	Irradiação Global Horizontal;
<i>ICMS</i>	Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços;
<i>IEA</i>	International Energy Agency;
<i>IPCA</i>	Índice nacional de preços ao consumidor amplo;
<i>IPI</i>	Imposto sobre produtos industrializados;
<i>IRENA</i>	International Renewable Energy Agency;
<i>IRT</i>	Índice de reajuste tarifário;
<i>ITC</i>	Investment Tax Credit;
<i>LCoE</i>	Levelized cost of energy ;
<i>LpT</i>	Programa Luz para Todos;
<i>MME</i>	Ministério de Minas e Energia;
<i>NEA</i>	National Energy Administration;
<i>O&M</i>	Operação e manutenção;
<i>OCDE</i>	Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico;
<i>OMS</i>	Organização Mundial do Comércio;
<i>ONS</i>	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
<i>Padis</i>	Programa de apoio ao desenvolvimento tecnológico da indústria de semicondutores;
<i>PASEP</i>	Programa de formação do patrimônio do servidor público;
<i>PCH</i>	Pequena Central Hidrelétrica;
<i>PDE</i>	Plano Decenal de Expansão de Energia 2024;
<i>PIB</i>	Produto Interno Bruto;
<i>PIS</i>	Programa de integração social;
<i>PNMC</i>	Política Nacional sobre Mudança do Clima;
<i>PPA</i>	Power Purchase Agreement;
<i>PRODEEM</i>	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios;
<i>ProGD</i>	Programa de desenvolvimento da geração distribuída de energia elétrica;
<i>PROINFA</i>	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
<i>PVPS</i>	International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme;
<i>P&D</i>	Pesquisa e desenvolvimento;
<i>REIDI</i>	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura;
<i>RGR</i>	Reserva Geral de Reversão;
<i>RPS</i>	Renewable Portfolio Standards;

<i>RTA</i>	Revisão tarifária anual;
<i>RTE</i>	Revisão tarifária extraordinária;
<i>RTP</i>	Revisão tarifária periódica;
<i>SELIC</i>	Sistema especial de liquidação e de custódia;
<i>SiGS</i>	Silício em grau solar;
<i>SiGM</i>	Silício em grau Metalúrgico;
<i>SIN</i>	Sistema Interligado Nacional;
<i>TIR</i>	Taxa interna de retorno;
<i>TMA</i>	Taxa mínima de atratividade;
<i>TUSD</i>	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição;
<i>TUST</i>	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão;
<i>VPL</i>	Valor presente líquido.

Lista de Símbolos

$^{\circ}\text{C}$	Grau Celsius;
<i>a.a.</i>	ao ano;
<i>CA</i>	Corrente alternada;
<i>CC</i>	Corrente contínua;
<i>EJ</i>	Exajoule;
<i>GW</i>	Gigawatt;
<i>JPY</i>	Iene japonês;
<i>kg</i>	Quilograma;
<i>kW</i>	Quilowatt;
<i>kWh</i>	Quilowatt hora;
<i>kWp</i>	Quilowatt pico;
m^2	Metro ao quadrado;
<i>mc – Si</i>	Silício multicristalino;
<i>Mtep</i>	Mega tonelada equivalente de petróleo;
<i>MW</i>	Megawatt;
<i>MWh</i>	Megawatt hora;
<i>sc – Si</i>	Silício monocristalino;
<i>Si</i>	Silício;
<i>TWh</i>	Terawatt hora;
<i>UHE</i>	Usina Hidrelétrica;
<i>USD</i>	Dolar dos Estados Unidos da América;
<i>W</i>	Watt.

Sumário

1	Introdução	18
1.1	Motivação	18
1.2	Relevância do tema	19
1.3	Objetivo do trabalho	22
1.4	Objetivos específicos	23
1.5	Organização do trabalho	23
2	Energia Solar Fotovoltaica	24
2.1	O recurso solar	25
2.2	O efeito fotovoltaico	28
2.3	Os benefícios da energia fotovoltaica	30
2.4	A indústria fotovoltaica	32
3	Panorama Mundial da Energia Solar Fotovoltaica	38
3.1	A matriz elétrica mundial	38
3.2	A matriz elétrica brasileira	41
3.3	O panorama mundial da energia fotovoltaica	44
3.3.1	China	47
3.3.2	Alemanha	49
3.3.3	Japão	51
3.3.4	EUA	53
3.3.5	Itália	55
3.4	O panorama brasileiro da energia fotovoltaica	56
4	Mecanismos de Incentivos a Energia Solar Fotovoltaica	59
4.1	Incentivos vigentes	60
4.1.1	<i>Feed-in-Tariff</i> - FiT	62
4.1.2	Créditos fiscais	64
4.1.3	<i>Renewable Portfolio Standard</i> - RPS e <i>Green Certificates</i>	64

4.1.4	Imposto de carbono	64
4.1.5	Requisitos de construção sustentável	65
4.1.6	<i>Net-metering</i>	65
4.1.7	Incentivos baseados no mercado	65
4.1.8	Inovação: novos modelos de negócio	66
4.1.9	Integração à rede	66
4.2	O cenário brasileiro	67
4.2.1	Incentivos brasileiros no âmbito regulatório	67
4.2.2	Incentivos brasileiros no âmbito tributário	68
4.2.3	Incentivos brasileiros de apoio à industrialização	69
4.2.4	Outros programas de incentivo	70
5	O Setor Elétrico Brasileiro e a Energia Solar Fotovoltaica	71
5.1	Histórico do setor elétrico brasileiro	71
5.2	Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro	77
5.3	A regulação para energias renováveis	80
5.4	A expansão da energia fotovoltaica	82
5.4.1	Aspectos técnicos	82
5.4.2	Aspectos econômicos	83
6	Estudo de Viabilidade Econômica	85
6.1	Curva de aprendizagem do sistema fotovoltaico	85
6.2	Evolução dos custos do sistema fotovoltaico	87
6.2.1	Módulos fotovoltaicos	87
6.2.2	Inversores	88
6.2.3	<i>Balance of the System - BoS</i>	90
6.3	<i>Levelized Cost of Electricity - LCOE</i>	91
6.4	Parâmetros de desempenho e geração de energia elétrica	93
6.5	Tarifas de energia elétrica	96
6.6	Premissas iniciais e metodologia	98
6.7	Resultados	105
7	Conclusões	110
7.1	Contribuições desse trabalho	112
7.2	Trabalhos Futuros	112
	Referências Bibliográficas	114

A	Análise de Investimentos	122
A.0.1	Valor Presente Líquido - VPL	122
A.0.2	Taxa Mínima de Atratividade - TMA	123
A.0.3	Taxa Interna de Retorno - TIR	123
A.0.4	<i>Payback</i> descontado	124
B	Discriminação dos resultados	125

Capítulo 1

Introdução

Nos dias atuais, o suprimento à demanda energética permanece como um dos maiores desafios para a humanidade. Após a crise do petróleo na década de 1970, iniciou-se um forte incentivo por fontes renováveis de energia e uma menor dependência de recursos fósseis de maneira a atender as necessidades humanas sem o comprometimento das gerações futuras.

1.1 Motivação

As fontes renováveis de energia têm atualmente um papel fundamental no desenvolvimento energético global, promovendo, dentre outras coisas, erradicação da pobreza, geração de empregos, redução na emissão de gases de efeito estufa e diversificação da matriz energética.

De acordo com a *International Renewable Energy Agency* (IRENA), a implantação de energia renovável traz crescimento econômico e desenvolvimento, o que significa proporcionar um abastecimento de energia seguro e limpo, apoiando simultaneamente o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), melhorando as balanças comerciais, criando valor local e empregos, [\[IRENA, 2015\]](#).

Dentre as fontes renováveis, a solar fotovoltaica se destaca em função da abundância do recurso solar e da ampla disponibilidade na superfície terrestre. Há ainda que se destacar a facilidade na integração ao sistema elétrico de distribuição uma vez que a geração de forma distribuída, ou seja, próximo às cargas, contribui para a redução das perdas, redução da demanda de pico, melhoria do nível de tensão e a postergação de

investimentos no sistema elétrico.

Os países nos quais mais se desenvolveram as pesquisas foram justamente aqueles mais dependentes de fontes fósseis, destacadamente a Alemanha, Espanha, Itália, Japão, Estados Unidos da América (EUA) e, mais recentemente, a China. Isto somente foi possível pela disposição desses governos a incentivarem a inserção da fonte solar fotovoltaica em suas matrizes elétricas. O Brasil por sua vez, em virtude de possuir uma matriz elétrica predominantemente renovável, ficou alheio a essa tendência. Entretanto, devido à firme trajetória de aumento de eficiência e queda dos custos de implantação de módulos e sistemas fotovoltaicos associada a uma elevada irradiação solar, iniciou mesmo que tardiamente e de maneira incipiente os investimentos e incentivos para geração solar fotovoltaica.

A diminuição dos custos das tecnologias das energias renováveis, sobretudo a energia solar e eólica, contribui consideravelmente para a crescente competitividade das energias renováveis face aos combustíveis convencionais. Por exemplo, em relação a 2009 os módulos solares fotovoltaicos custam menos de três quartos enquanto os preços das turbinas eólicas diminuíram quase um terço no mesmo período, [IRENA, 2015].

1.2 Relevância do tema

Os países desenvolvidos, destacando-se dentre eles alguns países europeus e os EUA, foram os impulsionadores dos avanços tecnológicos que permitiram que a energia eólica e solar atingisse o grau de maturidade que apresentam hoje. Entretanto, os países em desenvolvimento, com destaque para os países que compõe o bloco BRICs (Brasil, Rússia, Índia e China), vem cada vez aumentando a participação destas fontes na suas respectivas matrizes de geração de energia elétrica. No caso brasileiro, a energia solar fotovoltaica vem crescendo exponencialmente. Portanto, estudos sobre esta fonte, que vem tornando-se cada vez mais representativa na matriz de geração de energia elétrica do país, são necessários e meritórios.

A conjuntura atual do setor elétrico brasileiro tem colaborado para expressivos reajustes nas tarifas de energia elétrica, o que aumenta substancialmente as condições de viabilidade para as fontes renováveis. Desde o final de 2012 o nível dos reservatórios das hidrelétricas tem se mantido abaixo dos níveis históricos e, por conta disso, as usinas térmicas tem sido plenamente acionadas, acarretando elevação nos preços e tarifas de

energia para os consumidores finais. As Figuras 1.1, 1.2, 1.3 e 1.4 apresentam os níveis de energia armazenada nos reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

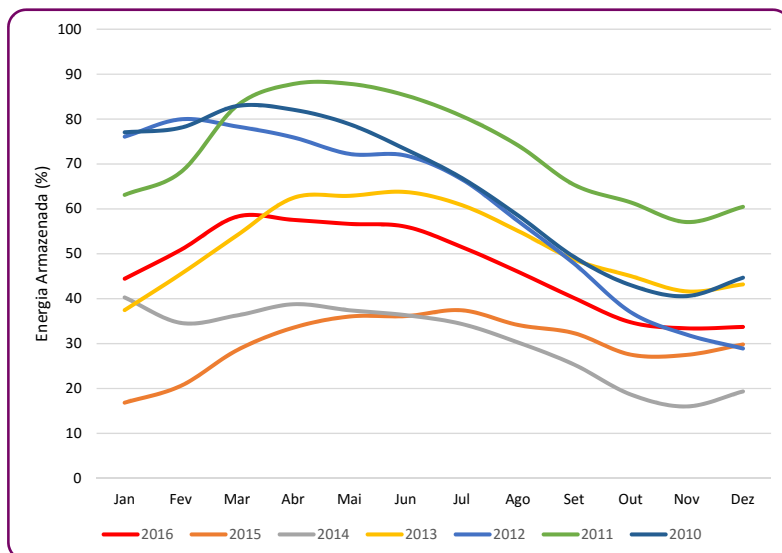


Figura 1.1: Energia armazenada - região Sudeste/Centro-Oeste
Fonte:Operador Nacional do Sistema - ONS (adaptado)

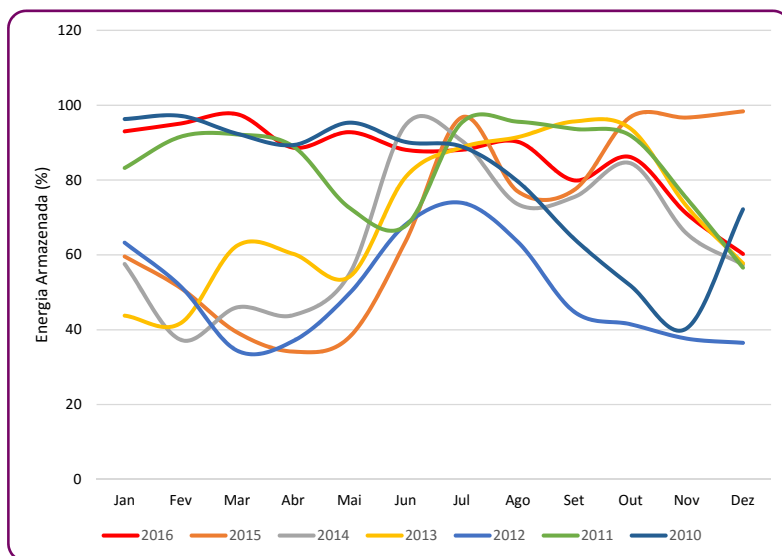


Figura 1.2: Energia armazenada - região Sul
Fonte:Operador Nacional do Sistema - ONS (adaptado)

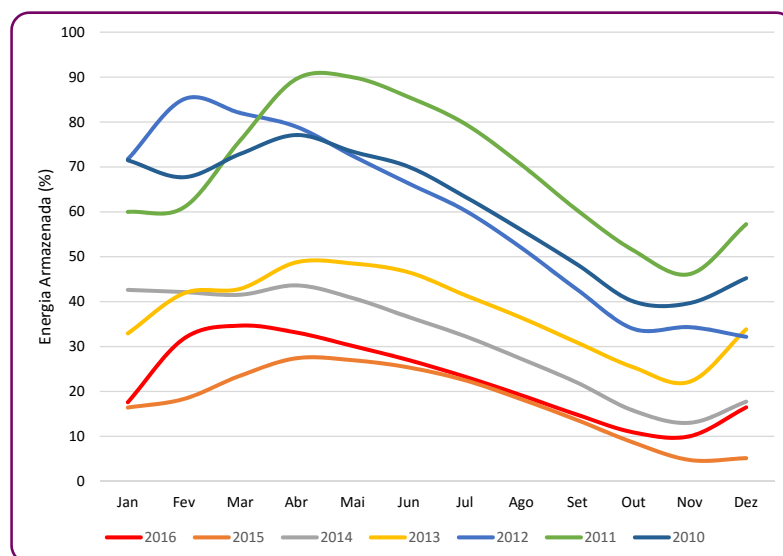


Figura 1.3: Energia armazenada - região Nordeste
Fonte: Operador Nacional do Sistema - ONS (adaptado)

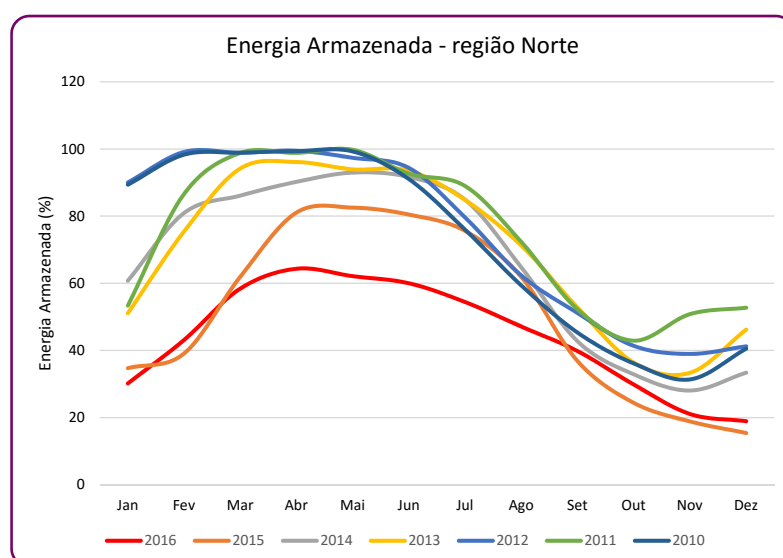


Figura 1.4: Energia armazenada - região Norte
Fonte: Operador Nacional do Sistema - ONS (adaptado)

Em fevereiro de 2015 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) realizou a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) e como resultado, as tarifas de energia de 58 das 63 concessionárias de distribuição sofreram um reajuste médio de 23,4%. Essa condição associada aos efeitos das bandeiras tarifárias e aos reajustes tarifários anuais subsequentes, fez com que as atuais tarifas de energia estejam em patamares bem superiores

àqueles praticados em 2012, quando houve a redução dos preços da energia em função da Medida Provisória MP-579 (Lei 12.783/2013).

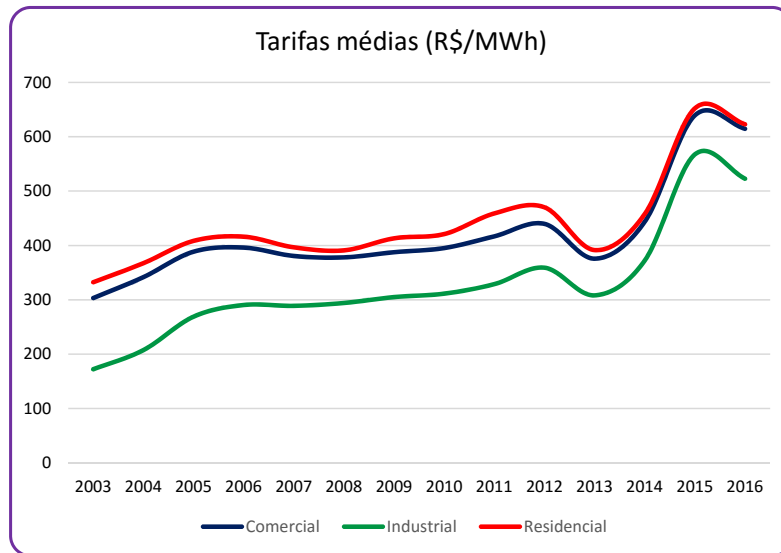


Figura 1.5: Evolução das tarifas médias de energia elétrica (com tributos).
Fonte: Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição - ANEEL (adaptado)

A Figura 1.5 apresenta a evolução da tarifa média de energia elétrica praticadas aos consumidores dos segmentos Comercial, Industrial e Residencial. Neste contexto, a microgeração fotovoltaica se mostra uma alternativa interessante para o consumidor de energia elétrica no Brasil, já que os reajustes tarifários não seguem trajetórias bem definidas e, desta forma, o consumidor não fica exposto às variações e aos reajustes expressivos.

1.3 Objetivo do trabalho

Considerando que no sistema elétrico de distribuição brasileiro há 63 concessões de serviço de distribuição de energia elétrica e cada qual com sua respectiva tarifa, este trabalho tem por objetivo avaliar a viabilidade econômica e a prudência no investimento para a implementação de sistema solar fotovoltaico pelos consumidores do segmento residencial. Para isto, considera-se diversas incertezas intrínsecas dentre as quais destaca-se a localização e o tamanho do sistema fotovoltaico, a curva de irradiância e a atualização das tarifas das distribuidoras.

1.4 Objetivos específicos

Para a avaliação da viabilidade econômica e da prudência no investimento para a implementação de sistema fotovoltaico sob a ótica do consumidor do segmento residencial localizado em cada uma das 63 concessões de distribuição no Brasil, é necessário:

- a. calcular a energia gerada por um sistema fotovoltaico de potência prédefinida e sob determinadas condições de irradiância;
- b. calcular o Valor Presente Líquido (VPL);
- c. determinar a Taxa Interna de Retorno (TIR);
- d. determinar o tempo de retorno do investimento *Payback*;
- e. calcular o custo nivelado de energia ou *Levelized Cost of Electricity* (LCoE).

1.5 Organização do trabalho

Para se atingir os objetivos estabelecidos, este trabalho primeiramente traz um estudo sobre a energia solar fotovoltaica contendo o princípio de funcionamento, o recurso solar disponível e o desenvolvimento dessa indústria (Capítulo 2).

O Capítulo 3 apresenta uma análise sobre o panorama global da capacidade de geração e a produção de energia por meio da fonte solar fotovoltaica.

O Capítulo 4 apresenta os principais mecanismos de incentivo ao desenvolvimento dessa fonte.

O Capítulo 5 descreve o histórico do setor elétrico brasileiro acompanhado do desenvolvimento da energia solar fotovoltaica.

O Capítulo 6 apresenta a evolução dos custos e a definição de diversos parâmetros necessários a análise de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico, bem como os resultados obtidos.

Por fim, o Capítulo 7 apresenta as principais conclusões obtidas do trabalho e propõe temas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Energia Solar Fotovoltaica

Em 90 minutos, a luz solar que atinge a superfície da terra é capaz de produzir a energia necessária para suprir toda a demanda do planeta durante um ano [IEA, 2011]. Entretanto, apesar de toda essa abundância, a geração de energia por efeito fotovoltaico representa algo em entorno de 0,1% da necessidade energética global. Em 2015 a capacidade global instalada em sistemas fotovoltaicos era de 227 GW representando 1,2% da matriz elétrica global [REN21, 2016]. A análise da matriz elétrica global está apresentada no capítulo 3.

Resumidamente, a energia solar pode ser convertida diretamente em energia elétrica de duas maneiras [ABINE, 2012]:

- a. através do efeito fotovoltaico, no qual células de um material semicondutor, por exemplo, o silício, ao ser exposto à luz (*fótons*) produz uma diferença de potencial entre seus terminais;
- b. concentração da energia solar através de espelhos, de forma a aquecer um fluido de trabalho (gás ou líquido pressurizado) para produzir vapor a elevadas temperaturas (150 a 1000 °C), que é utilizado para mover turbinas conectadas a geradores de energia elétrica. Esse processo é conhecido por *Concentrated Solar Power* (CSP).

As aplicações da tecnologia solar parecem ilimitadas. Um avião solar recentemente fez história depois de fazer uma viagem ao redor do mundo usando apenas energia solar, sem usar qualquer combustível fóssil. Um aeroporto em Cochin, na Índia, transformou-se no primeiro do mundo a ser operado inteiramente pela energia solar, seguido por outro na África do Sul.

"Nos últimos 10 anos, a tecnologia fotovoltaica tem mostrado potencial para tornar-se uma das fontes de eletricidade predominantes no mundo - com

um crescimento robusto e contínuo mesmo em tempos de crise financeira e econômica. Espera-se que esse crescimento continue nos anos seguintes, respaldado pela conscientização das vantagens da energia fotovoltaica [EPIA, 2012, p. 11]."

O Brasil, por sua vez, com um mercado solar fotovoltaico ainda incipiente, do ponto de vista estratégico, possui uma série de características naturais favoráveis, tais como, altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares, produtos estes de alto valor agregado¹. Tais fatores potencializam a atração de investidores e o desenvolvimento de um mercado interno, permitindo que se vislumbre um papel importante na matriz elétrica para este tipo de tecnologia [ABINE, 2012].

2.1 O recurso solar

A energia solar constitui a radiação térmica emitida pela camada externa do sol. O potencial teórico da energia solar, que indica a quantidade de irradiância na superfície da Terra (terra e oceano) teoricamente disponível para fins energéticos, foi estimado em $3,9 \times 10^6$ EJ/ano. Obviamente, este número serve apenas para fins ilustrativos, pois exigiria a utilização plena de toda a superfície terrestre e marítima disponível com 100% de eficiência na conversão. O potencial técnico é uma medida mais útil, pois requer a avaliação da fração de terra que é de uso prático para dispositivos de conversão sob condições reais de eficiência na conversão. As estimativas para o potencial técnico da energia solar variam de 1.575 a 49.837 EJ/ano [IPCC, 2012], ou seja, cerca de 3 a 100 vezes o consumo global de energia primária. Tais valores conferem à energia solar, considerando seus múltiplos usos, o maior potencial técnico de aproveitamento frente à quaisquer outras fontes de energia renovável.

Para fins de análise, a radiação solar que atinge a superfície terrestre pode ser decomposta nos planos horizontal e inclinado conforme segue:

- 1 Plano horizontal: neste plano a Irradiação Global Horizontal (H_{HOR}) consiste na soma das componentes:

¹Atualmente a produção de células solares no Brasil se restringe a projetos de transferência de tecnologia em parcerias entre laboratórios de pesquisa ligados a universidades e empresas, [Vivacqua, 2016, p. 49-52].

- (a) Irradiação Difusa Horizontal (H_{DIF}) – parcela dispersa e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d'água e outros elementos em suspensão na atmosfera;
- (b) Irradiação Direta Normal (H_{DIR}) – parcela que atinge o solo diretamente, sem reflexões.

2 Plano inclinado: além das duas componentes citadas, é acrescida de uma parcela refletida na superfície e nos elementos do entorno.

Para o aproveitamento fotovoltaico, a parcela de maior interesse é a H_{HOR} . Em dias nublados, a principal parcela é a H_{DIF} , enquanto que em dias claros prevalece a H_{DIR} [Tolmasquim, 2016].

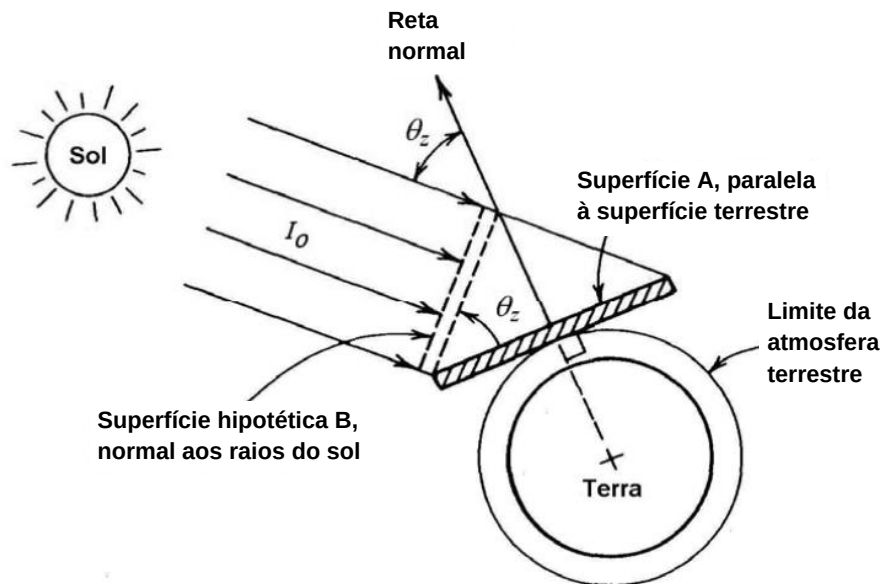


Figura 2.1: Efeito cosseno sobre o conceito de irradiação extraterrestre

Fonte: Stine e Geyer [2001]

Um conceito fundamental é o chamado "efeito cosseno". Devido a esse efeito, a irradiação solar extraterrestre sobre um plano horizontal varia ciclicamente conforme a Terra rotaciona sobre seu eixo. A quantidade de radiação solar recebida sobre uma superfície horizontal fora da atmosfera determina um limite superior para a quantidade de radiação solar que chegará a uma superfície horizontal abaixo da atmosfera terrestre. Como pode ser visto na Figura 2.1, a incidência solar que atinge as superfícies A e B é a mesma. Porém, a área da superfície A é maior do que a sua projeção, superfície B, fazendo com que a intensidade por unidade de área (irradiação) na superfície A seja

menor [Stine e Geyer, 2001]. A redução da radiação pelo cosseno do ângulo formado pelos raios solares e a reta normal à superfície da Terra tem fundamental importância para o perfeito posicionamento dos coletores solares.

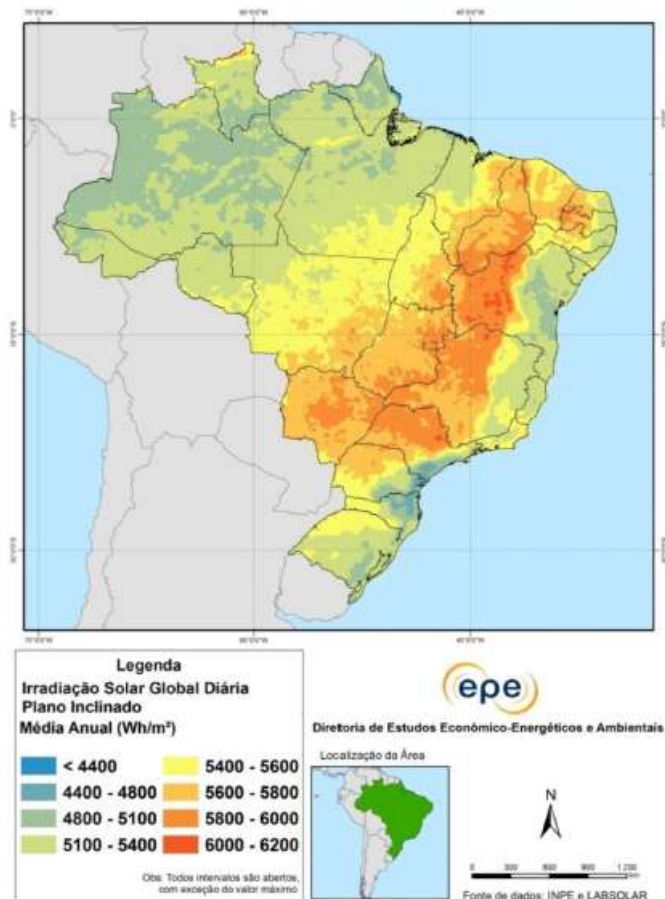


Figura 2.2: Mapa de irradiação solar no plano inclinado - média anual

Fonte: Tolmasquim [2016]

O Brasil está situado quase que totalmente na região de incidência mais vertical dos raios solares (entre o trópico de câncer e capricórnio) com baixa invariabilidade da radiação (proximidade com a linha do equador), que favorece elevados índices de incidência da radiação solar em quase todo o território, inclusive durante o inverno, conferindo ao país condições vantajosas para o aproveitamento energético do recurso solar. Essas condições conferem ao país algumas vantagens para o aproveitamento energético do recurso solar, pois considerando que a faixa de variação da H_{HOR} anual do Brasil seja de 1.500 a 2.500 kWh/m², praticamente todo território brasileiro é elegível à expansão do aproveitamento deste recurso. Como referência, a Alemanha, um dos países com maior

capacidade instalada fotovoltaica, possui irradiação entre 900 e 1.250 kWh/m² [Pereira et al., 2006]. As Figuras 2.2 e 2.3 apresentam os dados médios brasileiros de irradiação global diária no plano inclinado e H_{DIR} adequados às aplicações fotovoltaicas, respectivamente.



Figura 2.3: Mapa de H_{DIR} - média anual
Fonte: Tolmasquim [2016]

2.2 O efeito fotovoltaico

A energia solar fotovoltaica é a energia elétrica obtida através da conversão direta da luz em eletricidade e tem como base o efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz [Johansson et al., 2012]. Silício (Si) é o material semicondutor mais usado por ser

abundante na crosta terrestre. Em termos mais simples, uma fina folha de material semicondutor como o silício é colocada no Sol. Essa folha, conhecida como uma célula, consiste em duas camadas distintas formadas pela introdução de impurezas no silício resultando numa camada de tipo n (dopada com material pentavalente) e uma camada de tipo p (dopada com material trivalente) que formam uma junção na interface ou "barreira de potencial".

A Luz solar é composta de fótons que contém grande quantidade de energia. Quando os fótons colidem com a camada do tipo n da célula fotovoltaica, eles transferem energia a elétrons de diversos átomos. Com essa nova energia, esses elétrons deixam suas posições originais, atravessam a barreira de potencial e ocupam as lacunas na camada do tipo p. Isso cria cargas negativas nas camadas do tipo p e cargas positivas na camada do tipo n, resultando numa diferença de potencial entre os dois lados. Quando os dois lados da célula iluminada estão ligados a uma carga, a corrente flui de um lado do dispositivo através da carga para o outro lado da célula que gera eletricidade, conforme ilustrado na Figura 2.4.

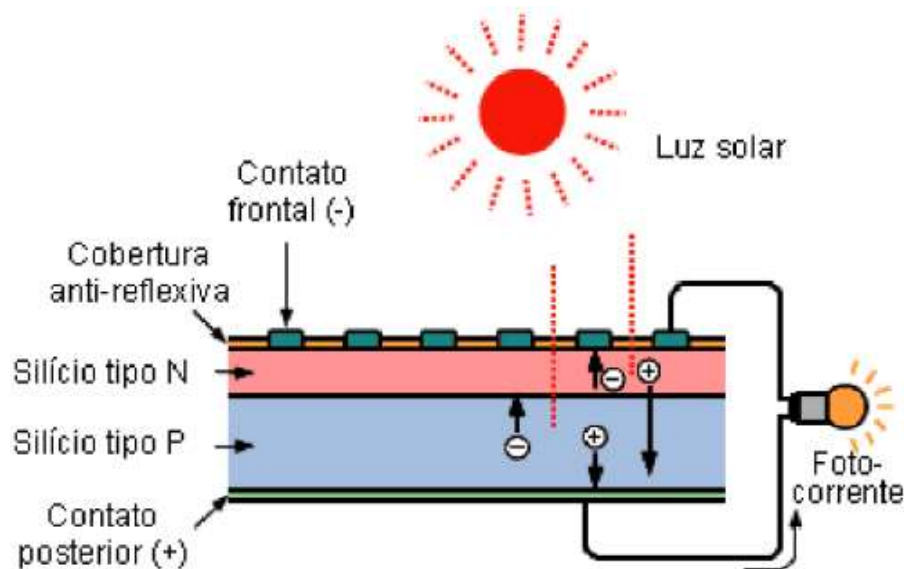


Figura 2.4: Efeito fotovoltaico em uma célula

Fonte: [Tolmasquim \[2016\]](#)

Quanto ao seu emprego, esse pode acontecer de três formas:

- 1 em sistemas isolados, ou seja, sem conexão ao sistema elétrico de distribuição de energia;

- 2 na geração distribuída conectada ao sistema elétrico de distribuição de energia;
- 3 em usinas fotovoltaicas, que consistem na instalação de uma grande quantidade de painéis solares em uma determinada área.

Os sistemas fotovoltaicos são compostos por módulos, inversores, dispositivos de proteção, sistema de fixação e suporte dos módulos, cabos e, para algumas aplicações específicas, baterias e controladores de carga.

A fabricação de sistemas solares fotovoltaicos compreende basicamente quatro fases:

- 1 Produção do material semicondutor: cerca de 90% do polisilício é fornecido por diversas empresas instaladas nos EUA, Japão, Europa e China;
- 2 Produção de células fotovoltaicas: etapa do processo que requer manufatura sofisticada. A maioria das células solares são produzidas na China, Alemanha, EUA e Japão;
- 3 Produção dos módulos fotovoltaicos: um processo de trabalho intensivo pelo qual as células são encapsuladas com materiais protetores e molduras para aumentar a robustez do módulo. Há muitas empresas instaladas em diversos países, incluindo o Brasil;
- 4 Instalação de módulos fotovoltaicos, incluindo inversor para conectar o sistema fotovoltaico à rede, sistemas de controle de potência, dispositivos de armazenamento de energia (em situações específicas) e instalação final em edifícios residenciais ou comerciais ou em usinas fotovoltaicas.

O custo de um módulo fotovoltaico normalmente varia entre 30 e 50% do custo total do sistema. Os custos restantes variam de acordo com a escala da planta e as condições de utilização, que no caso de usinas fotovoltaicas chegam a cerca de 20%; para aplicações residenciais variam entre 50 e 60%; para sistemas isolados podem chegar a 70% em função da necessidade de dispositivos de armazenamento de energia [IEA, IRENA, 2013].

2.3 Os benefícios da energia fotovoltaica

De maneira geral, a utilização das energias renováveis, sobretudo a solar fotovoltaica, traz benefícios relacionados à segurança energética por diversificar a matriz elétrica. Contudo, a dependência de grandes proporções de energia renovável implica mudança

de paradigma, pois os riscos clássicos associados aos combustíveis fósseis são substituídos por riscos relacionados com a disponibilidade de recursos naturais como água, biomassa, vento e luz solar.

As tecnologias permitem que países com bons recursos solares ou eólicos, por exemplo, explorem esses recursos como novos ativos para sustentar suas próprias necessidades energéticas. Neste sentido, a criação de emprego qualificado e a atração de investimentos são também objetivos importantes de política econômica para os governos.

Sob o aspecto da geração distribuída e descentralizada, a geração de energia elétrica contribui para a redução de perdas na rede, uma vez que a geração de energia elétrica próximo ao local onde é consumida implica redução das perdas de distribuição e transmissão (custos) que estão ligadas à distância entre o ponto de produção e o ponto de utilização.

A reciclagem dos equipamentos fotovoltaicos é outro aspecto que não pode deixar de ser observado. Dado que os módulos fotovoltaicos são projetados para operar por pelo menos 25 anos e considerando que os primeiros entraram em operação na década de 90, há ainda um prazo estimado em torno de dez anos para a respectiva reciclagem de fim de vida. A indústria fotovoltaica está trabalhando para criar soluções que reduzam o impacto do sistema fotovoltaico no meio ambiente em todas as fases do ciclo de vida do produto: desde o abastecimento de matérias-primas até a coleta e reciclagem de final de vida [[Greenpeace, 2011](#)].

De acordo com a mesma fonte, tecnologias de reciclagem existem para quase todos os tipos de produtos fotovoltaicos e a maioria dos fabricantes estão envolvidos em atividades de reciclagem. Os benefícios ambientais e os encargos da reciclagem foram avaliados através do projeto-piloto de reciclagem de Chevetogne (Bélgica). O projeto mostra que os benefícios ambientais da reciclagem superam claramente os encargos ambientais adicionais (calor, tratamento químico para recuperar os materiais básicos incluídos nos módulos) que a reciclagem dos módulos exige.

Não poderia deixar de ser mencionado que as tecnologias de energia renovável constituem um instrumento fundamental no combate às alterações climáticas. Outros benefícios ambientais importantes incluem a melhoria da qualidade do ar local, o que representa uma séria ameaça para a saúde. Três milhões de mortes prematuras por

ano estão atualmente ligadas à poluição do ar ao ar livre, número que pode aumentar para 4,5 milhões até 2040 se nenhuma ação for tomada para resolver esta questão [IEA, 2016c].

2.4 A indústria fotovoltaica

De acordo com Jäger-Waldau [2016, p. 57], "a indústria fotovoltaica consiste em uma longa cadeia de valor desde a matéria-prima até a instalação e manutenção do sistema fotovoltaico". Essa cadeia pode ser representada de modo simplificado pela Figura 2.5 e pode ser distribuída em:

- a) *upstream*: cujo foco principal tem sido nos fabricantes de células solares e módulos, mas também há a chamada indústria a montante (por exemplo, materiais, produção de polisilício, produção de *wafer* e fabricação de equipamentos); e
- b) *downstream*: cujo foco é o desenvolvimento de sistemas, desenvolvimento de projetos, financiamento, instalações e integração na infra-estrutura elétrica existente ou futura, operadores de instalações, operação e manutenção (O&M), *Balance of System* (BoS), etc.

De acordo com Tolmasquim [2016, p. 348], atualmente cerca de 90% dos painéis fotovoltaicos produzidos no mundo são compostos por células de silício monocristalino ou policristalino, havendo um compromisso entre a eficiência da conversão da energia primária em energia elétrica e o custo de produção das duas tecnologias. As células de silício monocristalino são mais eficientes que as de policristalino, porém também apresentam maiores custos de produção. O silício cristalino em grau solar (SiGS) utilizado para a fabricação das células fotovoltaicas é de alta pureza ($>99,999\%$). A purificação é feita partindo do silício em grau metalúrgico (SiGM), cuja pureza está entre 98% e 99%, através de métodos químicos ou físicos.

Conforme estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a depender da relação custo benefício, as tecnologias de filmes finos devem reduzir sua participação nos painéis fotovoltaicos de silício ao longo do tempo, porém, os painéis de silício devem manter parcela importante do mercado, sobretudo pela maior disponibilidade da matéria-prima [EPE, 2012, p. 17].

O SiGS, acrescido de substâncias de dopagem e cristalização, é fundido em ambiente inerte e transformado em lingotes de estrutura monocristalina ou policristalina e, na

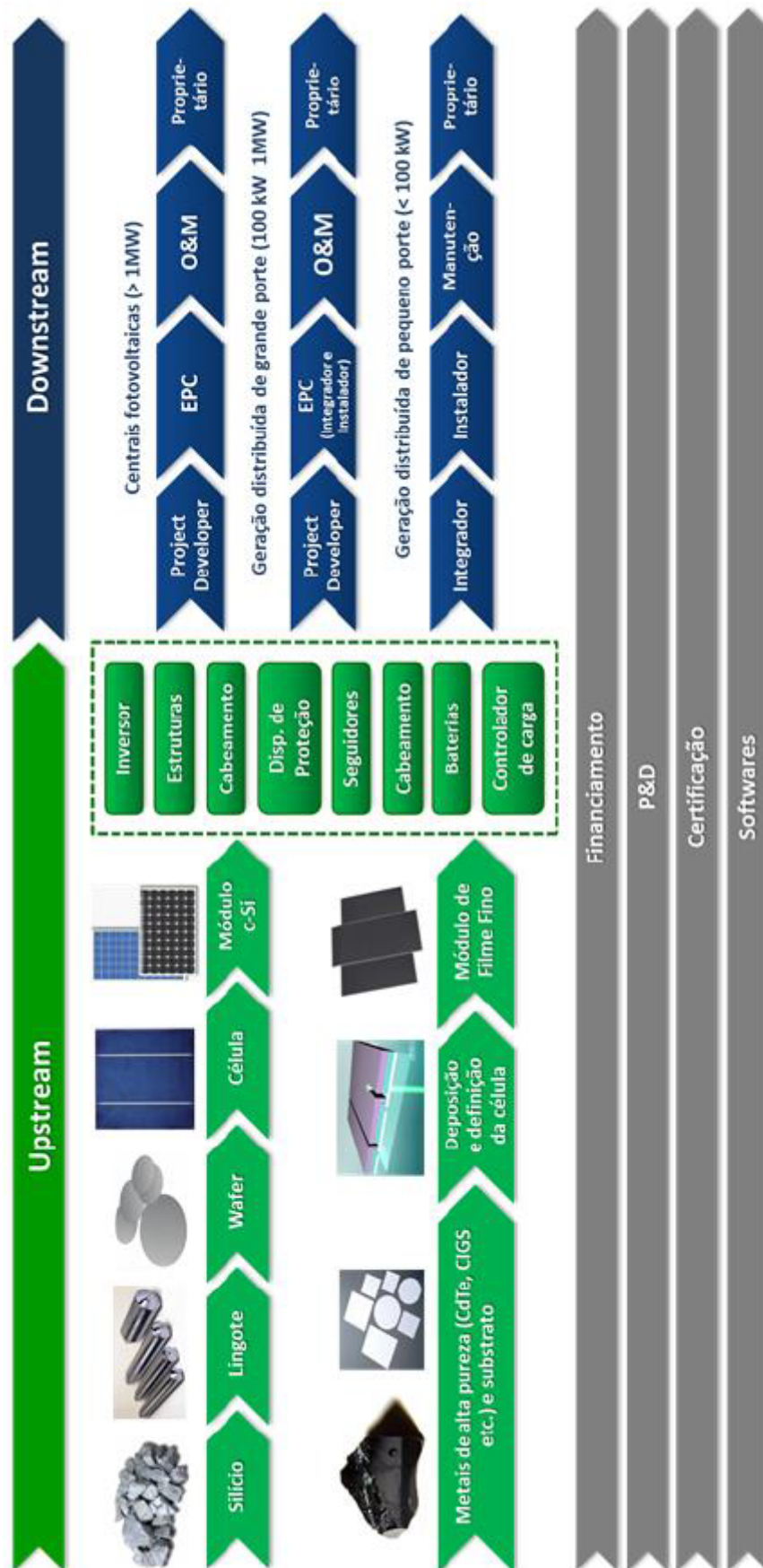


Figura 2.5: Cadeia de valor da indústria fotovoltaica
 Fonte: Tolmasquim [2016]

sequência, é realizada a laminação em “*wafers*” para a produção das células e módulos fotovoltaicos. Da produção do SiGS à produção dos módulos tem-se um processo industrial que se caracteriza por:

- i. consumo intensivo de energia elétrica (índices de 120 a 200 kWh/kg de SiGS, representando cerca de 25% do seu custo de produção);
- ii. elevado grau de automação, o que limita o valor da mão de obra no produto final a cerca de 3%;
- iii. rápida obsolescência tecnológica, o que exige constante investimento na atualização das linhas de produção.

A tecnologia de silício cristalino baseada em *wafer* permanece dominante na fabricação de células fotovoltaicas. No final de 2015, a capacidade global de produção de polisilício atingiu cerca de 446.000 toneladas e para 2016, a capacidade global de fabricação deverá atingir um nível de 453.000 toneladas [PVPS, 2016c]. A exemplo de 2014, em 2015 os principais países produtores de polisilício foram a China, Alemanha, Coreia do Sul, EUA, Japão, Malásia e Noruega.

Os lingotes de silício convencionais são de dois tipos: monocristalino e multicristalino. O insumo básico para a produção de lingotes de silício monocristalino (sc-Si) ou lingotes de silício multicristalino (mc-Si) é o polisilício altamente purificado. Essa indústria possui uma característica de ser mais pulverizada, sendo realizada muitas vezes pelos próprios fabricantes de módulos fotovoltaicos. O primeiro tipo, embora com especificações diferentes quanto à pureza e dopantes específicos, também é produzido para aplicações de microeletrônica, enquanto o segundo tipo são usados somente na indústria fotovoltaica. Em 2015 somente a China foi responsável por 80% da produção global de *wafers* de silício cristalino [PVPS, 2016c]. A Figura 2.6 apresenta o mercado global na produção de células fotovoltaicas em 2015.

Na etapa de confecção dos módulos existe maior possibilidade de entrada de novas e pequenas indústrias. Isso se deve ao baixo conhecimento técnico exigido para a produção, assim como reduzido investimento em equipamentos da planta fabril. A produção global de módulos fotovoltaicos (à base de silício cristalino e à base de filmes finos) é estimada em cerca de 63 GW. Calcula-se que a produção de células fotovoltaicas na China foi de cerca de 41 GW em 2015, um aumento de 24% em relação ao ano anterior (33 GW) [PVPS, 2016c]. A Figura 2.7 apresenta o mercado global na produção de

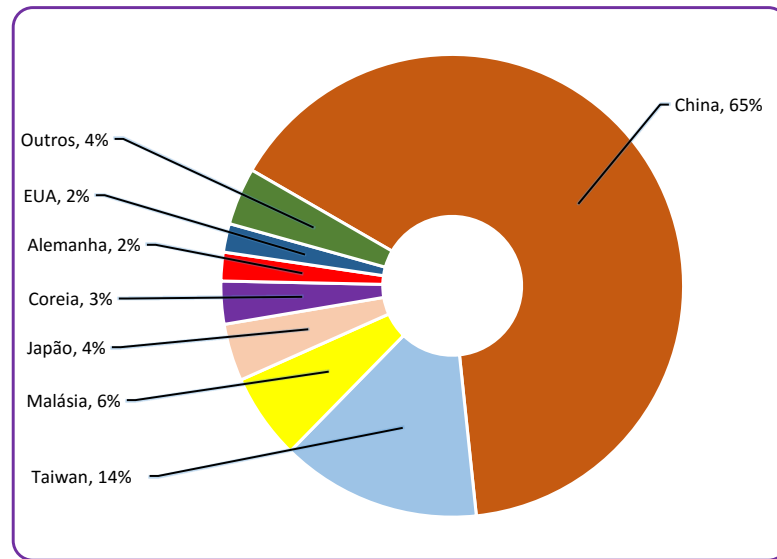


Figura 2.6: Mercado global de produção de células fotovoltaicas em 2015
 Fonte: PVPS [2016c]. (adaptado)

módulos fotovoltaicos em 2015.

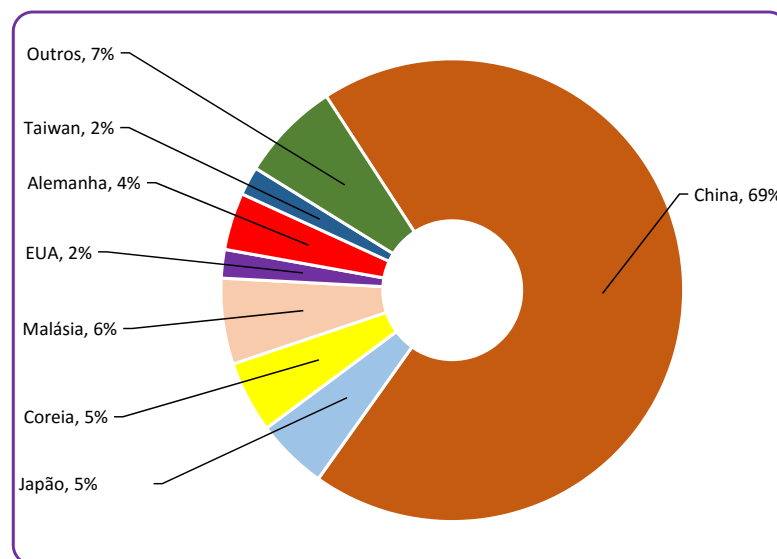


Figura 2.7: Mercado global de produção de módulos fotovoltaicos em 2015
 Fonte: PVPS [2016c]. (adaptado)

Como visto anteriormente, a cadeia *downstream* fotovoltaica pode ser caracterizada basicamente pelos serviços associados à implantação dos projetos fotovoltaicos. Segundo [Tolmasquim, 2016], as atividades dessa cadeia se diferem de acordo com o segmento da instalação, conforme segue:

- 1 Centrais fotovoltaicas:

- (a) Desenvolvedor de projetos: Identificam e desenvolvem projetos. São tipicamente responsáveis pela prospecção do local do projeto, estudos de viabilidade, aquisição de licenças e permissões, participação do processo de leilão, negociações com a comunidade e a designação das empresas responsáveis pela EPC (do inglês o que significa engenharia, aquisições e construção) e O&M;
- (b) EPC: é responsável pelo *design* e construção da planta fotovoltaica. O contrato costuma ser feito em dois formatos:
 - i. *turn-key*, no qual a empresa é responsável por todo o projeto, execução e performance da planta, adquirindo os equipamentos e subcontratando serviços;
 - ii. EPCM (*Engineering, Procurement and Construction Management*), que exige maior envolvimento do Desenvolvedor de projetos. Nesse caso, empresa contratada desenvolve o projeto, realiza compras, mas não constrói.
- (c) O&M: a operação e a manutenção de uma usina envolve o controle da produção de energia, execução de planos de manutenção preventiva, limpeza dos módulos, realização de reparos e substituição de componentes, execução de garantias, etc. É um serviço geralmente terceirizado pelos proprietários do empreendimento;
- (d) Proprietário: costuma ser formado por um consórcio que detém a concessão para exploração de energia pelo período de 20 anos, geralmente.

2 Geração distribuída de pequeno porte (< 100 kW):

- (a) Agente integrador: é responsável por acessar fornecedores, realizar estimativas de produção, fazer o projeto da instalação, lidar com trâmites legais, buscar alternativas de financiamento para o cliente, entre outros. Busca fornecer uma solução completa ao cliente, que minimize o custo, maximize a produção de energia e que satisfaça os requerimentos técnicos;
- (b) Instalador: responsável pela instalação dos sistemas fotovoltaicos. Podem fazer parte da própria empresa integradora, que realizou o projeto;
- (c) Manutenção: sistemas de pequeno porte costumam exigir pouco acompanhamento. A limpeza dos módulos muitas vezes é realizada pelo próprio proprietário da edificação. Na necessidade de troca de algum equipamento defeituoso, geralmente é acionada a empresa que instalou o sistema.

3 Geração Distribuída em instalações comerciais e industriais de grande porte (> 100 kW):

As atividades se caracterizam como um misto dos segmentos apresentados anteriormente.

Capítulo 3

Panorama Mundial da Energia Solar Fotovoltaica

Historicamente o desenvolvimento da sociedade vem acompanhado de um aumento no consumo de energia. Essa dependência tem se intensificado com o crescimento da população mundial, aliado à elevação nos padrões de qualidade de vida e, consequentemente, ao aumento da demanda por energia. Esse cenário é ainda mais evidente nos países em desenvolvimento, uma vez que a demanda por energia se coloca como pilar para o crescimento, seja pela via do desenvolvimento industrial, seja pelo incentivo ao consumo e pela distribuição de renda [Abreu et al., 2010].

Este capítulo aborda a situação atual da matriz elétrica mundial e, mais especificamente, a brasileira e traça os respectivos panoramas do mercado fotovoltaico.

3.1 A matriz elétrica mundial

A Figura 3.1 apresenta a evolução da produção bruta de eletricidade no mundo. De acordo com dados apurados pela *International Energy Agency* (IEA), a produção bruta global de eletricidade aumentou de 6.287 TWh para 23.815 TWh no período de 1974 a 2014, ou seja, uma taxa de crescimento anual média de 3,4% no período. Em 2014 a produção de eletricidade no mundo foi liderada pela China (24%) e pelos EUA (18%). Esses países seguidos pela Índia, Rússia, Japão, Canadá, Alemanha, Brasil, França e Coreia, representam mais de dois terços da produção mundial de eletricidade [IEA, 2016a].

No entanto, quando se observa o consumo de eletricidade *per capita*, o *ranking* é bastante

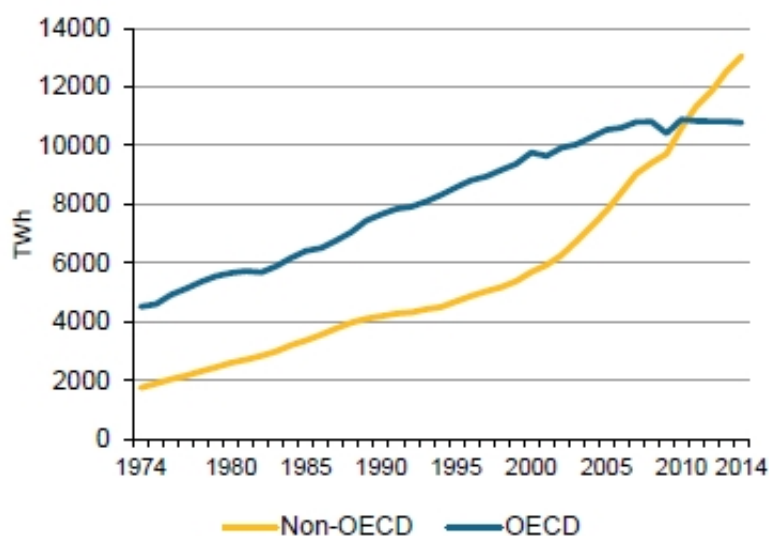


Figura 3.1: Evolução da produção global bruta de eletricidade.
 Fonte: IEA [2016a]. Disponível em: <http://www.iea.org/>. Acesso em: dezembro/2016.

diferente devido a fatores como taxa de eletrificação, aquisição de aparelhos eletrodomésticos, saturação do mercado, aquecimento ou resfriamento elétrico, que influenciam de maneira significativa o nível de consumo *per capita*. Por exemplo, o Brasil é o 8º no *ranking* em termos de produção de eletricidade, mas apenas o 72º em termos de consumo de eletricidade *per capita* [IEA, 2016a].

Observa-se pela Figura 3.2 que a maior parte da energia elétrica utilizada no mundo provém de fontes não renováveis e poluentes como carvão, petróleo e gás natural. Em 2014, 66,7% da produção mundial de eletricidade era proveniente de usinas geradoras a base de combustíveis fósseis. As usinas hidrelétricas forneceram 16,4%, as usinas nucleares 10,6%, os biocombustíveis e os resíduos de origem industrial e urbano 2,1%, as fontes geotérmicas, solares, eólicas e outras constituíram os 4,2% restantes.

A produção de energia renovável está aumentando rapidamente. Em 2015, o crescimento anual da capacidade de geração de eletricidade renovável alcançou um recorde histórico de 147,2 GW, graças às adições recorde em energia eólica e energia solar fotovoltaica. Isso equivale a mais do que a capacidade instalada total de um país como o Canadá. Pela primeira vez, as energias renováveis representaram mais da metade das adições anuais líquidas à capacidade de energia e ultrapassaram o carvão em termos de capacidade instalada acumulada no mundo [IEA, 2016d] e [REN21, 2016]. A Tabela 3.1 apresenta a capacidade instalada e a adicionada em 2015 por tipo de fonte geradora.

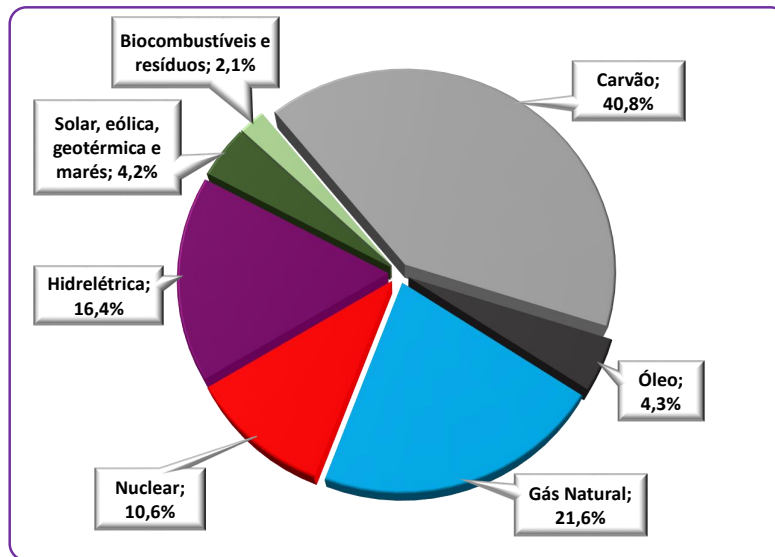


Figura 3.2: Produção bruta de eletricidade no mundo, por fonte, 2014.

Fonte: IEA [2016a] (adaptado). Disponível em: <http://www.iea.org/>. Acesso em: dezembro/2016.

Tabela 3.1: Energia renovável - capacidade instalada em 2015 por tipo de fonte

Fonte Geradora	GW Existente	GW Adicionado
Hidrelétrica	1064,0	28,0
Biomassa	106,0	5,5
Geotérmica	13,2	0,3
Solar Fotovoltaica	227,0	50,0
Heliotérmica	4,8	0,4
Eólica	433,0	63,0
Oceânica	0,5	0,0
Total	1848,5	147,2

Fonte: REN21 [2016].

O investimento global também subiu para um novo patamar recorde, USD 285,9 bilhões, apesar da queda nos preços dos combustíveis fósseis, da força do dólar americano (que reduziu o valor em dólar dos investimentos não-dólar), da fraqueza contínua da economia europeia e de novos declínios no custo por unidade relacionados à energia eólica e solar. Pelo sexto ano consecutivo, as energias renováveis ultrapassaram os combustíveis fósseis para o investimento líquido em adições de capacidade de energia [REN21, 2016].

Ainda de acordo com a mesma fonte, o número de empregos no setor das energias renováveis (excluindo as usinas hidrelétricas de grande porte) aumentou em 2015 para um número estimado de 8,1 milhões de empregos (diretos e indiretos). Os setores ligados à solar fotovoltaica e biocombustíveis forneceram o maior número de empregos. As usinas hidrelétricas de grande porte foram responsáveis por mais 1,3 milhão de empregos diretos. Considerando todas as tecnologias de energia renovável, os principais empregadores em 2015 foram China, Brasil, EUA e Índia [REN21, 2016].

As fontes de energias renováveis são o segundo maior contribuinte para a produção global de eletricidade. Elas representaram 22,3% da geração mundial em 2014, depois do carvão (40,8%) e à frente do gás (21,6%), nuclear (10,6%) e petróleo (4,3%). A energia hidrelétrica forneceu a maior parte da eletricidade renovável, gerando 16,4% da eletricidade mundial e 73,2% do total da eletricidade renovável, enquanto os biocombustíveis e os resíduos, incluindo os biocombustíveis sólidos, desempenharam um papel menor na geração de eletricidade, fornecendo 1,8% da eletricidade mundial. Embora demonstrando um rápido crescimento, as energias oriundas de fonte geotérmica, solar, eólica e das marés representaram apenas 4,2% da produção mundial de eletricidade, 18,7% da eletricidade renovável total em 2014 [IEA, 2016b].

Desde 1990, a geração de eletricidade renovável em todo o mundo cresceu em média 3,6% ao ano, o que é ligeiramente mais rápido que a taxa de crescimento da geração de eletricidade total (2,9%). Assim, enquanto em 1990, 19,4% da eletricidade global era produzida a partir de fontes renováveis, essa proporção aumentou para 23,7% em 2015. De acordo com dados apresentados pela IEA, há projeções no cenário mais pessimista de que essa participação passe para 25% em 2020 e 27% em 2040. Para o cenário mais otimista, as projeções são de 28% em 2020 e de 52% em 2040 [IEA, 2015].

3.2 A matriz elétrica brasileira

O Brasil vem mantendo o compromisso de operar e desenvolver sua matriz elétrica com maior participação de fontes renováveis, conforme apresentado na Figura 3.3 e Tabela 3.2. Por várias décadas, a hidroeletricidade tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro, tanto pela sua competitividade econômica quanto pela abundância deste recurso. Apesar das inúmeras vantagens, a hidroeletricidade enfrenta hoje dificuldades para sua expansão devido aos seus impactos socioambientais negativos (geralmente associados às áreas alagadas por seus reservatórios) e, para projetos hidre-

létricos de grande porte, o financiamento dos elevados investimentos necessários para sua construção [Tolmasquim, 2016]. Em 2015, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica alcançou 140,3 GW [EPE, 2016a]. Esse total engloba não apenas as unidades geradoras do Sistema Interligado Nacional (SIN), mas conta também com aquelas instaladas nos sistemas isolados e a autoprodução, não contabilizando a parcela de importação da Usina Hidrelétrica de Itaipu [EPE, 2015b]. Cabe ainda destacar que a geração eólica atingiu 21,6 TWh - crescimento de 77,1% - ultrapassando assim a geração nuclear em 2015. A potência eólica atingiu 7.6 GW, expansão de 56,2% [EPE, 2016b].

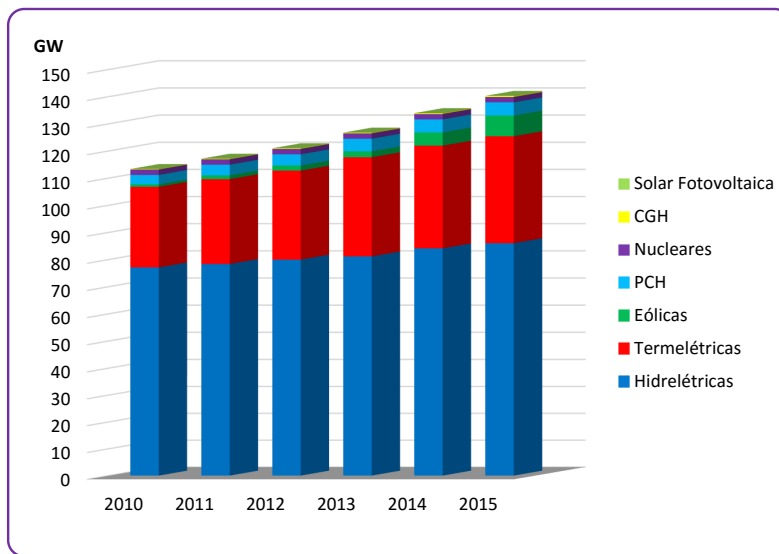


Figura 3.3: Histórico da capacidade brasileira de geração de energia elétrica

Tabela 3.2: Histórico da capacidade brasileira de geração de energia elétrica (GW)

Fonte Geradora	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidrelétrica	77,090	78,347	79,956	81,132	84,095	86,003
Termelétrica	29,689	31,243	32,778	36,528	37,827	39,393
Eólica	0,927	1,426	1,894	2,202	4,888	7,630
PCH	3,428	3,896	4,101	4,620	4,790	4,840
Nuclear	2,007	2,007	2,007	1,990	1,990	1,990
CGH	0,185	0,216	0,236	0,266	0,308	0,395
Solar Fotovoltaica	0,001	0,001	0,002	0,005	0,015	0,021
Total	113,327	117,136	120,974	126,743	133,913	140,272

Fonte: EPE [2015a] e EPE [2016a] (adaptado).

A principal diretriz da expansão da geração de energia elétrica tem sido a priorização da participação das fontes renováveis de energia (Pequena Central Hidrelétrica (PCH),

eólica, biomassa e solar fotovoltaica) para atender ao crescimento do consumo de energia elétrica no horizonte decenal, ou seja, a participação no parque de geração do SIN passará de 16%, no início de 2015, para 27% em dezembro de 2024, tendo em vista o compromisso brasileiro de manter seu crescimento econômico apoiado em uma matriz energética limpa [EPE, 2015b].

A EPE estima, dentro do horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE), que a expansão da potência instalada acrescentará 73,6 GW ao SIN, Figura 3.4, representando um acréscimo de 55% na oferta de eletricidade no decênio 2015 a 2024. Os projetos hidrelétricos que constam neste plano somam 28,3 GW; a expansão do parque gerador termelétrico (foram desconsideradas usinas a óleo diesel e óleo combustível) agregará cerca de 10,5 GW. No que se refere à geração termonuclear, a expansão no período decenal se dará pela implantação da usina de Angra 3 com capacidade instalada de 1,41 GW. Em relação às outras fontes renováveis de geração (eólicas, PCH, termelétricas a biomassa e solar), nota-se uma expansão média anual de cerca de 10%, em percentual da capacidade instalada total dessas fontes 33,5 GW.

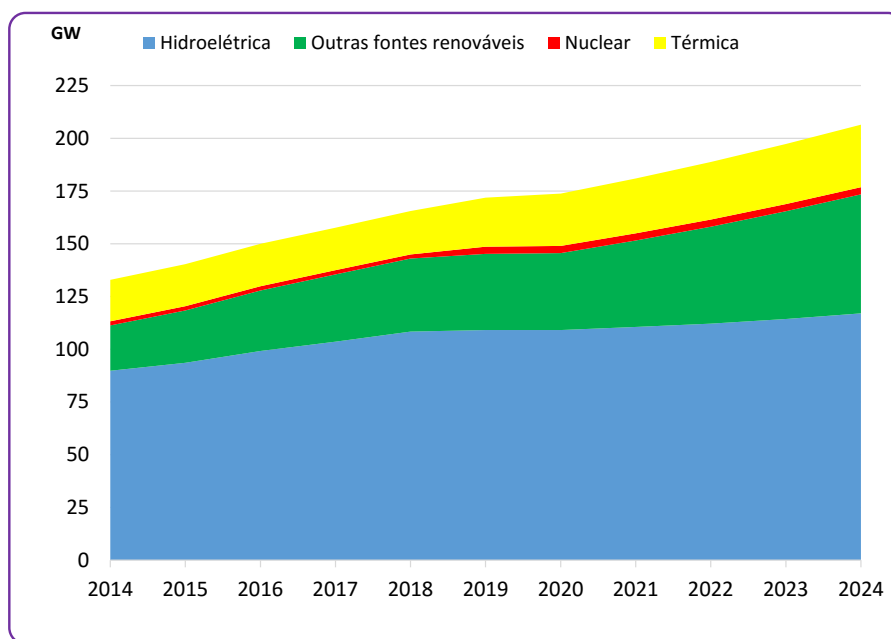


Figura 3.4: Evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica

Fonte: EPE [2015b] (adaptado)

De acordo com Tolmasquim [2016], o potencial hidrelétrico brasileiro é da ordem de 172 GW se considerados os aproveitamentos em operação, em construção e os inventariados, sendo que desse montante, cerca de 60,5% (104,6 GW) já foi explorado e muito

do que ainda resta interfere em áreas protegidas ou em unidades de conservação e terras indígenas. Portanto, as centrais eólicas, as PCHs, a energia solar fotovoltaica e as termelétricas a biomassa, tratadas no PDE como “outras fontes renováveis”, são cada vez mais relevantes para o suprimento das demandas energéticas. Essas fontes contribuem para a diversificação da matriz elétrica, além de estarem usualmente relacionadas a projetos menos impactantes. Além dos pontos levantados, a energia elétrica proveniente das “outras fontes renováveis” é obtida sem a emissão de gases de efeito estufa, o que contribui com a estratégia brasileira para atingir as metas de redução de emissões desses gases, conforme a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC). A Figura 3.5 apresenta a evolução das fontes renováveis planejadas para o decênio 2015/2024.

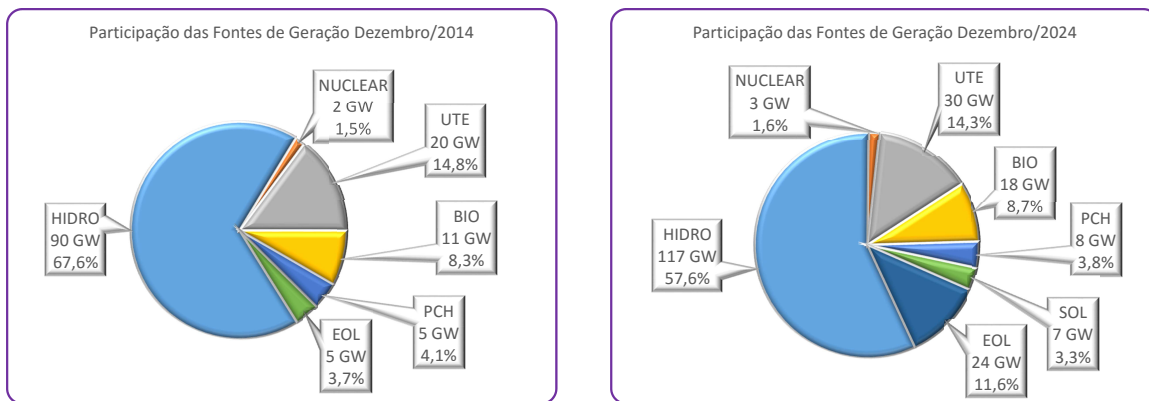


Figura 3.5: Evolução da capacidade instalada (GW) por fonte de geração
 Fonte: EPE [2015b] (adaptado)

Outro aspecto de suma relevância à matriz elétrica brasileira é a geração distribuída de energia elétrica, referente a empreendimentos de micro e minigeração, cujo crescimento foi incentivado por recentes ações regulatórias, tais como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida por sistemas de menor porte, *net metering*. Em 2015, a geração distribuída atingiu 34,9 GWh com uma potência instalada de 16,5 MW, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 20,0 GWh de geração e 13,3 MW capacidade instalada [EPE, 2016b].

3.3 O panorama mundial da energia fotovoltaica

Em 2015, pelo menos 50,7 GW em sistemas fotovoltaicos foram adicionados à capacidade instalada global dos quais, cerca de 40 GW foram adicionados pelos países membros do

Photovoltaic Power System Programme (IEA-PVPS)² [PVPS, 2016c]. A exemplo de 2014, em 2015 a China, Japão e EUA lideraram este importante crescimento agregando 33 GW à capacidade instalada. No final de 2015, a capacidade global total instalada de sistemas fotovoltaicos estava estimada em 228 GW. A Figura 3.6 apresenta a evolução da capacidade instalada em sistemas fotovoltaicos no período de 1992 a 2015.

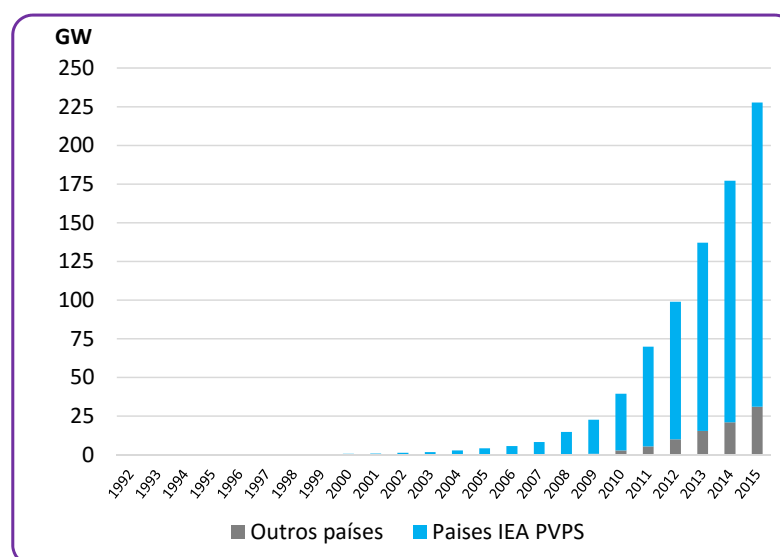


Figura 3.6: Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica de 1992 a 2015

Fonte: PVPS [2016b] (adaptado)

Em 2015, a China foi o país que mais adicionou energia solar fotovoltaica, 15,2 GW, atingindo a marca de 43,5 GW de capacidade total instalada, que a coloca no topo do *ranking*, à frente da Alemanha pela primeira vez. Em segundo lugar o Japão, com 11,1 GW instalados. Os EUA, em terceiro lugar, instalaram 7,3 GW de sistemas fotovoltaicos em 2015. O Reino Unido, novamente, apresentou um crescimento significativo mantendo a sua posição como o primeiro país para instalações fotovoltaicas na Europa com 3,5 GW. Em quinto lugar e com grandes expectativas para os próximos anos, a Índia que adicionou 2,0 GW. A Tabela 3.3 demonstra a relação dos 10 países que mais adicionaram energia solar fotovoltaica, bem como os 10 países com maior capacidade total instalada de energia solar fotovoltaica.

²São 29 membros ao todo: Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, China, Dinamarca, EPIA (European Photovoltaic Industry Association), União Europeia, França, Alemanha, International Copper Association, Israel, Itália, Japão, Coreia, Malásia, México, Holanda, Noruega, Portugal, SEIA (Solar Energy Industries Association), SEPA (Solar Electric Power Association), Espanha, Suécia, Suíça, Tailândia, Turquia, Reino Unido e EUA.

Tabela 3.3: Energia solar fotovoltaica: *ranking* de capacidade agregada e *ranking* de capacidade instalada. Período: 2015.

Capacidade Adicionada (GW)			Capacidade Instalada (GW)		
1	China	15,20	1	China	43,50
2	Japão	11,06	2	Alemanha	39,70
3	EUA	7,30	3	Japão	34,40
4	Reino Unido	3,50	4	EUA	25,60
5	Índia	2,00	5	Itália	18,90
6	Alemanha	1,50	6	Reino Unido	8,80
7	Coreia	1,00	7	França	6,60
8	Austrália	0,90	8	Espanha	5,40
9	França	0,90	9	Austrália	5,10
10	Canadá	0,90	10	Índia	5,00

Fonte: PVPS [2016b] (adaptado).

Juntos, em 2015, estes cinco países representaram 78% de toda a capacidade adicionada, mas apenas 52% em termos de capacidade instalada. Em 2014, os cinco principais países representavam 78% das instalações e 72% da capacidade acumulada. Isso mostra o atual reequilíbrio do mercado, com a redução de vários mercados europeus e consequente compensações por mercados da Ásia e América. A Figura 3.7 apresenta a evolução da capacidade instalada desses cinco países nos últimos cinco anos.

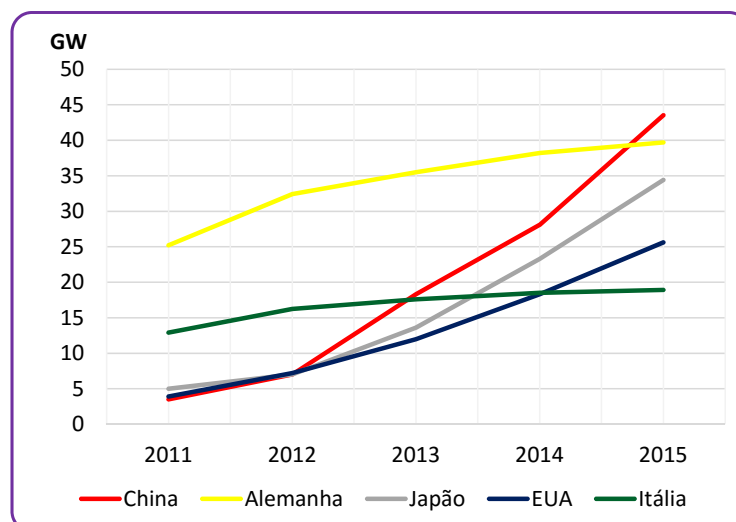


Figura 3.7: Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica

Fonte: PVPS [2015a] (adaptado)

A seguir serão apresentadas informações sobre os cinco países com maior capacidade instalada de energia solar fotovoltaica.

3.3.1 China

Em 2015, a China instalou 15,2 GW de energia solar fotovoltaica aumentando a sua capacidade instalada para 43,5 GW. A Figura 3.8 apresenta a evolução da capacidade instalada.

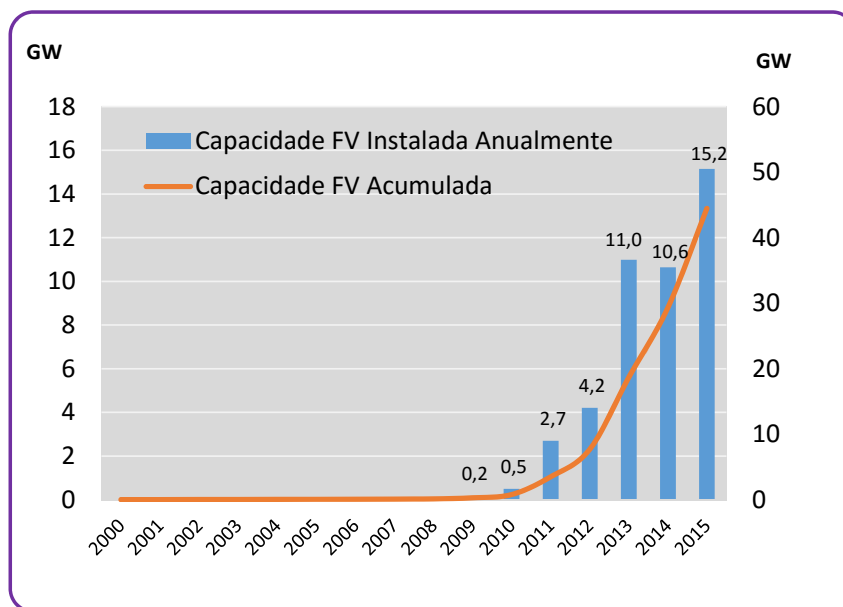


Figura 3.8: Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica - China
Fonte: PVPS [2015a] (adaptado)

Recentemente, a *National Energy Administration* (NEA) emitiu "O 13º Plano Nacional de Energia Solar 2016-2020" (documento preliminar). Os principais alvos próximos são:

- a. Até o ano de 2020, a capacidade total instalada de sistemas fotovoltaicos será de 150 GW, dos quais 70 GW serão de sistemas conectados de forma distribuída e 80 GW serão formados por usinas geradora de grande porte. Adicionalmente, serão instalados 10 GW de geração heliotérmica³;

³ *Concentrating Solar Power* - CSP ou energia heliotérmica, como também é conhecida, emprega tipicamente grandes matrizes de espelhos instalados no solo para concentrar a luz solar sobre um meio de transferência de calor (por exemplo, óleo, sal ou água), que é aquecido acima de 212 °F (100 °C) para cerca de 662 °F (350 °C), dependendo do meio. O calor é usado para gerar vapor através de um trocador de calor para girar uma turbina a vapor. Alternativamente, o vapor pode ser gerado diretamente pelos conjuntos de espelhos.

- b. 65% da instalação fotovoltaica total (150 GW) será instalada na parte central e oriental da China e apenas 35% serão instalados na região oeste.

A expectativa é que o 13^o Plano Nacional promova o crescimento acentuado da energia fotovoltaica distribuída nos próximos 5 anos, passando dos atuais 17% para 47% até 2020. Os objetivos da *National Energy Administration* (NEA) estão aderentes ao Programa Nacional Chinês para a transição energética cujos principais objetivos são:

- até 2020, 15% do consumo total de energia virá de combustíveis não fósseis, incluindo energias renováveis e energia nuclear;
- até 2030, 20% do consumo total de energia virá de combustíveis não fósseis;
- até 2050, 60% do consumo total de energia e 90% da energia elétrica virá de energia renovável.

Para atingir esses objetivos, a instalação total de energia fotovoltaica deverá ser de 150 GW até 2020, 400 GW até 2030 e 2.000 GW até 2050. Para o cumprimento dessas metas, a China deverá adicionar anualmente à sua capacidade instalada o montante de 20 GW no período de 2016-2020, 25 GW no período de 2021-2030 e de 80 GW no período de 2031-2050 [PVPS, 2015c].

Vários mecanismos estão incentivando o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica na China. Eles visam o desenvolvimento de usinas fotovoltaicas, instalação de sistemas fotovoltaicos em telhados nas áreas urbanas, bem como em sistemas isolados e de pequeno porte e ainda, nas áreas não eletrificadas do país. As seguintes medidas estavam em vigor em 2015 [PVPS, 2016c]:

- 1 a fixação de metas de 150 GW para instalações de sistemas fotovoltaicos, que produzirão 170 TWh de energia elétrica até o ano 2020;
- 2 um sistema de tarifa prêmio, *feed-in tariff* (FiT), totalmente financiado por uma sobretaxa nas faturas de energia paga pelos consumidores de energia elétrica;
- 3 *Leading Runner Plan of PV*, um plano apoiado pelo governo para incentivar as tecnologias avançadas;

- 4 *Micro-Grid⁴ Demonstration*: é um programa apoiado pelo governo que trata de redes de energia de pequeno porte que podem operar de forma independente ou em conjunto com o sistema de distribuição. Os principais objetivos desse programa são: a verificação de tecnologias recém-desenvolvidas de microgrids; demonstrar a capacidade de microgrids em operação de forma segura e sustentável e o fornecimento de energia de qualidade de energia;
- 5 *PV Poverty Alleviation*: é outro programa apoiado pelo governo voltado para as famílias que se encontram em condições de pobreza. O sistema de energia fotovoltaico será instalado para essas famílias com o objetivo de aumentar a renda por meio da redução das despesas com energia elétrica;
- 6 ações regulatórias para estabelecer uma licitação competitiva para a produção de energia fotovoltaica.

Devido às políticas adequadas que estão sendo implementadas progressivamente, a capacidade instalada continuará a crescer. Somente no primeiro semestre de 2016, de acordo com as estatísticas da NEA, a capacidade fotovoltaica adicionada já atingiu 20 GW, superando a meta anual.

3.3.2 Alemanha

A responsabilidade por todas as atividades relacionadas com a energia está concentrada no Ministério Federal da Economia e da Energia (*Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* - BMWi) e a transformação do sistema energético é uma tarefa fundamental para a política ambiental e econômica, cujo foco é a energia renovável e desenvolvimento sustentado. Para tanto, os objetivos incluem a eliminação de fontes de energia não renováveis do portfólio de energia, a eliminação da geração de energia nuclear, a redução da dependência das importações de energia e a redução das emissões de carbono.

Até agora, a principal força motriz para o mercado fotovoltaico é a chamada Lei das Fontes de Energia Renováveis, *Eneruerbare Energien-Gesetz* (EEG), que para alcançar as metas de expansão para as energias renováveis, a referida Lei é o instrumento de financiamento mais eficaz à disposição do governo alemão. A regulamentação da inserção da energia gerada por fontes renováveis se baseou em um sistema FiT. Nesse sistema,

⁴De acordo com o grupo de trabalho C6.22 do CIGRÉ, os microgrids são sistemas de distribuição de eletricidade que contêm cargas e recursos energéticos distribuídos (como geradores distribuídos, dispositivos de armazenamento ou cargas controláveis) que podem ser operados de forma controlada e coordenada, operando conectados à rede elétrica principal ou operando de forma ilhada. url: <https://www.building-microgrid.lbl.gov/microgrid-definitions>.

as distribuidoras de energia são obrigadas a comprar toda a energia advinda de fonte renovável a preços pré-fixados. Para pequenos sistemas fotovoltaicos, a FiT inclui uma taxa de regressão mensal adaptada, que depende da capacidade fotovoltaica previamente instalada. Por este mecanismo espera-se que a capacidade adicionada anualmente esteja dentro dos limites de 2,4-2,6 GW. Todas as tarifas são garantidas por um período de operação de 20 anos. A FiT cessará quando a capacidade total instalada de sistemas fotovoltaicos atingir o patamar de 52 GW [PVPS, 2015c]. A Figura 3.9 apresenta o comportamento da FiT desde 2001 para sistemas fotovoltaicos de potência inferior à 10 kW no mesmo período.

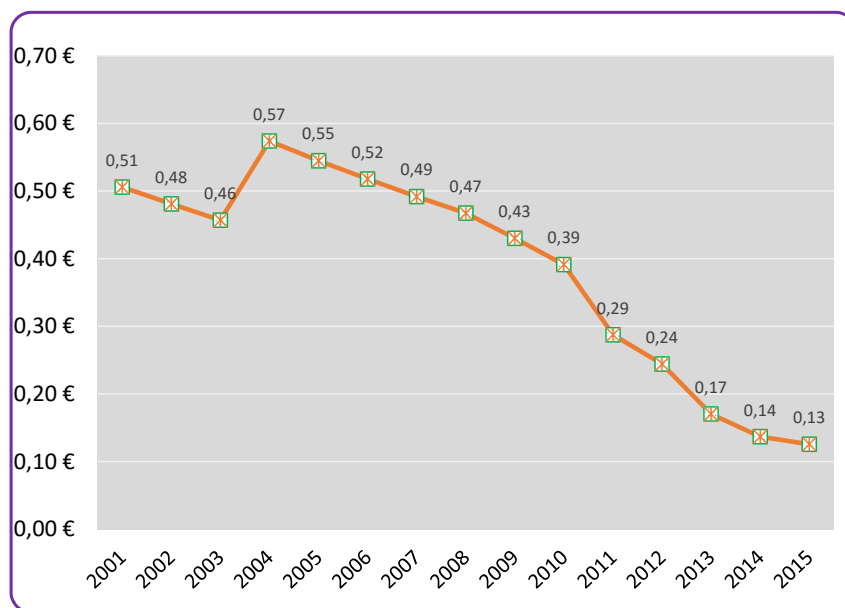


Figura 3.9: Evolução da FiT para sistemas fotovoltaicos inferiores a 10 kW na Alemanha
Fonte: [PVPS, 2015c] (adaptado)

De 2010 a 2012 a Alemanha conseguiu incrementar em média, algo acima de 7 GW anuais em sua capacidade instalada em sistema fotovoltaicos e este sucesso foi conseguido devido à combinação dos seguintes fatores:

- estabilidade a longo prazo dos regimes de apoio, em especial os estabelecidos pela EGG;
- alta confiança dos investidores; e
- o apetite de proprietários de edifícios residenciais, comerciais e industriais.

Entretanto, para os anos de 2013, 2014 e 2015, a capacidade adicionada caiu para os respectivos 3,3 GW, 1,9 GW e 1,45 GW, abaixo da expectativa de enquadrar o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica dentro de uma faixa anual de 2,4-2,6 GW [PVPS, 2016c]. A Figura 3.10 apresenta a evolução da capacidade instalada que, no final de 2015 era de 39,7 GW.

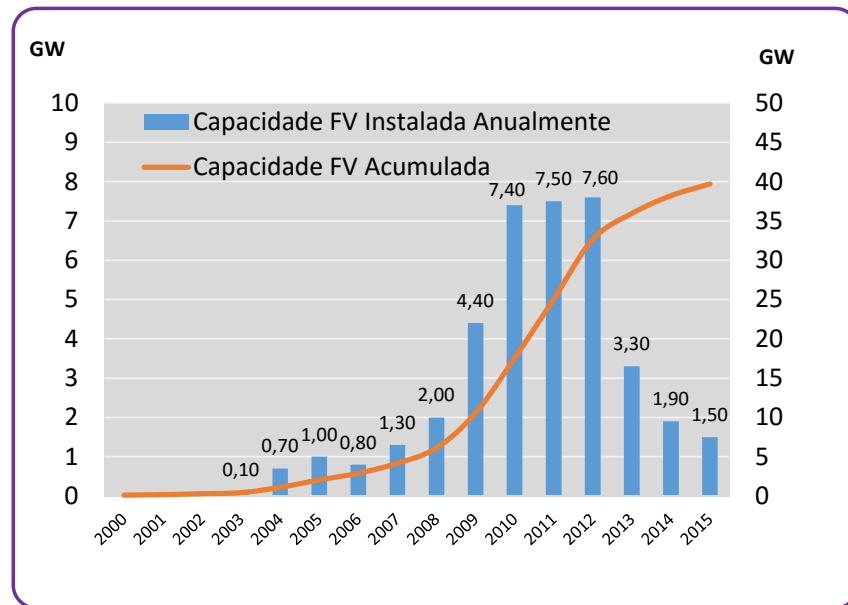


Figura 3.10: Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica - Alemanha
Fonte: PVPS [2014a] (adaptado)

3.3.3 Japão

Em 2015, a capacidade adicionada de sistemas fotovoltaicos foi de 10,8 GW, um aumento de 11% em relação ao ano de 2014, elevando a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos para 34,2 GW, fazendo com que o Japão se tornasse o terceiro maior país em termos de capacidade instalada de energia fotovoltaica. A Figura 3.11 apresenta a evolução da capacidade instalada.

O sistema FiT ainda é o principal mecanismo para o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos no Japão. Em 1 de julho de 2012, o sistema existente que permitia a compra do excesso de produção de energia fotovoltaica foi substituído por sistema FiT, no qual as tarifas são garantidas por um período de operação de 20 anos para sistemas acima de 10 kW e 10 anos para o excesso de eletricidade de sistemas fotovoltaicos abaixo de 10 kW. Seu custo é compartilhado entre os consumidores de energia elétrica, com algu-

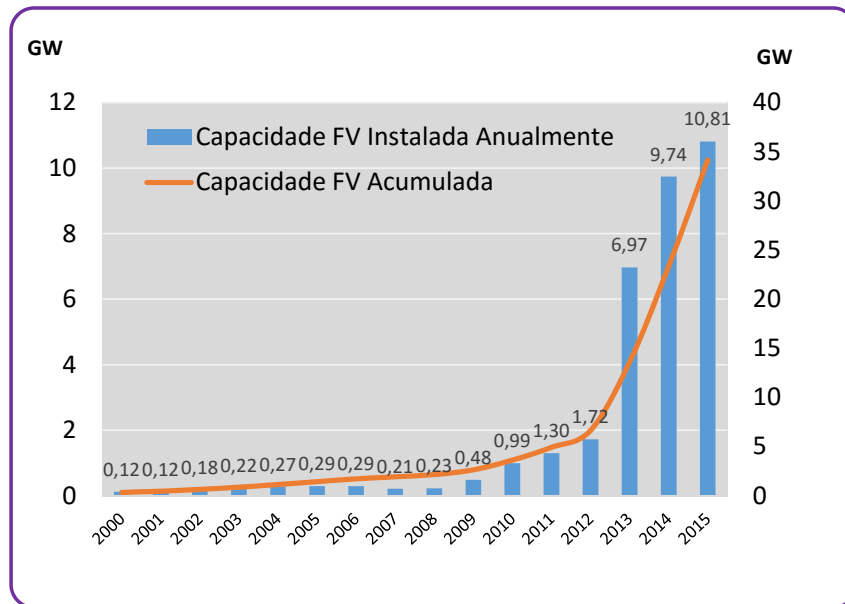


Figura 3.11: Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica - Japão
 Fonte: PVPS [2015b] (adaptado)

mas exceções para indústrias do segmento intensivo. Este sistema, considerado às vezes bastante generoso, é o grande responsável pelo desenvolvimento do mercado fotovoltaico japonês observado nos últimos três anos [PVPS, 2016c].

Há também outros programas de subsídios de capital disponíveis para as situações que não se enquadram ao FiT, bem como um sistema de certificados verdes restrito às usinas fotovoltaicas sob condições específicas. Para os sistemas fotovoltaicos com potência inferior a 10 kW instalados por prossumidores⁵, o programa FiT é utilizado para remunerar o excesso de geração. A parcela da energia destinada ao autoconsumo não é incentivada e também não está sujeita a tributação devido aos sistemas de transmissão e distribuição.

Em 2015, as tarifas praticadas para instalações de energia renovável foram menores do que as de 2014. As tarifas e os períodos de compra foram fixados da seguinte forma:

- a. 27,0 JPY/kWh (excluindo os impostos) para sistemas fotovoltaicos com capaci-

⁵O termo "prossumidor" refere-se a consumidores que também produzem *commodities* ou serviços. O termo se originou na década de 1980 e foi incorporado ao uso tradicional pelas indústrias de tecnologia da informação e negócios digitais. No mundo da Internet, o termo "prossumidor" tem sido usado para caracterizar os usuários que criaram seus próprios produtos online como a Wikipedia. O termo migrou para outras indústrias e no setor de eletricidade, o termo "prossumidor" é usado para se referir a consumidores que também geram energia no próprio ponto de consumo.

dade igual ou superior a 10 kW para um período de 20 anos; e

- b. 35, 0 JPY/kWh para sistemas fotovoltaicos com capacidade inferior a 10 kW para um período de 10 anos.

A Tabela 3.4 apresenta a capacidade total de sistemas fotovoltaicos aprovados no âmbito do programa FiT, desde agosto/2015.

Tabela 3.4: Capacidade total de sistemas fotovoltaicos aprovados no âmbito do programa FiT.

Potência do Empreendimento	Capacidade Instalada Aprovada
inferior a 10 kW	4,1 GW
entre 10 kW e 1 MW	34,4 GW
superior a 1 MW	43,2 GW
Total	81,7 GW

Fonte: PVPS [2015c]

Enquanto o mercado fotovoltaico se desenvolveu no tradicional mercado de telhados residenciais, 2015 viu novamente uma grande implantação de usinas fotovoltaicas: tais sistemas cresceram de 3,2 GW em 2014 para 4,4 GW em 2015. Os sistemas fotovoltaicos de grande porte conectados diretamente à rede de transmissão representaram 2,8 GW de 34 GW no final de 2015.

3.3.4 EUA

O desenvolvimento do mercado fotovoltaico dos EUA é suportado por incentivos financeiros a nível nacional e estadual e como cada estado tem autonomia para definir seus próprios programas de incentivo, as políticas estaduais para implantação de sistemas fotovoltaicos são bastante variadas.

Em 2015, a Agência de Proteção Ambiental dos EUA, *United States Environmental Protection Agency* (EPA), responsável por regular as emissões de carbono das centrais elétricas, fixou as regras para redução nas emissões de carbono em 30% (a partir dos níveis de 2005) para cada estado que deverá ser implementada entre 2020 e 2030. Adicionalmente, a EPA implementou um Programa de Incentivo à Energia Limpa (*Clean Energy Incentive Program* - CEIP) para incentivar os estados a cumprirem as respectivas

metas de redução de carbono por meio das energias eólica, solar e eficiência energética. Estas políticas contribuíram para que os EUA adicionassem 7,3 GW em sua capacidade instalada em sistemas fotovoltaicos apenas em 2015, que agora conta com 25,6 GW no total. A Figura 3.12 apresenta a evolução da capacidade instalada em sistemas fotovoltaicos nos EUA [PVPS, 2015c].

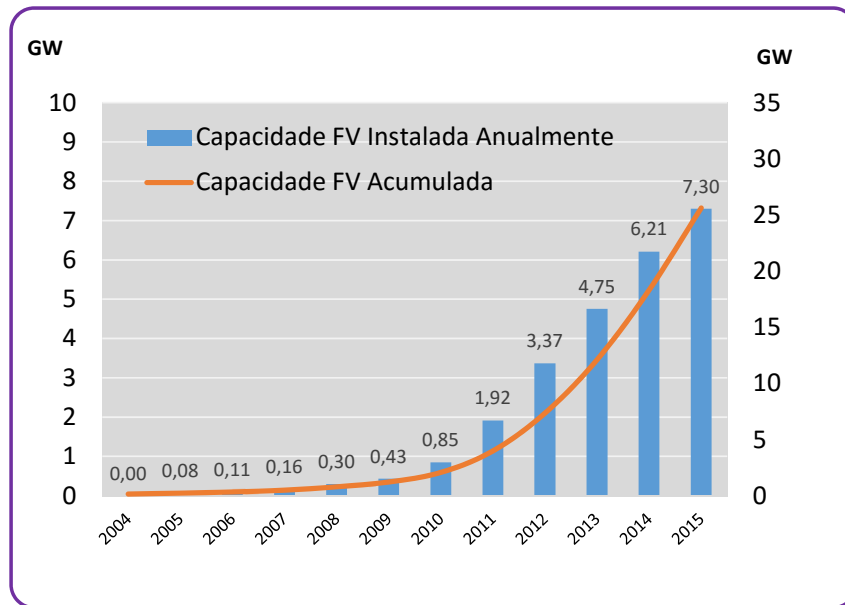


Figura 3.12: Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica - EUA
Fonte: PVPS [2014c] (adaptado)

Os governos nacional, estadual e locais também oferecem incentivos financeiros para projetos de sistemas fotovoltaicos. Historicamente, os incentivos financeiros nacionais foram fornecidos principalmente por meio do código tributário norte-americano, sob a forma de um crédito fiscal, *Investment Tax Credit* (ITC), de 30% aplicável às instalações residenciais, comerciais e usinas fotovoltaicas. Embora o ITC tenha se expirado em 2016, o crédito de 30% foi recentemente estendido até 2020 [PVPS, 2015c].

Os incentivos estatais nos EUA foram impulsionados em grande parte devido à aprovação do *Renewable Portfolio Standards* (RPS), que em uma de suas modalidades, fixam uma determinada data para que os fornecedores de eletricidade entre em operação. Embora os detalhes do projeto possam variar consideravelmente, as políticas do RPS tipicamente reforçam seu cumprimento através de penalidades e muitas incluem o comércio de certificados de energia renovável (CERs) [PVPS, 2015c].

Adicionalmente, 41 estados mais os Distritos de Columbia e Puerto Rico têm políticas de *net-metering* que é o processo mais popular para a venda de energia solar distribuída e 3 estados possuem o mecanismo FiT [PVPS, 2016c].

3.3.5 Itália

Nos últimos 17 anos foram desenvolvidos diferentes mecanismos de incentivo. O primeiro foi o denominado “10.000 telhados fotovoltaicos” implementado em 2000. Na sequência, em 2005 foi implementado um sistema FiT, que vigorou até 2012 denominado por “*Conto Energia*”. Este regime foi regulamentado por quatro decretos ministeriais que exploraram ainda mais outro mecanismo existente, *net-metering*.

Em 2013, após o fim do programa FiT, dois tipos de mecanismos permaneceram válidos até 2015: o primeiro trata do valor da energia entregue à rede, dado o autoconsumo em tempo real independentemente da capacidade de geração do sistema fotovoltaico; o segundo refere-se a isenções fiscais e certificados brancos⁶.

Além disso, um mecanismo adicional denominado por “*Sistemi Efficienti di Utenza*”, que consiste em sistemas de geração nos quais uma ou mais unidades de produção de energia operadas por um único produtor estejam ligadas através de uma linha de transmissão privada a um único consumidor final, que possui o direito a obter uma redução significativa na fatura de energia elétrica [PVPS, 2015c].

Em 2015, a capacidade adicionada de sistemas fotovoltaicos foi de apenas 0,300 GW, pouco menor que em 2014 quando foram adicionados 0,424 GW. De todo modo, em 2015 a capacidade instalada total é de 18,91 GW. O baixo desempenho nos últimos anos pode ser atribuído ao final do programa FiT. A Figura 3.13 apresenta a evolução da capacidade instalada de sistema fotovoltaicos na Itália.

A contribuição das “novas energias renováveis” (solar, eólica e geotérmica) atingiu cerca de 17% de toda a produção de energia, uma quota que subiu para cerca de 33%, incluindo a fonte hidrelétrica. Os sistemas fotovoltaicos representaram cerca de 55% da produção total de energia a partir de novas fontes renováveis. As estatísticas mais favoráveis são as da produção de energia fotovoltaica que, em 2015, atingiram os 25,2 TWh, quase

⁶Certificados brancos (*White certificates*) são documentos negociáveis emitidos pelo Administrador do Mercado de Energia. Tais documentos comprovam a energia economizada pelas empresas de distribuição de energia.

13% superiores a 2014. Isto representou 8,5% do consumo total de eletricidade na Itália naquele ano.

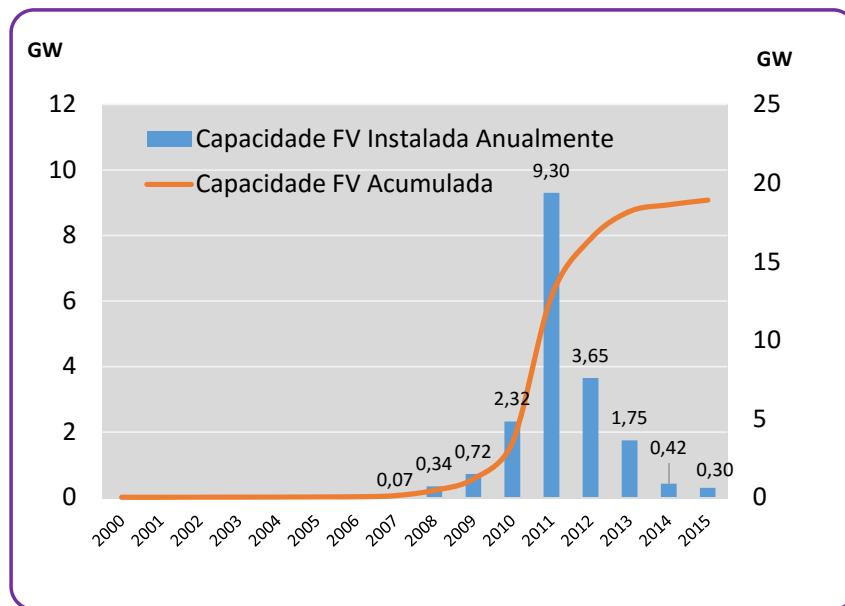


Figura 3.13: Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica - Itália
Fonte: PVPS [2014b] (adaptado)

3.4 O panorama brasileiro da energia fotovoltaica

No Brasil, as pesquisas com fonte fotovoltaica foram iniciadas em 1950, buscando o desenvolvimento de células de silício cristalino e, posteriormente, filmes finos. Em 1970, o desenvolvimento foi intensificado com o surgimento de diversos grupos de pesquisas e laboratórios dedicados à energia fotovoltaica. Nesta mesma década, começaram a ser desenvolvidas aplicações no âmbito das telecomunicações e em sistemas de bombeamento d'água. A partir de 1990, a energia fotovoltaica começou a fazer parte da solução para atendimento de localidades afastadas da rede elétrica. Em 1994, o Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia (MME), criou o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), que visava promover a eletrificação rural, principalmente via sistemas fotovoltaicos. Mais tarde, em 2003, foi instituído o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Programa Luz para Todos (LpT). Dessa forma, até 2012 estima-se a existência de 30 a 40 MW em sistemas fotovoltaicos isolados no país [Tolmasquim, 2016].

Em 2015, a capacidade instalada de energia fotovoltaica era de 21 MW, sendo que a geração distribuída representava 27% do total (5,65 MW). Importante destacar que a geração distribuída se apresenta como uma possível, e bem próxima, alternativa ao atual modelo de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro. Os dados compilados até novembro/2016 indicam uma capacidade instalada de 42,2 MW, dos quais 35,5 MW (84%) são referentes a sistemas fotovoltaicos. A Figura 3.14 apresenta a evolução da capacidade instalada em geração distribuída para sistemas fotovoltaicos. De acordo com a EPE, em 2024 estima-se que a capacidade instalada será 7,0 GW [EPE, 2015b].

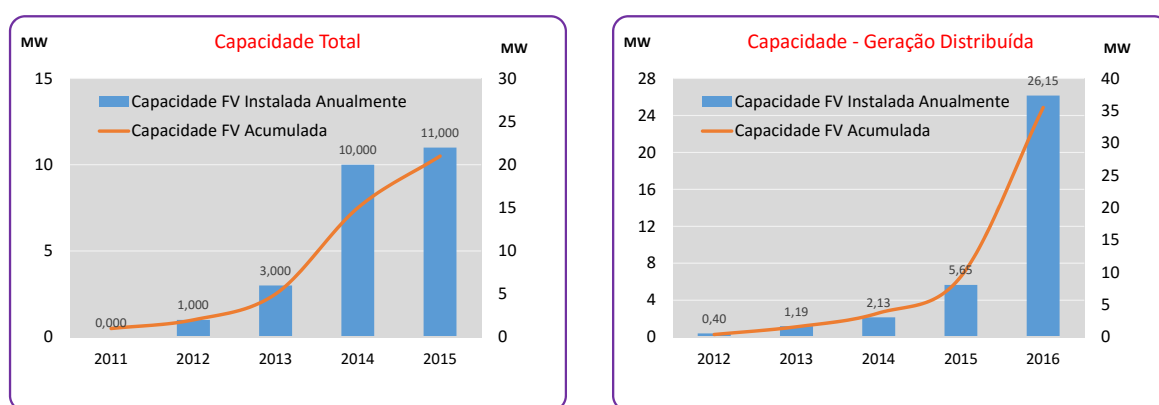


Figura 3.14: Evolução da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil
Fonte: EPE [2015b] (adaptado)

Cabe ainda destacar a geração centralizada, que de acordo com dados apresentados pela ANEEL, no período de 2012 a 2016 serão acrescidos 2,98 GW referente a usinas de geração fotovoltaica já outorgadas e em fase de implantação.

Em 2015, a Resolução Normativa n° 482 publicada pela ANEEL passou por um processo de revisão, que originou a Resolução Normativa n° 687/2015. A nova resolução ampliou as possibilidades da microgeração⁷ e minigeração⁸ distribuída, aumentando o limite de potência, criando mecanismo de compartilhamento de geração, reduzindo prazos para

⁷Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações consumidoras [ANEEL, 2012c].

⁸Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [ANEEL, 2012c].

resposta das distribuidoras, entre outros. Essas novas regras para a micro e minigeração começaram a valer a partir de março de 2016. Outra ação institucional importante para a promoção da energia fotovoltaica no Brasil foi a Chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico 013/2011, da ANEEL, que teve 17 projetos fotovoltaicos aprovados, totalizando 24,6 MW. Esses projetos combinaram diferentes tipologias de instalações (distribuída e centralizada, por exemplo), e foram concluídos ao longo de 2014 e 2015 [Tolmasquim, 2016].

Quanto a projetos de geração centralizada, a primeira Usina Fotovoltaica foi inaugurada em 2011, a partir de uma iniciativa privada, com 1 MW, no Município de Tauá no Estado do Ceará. Em 2013, pela primeira vez, empreendimentos de geração fotovoltaica foram habilitados para participarem de um Leilão de Energia Nova, embora nenhum projeto tenha sido contratado, por falta de competitividade frente às outras fontes. No mesmo ano, o Estado de Pernambuco realizou um leilão específico para energia fotovoltaica, contratando 122 MWp. No entanto, em 2015, das seis previstas, apenas uma planta havia entrado em operação. As demais empresas haviam adiado os investimentos sob a condição de utilizarem equipamentos produzidos no próprio estado.

Cabe destacar o fato que marcou a entrada da energia fotovoltaica em grande escala em território brasileiro. Promovido pelo MME, o Leilão de Energia de Reserva de 2014 contou, pela primeira vez, com um certame exclusivo para a energia fotovoltaica, garantindo a contratação de 890 MW. Na sequência, foram realizados outros dois certames em 2015, contratando, conjuntamente, outros 1.763 MW. Como visto, esse volume de potência é muito superior ao que havia se verificado no país até o momento.

Capítulo 4

Mecanismos de Incentivos a Energia Solar Fotovoltaica

Atualmente os combustíveis fósseis detêm uma participação de 80%-85% na matriz energética global e, embora o esgotamento desses recursos possam levar aumento dos preços médios do petróleo, do gás natural e talvez do carvão nas próximas décadas, não se pode supor que os mercados de energia deslocarão rapidamente o sistema energético global para energias renováveis. Por isso, há necessidade de implementar políticas para induzir uma rápida expansão das energias renováveis [[Johansson et al., 2012](#)]. Essas políticas devem:

- i. assegurar que as energias renováveis sejam economicamente atrativas para os investidores;
- ii. assegurar que as barreiras não relacionadas com os custos das energias renováveis sejam reduzidas.

Nesse sentido, na última década o desenvolvimento do mercado fotovoltaico tem sido impulsionado pela implantação de políticas de suporte, visando reduzir a diferença entre o custo da eletricidade de origem fotovoltaica e o preço das fontes de energia convencionais [[IEA, 2014](#)]. Em todo o mundo, estes mecanismos de apoio se tornaram cada vez mais eficazes, resultando em maior implantação, inovações tecnológicas e redução de custos gerando um ciclo virtuoso [[IRENA, 2016](#)].

Este capítulo concentra-se nos mecanismos existentes e na forma como contribuíram e contribuem para o desenvolvimento do mercado fotovoltaico.

4.1 Incentivos vigentes

Atualmente há uma grande variedade de incentivos que podem diferir quanto à aplicabilidade em modelos de sistemas fotovoltaicos, desde os de pequeno até os de grande porte.

Para empreendimentos de grande porte, observou-se que mecanismos como FiTs, os *Feed-in premium* (FiP), bem como as ofertas públicas de venda de energia (leilões) prevaleceram na Europa, Austrália, Canadá e Japão. Nos EUA, contratos de compra de energia de longo prazo, *Power Purchase Agreement* (PPA) foram celebrados e complementados com créditos fiscais. Os leilões já são comuns em muitas economias emergentes como a África do Sul e o Brasil.

Para empreendimentos de pequeno porte, as FiTs foram os mecanismos mais utilizados na Europa e na Ásia e o *Net-Metering* nos EUA e, na maioria das vezes, combinadas com vários incentivos fiscais.

A Figura 4.1 mostra que em 2015 cerca de 1,3% do mercado fotovoltaico mundial foi impulsionado pelo autoconsumo⁹ não incentivado agregado dos contratos PPA, ou seja, 98,7% do mercado global de energia fotovoltaica depende de políticas de suporte e ou de quadros regulamentares adequados. Este número aumentou ligeiramente em relação a 2014 quando a participação era de 96%.

Em 2015, a exemplo de 2014, uma grande parte do mercado foi dominado pelo mecanismo FiT. Os subsídios destinados a reduzir o investimento inicial (benefícios fiscais) utilizados como principal propulsor do desenvolvimento fotovoltaico representaram aproximadamente 16% das instalações. O *Net-Metering*, por sua vez, representou aproximadamente 15% enquanto os *Green Certificates* e regimes similares baseados em RPS representaram apenas uma minoria no mercado com aproximadamente 2,4%.

Em 2011 a *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme* (PVPS) qualificou os principais mecanismos de incentivo que vigoravam naquela época, conforme Tabela 4.1, [PVPS, 2011, p. 33].

⁹O *self-consumption* (autoconsumo) difere do *net-metering*, pois o primeiro parte da ideia de que a compensação do fluxo de energia (Gerada – Consumida) será realizada em tempo real, enquanto que o segundo parte da concepção de que a compensação do fluxo de energia será realizada num período maior [PVPS, 2016a, p. 5].

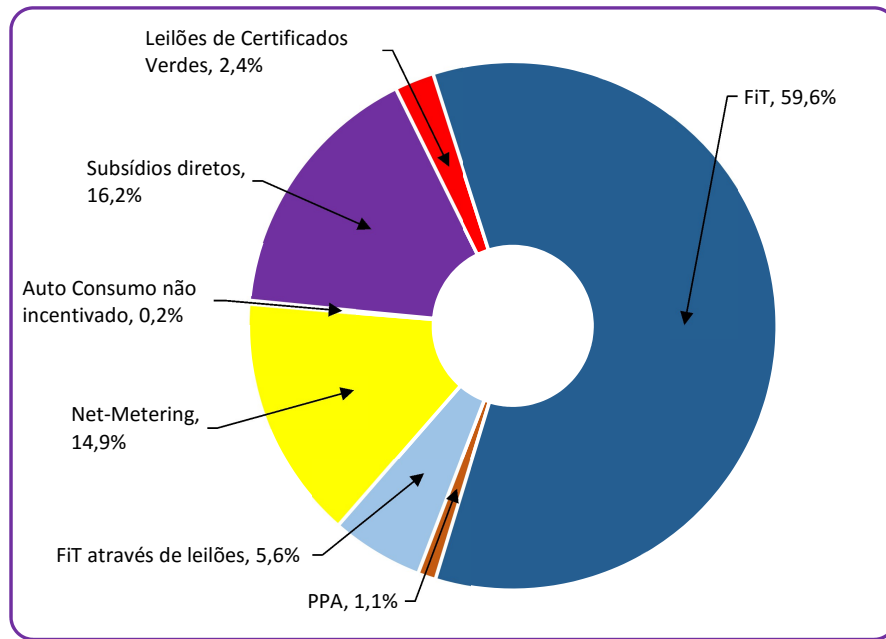


Figura 4.1: Políticas de suporte em 2015.

Fonte: PVPS [2016c] (adaptado)

Tabela 4.1: Descrição dos principais mecanismos utilizados para incentivar a geração fotovoltaica

MECANISMO	DESCRIÇÃO
Tarifa-prêmio	Aquisição, pela distribuidora, da energia a uma tarifa superior àquela paga pelo consumidor. Subsídio dado pelo governo e repassado aos demais consumidores.
Quotas	Instrumento de aquisição obrigatória de determinado patamar de geração elétrica a partir de fontes renováveis.
Subsídio ao investimento inicial	Subsídio direto, seja sobre equipamentos específicos, seja sobre o investimento total no sistema fotovoltaico.
Dedução no imposto de renda	Dedução no imposto de renda de parte ou todo investimento realizado em sistemas fotovoltaicos.

continua na próxima página

(continuação)

MECANISMO	DESCRIÇÃO
Incentivo à aquisição de eletricidade “verde” oriunda de sistemas fotovoltaicos	Confere ao consumidor final o direito de escolha quanto à aquisição de eletricidade proveniente de geração fotovoltaica, mediante o pagamento de uma tarifa maior.
Obrigatoriedade de aquisição de energia fotovoltaica no portfólio obrigatório de renováveis	Instrumento de aquisição obrigatória de determinado patamar de geração elétrica proveniente de geração fotovoltaica.
Fundos de investimentos para energia fotovoltaica	Oferta de ações em fundos privados de investimentos.
Ações voluntárias de bancos comerciais	Concessão preferencial de hipotecas para construções que possuam sistemas fotovoltaicos e empréstimos para instalações destes sistemas.
Ações voluntárias de distribuidoras	Mecanismos de suporte à aquisição de energia renovável pelos consumidores, instalação de plantas centralizadas de geração fotovoltaica, financiamento de investimentos e modelos de aquisição de eletricidade derivada de geração fotovoltaica.
Padrões em edificações sustentáveis	Estabelecimento de padrões mínimos de desempenho para edificações (existentes e novas), cujo contexto favorece, entre outras, a adoção de sistemas fotovoltaicos.

Fonte:[[PVPS, 2011](#), p. 33]

Importante destacar que os incentivos podem ser concedidos de maneira única ou cumulativa e que geralmente possuem uma vida útil bastante curta, com frequentes alterações, pelo menos para adequar os respectivos parâmetros financeiros. A seguir serão detalhadas as principais políticas suporte ao mercado fotovoltaico vigentes atualmente.

4.1.1 *Feed-in-Tariff* - FiT

O conceito de FiT é bastante simples. A eletricidade produzida pelo sistema fotovoltaico e injetada no sistema de distribuição é paga a um preço predefinido e garantida durante

um período fixo. Teoricamente, o preço poderia ser indexado à taxa da inflação, mas isso raramente ocorre. Obviamente, parte-se do pressuposto que o sistema fotovoltaico produz energia para exportar para a rede e não para o auto consumo. Os exemplos mais bem sucedidos podem ser encontrados na China, Japão, Alemanha e Itália (até 2013). A atratividade do FiT foi ligeiramente reduzida, mas ainda está à frente de grande parte do mercado [PVPS, 2016c].

Os FiTs quando bem geridos provaram ser eficazes para estimular a implantação de sistemas fotovoltaicos, ao mesmo tempo em que proporcionam uma remuneração justa mas não excessiva aos investidores. Entretanto, tal mecanismo é questionado, pois não oferece qualquer incentivo para gerar eletricidade quando e onde ela é mais útil para todo o sistema elétrico [IEA, 2014]. Contudo, possui uma versatilidade quanto ao seu nível de implementação que, dependendo das especificidades do país, pode ser definido a nível nacional (China, Japão, Alemanha, etc.), ou a nível regional (Austrália, Canadá). Em 2011, a França introduziu um parâmetro geográfico a fim de compensar a diferença de recursos solares em suas regiões. O FiT pode ainda ser concedido pelas próprias empresas de fornecimento de energia como ocorre na Suíça e na Suécia.

Cabe observar que a implementação desse mecanismo sem uma determinada regra de ajuste de seu limite financeiro, pode ocasionar distorções relacionadas ao desequilíbrio nas tarifas de energia dos consumidores finais, bem como um crescimento desordenado do mercado. Presume-se que a maioria das flutuações do mercado em países cujo mecanismo FiT foi implementado sem que houvesse um limite financeiro pré-estabelecido foram causadas por um desequilíbrio entre o nível das tarifas e o custo decrescente dos sistemas fotovoltaicos. Isto deveu-se à rápida queda nos preços dos sistemas fotovoltaicos nos últimos anos, a rentabilidade desses sistemas cresceu muito rapidamente sem o devido acompanhamento do FiT. Esta situação ocorreu na Espanha em 2008, na República Checa em 2010, na Itália em 2012, na Alemanha em 2013, na China em 2015 e em diversos outros países [PVPS, 2016c].

Os leilões de energias são outra forma de concessão de FiT. Este sistema já é adotado em vários países com o claro objetivo de reduzir o custo da eletricidade de origem fotovoltaica, uma vez que os licitantes têm de concorrer entre si e o processo tende a reduzir o preço ao mínimo possível reduzindo as próprias margens de lucro no empreendimento.

4.1.2 Créditos fiscais

Os créditos fiscais podem ser considerados da mesma forma que os subsídios diretos, ou seja, consistem em conceder um benefício monetário direto (redução em um imposto, por exemplo). Esse mecanismo busca reduzir o investimento inicial da implementação de um sistema fotovoltaico. Créditos fiscais têm sido utilizados numa grande variedade de países, para citar alguns: Canadá, EUA, Bélgica (até 2011), Suíça, França, Japão, Holanda, dentre outros [PVPS, 2016c].

4.1.3 *Renewable Portfolio Standard - RPS e Green Certificates*

O RPS visa promover o desenvolvimento de fontes de energia renováveis através da imposição de quotas. As autoridades definem uma quota de eletricidade a ser produzida por fontes renováveis que todas as empresas de serviços públicos são obrigadas a adotar, quer através da produção própria, quer através da compra de certificados específicos no mercado. Quando disponíveis, estes certificados são por vezes chamados de *Green Certificates* e permitem aos produtores de energia oriundas de fonte renovável obter uma remuneração variável pela sua produção, com base no preço de mercado destes certificados [PVPS, 2016c].

De acordo com a mesma referência, este sistema existe sob várias formas. Nos EUA, alguns estados definiram metas reguladoras para RPS. A Coreia, que costumava incentivar o mercado fotovoltaico através de um sistema FiT, mudou para um sistema RPS em 2012 com uma quota definida para instalações fotovoltaicas. Na Bélgica, há a negociação de *Green Certificates*, acumulados com outros tipos de incentivos, tais como as subvenções diretas de capital e créditos fiscais. A Romênia utiliza também um sistema de quotas. Outros países como Reino Unido, Noruega e Suécia possuem programas de incentivos similar. Desde 2010, a União Europeia vive sob uma regulação a qual impõe a todos os países a condição de produzir uma determinada percentagem do seu consumo de energia com fontes de energia renováveis.

4.1.4 Imposto de carbono

Algumas tentativas têm sido feitas para impor impostos sobre a emissão de carbono como forma de apoiar indiretamente o desenvolvimento de energias renováveis, colocando um custo adicional nas tecnologias que emitem CO₂. O regulamento mais importante tem sido o *Emission Trading System in Europe - ETS*, que visa fixar um preço sobre a tonelada emitida de CO₂. É fato que até o presente momento, esse mecanismo

não conseguiu incentivar o desenvolvimento do mercado fotovoltaico ou qualquer outra fonte renovável por causa de seu baixo preço. Não se sabe se esse sistema será revisto nos próximos anos. O imposto de carbono estava em vigor na Austrália de 2011 até 2014. O Canadá está discutindo a sua implementação. Em setembro de 2015, a China anunciou que seu próprio programa, denominado *cap-and-trade*, poderia entrar em vigor em 2017 [PVPS, 2016c].

4.1.5 Requisitos de construção sustentável

Dado que cerca de 40% das instalações fotovoltaicas ocorrem em edifícios, o setor da construção tem um papel importante a desempenhar no desenvolvimento fotovoltaico. Os regulamentos de construção sustentável podem se tornar um grande incentivo para a implantação de sistemas fotovoltaicos em países onde a energia fotovoltaica já está competitiva. Na Coreia, o *Mandatory Use for Public Buildings Programme* da *New and Renewable Energy* impõe aos novos edifícios de instituições públicas com superfícies superiores a 1.000 m² que o seu consumo energia seja suprido com pelo menos de 10% a partir de fontes novas e renováveis. Em todos os Estados membros da União Europeia, a nova *Energy Performance in Buildings Directive* irá impor a necessidade de diminuir o consumo local de energia nos edifícios, o que poderia favorecer fontes de energia descentralizadas [PVPS, 2016c].

4.1.6 *Net-metering*

Também conhecida como “sistema de compensação de energia elétrica”, este mecanismo visa promover o investimento privado em energias renováveis. O processo é atribuído aos consumidores que procuram se tornar pequenos geradores de eletricidade através da utilização de tecnologias baseadas em fontes renováveis. Esse mecanismo consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bi-direcionais. Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia ou em dinheiro na próxima fatura. Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada.

4.1.7 Incentivos baseados no mercado

A maioria dos países analisados pela PVPS possui um mercado de eletricidade onde pelo menos uma parte da eletricidade consumida no país é negociada a preços definidos pelas leis de oferta e demanda. A fim de integrar ainda mais a energia fotovoltaica no sistema

de eletricidade, a Alemanha criou o chamado "modelo de integração de mercado" em 2012, que estabelece um limite máximo (para sistemas fotovoltaicos entre 10 kW e 1 MW) de 90% do total que poderá ser direcionado ao mecanismo FiT e os 10% restantes deverão ser vendidos no mercado a um preço fixo mensal mais um prêmio [PVPS, 2016c].

Além disso, a lei alemã permite a venda de energia fotovoltaica diretamente no mercado, com preços variáveis, baseados no próprio mercado. No final de 2015, cerca de 7 GW de 38 GW em sistemas fotovoltaicos instalados eram negociados regularmente no mercado de eletricidade. Cabe observar que em diversos países, os mercados de eletricidade já perceberam a necessidade de uma revisão em sua organização de maneira a permitir a integração das energias renováveis variáveis, em especial, a fotovoltaica.

4.1.8 Inovação: novos modelos de negócio

Até recentemente, grande parte do mercado fotovoltaico se baseava em modelos comerciais tradicionais fundamentados na propriedade da instalação fotovoltaica. Para aplicações em telhados, era óbvio que o proprietário do sistema fotovoltaico era o proprietário do edifício. Entretanto, os altos recursos iniciais estão promovendo o desenvolvimento de novos modelos de negócios, especialmente nos EUA e, até certo ponto, em alguns países europeus. Como um serviço, o sistema fotovoltaico contribui significativamente para o mercado residencial dos EUA. A ideia é de que o sistema fotovoltaico possa ser vendido como um contrato de serviço, não implicando na propriedade ou no financiamento da instalação. Nos EUA, tais modelos de negócio já representam mais de 50% do mercado residencial nos EUA [PVPS, 2016c].

4.1.9 Integração à rede

Com o aumento da participação da eletricidade fotovoltaica na matriz elétrica de vários países, a questão da integração à rede elétrica tornou-se necessária. Na China, a adequação da rede continua a ser uma questão importante que levou o governo a favorecer mais o desenvolvimento da energia fotovoltaica descentralizada, em detrimento de grandes usinas elétricas. Na Europa e Austrália, procedimentos específicos para operação dos sistemas de distribuição foram adaptados para a energia fotovoltaica. No México, em alguns casos, requisitos técnicos específicos são impostos aos licitantes em processos de licitação. De qualquer forma, as políticas de integração da rede tornar-se-ão um tema importante nos próximos anos, com a necessidade de regulamentar as instalações

fotovoltaicas em áreas densamente equipadas [PVPS, 2016c].

No atual estágio de desenvolvimento, o armazenamento de energia elétrica continua a ser incentivado. Nos EUA, a Califórnia liderou os esforços para a implantação do armazenamento de energia, já que é o principal mercado nacional de distribuição de energia fotovoltaica distribuída. Além disso, a *Hawaii Electric Company* instalou 1 MW de armazenamento distribuído em setembro de 2014 como projeto piloto para testar a viabilidade de usar armazenamento de energia para responder aos picos de demanda. Na Austrália, as cidades de Adelaide e Melbourne ofereceram incentivos ao armazenamento em 2015. Na Alemanha, um subsídio financeiro para acumuladores está disponível para sistemas fotovoltaicos abaixo de 30 kW. No Japão, há um subsídio nacional para as baterias no setor residencial [PVPS, 2016c].

4.2 O cenário brasileiro

No Brasil os incentivos não são da mesma magnitude àqueles verificados em países cujo mercado fotovoltaico já está bem desenvolvido como China, EUA, Japão, Austrália além dos países europeus. A matriz energética desses países é majoritariamente fóssil, o que leva ao aumento dos apoios a fontes alternativas como forma de reduzir as emissões de CO₂ e diversificar a matriz energética [EPE, 2014]. Em 2014, estudos realizados pela EPE mostraram que a inserção da energia fotovoltaica no Brasil estaria mais próxima de se realizar naturalmente via geração distribuída, especialmente na autoprodução residencial e comercial, dada a eminência da paridade tarifária¹⁰ [EPE, 2012].

4.2.1 Incentivos brasileiros no âmbito regulatório

Como forma de incentivar a geração solar fotovoltaica, em abril de 2012 a Aneel elevou o desconto de 50% para 80% na Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD), para empreendimentos de geração por fonte solar que injetem até 30 MW na rede de transmissão e distribuição. Esse desconto será dado para as usinas que entrarem em operação até 31 de dezembro de 2017 e valerá durante os seus primeiros 10 anos de operação. Depois desse período, o desconto volta a ser de 50%. As usinas que entrarem em operação após 31 de dezembro de 2017 terão o desconto de 50% [ANEEL, 2012a].

¹⁰Neste caso, entende-se por paridade tarifária a equiparação do custo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico e as tarifas praticadas pela distribuidora

Em abril de 2012 a ANEEL implementou o sistema de compensação de energia elétrica (*net-metering*), o qual permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora. A compensação é simples: quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses. Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão e caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios) [ANEEL, 2014].

Importante destacar o Leilão de Energia de Reserva 2014 (LER 2014), que contou com um produto específico para a energia solar, ou seja, em que essa fonte não concorreu com outras. O LER 2014 contou com o cadastramento de 400 projetos de geração fotovoltaica, correspondente a 10.790 MW de potência. Foram contratados 31 empreendimentos, representando 889,66 MW de potência e 202,3 MW médios de garantia física, ao preço médio de R\$ 215,12/MWh, deságio de 17,9% frente ao preço máximo fixado (R\$ 262,00/MWh). Os projetos exigirão investimento de R\$ 4,1 bilhões.

4.2.2 Incentivos brasileiros no âmbito tributário

O Convênio ICMS nº 101, de 1997, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) - isenta do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) as operações envolvendo vários equipamentos destinados à geração de energia elétrica por células fotovoltaicas. Entretanto, a referida isenção não abrange todos os equipamentos utilizados pela geração solar, como inversores e medidores [CONFAZ, 1997].

Cabe destacar que esse mesmo órgão, em abril/2013, publicou o Convênio ICMS nº 6. Esse convênio explicita que o ICMS deveria incidir sobre o consumo bruto da energia elétrica proveniente da distribuidora, antes de qualquer compensação da geração própria [CONFAZ, 2013]. Assim, se um determinado consumidor injetar na rede da distribuidora a sua necessidade de consumo de energia elétrica, ele não pagará qualquer valor à distribuidora, mas terá que recolher ICMS sobre a energia efetivamente compensada. Apesar de tal convênio possuir caráter apenas orientativo, deixando para que os estados da federação publiquem suas próprias regulamentações, tal medida reduz a competitividade e a perspectiva de penetração da micro e minigeração distribuída [ANEEL, 2014].

O Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), suspende a exigência de contribuição para o PIS/PASEP¹¹ e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (CONFIS) nas aquisições e importações de bens e serviços vinculadas ao projeto de infraestrutura aprovado, realizadas no período de cinco anos contados da data da habilitação. No âmbito do setor elétrico, o referido regime abarca as obras de infraestrutura relacionadas às obras de geração e co-gerção, dentre outras, as relacionadas às usinas geradoras de energia solar [Silva, 2015].

4.2.3 Incentivos brasileiros de apoio à industrialização

Como instrumentos de apoio à industrialização de equipamentos para geração de energia solar no Brasil, há as seguintes possibilidades:

- a. Programa de apoio ao desenvolvimento tecnológico da indústria de semicondutores (Padis): o programa possibilita às empresas interessadas a desoneração de tributos e impostos federais incidentes na implantação industrial, na produção e comercialização de células e painéis fotovoltaicos. Em contrapartida, as empresas estão obrigadas a realizarem anualmente investimentos mínimos em atividades de P&D;
- b. Lei de Informática: possibilita a redução do Imposto sobre produtos industrializados (IPI) para inversores e baterias fabricados no Brasil até 31/12/2029. Em contrapartida, as empresas estão obrigadas a realizarem anualmente investimentos mínimos em atividades de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). É necessário atender as exigências específicas do Processo Produtivo Básico - PPB¹² para obter o benefício;
- c. Linha de crédito do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para geração de energia solar: O BNDES possui uma linha de crédito desenhada especialmente para usinas de geração de energia elétrica a partir da fonte solar fotovoltaica vencedoras em leilões de energia realizados em 2014, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR);

¹¹PIS: Por meio da Lei Complementar nº 7/1970, foi criado o Programa de Integração Social (PIS) que buscava a integração do empregado do setor privado com o desenvolvimento da empresa. Paralelamente à criação do PIS, a Lei Complementar nº 8/1970 instituiu o Programa de formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP), com o qual a União, Estados, Municípios, Distrito Federal e territórios contribuíam com o fundo destinado aos empregados do setor público.

¹²O PPB é um processo definido em portaria conjunta do Ministério da Ciência e Tecnologia e do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio, que determina o nível de nacionalização necessário para que cada tipo de produto possa ser considerado "incentivável".

- d. Regras para o credenciamento e financiamento de equipamentos fotovoltaicos no BNDES: considerando que a indústria fabricante de equipamentos para geração de energia solar está apenas iniciando no Brasil, o BNDES estabeleceu uma metodologia de avaliação de conteúdo local específica para o setor.

4.2.4 Outros programas de incentivo

Em dezembro/2015 o MME lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), para ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia (em especial a solar fotovoltaica). O Programa pode movimentar pouco mais de R\$ 100 bilhões em investimentos, até 2030 [[MME, 2016](#)].

Em dezembro/2016, o BNDES aprovou a criação do Fundo de Energia Sustentável. Trata-se de um novo veículo de financiamento a projetos de infraestrutura, com possibilidade de ser replicado pelo mercado. Uma das expectativas do banco é incentivar a criação de títulos verdes no Brasil [[BNDES, 2016](#)].

Capítulo 5

O Setor Elétrico Brasileiro e a Energia Solar Fotovoltaica

Este capítulo tem como objetivo apresentar uma visão geral do setor elétrico brasileiro. Inicialmente, é apresentado um histórico sucinto da regulamentação do setor elétrico. Em seguida, mostra-se a atual estrutura organizacional do setor e por fim, são apresentadas as principais características do modelo regulatório vigente, destacando-se os aspectos comerciais a que os empreendimentos hidrelétricos estão submetidos.

5.1 Histórico do setor elétrico brasileiro

O marco regulatório da regulamentação do setor elétrico brasileiro se deu com a promulgação do Decreto nº 26.234, de 10 de julho de 1934, conhecido como Código das Águas. Esse dispositivo instituiu as regras básicas sobre o regime jurídico aplicável à exploração de serviços de energia elétrica e assegurou ao Poder Público o direito de fiscalização técnica, financeira e contábil das empresas do setor, objetivando a prestação de um serviço adequado e com tarifas razoáveis [[Ganim, 2003](#)].

Desde então a União passou a deter a competência de legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica, antes regidos apenas por contratos assinados com os estados, os municípios e o Distrito Federal. Essa nova política setorial reviu os critérios para estabelecimento de preços dos serviços e determinou que a tarifa fosse fixada na forma de “serviço pelo custo”, a fim de garantir ao prestador do serviço a cobertura das despesas de operação e das cotas de depreciação e de reversão e a justa remuneração do capital investido; a remuneração deste recairia sobre o custo histórico

das instalações [Gomes et al., 2002].

O Código das Águas, ao mudar a relação do Estado com a indústria de eletricidade e estabelecer princípios reguladores mais rígidos, gerou resistências entre as principais empresas do setor que se concentrava nas mãos dos grupos Light e Amforp que, na década de 30, detinham mais de 50% do parque gerador. Ainda que o Código não tenha sido plenamente implementado, sua inspiração nacionalista provocou incertezas regulatórias que desencorajaram investimentos dos grandes grupos estrangeiros instalados no país. O efeito foi a redução efetiva no ritmo de expansão da capacidade instalada já em descompasso com o crescimento do consumo. Essa conjuntura desencadeou limitações de oferta que se manifestaram no não atendimento de novas ligações, no aumento do nível médio de utilização da capacidade instalada a níveis que comprometiam as margens de segurança e no emprego de artifícios operacionais, como a queda na frequência e tensão elétrica durante os horários de pico de consumo [Gomes et al., 2002].

A partir desse marco regulatório foram publicados diversos outros dispositivos regulamentares visando a organização institucional do setor elétrico. Já na década de 70, o governo promoveu aperfeiçoamentos na legislação tarifária para dar sustentação financeira ao setor. A Lei nº 5.655, de 20 de maio daquele ano, estabeleceu a garantia de remuneração de 10% a 12% do capital investido, a ser computada na tarifa. Com isso, o setor passou a gerar recursos não apenas para funcionar de maneira adequada, como também para autofinanciar sua expansão. Complementavam o modelo de financiamento a Reserva Global de Reversão (RGR)¹³, o Imposto Único sobre Energia Elétrica - IUEE¹⁴, o empréstimo compulsório¹⁵ à Eletrobras e o ingresso de empréstimos externos (sobretudo para financiar a importação de equipamentos) [Gomes et al., 2002].

Contudo, em função da disparidade entre os custos de geração e de distribuição e das

¹³Em teoria, o capital, quando terminado o prazo da concessão, estaria integralmente remunerado; o ativo imobilizado, depreciado; e a concessão poderia ser revertida ao poder concedente (governo federal). A RGR foi criada com a finalidade de constituir um fundo para garantir ao poder concedente os recursos necessários nos casos de indenização do concessionário quando da reversão dos bens e instalações do serviço ao fim do prazo de concessão. A partir de 1971, a legislação conferiu à Eletrobrás a administração desse fundo, cujo emprego se daria na forma de empréstimos a concessionários de serviços públicos de energia elétrica, para expandir e melhorar esses mesmos serviços.

¹⁴O IUEE foi criado pela Lei nº 2.308, de 31 de agosto de 1954, destinado a prover e financiar instalações de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como o desenvolvimento da indústria de material elétrico.

¹⁵O empréstimo compulsório sobre o consumo de energia elétrica foi instituído pela Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962. Tratava-se de um adicional cobrado nas contas de energia elétrica dos consumidores, para financiar a expansão do setor elétrico. Em troca do empréstimo, o consumidor receberia obrigações da Eletrobrás, resgatáveis em dez anos, com juros de 12% ao ano.

características regionais dos seus mercados, muitas empresas do setor elétrico apresentavam balanços deficitários. Em vista disso, com o ensejo de viabilizar a universalização do serviço de energia elétrica e o equilíbrio econômico e financeiro das concessões, o governo promulgou o Decreto 1.383, de 26 de dezembro de 1974, estabelecendo um mecanismo de equalização tarifária que determinava que as empresas que apresentavam lucros superiores aos garantidos deveriam transferir seus excedentes para as empresas que apresentavam prejuízos. Para contabilização desses recursos foi instituída a Conta de Resultados a Compensar (CRC) para futura compensação [Ganim, 2003].

No final da década de 70, a trajetória de crescimento equilibrado e auto-sustentado começa a ficar comprometida, a partir da utilização do setor em políticas para captação de recursos externos e para controle do processo inflacionário por meio de forte contenção tarifária. Essa nova filosofia distorceu o critério de serviço pelo custo e a estrutura tarifária vigente. A partir de então, patenteou-se que a fixação dos níveis tarifários se fazia em função de outros objetivos, inclusive como instrumento de combate à inflação, níveis estes reduzidos em 1986 a cerca de 4,5%, além da fixação da correção monetária abaixo da inflação, reduzindo o valor real dos imobilizados acumulados, diminuindo o valor real das remunerações”. Tem início um gradativo processo de deterioração econômico-financeira das concessionárias [Gomes et al., 2002].

A partir de 1987, para agravar ainda mais esse quadro, o acesso a financiamentos internos ficou praticamente vedado por sucessivas edições de normas restritivas do Conselho Monetário Nacional para o apoio do Sistema Financeiro Nacional a empresas estatais, governos estaduais e municipais e suas entidades da administração indireta. Naquele momento, presenciava-se a deterioração das contas externas do país, num cenário de juros ascendentes. Com a interrupção dos créditos de organismos internacionais, o setor passou a ter fluxo negativo entre os empréstimos externos e o pagamento do serviço da dívida. Com a redução do ritmo de investimento a partir do final dos anos 80 e com o crescimento do consumo de energia elétrica a taxas superiores às da capacidade instalada, o Grupo Coordenador de Operações Interligadas (GCOI) começou a deplecionar os reservatórios, nos períodos secos, acima do nível ótimo operacional. Isso só não resultou em problemas graves de fornecimento na metade da década de 90 porque ocorreu um ciclo hidrológico amplamente favorável [Gomes et al., 2002].

A situação de falência do modelo de financiamento do setor gerou debates permanentes, na tentativa de superar a crise e desfazer o nó institucional, que colocava em risco qual-

quer projeto de retomada do crescimento econômico. Por conta disso, foi aprovada, em março de 1993, a Lei nº 8.631, que estabeleceu profundas modificações nas regras de funcionamento do setor. A nova legislação, além de desqualificar as tarifas, promoveu amplo “encontro de contas” entre as concessionárias e a União, que por sua vez, fez com que o Tesouro Nacional assumisse dívidas da ordem de USD 20 bilhões, restando ainda USD 6 bilhões para futuras compensações. Na sequência, os ajustes do Programa de Estabilização Econômica (Plano Real) contiveram o processo de recuperação real dos preços. A recomposição tarifária, embora fosse pré-requisito para restaurar o equilíbrio econômico financeiro das concessionárias, não seria suficiente por si. O setor acumulara um estoque tão grande de dívidas e de investimentos não-realizados que, ao menos no curto prazo, a geração interna proporcionada pelas receitas tarifárias tornou-se insuficiente para financiar o novo ciclo de expansões [Gomes et al., 2002].

Ainda que se possa estabelecer como marco inicial das mudanças a Constituição Federal de 1988, na realidade foram as Leis nº 8.031 (de 12 de abril de 1990), nº 8.987 (de 13 de fevereiro de 1995) e nº 9.074 (de 7 de julho de 1995) que estabeleceram os fundamentos do novo modelo, assentado na criação de um mercado competitivo de energia elétrica. A Lei 8.031/90 instituiu o Programa Nacional de Desestatização (PND) e criou o Fundo Nacional de Desestatização (FND). A condição prévia para que se implementasse o modelo foi a desverticalização da cadeia produtiva, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, a partir daquele momento caracterizadas como áreas de negócio independentes.

Na segunda metade dos anos 90, portanto, foi construído um complexo arcabouço regulatório para sustentar o funcionamento do novo padrão de concorrência no setor. Contudo, a transição de um modelo estatal para um de participação mista (estatal/privado) num setor dessa magnitude e dessas características gerou naturais incertezas, que adiaram as decisões de investimento até as regras ficarem mais claras.

Em maio de 2001, tendo-se iniciado o período seco e estando os reservatórios das usinas bastante deplecionados, ocorreu o racionamento de energia. Essa crise no abastecimento alertou para a necessidade de introduzir novas fontes de energia primária na matriz energética nacional. Em razão dessa grave crise de abastecimento de energia elétrica, foi instituído, em 2002, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cuja finalidade era encaminhar propostas para aperfeiçoamento do modelo que estava em implantação desde o início da década de 90. Os trabalhos do comitê resultaram

em três documentos denominados Relatórios de Progresso, que apresentaram os aperfeiçoamentos que deveriam ser implementados nos diferentes segmentos do setor elétrico.

Assim, durante os anos de 2003 e 2004, o governo lançou as bases de um novo modelo para o setor elétrico do país. Entre as principais mudanças institucionais implementadas nesse período, destacam-se a criação da EPE, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e o Mercado Atacadista de Energia atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia:

- i. o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração, de Comercialização e de Distribuição de energia elétrica;
- ii. o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres.

Uma alteração significativa está relacionada à forma de realização de leilões, que aboliu o critério de maior preço e passou a utilizar o critério de menor tarifa, colaborando para a modicidade tarifária, modelo que retomou a obrigatoriedade de todos os agentes apresentarem 100% de contratação, inclusive consumidores livres, havendo penalidades para quem não observe esse item. A Tabela 5.1 apresenta, de forma sintetizada a cronologia e aspectos da estruturação do setor elétrico brasileiro.

Tabela 5.1: Fases da estruturação do setor elétrico brasileiro

Período	1880	1930	1960	1990	2003
Propriedade dos ativos	Privada	Privada	Estatal	Privada	Semiprivada
Principal Objetivo	Implantação e consolidação	Institucionalização	Crescimento	Introdução de Competição	Universalização do acesso
Contexto político	República Velha	Estado Novo	Autoritarismo	Democracia	Democracia
Economia	Agroexportadora	Industrialização (substituição de importações)	Grandes companhias	Desestatização e neoliberalismo	Desenvolvimentismo
Financiamento do setor	Capital agrário	Empréstimos externos e autofinanciamento	Financiamento público e tarifas	Project-finance	Vários modelos, principalmente financiamento público
Processo de regulação tarifária	Contratos bilaterais	Cláusula Ouro	Custo do serviço	Preço-teto incentivado	Preço-teto incentivado
Maior demanda	Iluminação pública e transporte	Urbanização e industrialização	Indústria e urbanização	Diversificação da matriz energética	Indústria e transportes
Tecnologias e fontes primárias de maior destaque	Pequenas usinas	Distribuição	Transmissão interligada, geração de grande escala	Desverticalização G/T/D/C, diversificação, combustíveis fósseis (gás natural)	Fontes renováveis (eólica, solar fotovoltaica, biomassa)

Fonte: [Mercedes et al. \[2015\]](#)

5.2 Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro

A estrutura institucional vigente para o setor elétrico assenta-se sobre muitos dos pilares construídos nos anos 90, quando o setor passou por um movimento de liberalização, depois de mais de 50 anos de controle estatal. Até então, a maioria das atividades era estritamente regulamentada e as companhias operadoras controladas pelo Estado (federal e estadual) e verticalizadas (atuavam em geração, transmissão e distribuição) [ANEEL, 2008].

A atual estrutura é composta por conjunto de instituições estabelecidas para o seu adequado funcionamento, conforme Figura 5.1. Em seguida são apresentadas, de maneira sucinta, as atribuições e características dessas instituições:

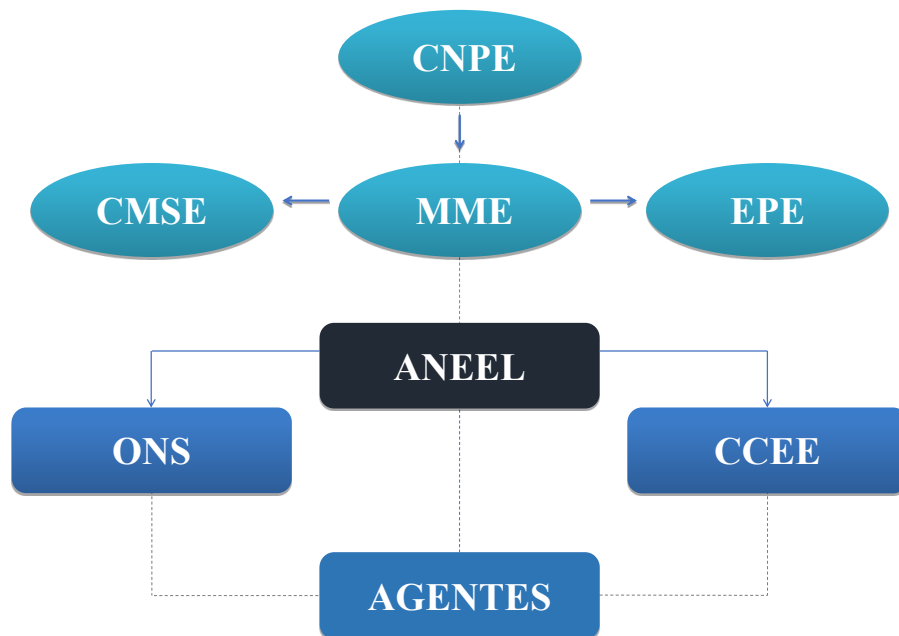


Figura 5.1: Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro

Fonte: ANEEL [2008] (adaptado)

- 1 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): criado pela Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética, órgão de assessoramento da Presidência da República, é responsável pela formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, objetivando, principalmente, o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, a revisão periódica da matriz energética e o estabelecimento de diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia

solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia.

- 2 MME: criado originalmente pela Lei 3.782, de 22 de julho de 1960, o Ministério de Minas e Energia, órgão da administração federal direta e representante da União como Poder Concedente, é responsável pelo planejamento e condução das ações do Governo Federal, no âmbito da política energética nacional, nas áreas de geologia, recursos minerais e energéticos, aproveitamento da energia hidráulica, mineração, metalurgia, petróleo e energia elétrica.
- 3 CMSE: criado pela Lei 10.848, de 15 de março 2004, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia, é responsável por monitorar e avaliar as condições de abastecimento e o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados. O CMSE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia.
- 4 ANEEL: criada pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica, autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, tem como objetivo regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e a comercialização de energia elétrica no país, em conformidade com as políticas e diretrizes nacionais, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas justas para os consumidores, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.
- 5 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): criado pela Lei 9.648, de 26 de agosto de 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, constituído sob a forma de associação civil de empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica, além do Ministério de Minas e Energia, tem como objetivo o planejamento e o controle centralizado da operação de instalações de geração e transmissão de energia elétrica no âmbito do Sistema Interligado Nacional. O despacho centralizado pelo ONS é realizado com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos do país. O ONS está sob a regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica.
- 6 CCEE: criada pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos,

constituída sob a forma de associação civil de empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres e especiais, importadores e exportadores de energia elétrica, além do Ministério de Minas e Energia, tem como objetivo a viabilização da comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, mediante a elaboração e execução de regras e procedimentos de comercialização. A CCEE também é responsável pela contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo. A CCEE está sob a regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica.

- 7 EPE: criada pela Lei 10.847, de 15 de março de 2004, a Empresa de Pesquisa Energética, empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, tem como objetivo a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética. Compete à EPE a realização de estudos e projeções da matriz energética, a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, a elaboração dos estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo, a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e instalações de transmissão de energia elétrica.
- 8 Agentes: os agentes do setor elétrico são classificados de acordo com a natureza da atuação:
 - (a) Agentes de Geração: titulares de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de geração de energia elétrica;
 - (b) Agentes de Transmissão: titulares de concessão de serviços e instalações de transmissão de energia elétrica;
 - (c) Agentes de Distribuição: titulares de concessão ou permissão de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica;
 - (d) Consumidores Livres: consumidores que atendem as condições previstas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, os quais têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica;
 - (e) Consumidores Especiais: consumidores que atendem as condições previstas no art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, os quais têm a

opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica, desde que a energia seja proveniente de fontes incentivadas;

- (f) Agentes de Comercialização: titulares de autorização para comprar energia elétrica por meio de contratos bilaterais no ambiente livre e revender essa energia para consumidores livres e especiais, agentes de geração ou outros agentes de comercialização;
- (g) Agentes de Importação: titulares de autorização para fins de importação de energia elétrica;
- (h) Agentes de Exportação: titulares de autorização para fins de exportação de energia elétrica; e
- (i) Agente de Comercialização da Energia de Itaipu: responsável pela comercialização da energia elétrica da Itaipu Binacional.

Ressalta-se que o Setor Elétrico Brasileiro conta com uma porção de outras instituições, mas cuja participação não é exclusiva do setor elétrico. Como exemplo, cita-se a Agência Nacional de Águas (ANA), a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e o BNDES. Existem ainda as instituições representativas das classes de agentes, como a Associação Brasileira de Grandes Geradores de Energia Elétrica (ABRAGE), a Associação Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE) e a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL).

5.3 A regulação para energias renováveis

Como visto na seção 3.2, o sistema elétrico brasileiro, apesar da crescente participação das outras fontes renováveis de geração (eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, termelétricas a biomassa e solar), em sua essência, é hidrotérmico e, nesse contexto, a regulação do setor foi desenvolvida e aperfeiçoada para tal característica.

Quanto à concessão¹⁶, permissão¹⁷ e autorização de empreendimentos de geração pelo Poder Concedente, em linhas gerais, a legislação [BRASIL, 1995b] estabelece que:

¹⁶Define-se como concessão de serviço público a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado. É formalizada por contrato administrativo [BRASIL, 1995a].

¹⁷Define-se como permissão de serviço público a delegação, a título precário, mediante licitação, da prestação de serviços públicos, feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco [BRASIL, 1995a]. É formalizada por contrato de adesão.

- i. o aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas térmicas com potência igual ou inferior a 5,0 MW são dispensados de concessão, permissão ou autorização;
- ii. são objeto de autorização:
 - (a) a implantação de usinas termoeletricas de potência superior a 5,0 MW destinadas a uso exclusivo do autoprodutor¹⁸ e a produção independente¹⁹ de energia;
 - (b) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 5,0 MW e igual ou inferior a 50,0 MW destinados a uso exclusivo do autoprodutor e a produção independente de energia.
- iii. são objeto de concessão, mediante licitação:
 - (a) aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoeletricas de potência superior a 50,0 MW destinados a execução de serviço público;
 - (b) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 50, 0 MW destinados a produção independente de energia elétrica;
 - (c) de Uso do Bem Público - UBP, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 50,0 MW destinados a uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pela Lei nº 10.438/2002, entrou em vigor com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e PCH no SIN. Naquele momento, a energia solar não foi incluída no programa por não se tratar de uma fonte considerada viável e estratégica, principalmente por seu custo de produção ser consideravelmente elevado em relação às demais fontes, embora, desde a década de 90, essa fonte de energia faça parte da solução para atendimento de localidades afastadas do sistema de distribuição.

¹⁸A legislação vigente define como Autoprodutor de Energia Elétrica a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que receberam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo [BRASIL, 2003].

¹⁹A legislação vigente define como Produtor Independente de Energia Elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que receberam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco [BRASIL, 2003].

Em trabalhos publicados em 2011 [[Benedito e Zilles, 2011](#)] e em 2012 [[ABINE, 2012](#)], os autores listaram como barreiras à expansão da geração de energia solar fotovoltaica por meio da microgeração distribuída e centralizada, entre diversos fatores, a ausência de uma regulamentação específica. Desde então, novas resoluções passaram a vigorar com vistas a um arcabouço regulatório para o setor fotovoltaico.

5.4 A expansão da energia fotovoltaica

Com vistas à maximização do potencial da energia solar, há questões de naturezas diversas que deverão ser equacionadas e resolvidas.

5.4.1 Aspectos técnicos

O aproveitamento de fontes renováveis, particularmente a eólica e a solar, tem sido a maior contribuição para a expansão mundial da capacidade geradora de energia elétrica. Essa condição decorre da necessidade de redução do nível de emissões de gases de efeito estufa e da redução dos custos de investimento, motivados pelo atual estágio de desenvolvimento tecnológico, economias de escala, incentivos de natureza fiscal, financeira e tarifária que beneficiam tais aproveitamentos.

No Brasil, mesmo que de maneira incipiente, essa situação não é diferente, com o estabelecimento de novas políticas pelo governo e, sobretudo, o aprimoramento da regulação relacionada às energias renováveis têm contribuído para o aumento da penetração da microgeração e minigeração distribuída no mercado, sobretudo de fontes à base solar fotovoltaica. Por conta disso, muito em breve, os sistemas de distribuição terão que conviver com problemas relacionados a intermitência com grandes variações de potência.

A energia solar fotovoltaica é considerada intermitente²⁰, uma vez que a radiação solar incide sobre sistema fotovoltaico somente em uma parte do dia e do fato de a energia elétrica gerada não poder ser armazenada, pelo menos a custos aceitáveis [[Silva, 2015](#)]. A redução dos preços das baterias para armazenamento de energia elétrica exige investimentos em P&D e já se observa pesquisas relacionadas a esse tema em diversos países [[PVPS, 2016c](#)].

²⁰Fonte de energia intermitente é definida como um recurso energético que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenada em sua forma original [[ANEEL, 2012b](#)].

A intermitência traz consigo a possibilidade de ocorrência de distúrbios nos parâmetros de qualidade (tensão, frequência e harmônicos), além da própria gestão do fluxo de energia, que requer automação e gerenciamento das redes do setor elétrico com maior inteligência. Este é um dos motivos pelos quais as agendas de política industrial dos principais países situados na fronteira tecnológica (Japão, EUA, Alemanha e China) integram as temáticas das fontes alternativas de energia com a implantação das redes elétricas inteligentes [Esposito e Fuchs, 2013].

5.4.2 Aspectos econômicos

Outra barreira não menos relevante e intimamente associada ao desenvolvimento de novas tecnologias, é a aplicação de políticas de subsídios e subvenções. Regimes fiscais especiais são formas comuns de subsídio encontradas nos principais países, entre os quais a Alemanha, os EUA e o Japão são os casos mais notórios. No Brasil, há três regimes fiscais que beneficiam diretamente a geração de energia solar, a saber:

- REIDI criado pela Lei nº 11.488/2007;
- Padis instituído pela Lei nº 11.484/2007; e
- Lei de Informática nº 11.077/2004.

Embora esses regimes fiscais confirmem indiretamente alguns benefícios e incentivos às tecnologias solares, não são apropriados, pois foram instituídos para outras finalidades. O REIDI, por exemplo, ao reduzir os pagamentos do PIS, do PASEP e da COFINS para toda a infraestrutura, afetou transversalmente todas as fontes de energia, sem fazer diferenciação por prioridades ou méritos de desenvolvimento tecnológico estratégico.

Nos casos do Padis e da Lei de Informática, há reduções de impostos e contribuições (IPI, PIS, PASEP, COFINS, Imposto de Renda, entre outros) condicionadas a investimentos em P,D&I. Com isso, estão um passo à frente do REIDI, pois vinculam isenções a gastos em desenvolvimento tecnológico. Contudo, foram instituídos para atividades correlatas e/ou com forte aderência às tecnologias solares (como a indústria de semicondutores), e, por esse motivo, não abrangem atividades relevantes das cadeias produtivas solares (inversores e materiais, por exemplo). Com efeito, necessita-se de normativo fiscal que trate especificamente de uma política de incentivo às tecnologias solares, a fim de beneficiar etapas sensíveis da cadeia produtiva.

Além desses regimes fiscais, há o Convênio 101/1997 do CONFAZ, que concedeu isenção do ICMS nos projetos com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica. Há algumas críticas a esse Convênio, por exemplo: tratamento equânime entre os produtos importados e os fabricados no país; e exclusão de alguns equipamentos da lista de benefícios, como os inversores de frequência, e também de componentes de centrais heliotérmicas. Dessa forma, assim como os regimes fiscais federais, o Convênio 101 também necessitaria de mudanças para englobar toda a cadeia de valor da energia solar, e, além disso, incorporar mecanismos de adensamento tecnológico.

Ainda com respeito à política tributária, cabe ressaltar o desestímulo à produção no Brasil de painéis fotovoltaicos, uma vez que para o módulo do painel importado as alíquotas de ICMS e IPI são zero, enquanto para a importação de suas partes e peças, visando à montagem do módulo no país, aplica-se ICMS de 18% e IPI entre 5% e 15%. Neste último caso, a isenção está limitada à célula fotovoltaica propriamente dita, o que prejudica sobremaneira a agregação de valor local, que seria decorrente da montagem doméstica dos painéis solares.

Complementares aos regimes fiscais, as políticas de subvenções são mecanismos poderosos de indução ao desenvolvimento de novas tecnologias, pois aceleram seu processo, e, quando associadas à inovação, não recebem sanções internacionais no âmbito da Organização Mundial do Comércio (OMC). O caso mais exemplar desse tipo de política é o norte-americano, que para a energia solar é ilustrado pelo *Recovery Act*. O *Department of Energy* (DOE) dos EUA destaca em suas exposições o poder da política de subvenções quando comparado ao do uso de isenções fiscais, pois, ao ser direcionada a atividades pré-industriais de maior risco, acelera a tomada de decisão e os envolvimento financeiros de entes privados, sobretudo do mercado de capitais.

Além da política de subvenções para a indústria, o DOE emprega uma política voltada para o suporte do sistema financeiro às tecnologias, que é a concessão de garantias do tesouro em projetos de alto risco tecnológico, ou seja, de forma ampla, por meio de subvenções e garantias do tesouro, o governo dos EUA induz empresas e bancos a envolverem-se em atividades de maior risco tecnológico, assumindo parte relevante desse risco.

Capítulo 6

Estudo de Viabilidade Econômica

Decisões financeiras fazem parte do cotidiano das empresas e das pessoas. Mesmo que não utilizem alguma das tantas ferramentas de análise de investimento, seus recursos financeiros são finitos e, por conta disso, devem ser levadas em conta as vantagens e desvantagens para a tomada de decisão.

O presente capítulo tem por objetivo apresentar o quanto custa para um consumidor residencial, conectado em qualquer uma das 63 concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil, implementar um sistema solar fotovoltaico de geração de energia elétrica, bem como apresentar o resultado da análise de investimento, ou seja, apresentar uma resposta sobre a viabilidade desse empreendimento.

O Apêndice [A](#) apresenta uma breve recapitulação dos conceitos de matemática financeira utilizados para o desenvolvimento deste capítulo.

6.1 Curva de aprendizagem do sistema fotovoltaico

Conceitualmente, a progressão do custo das inovações tecnológicas através do tempo se move em etapas devido aos avanços da tecnologia no processo de fabricação dos componentes. Uma estrutura comumente usada para conceituar o custo de produção e o preço de mercado de uma tecnologia através do tempo é um tipo de curva de custo. Estas curvas representam tendências potenciais na diferença entre o custo da tecnologia e a estratégia de preços de mercado para a indústria em desenvolvimento. Uma técnica evolutiva para estimar essas curvas de custo é a análise da curva de aprendizagem (*Learning Curves*) também denominada por curva de experiência [[Kobos et al., 2006](#)].

A curva de aprendizagem é uma lei empírica que descreve a relação entre a produção acumulada e o custo por unidade de uma determinada tecnologia. À medida em que a capacidade de produção acumulada aumenta, o produtor aprende como racionalizar o processo de fabricação, reduzindo, conseqüentemente, o custo por unidade de produção. A taxa de progresso é dada pelo complemento de redução que ocorre com a duplicação do volume de produção. A literatura refere-se à curva de aprendizagem como uma curva de aprendizado de 80% se o custo reduzir em 20% cada vez que o volume acumulado de produção é dobrado.

Curvas de aprendizagem têm sido amplamente utilizadas na indústria em várias formas e com perspectivas diferentes. Inicialmente, os pesquisadores usaram curvas de aprendizagem como uma ferramenta para prever como as horas de trabalho para a fabricação evoluíam ao longo do tempo. Com o tempo, a escala de medição mudou de mão-de-obra por hora para custo de mão-de-obra por unidade produzida e, finalmente, para custo de produção por unidade produzida [Kar, 2007].

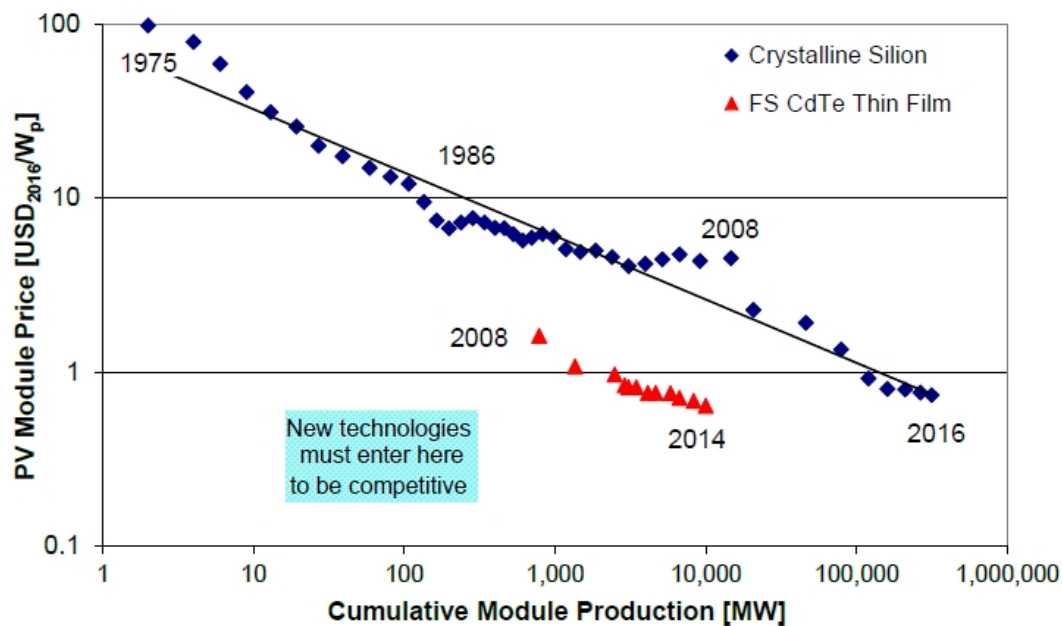


Figura 6.1: Curva de aprendizagem para módulos fotovoltaicos.

Fonte: Jäger-Waldau [2016]

De acordo com dados apresentados por Jäger-Waldau [2016, p. 44], nas últimas quatro décadas, os preços dos módulos fotovoltaicos caíram seguindo uma curva de aprendizagem a uma taxa média de cerca de 80%, ou seja, o preço médio de venda dos módulos fotovoltaicos diminuíram em 20% a cada duplicação do volume de produção (Figura 6.1).

Neste contexto, [IRENA \[2016, p. 32\]](#) apresenta que os módulos fotovoltaicos possuem taxas de aprendizado elevadas entre 18% e 22%.

6.2 Evolução dos custos do sistema fotovoltaico

De acordo com [EPE \[2012, p. 28\]](#), o investimento inicial em sistemas fotovoltaicos pode ser decomposto basicamente em três itens:

- i. os painéis ou módulos fotovoltaicos;
- ii. o inversor de linha;
- iii. o *BoS*, que engloba as estruturas mecânicas de sustentação, equipamentos elétricos auxiliares, cabos e conexões e a engenharia necessária para a adequação dos componentes do sistema, assim como custos gerais de instalação e montagem.

Em média, os preços de sistemas fotovoltaicos para aplicações *off-grid* tendem a ser mais caros do que os sistemas *grid-connected* uma vez que os primeiros requerem equipamentos adicionais como acumuladores e equipamentos de controle de carga.

6.2.1 Módulos fotovoltaicos

O segmento da indústria de energia solar fotovoltaica voltada à produção de módulos fotovoltaicos é baseada na tecnologia de semicondutores e isto ajuda a explicar, em parte, as altas taxas de aprendizagem e as reduções de custo de forma sustentada. Segundo [Jäger-Waldau \[2016\]](#), o aumento na eficiência dos processos, a economia de escala nas plantas integradas e a otimização do processo produtivo são os principais fatores de redução no custo dos módulos fotovoltaicos.

Nas últimas décadas os preços dos módulos solares caíram em função de um desenvolvimento impulsionado não só pela evolução tecnológica, mas também pelas condições do mercado. É importante destacar que entre 2004 e o segundo semestre de 2008 o preço dos módulos fotovoltaicos apresentou baixa variação permanecendo entre USD 4/W a USD 4,5/W, considerando o dólar médio de 2016. Isso ocorreu em função de dois fatores: melhoria na tecnologia de fabricação e o aumento significativo da produção devido à expansão dos mercados na Alemanha e Espanha. Tal condição, associada a escassez de polisilício percebida no período de 2004 a 2009, limitou a produção de células solares de silício e proporcionou a abertura do mercado para a tecnologia de filmes finos. Essa

escassez temporária de matéria-prima de silício e a entrada no mercado de empresas que ofereceram linhas de produção *turnkey*, proporcionou o aumento do mercado para essa tecnologia que, no final de 2009, representava quase 20%. Contudo, desde então verificou-se uma constante diminuição de mercado para a tecnologia de filmes finos, Jäger-Waldau [2016].

Ainda de acordo com o mesmo autor, no período verificado entre o final de 2010 e o final de 2012, ocorreu a maior queda de preços tendo como principal fator de redução o declínio dos preços do polisilício (45%), custos de outros materiais (19%), aumento na economia de escala na fabricação dos módulos (11%) e avanços tecnológicos (10%), enquanto todos os outros fatores contribuíram com um total de 16%, o que causou uma significativa sobre capacidade na fabricação de módulos.

Segundo estudos realizados por IEA, IRENA [2013] e mais tarde confirmado por PVPS [2016c, p. 58], o custo do módulo fotovoltaico representa menos de 50% do custo total de sistemas fotovoltaicos conectados ao sistema de distribuição. Em 2015, a China registrou o preço mais baixo de módulos fotovoltaicos, algo em torno de 0,6 USD/W. Para sistemas fotovoltaicos de grande escala, em 2015 os preços dos módulos girou em entorno de 0,45 USD/W. Em 2016 os preços continuaram a cair devido à sobre capacidade de produção e à baixa expectativa em relação ao mercado. De acordo com dados apurados por PVPS [2016c, p. 58-59], o custo de produção de módulos por fabricantes de nível 1²¹ atingiu a marca de USD 0,4 USD/W em 2015 e há expectativas que este valor caia para 0,3 USD/W ao final de 2017. A Figura 6.2 apresenta a evolução do preço do módulo fotovoltaico por tipo de tecnologia no período de 2009 a 2016, bem como um comparativo do preço médio para o módulo fotovoltaico em 2015 para algumas cidades/países. Cabe destacar que, na referida Figura, o eixo vertical do gráfico descreve o preço em USD/W e o ponto deve ser entendido como separador decimal.

6.2.2 Inversores

Os inversores são dispositivos elétricos ou eletromecânicos capazes de converter um sinal elétrico CC (corrente contínua) variável produzido pelos módulos fotovoltaicos em sinal elétrico CA (corrente alternada) com amplitude, frequência e formato de onda o mais

²¹A categorização dos fabricantes de módulos fotovoltaicos em níveis foi desenvolvida pela *Bloomberg New Energy Finance*. Fabricantes de nível 1 são aqueles que forneceram produtos da própria marca a seis projetos distintos nos últimos dois anos, BNEF [2017].

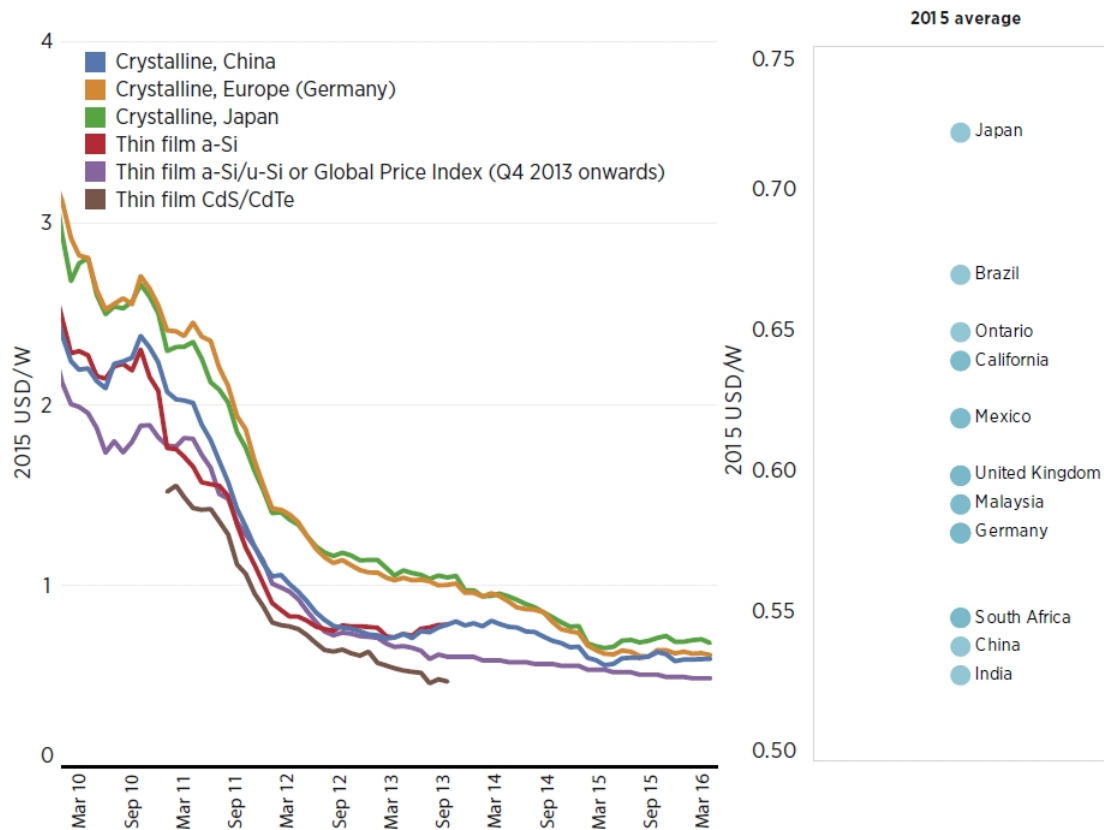


Figura 6.2: Evolução do preços do módulo fotovoltaico no período 2009-2016.

Fonte: IRENA [2016]

próximos do sinal elétrico CA da rede elétrica para utilização nos equipamentos ou a injeção no sistema elétrico de distribuição. Embora todos os inversores operem com os mesmos princípios, eles possuem grande variedade em função da potência de saída (que são muitas vezes referidos simplesmente como o tamanho dos inversores) e segundo Mayfield [2010], se classificam como:

- i. Micro-inversores: são inversores que convertem a eletricidade de um único módulo fotovoltaico com potência inferior a 250 W;
- ii. Inversores string: embora a verdadeira definição de um inversor string seja um inversor conectado a uma sequência de vários módulos conectados em série, o termo tornou-se sinônimo de inversores pequenos com potência que varia de 1 kW a 15 kW;
- iii. Inversores centrais: são conectados a diversas sequências de módulos ligados em série e são normalmente associados a grandes projetos, cuja potência varia de 15 kW a 1 MW.

Micro-inversores são os mais caros dos três considerados e no futuro será muito provável que sua utilização se restrinja aos sistemas residenciais e comerciais de pequeno porte. A Tabela 6.1 apresenta o custo médio dos inversores em 2015 por tipo de tecnologia, bem como a distribuição dos custos por componente do inversor.

Tabela 6.1: Custo médio global de inversores em 2015

Característica/ Componente	Inversores centrais	Inversores <i>string</i>	Micro- inversores
Potência	> 100 kWp	< 100 kWp	Faixa de potência do módulo
Eficiência	até 98,5%	até 98%	90,0 - 95,0%
Preços globais de 2015 (2015 USD/W)	0,140	0,180	0,380
Eletrônica de po- tência	0,015	0,017	0,069
Cartão de controle	0,001	0,002	0,010
Filtros	0,006	0,006	0,010
Placa de distribui- ção e outros	0,020	0,026	0,110
Custos indiretos	0,075	0,100	0,117
Margem	0,023	0,030	0,063
Preços dos fabri- cantes chineses em 2015 (2015 USD/W)	0,03 - 0,05	0,06 - 0,08	n.a.

Fonte:IRENA [2016](adaptado)

6.2.3 *Balance of the System - BoS*

Segundo IRENA [2012], os custos relacionados ao *BoS* incluem:

- os componentes necessários para montar o sistema fotovoltaico;
- a caixa do combinador e componentes elétricos diversos;

- c. preparação e instalação do local (isto é, preparação do telhado para sistemas residenciais, ou preparação do solo para instalações de usinas), mão-de-obra, custos de instalação e ligação à rede;
- d. baterias para sistemas isolados (não conectados ao sistema de distribuição); e
- e. projeto de sistema, gerenciamento, custos gerais de instalação, taxas de licenciamento, custos de desenvolvimento de projetos, custos de aquisição de clientes e quaisquer custos iniciais de financiamento.

De acordo com [IRENA \[2014\]](#), as condições de mercado e o ambiente regulatório podem influenciar significativamente os custos de BoS e, por conta disso, normalmente são verificadas grandes variações entre países e até mesmo dentro de um mesmo país. Foi constatado ainda que a variação é maior para empreendimentos de pequena escala, e.g. os residenciais, enquanto para empreendimentos maiores os custos de BoS convergem à medida em que o mercado de um determinado país evolui.

Embora as médias globais sejam úteis para acompanhar a evolução dos custos, esses variam em função do tamanho do empreendimento e no local de instalação, ou seja, solo ou telhado. A Figura 6.3 apresenta o custo médio discretizado do BoS em 2015 para usinas fotovoltaicas em diversos países.

6.3 *Levelized Cost of Electricity* - LCOE

O *Levelized Cost of Electricity* (LCoE), ou custo nivelado de energia, é uma das metodologias utilizadas para a análise da viabilidade econômico-financeira de empreendimentos energéticos. O LCoE relaciona os custos totais de instalação e operação de um projeto à respectiva quantidade de energia elétrica gerada pelo sistema ao longo de sua vida útil. Esta figura de mérito representa o valor em R\$/kWh a ser cobrado sobre a energia elétrica gerada, de modo que este seja suficiente para cobrir os investimentos iniciais, as despesas operacionais, os juros de financiamento e ainda remunerar adequadamente os investidores.

The levelized cost of electricity is the constant dollar electricity price that would be required over the life of the plant to cover all operating expenses,

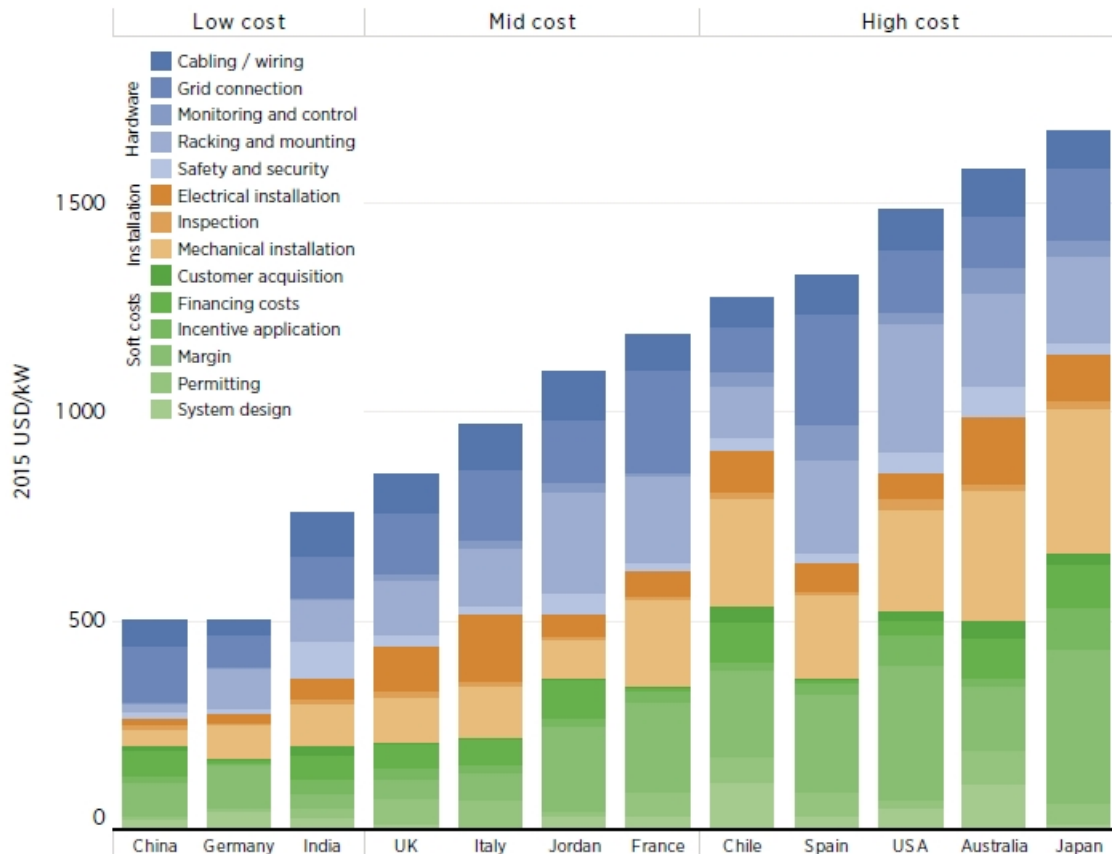


Figura 6.3: Custo médio discretizado do BoS em 2015.

Fonte: [IRENA \[2016\]](#)

payment of debt and accrued interest on initial project expenses, and the payment of an acceptable return to investors [[Deutch et al., 2007](#), p. 127].

Atualmente o LCoE é amplamente utilizado como indicador para comparar tecnologias renováveis de produção de energia elétrica, bem como os custos da fonte analisada com os custos da energia elétrica convencional [[Romeiro et al., 2015](#), p32]. Trata-se, portanto, de uma ferramenta essencial à tomada de decisão para investimento. Basicamente este indicador calcula os custos totais de um sistema produtor de energia elétrica durante o tempo de vida do próprio sistema, incluindo os custos do investimento (CAPEX) e os custos de O&M (OPEX) e os compara com a estimativa da eletricidade que o sistema irá produzir durante o mesmo período.

Para sistemas fotovoltaicos o custo relacionado ao investimento inicial é alto e os custos relacionados com O&M são baixos quando comparado com outras tecnologias de geração de energia elétrica como o caso das usinas térmicas, cujo custo com combustíveis

estão agregados aos custos de operação alterando substancialmente as despesas ao longo da vida do empreendimento.

A equação 6.1 apresenta a forma de cálculo do LCoE para sistemas fotovoltaicos proposta por Deutch et al. [2007]. Segundo o autor, o LCoE é definido como o custo por quilowatt-hora (kWh) que equipara o valor presente descontado das receitas ao valor presente descontado dos custos, incluindo o investimento inicial de capital e os custos operacionais anuais, considerando os respectivos impostos pagos.

$$LCoE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{K_t + O_t + V_t}{(1+R)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{Q_t}{(1+R)^t}}, t = 0, 1, 2, \dots, T \quad (6.1)$$

onde, K_t representa o investimento anual, O_t representa as despesas anuais com O&M, V_t representa o pagamento anual de impostos, Q_t representa a geração anual de energia e R é o custo do capital.

Esse modelo de cálculo foi aperfeiçoado por Branker et al. [2011], equação 6.2, quando passou-se a considerar a degradação na geração dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo, a qual é geralmente considerada nos modelos de projeção com valores de 0,5% a 1,0% a.a.

$$LCoE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I_t + O_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{S_t(1-d)^t}{(1+r)^t}}, t = 0, 1, 2, \dots, T \quad (6.2)$$

onde, I_t representa o investimento inicial, O_t representa as despesas anuais com operação, M_t representa as despesas anuais com manutenção, F_t representa o custo com financiamento, S_t representa a geração anual de energia em potência nominal, r é o custo do capital (taxa de desconto) e d representa a taxa anual de degradação dos módulos.

6.4 Parâmetros de desempenho e geração de energia elétrica

O desempenho de um sistema fotovoltaico geralmente é expresso por um dos três parâmetros a seguir: eficiência, rendimento energético e relação de desempenho ou *Performance Ratio (PR)*. Estes parâmetros, apesar de estarem correlacionados, expressam diferentes aspectos do desempenho global do sistema, [Pearsall, 2017, p. 11].

De acordo com o mesmo autor a eficiência do sistema fotovoltaico, calculada pela clássica relação entre potência de entrada e potência de saída, expressa o quão bem esse sistema converte a energia solar em eletricidade. Para um módulo fotovoltaico, a eficiência é geralmente citada em função de determinadas condições padronizadas²² de operação, embora as condições reais de operação sejam variáveis. Para determinar a eficiência total do sistema é necessário determinar a eficiência de todos os seus componentes. Contudo, a eficiência total depende diretamente da eficiência dos módulos fotovoltaicos e, portanto, da tecnologia escolhida, bem como das características de projeto do sistema fotovoltaico.

O rendimento energético de um sistema fotovoltaico expressa a sua produção de energia. Três valores de rendimento energético foram definidos, sendo que o mais útil deles é Y_f (*final yield*) denominado por rendimento final e representa a energia entregue à carga por unidade de capacidade do sistema, ou seja, é a relação entre a energia, de fato, gerada pelo sistema e a potência nominal do gerador fotovoltaico, conforme equação 6.3, [Marion et al., 2005] e [Pearsall, 2017].

$$Y_f = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t)dt}{P_o} = \frac{E}{P_o} \quad (6.3)$$

onde $P(t)$ é a potência instantânea na saída do sistema, P_o é a potência nominal da unidade geradora e, E é a energia entregue pelo sistema em um período de tempo $(t_2 - t_1)$. A unidade de medida da produtividade do sistema (Y_f) é $\frac{kWh}{kW}$, ou seja, representa a produção de energia (kWh) por cada unidade de potência (kW).

O segundo rendimento energético Y_a (*array yield*) é definido de forma semelhante ao rendimento final Y_f , mas utilizando a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, ou seja, antes da conversão para corrente alternada no inversor. Esse rendimento fornece uma medida de desempenho dos módulos fotovoltaicos, [Pearsall, 2017].

O terceiro valor de rendimento é conhecido como o rendimento de referência, Y_r (*reference yield*). Ele expressa a saída do sistema em condições ideais de funcionamento, ou seja, desconsiderando as perdas. O rendimento de referência pode ser calculado con-

²²De acordo com Pearsall [2017, p. 9], a saída de um dispositivo fotovoltaico depende das condições de funcionamento, em particular a irradiância solar, a temperatura de funcionamento e do espectro solar. Portanto, para analisar o desempenho de um sistema, um conjunto de condições operacionais padronizadas foi definido pela comunidade fotovoltaica para a medição de células e módulos fotovoltaicos.

forme a equação 6.4.

$$Y_r = \frac{\int_{t_1}^{t_2} H(t) dt}{H_{ref}} \quad (6.4)$$

onde, $H(t)$ representa a irradiância solar incidente no plano do gerador ($\frac{kW}{m^2}$) e H_{ref} é a irradiância considerada em $1000W/m^2$, para um período de 24 horas, pode-se dizer que Y_f representa o número de horas equivalentes de irradiância igual a $1000W/m^2$. Esta grandeza é função do local, orientação e inclinação do módulo e de condições de tempo, [Marion et al., 2005].

A PR é a relação entre Y_f e Y_r , ou seja, compara o rendimento final do sistema fotovoltaico com o rendimento de referência, [Marion et al., 2005]. É usada para comparar a eficiência de sistemas fotovoltaicos em locais diferentes e com diferentes tipos de módulos. A PR descreve também a relação entre o rendimento energético final num sistema fotovoltaico e a sua capacidade nominal. A capacidade nominal de um sistema fotovoltaico é geralmente expressa em quilowatts pico (kWp), [Kost et al., 2013, p. 19]. A PR é calculada pela equação 6.5.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (6.5)$$

Valores de PR geralmente são apresentados em base anual ou mensal e variam de 60% a 80%, [Marion et al., 2005], embora na Alemanha verificou-se instalações fotovoltaicas com PR da ordem de 80% a 90%, [Kost et al., 2013].

A energia gerada poderá ser calculada resolvendo as equações 6.3 e 6.5.

$$E = P_o \cdot Y_f = P_o \cdot Y_r \cdot PR \quad (6.6)$$

Outro parâmetro comumente utilizado em empreendimentos de geração de energia elétrica é o fator de capacidade, o qual representa o nível de atividade de uma usina em determinado período, ou seja, é a energia efetivamente produzida pela usina dividida pela produção com sua capacidade nominal durante todo o período. O fator de capacidade pode ser calculado pela equação 6.7.

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t) dt}{P_o \cdot (t_1 - t_2)} \quad (6.7)$$

onde, $P(t)$ é a potência instantânea e P_o é a potência nominal da unidade geradora.

Os fatores de capacidade são comumente usados para comparar sistemas de geração de energia. O fator de capacidade anual para um sistema fotovoltaico solar típico é da ordem de 20%, comparado aos 22% para energia solar térmica, 31% para energia eólica, 40% para energia hidrelétrica, 44% para ciclo combinado a gás natural, 64% para carvão e 90% para usinas nucleares, [Deutch et al., 2007].

O fator de capacidade (FC) e a relação de desempenho (PR) de um sistema fotovoltaico se relacionam da seguinte forma:

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t)dt}{P_o \cdot (t_1 - t_2)} = \frac{E}{P_o \cdot (t_1 - t_2)} = \frac{Y_f}{(t_1 - t_2)} = \frac{Y_r \cdot PR}{(t_1 - t_2)} \quad (6.8)$$

Assim, a energia gerada poderá, então, ser calculada em função do fator de capacidade.

$$E = P_o \cdot FC \cdot (t_1 - t_2) \quad (6.9)$$

6.5 Tarifas de energia elétrica

Até fevereiro de 1993, a tarifa era estabelecida pelo custo do serviço prestado e com uma remuneração garantida. A partir daí, a remuneração garantida foi extinta, mas havia a necessidade de uma remuneração justa para os concessionários de serviço público de energia elétrica, mantendo a tarifa pelo custo. Em 1995, a tarifa do serviço público foi fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão prevista na regulação do setor. Dessa forma, somente a partir de 1995, a tarifa deixou de ser pelo custo do serviço, passando o consumidor final a pagar tarifas baseadas no serviço pelo preço, [Ganim, 2003].

De acordo com o mesmo autor, o Equilíbrio Econômico-Financeiro é mecanismo previsto no Direito Administrativo brasileiro e está inserido em todos os contratos de concessão. No caso específico das distribuidoras de energia elétrica, tal mecanismo é a base para os processos de reajuste tarifário anual (RTA), revisão tarifária periódica (RTP) e revisão tarifária extraordinária (RTE). Por isso, quando do reposicionamento tarifário, a preocupação do órgão regulador será sempre a de estabelecer níveis tarifários capazes de corrigir ou de preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

A tarifa de energia elétrica aplicada aos consumidores finais regulados representa a síntese de todos os custos incorridos ao longo da cadeia produtiva

da indústria de energia elétrica: geração, transmissão, distribuição e comercialização. O seu valor deve ser suficiente para preservar o princípio da modicidade tarifária e assegurar a saúde econômica e financeira das concessionárias, para que possam obter recursos suficientes para cobrir seus custos de operação e manutenção, bem como remunerar de forma justa o capital prudentemente investido com vista a manter a continuidade do serviço prestado com a qualidade desejada [Ganim, 2003, p. 86].

Assim, a tarifa deve proporcionar à concessionária a obtenção de receita capaz de cobrir custos eficientes e remuneração adequada de investimentos prudentes. Então, quando de um reposicionamento tarifário, as tarifas podem ser reduzidas, aumentadas ou mantidas. A situação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão é que determinará o sentido desse movimento.

Para a avaliação da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos, torna-se necessário o conhecimento das tarifas de energia elétrica vigentes, bem como suas projeções para os anos que serão considerados no horizonte do estudo. A Figura 6.4 apresenta a evolução das tarifas médias de energia elétrica no período entre 2003 a 2016. Como pode ser observado, devido a políticas adotadas pelo órgão regulador e a intervenções governamentais, as tarifas não seguem uma trajetória bem definida.

Observa-se que para o período verificado entre 2007 e 2014 as tarifas da classe residencial e comercial evoluíram abaixo da inflação. Em 2013 as tarifas ficaram mais baratas, houve uma redução média de 13,2%, por conta da renovação antecipada das concessões nos segmentos de geração e transmissão, além da eliminação da Conta Consumo de Combustível²³ (CCC), da Reserva Geral de Reversão²⁴ (RGR) e a redução da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)²⁵. Entretanto, nos dois anos subsequentes, as tarifas tiveram aumentos acima da inflação em decorrência da crise hídrica e do consequente uso das termelétricas, além da adoção das bandeiras tarifárias e da revisão

²³A CCC (Conta Consumo de Combustível) é um encargo que subsidia o custo de geração em sistemas isolados, os quais têm elevada participação de usinas a óleo combustível.

²⁴A RGR (Reserva Geral de Reversão) é um encargo destinado à reversão de ativos ao poder concedente ao fim dos contratos de concessão, também utilizado para financiar programas de expansão e melhoria no sistema elétrico.

²⁵A CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) é um encargo com o objetivo de financiar o desenvolvimento energético dos estados, projetos de universalização do acesso à energia, subvenções aos consumidores de baixa renda e incentivos a determinadas tecnologias.

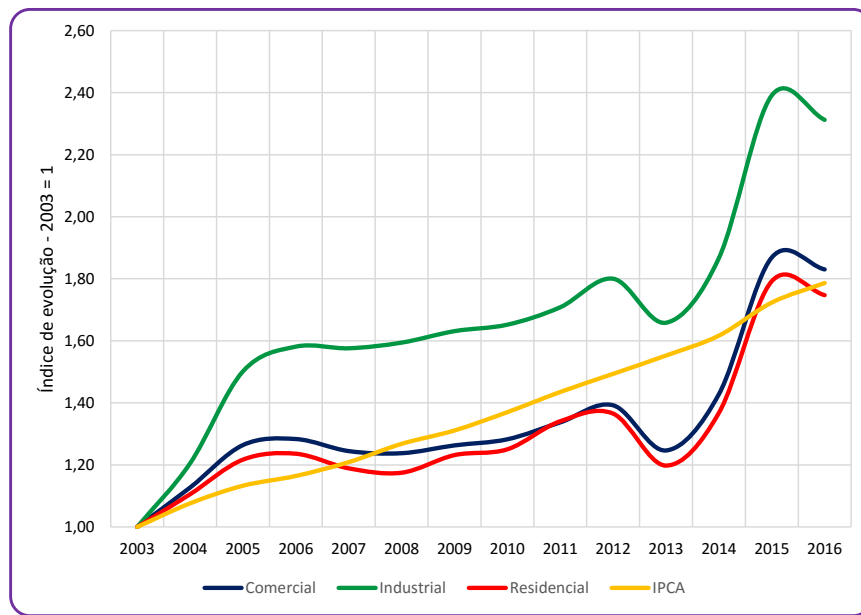


Figura 6.4: Evolução das tarifas de energia elétrica e do IPCA
 Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL e IBGE

extraordinária das tarifas para as concessionárias de distribuição em 2015.

A projeção das tarifas de energia elétrica para o futuro não é algo trivial, uma vez que esse processo depende de diversos fatores inclusive de eventuais intervenções governamentais. Entretanto, há fortes indícios de que as tarifas de energia sofram uma redução a partir de 2019, tendo em vista a amortização dos empréstimos contraídos pelas distribuidoras para que elas pudessem saldar compromissos decorrentes dos custos relacionados ao acionamento das termoeletricas e da exposição involuntária ao mercado de curto prazo ao longo de 2014.

6.6 Premissas iniciais e metodologia

Devido à necessidade de se definir alguns parâmetros necessários aos cálculos, para o desenvolvimento deste trabalho foram consideradas algumas premissas, conforme a seguir:

- i. Degradação dos módulos fotovoltaicos: a degradação dos módulos está relacionada a redução na energia gerada ao longo do tempo. Neste estudo foi adotada a taxa de degração de 0.5% a.a, pois, de acordo com [Jordan e Kurtz \[2013\]](#), as taxas de degradação medidas em módulos individuais ou em sistemas fotovoltaicos estão relacionadas em torno desse valor;

- ii. Relação de performance - PR: o valor de PR adotado neste estudo será de 75%, pois de acordo com [Marion et al. \[2005\]](#), valores típicos de PR variam de 60% a 80%;
- iii. Despesas com O&M: para este estudo será adotado um valor anual referente a 1% do investimento inicial de aquisição do sistema fotovoltaico, [\[EPE, 2012\]](#);
- iv. Autoconsumo: trata-se da parcela da energia gerada que é consumida no próprio local, ou seja, é a parcela da energia gerada que não é injetada na rede. De acordo com [Nakabayashi \[2015\]](#), a média ponderada entre os dias úteis e finais de semana, o valor médio de autoconsumo é de 54,3%, valor este utilizado neste estudo;
- v. Período: o período que será utilizado neste estudo corresponde a 25 anos por estar relacionado à vida útil do sistema fotovoltaico;
- vi. Taxa Mínima de Atratividade (TMA): a TMA²⁶ utilizada neste estudo será de 11,25% a.a., que corresponde à taxa SELIC publicada pela 206ª reunião do Comitê de Política Monetária, [Banco Central do Brasil - BACEN \[2017a\]](#);
- vii. Inflação: De acordo com [Banco Central do Brasil - BACEN \[2017b\]](#), p. 47], expectativas de inflação apuradas pela pesquisa Focus encontram-se em torno de 4,1% para 2017 e em torno da meta de 4,5% para 2018. Para 2019 e horizontes mais distantes, essas medidas encontram-se ligeiramente abaixo de 4,5%, possivelmente refletindo expectativas sobre definição das metas para a inflação no futuro. Portanto, será adotado o índice de 4,5% a.a. para o período de estudo.
- viii. Índice de reajuste tarifário (IRT): na busca pelo aperfeiçoamento do modelo, a ANEEL tem promovido alterações substanciais a cada período de revisão tarifária que, em conjunto com uma série de fatores técnicos e não técnicos impossibilitam a projeção do IRT para o período de estudo. Cabe ainda destacar que o comportamento da evolução do IRT no passado não pode servir como base para projeções. Contudo, será adotado para efeito deste cenário um IRT de 7,5% a.a.;
- ix. Investimento inicial: Para a avaliação do investimento necessário, diversas metodologias foram propostas ([ABINE \[2012\]](#), [EPE \[2012\]](#)), entretanto, a opção adotada foi a realização de cotações diretas no mercado em março/2017. Para tanto, ficou evidenciado que o preço final não sofreu grandes variações permanecendo em torno

²⁶ A TMA é uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que uma pessoa se propõe a pagar quando faz um financiamento.

de R\$6,60/Wp. O sistema cotado possui potência de 3,18 kWp para instalação em telhado;

- x. ICMS: No âmbito deste trabalho, foram considerados os impostos relacionados ao crédito gerado pela energia injetada na rede, conforme estabelecido nos convênios ICMS n.º 016/2015 e n.º 006/2013, definidos pelo CONFAZ²⁷.

A Tabela 6.2 apresenta de forma estruturada as premissas adotadas e cujo conjunto foi denominado por cenário padrão.

Tabela 6.2: Condições Padrão

Classe de consumo:	Residencial
PR:	75%
O&M:	1% a.a.
Período:	25 anos
Degradação módulos:	0,5% a.a.
IRT (nominal):	7,50% a.a.
Inflação:	4,5% a.a.
Autoconsumo:	54,3%
TMA (nominal):	11,25% a.a.
Preço sistema (R\$/Wp):	6,60

Fonte: Elaborado pelo autor.

O fator de capacidade médio foi calculado a partir da equação 6.8 para cada uma das 63 concessionárias de distribuição e estão discriminados na Tabela 6.3, tendo como insumos

²⁷Os Estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal aderiram ao convênio ICMS n.º 016/2015. Isto implica que o ICMS incidirá sobre a energia consumida descontada a compensação da energia gerada. Para os demais estados que não aderiram ao referido convênio, prevalece o convênio ICMS n.º 006/2013, o qual estabelece que o ICMS incidirá sobre a integralidade da energia consumida, ou seja, não considera a compensação pela energia gerada.

os dados da irradiação solar diária média²⁸ e a relação de desempenho - PR estabelecida em 75%.

Tabela 6.3: Irradiação solar diária média e Fator de Capacidade

Distribuidora	UF	Irradiação Solar diária média	Fator de Capacidade
ELETROACRE	AC	4,52	14,1%
CEAL	AL	5,39	16,8%
CEA	AP	5,05	15,8%
AME	AM	4,93	15,4%
COELBA	BA	5,29	16,5%
COELCE	CE	5,57	17,4%
CEB-DIS	DF	5,13	16,0%
ELFSM	ES	5,07	15,8%
ESCELSA	ES	5,07	15,8%
CELG-D	GO	5,20	16,3%
CHESP	GO	5,20	16,3%
CEMAR	MA	4,92	15,4%
EMT	MT	5,23	16,3%
EMS	MS	5,13	16,0%
CEMIG-D	MG	4,55	14,2%
CPFL MOCOCA	MG	4,55	14,2%
CPFL SANTA CRUZ	MG	4,55	14,2%
DMED	MG	4,55	14,2%
EMG	MG	4,55	14,2%
CELPA	PA	5,05	15,8%
EBO	PB	5,51	17,2%
EPB	PB	5,51	17,2%
CFLO	PR	3,87	12,1%
COCEL	PR	4,35	13,6%
COPEL-DIS	PR	3,87	12,1%
FORCEL	PR	3,87	12,1%

continua na próxima página

²⁸Os dados de irradiação, em $\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$, foram calculados pelo programa SunData do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito - CRESESB. Esse programa calcula a irradiação solar diária média em qualquer ponto do território nacional.

Tabela 6.3: Irradiação solar diária média e Fator de Capacidade (continuação)

Distribuidora	UF	Irradiação Solar diária média	Fator de Capacidade
CELPE	PE	5,71	17,8%
CEPISA	PI	5,52	17,3%
AMPLA	RJ	4,27	13,3%
ENF	RJ	4,27	13,3%
LIGHT	RJ	4,27	13,3%
COSERN	RN	5,66	17,7%
AES SUL	RS	4,72	14,8%
CEEE-D	RS	4,72	14,8%
DEMEI	RS	4,72	14,8%
ELETROCAR	RS	4,72	14,8%
HIDROPAN	RS	4,72	14,8%
MUXENERGIA	RS	4,72	14,8%
RGE	RS	4,72	14,8%
UHENPAL	RS	4,72	14,8%
CERON	RO	4,62	14,4%
BOA VISTA	RR	5,60	17,5%
CERR	RR	5,60	17,5%
CELESC-DIS	SC	4,49	14,0%
COOPERALIANÇA	SC	4,49	14,0%
EFLJC	SC	4,49	14,0%
EFLUL	SC	4,49	14,0%
IENERGIA	SC	4,49	14,0%
BANDEIRANTE	SP	4,14	12,9%
CAIUÁ	SP	4,14	12,9%
CNEE	SP	4,14	12,9%
CPFL JAGUARI	SP	4,14	12,9%
CPFL LESTE PAULISTA	SP	4,14	12,9%
CPFL PAULISTA	SP	4,14	12,9%
CPFL PIRATININGA	SP	4,14	12,9%
CPFL SUL PAULISTA	SP	4,14	12,9%
EDEVP	SP	4,14	12,9%
EEB	SP	4,14	12,9%

continua na próxima página

Tabela 6.3: Irradiação solar diária média e Fator de Capacidade (continuação)

Distribuidora	UF	Irradiação Solar diária média	Fator de Capacidade
ELEKTRO	SP	4,14	12,9%
ELETROPAULO	SP	4,14	12,9%
ESE	SE	5,51	17,2%
SULGIPE	SE	5,51	17,2%
ETO	TO	5,12	16,0%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A energia gerada pelo sistema fotovoltaico deverá considerar a taxa de degradação dos módulos de forma a representar a redução na energia gerada ao longo do tempo de vida do sistema. Dessa forma, a equação 6.9 será alterada conforme a equação 6.10.

$$E = P_o.FC.8760.(1 - d)^n \quad (6.10)$$

onde d é a taxa de degradação do módulos e n corresponde à fração do período em análise.

Uma vez estabelecido o fluxo de caixa na região de concepção de cada distribuidora relativo às despesas com investimento inicial pela aquisição do sistema fotovoltaico e aos custos com O&M ao longo do ciclo de vida do sistema fotovoltaico, bem como a energia gerada ao longo do ciclo de vida do sistema, o LCoE na região de concessão de cada distribuidora será calculado conforme a equação 6.2.

De posse dos dados relacionados à energia gerada e dos parâmetros tarifa, IRT, TMA, percentual de autoconsumo, taxa de inflação e alíquota de ICMS, todos definidos ao longo do ciclo de vida do sistema fotovoltaico e na região de concessão de cada distribuidora, é plenamente possível definir um novo fluxo de caixa correspondente às despesas e receitas auferidas, que por sua vez, permite calcular o VPL, TIR e *Payback* conforme os conceitos de matemática financeira descritos no Apêndice A. A Figura 6.5 apresenta o fluxograma que descreve o fluxo dos cálculos realizados.

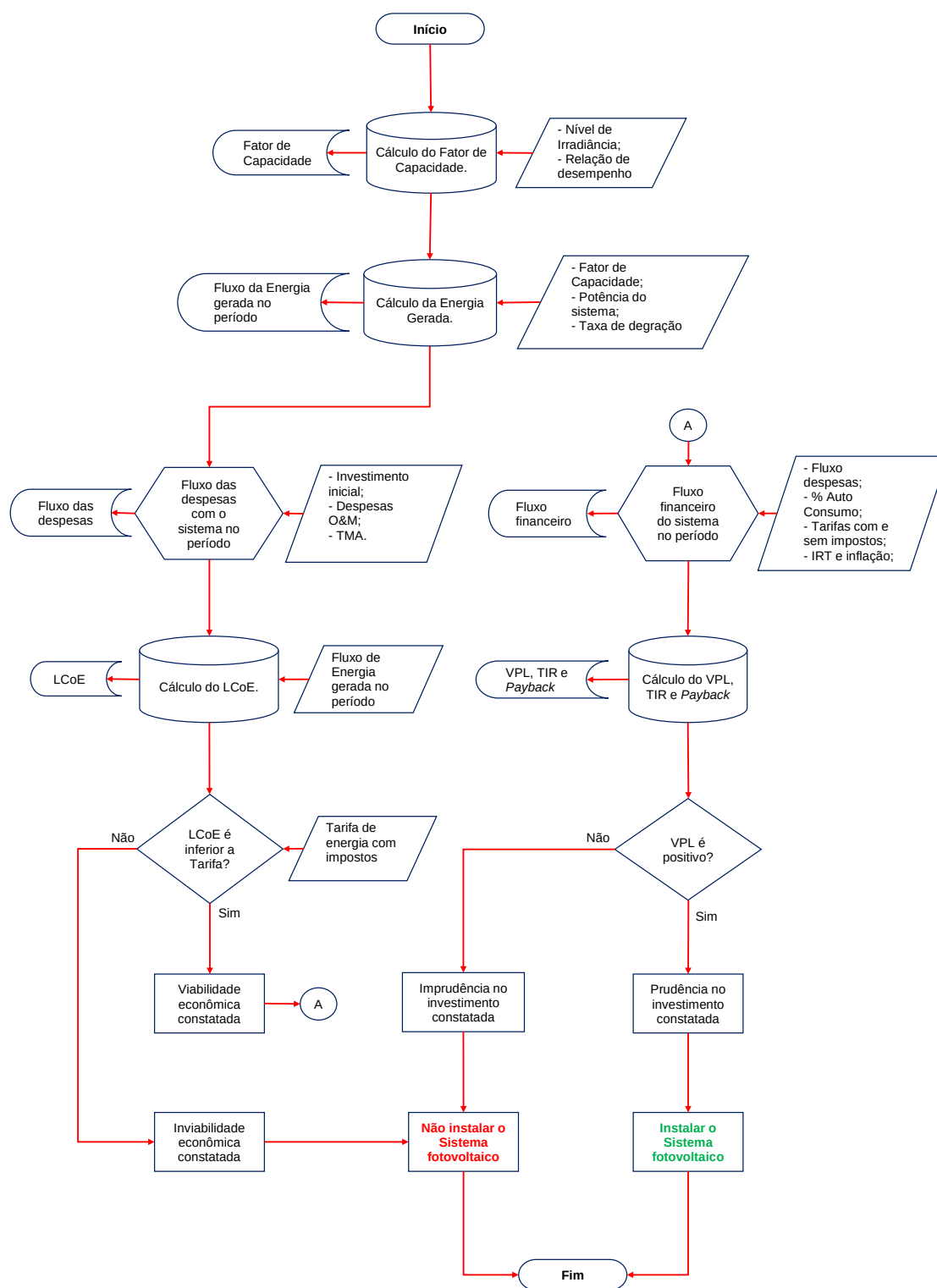


Figura 6.5: Fluxograma dos cálculos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

6.7 Resultados

Para cada uma das 63 concessionárias de distribuição, considerando os parâmetros estabelecidos no cenário padrão, foi realizado o estudo de viabilidade econômica e a análise da prudência sobre o investimento na aquisição e implantação de um sistema fotovoltaico sob a ótica do prosumidor residencial. Considera-se que há viabilidade econômica quando o LCoE for inferior às respectivas tarifas de energia e a prudência do investimento é analisada pelos resultados obtidos para os respectivos VPL, que deve ser positivo, e a TIR que deve ser superior à TMA.

Quanto a análise da viabilidade econômica, a Tabela 6.4 discrimina as concessionárias de distribuição que possuem as tarifas de energia com valores inferiores aos respectivos LCoE. Isto implica que na área de concessão destas distribuidoras o custo da geração fotovoltaica é superior ao da energia fornecida pelas próprias distribuidoras.

Tabela 6.4: Concessionárias de distribuição com LCoE superior à tarifa de energia

DISTRIBUIDORA	UF	TARIFA (R\$/MWh)	LCoE (R\$/MWh)
CEA	AP	374,98	443,06
BOA VISTA	RR	397,43	399,45
ELETROPAULO	SP	534,01	540,32

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quanto a análise sobre a prudência do investimento, foi verificada a não prudência sobre o investimento inicial para as distribuidoras relacionadas na Tabela 6.5, uma vez que para cada uma delas o VPL do empreendimento foi negativo, ou seja, a TIR do empreendimento é inferior à TMA, 11,25% a.a.

Cabe observar que, para as distribuidoras relacionadas na Tabela 6.5 e não relacionadas na Tabela 6.4, quais sejam: COPEL-DIS/PR, BANDEIRANTE/SP, CNEE/SP e CPFL PIRATININGA/SP, apesar de haver a viabilidade econômica, o consumidor residencial terá um resultado financeiro melhor caso o montante relacionado ao investimento inicial seja investido em alguma aplicação cuja taxa seja superior à TMA.

Para as demais concessionárias, ou seja, aquelas que não compõem as Tabelas 6.4 e 6.5, os respectivos LCoE são superiores às respectivas tarifas de energia e os respectivos

Tabela 6.5: Concessionárias de distribuição com VPL negativo

DISTRIBUIDORA	UF	PAYBACK (anos)	VPL (R\$)	TIR (a.a.)
CEA	AP	15,78	- 4.207,25	8,6%
COPEL-DIS	PR	13,09	- 577,05	10,7%
BOA VISTA	RR	12,95	- 468,83	10,7%
BANDEIRANTE	SP	13,48	- 1.252,30	10,3%
CNEE	SP	13,28	- 917,66	10,5%
CPFL PIRATININGA	SP	13,16	- 718,67	10,6%
ELETROPAULO	SP	13,70	- 1.615,65	10,1%

Fonte: Elaborado pelo autor.

VPL são positivos indicando tanto pela viabilidade econômica quanto pela prudência no investimento para a instalação do sistema fotovoltaico. O resultado dessa análise é confirmado pelos resultados das respectivas TIR, as quais apresentaram valores superiores à TMA estabelecida em 11,25% a.a. A Tabela 6.6 apresenta a relação das distribuidoras com TIR acima de 16% a.a., cujo prazo médio de retorno (*payback*) é de 8,2 anos.

Tabela 6.6: Concessionárias de distribuição com TIR acima de 16% a.a.

DISTRIBUIDORA	UF	PAYBACK (anos)	VPL (R\$)	TIR (a.a.)
COELCE	CE	8,56	10.069,17	16,1%
CHESP	GO	7,12	16.509,30	19,1%
EMT	MT	8,35	10.900,40	16,5%
EMS	MS	8,52	10.229,64	16,2%
CEMIG-D	MG	8,61	9.868,37	16,0%
CELPA	PA	7,81	12.938,28	17,5%
CEPISA	PI	8,62	9.836,93	16,0%
HIDROPAN	RS	8,58	9.980,35	16,0%
UHENPAL	RS	7,44	14.759,92	18,3%
ETO	TO	8,41	10.674,89	16,4%

Fonte: Elaborado pelo autor.

O Apêndice B discrimina os resultados para as 63 concessionárias de distribuição.

Uma vez que há certo grau de incerteza na definição de alguns parâmetros, tais como IRT, inflação e TMA, torna-se necessária uma análise qualitativa dos resultados apresentados para VPL, TIR, *Payback* e LCoE quando os referidos parâmetros sofrem variações. Esse processo é denominado análise de sensibilidade. Cabe destacar que essa análise foi realizada para os Estados que aderiram ao convênio ICMS 016/2015 do CONFAZ, sendo considerados os dados médios de irradiação e tarifa de energia a nível Brasil, quais sejam, 4,73 kWh/m².dia e R\$455,57/MWh, respectivamente.

O método estatístico de correlação entre duas variáveis, por meio do coeficiente de correlação linear de Pearson, foi utilizado para atestar o resultado da análise de sensibilidade. O coeficiente de correlação de Pearson é uma medida do grau de relação linear entre duas variáveis quantitativas. Este coeficiente varia entre os valores -1 e 1; onde o valor 0 (zero) significa que não há relação linear; o valor 1 indica uma relação linear perfeita. O valor -1 também indica uma relação linear perfeita, mas inversa, ou seja, quando uma das variáveis aumenta, a outra diminui. Quanto mais próximo estiver de 1 ou -1, mais forte é a associação linear entre as duas variáveis, [Barbetta et al., 2010].

É importante ressaltar que o conceito de correlação refere-se a uma associação numérica entre duas variáveis, não implicando, necessariamente, relação de causa-e-efeito, ou mesmo uma estrutura com interesses práticos. A análise de dados para verificar correlações é usualmente feita em termos exploratórios; a verificação de uma correlação serve como elemento auxiliar na análise do problema de estudo. Ou seja, o estudo da correlação numérica entre a observação de duas variáveis é geralmente um passo intermediário na análise de um problema [...] [Barbetta et al., 2010, p. 316].

A Figura 6.6 ilustra a análise de sensibilidade considerando a variação do IRT na faixa de 1,0% a.a. a 10% a.a., ou seja, nessa faixa de variação foram contemplados índices de reajuste tarifário abaixo e acima da inflação conforme definido no cenário padrão.

Observa-se que para IRT abaixo de 4,87% a.a., a TIR permanece inferior a TMA indicando a não prudência no investimento, ou seja, para o consumidor, nestas condições, é melhor destinar o capital relativo ao investimento inicial em outra aplicação, pois haverá uma maior remuneração sobre esse investimento. Cabe observar que o LCoE

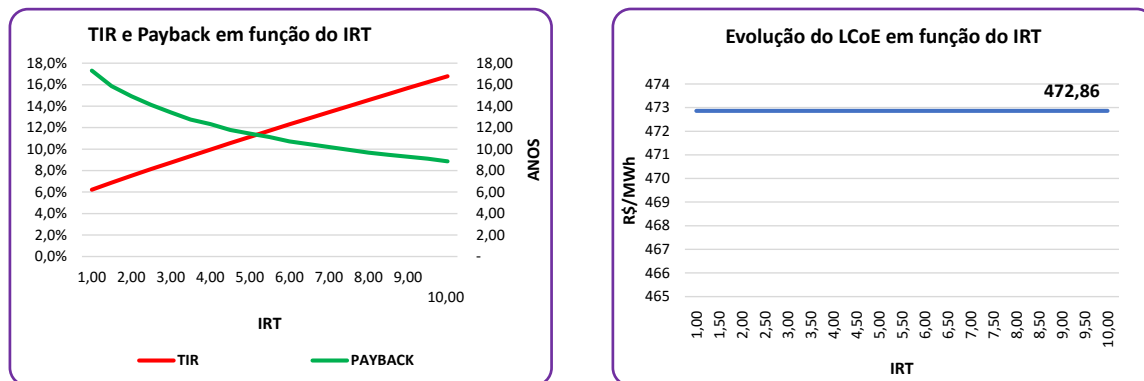


Figura 6.6: Análise de sensibilidade em função do IRT
Elaborado pelo autor

não sofre alterações com a variação do IRT, isto se deve ao fato da variação no IRT não provocar alterações na composição dos custos ao longo do período para os Estados que aderiram ao convênio ICMS 016/2015 do CONFAZ. A análise do coeficiente de correlação entre as variáveis IRT e TIR apresentou uma relação linear forte positiva de 0,9997 e a mesma análise entre as variáveis IRT e *Payback* apresentou uma relação linear forte negativa de -0,9595. Entre as variáveis IRT e LCoE, o coeficiente de correlação foi nulo indicando que não há qualquer relação linear entre essas variáveis.

Outra análise de sensibilidade foi realizada considerando variações na inflação entre 1,0% a.a. a 10% a.a., mantendo-se os demais parâmetros conforme definido no cenário padrão. O resultado é ilustrado pela Figura 6.7.

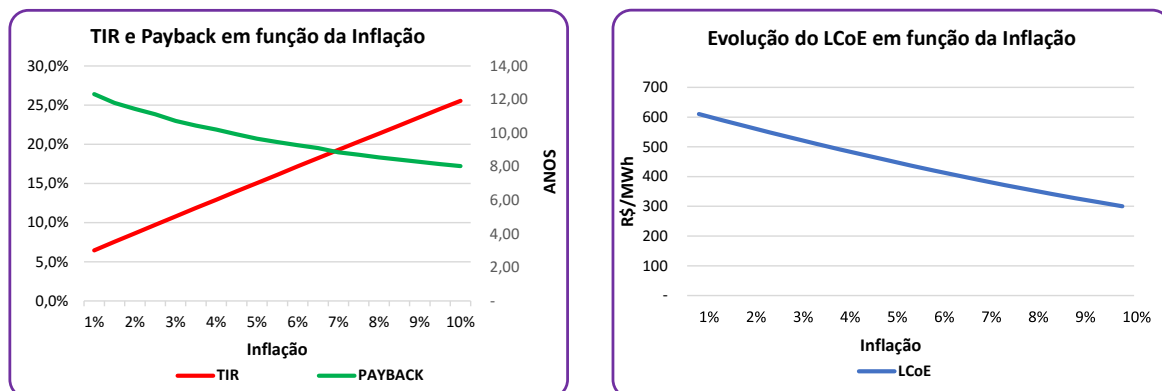


Figura 6.7: Análise de sensibilidade em função da inflação
Elaborado pelo autor

Importante destacar que nesta configuração de variação na inflação mantendo-se fixa a TMA, implica na variação dos juros reais. A análise do coeficiente de correlação entre as variáveis Inflação e TIR apresentou uma relação linear praticamente plena positiva de 0,9999 e a mesma análise entre as variáveis Inflação e *Payback* e entre Inflação e LCoE apresentou relação linear forte negativa de -0,9833 e -0,9981, respectivamente.

Uma última análise de sensibilidade a ser feita será a variação da TMA mantendo-se os demais parâmetros conforme definido no cenário padrão. A análise do coeficiente de correlação entre as variáveis TMA e TIR apresentou uma relação linear praticamente plena negativa de -0,9999 e a mesma análise entre as variáveis TMA e *Payback* e entre TMA e LCoE apresentou relação linear forte positiva de 0,9729 e 0,9993, respectivamente., conforme ilustrado na Figura 6.8.

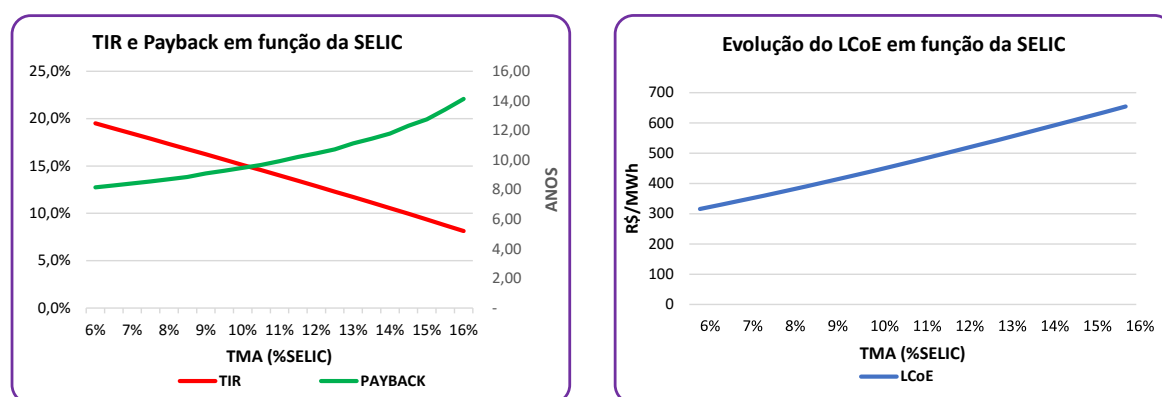


Figura 6.8: Análise de sensibilidade em função da TMA
Elaborado pelo autor

Entretanto, cabe ressaltar que a alteração na TMA mantendo-se constante a taxa de inflação implicará no mesmo efeito do caso anterior, qual seja, a variação dos juros reais e, por conta disso, os efeitos práticos serão exatamente os mesmos.

Importante destacar que tanto a análise de sensibilidade quanto a análise da correlação entre variáveis foram realizadas devido ao grau de incerteza no estabelecimento dos parâmetros definidos no cenário padrão. Essas análises consideraram o comportamento do resultado caso dois desses parâmetros sofressem alterações. Uma análise mais aprofundada requer o estudo do efeito combinado das incertezas de todos os parâmetros definidos no cenário padrão sobre o resultado.

Capítulo 7

Conclusões

A inserção de fontes renováveis de energia na matriz energética mundial tornou-se inevitável devido ao aumento consistente na demanda de energia pela sociedade que, por sua vez, clama por menor impacto ambiental nas ações antrópicas. Neste sentido, a energia solar fotovoltaica apresenta-se como alternativa bastante interessante devido a características relacionadas à abundância do recurso solar, facilidade na integração da geração de forma distribuída, ou seja, próximo as cargas, bem como na facilidade na modulação de potência, pois permite a instalação de sistemas de baixas potências (W) a sistemas de elevadas potências (MW).

Diversos países, destacadamente a Alemanha, Espanha, EUA, Japão, Itália e mais recentemente a China, promoveram, por meio de diversos mecanismos de incentivo, o desenvolvimento da indústria e do mercado fotovoltaicos, motivados pela necessidade de reduzir a participação de fontes de geração de energia à base de combustíveis fósseis em suas matrizes energéticas. O conjunto de mecanismos de incentivos é amplo e criativo, adotados de maneira isolada ou por uma combinação entre eles, os quais, por sua vez, dependem de diversos aspectos políticos, institucionais, jurídicos, culturais, ambientais e a regulação do setor.

Dentre os mecanismos, o programa FiT é o que mais se destaca, pois está presente na ampla maioria dos países. Vale ressaltar que a utilização de incentivos contribuíram e ainda contribuem de maneira efetiva para o atual estágio da energia fotovoltaica, pois a consistente tendência de queda nos custos dessa tecnologia está diretamente relacionada a melhoria dos processos fabris (*learning curve*) e ao amadurecimento do próprio mercado.

O Brasil, por possuir uma matriz energética predominantemente renovável, ficou alheio a essa tendência. Entretanto, desde 2012, o nível dos reservatórios hidrelétricos está abaixo dos níveis históricos forçando a complementação da geração de energia elétrica por Usinas Térmicas, culminando com a elevação das tarifas de energia. Nesse contexto, a queda nos custos da tecnologia fotovoltaica, associada à regulação pela ANEEL do mecanismo *net metering*, bem como a incentivos de ordem tributária, a microgeração e minigeração distribuída encontraram espaço para seu desenvolvimento.

Atualmente no Brasil, há 63 concessionárias de distribuição que fornecem energia aos consumidores do ACR com tarifas específicas. O presente trabalho analisou a viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica sob a ótica do prosumidor residencial, considerando as características tarifárias e nível de irradiância nas regiões de atuação de cada uma das distribuidoras. Para que a compreensão dos resultados fosse consubstanciada, foi necessária a análise de sensibilidade de maneira a evidenciar o comportamento do resultado sob condições de modificações em determinados parâmetros definidos no cenário padrão.

O cenário padrão é composto por diversos parâmetros que foram definidos conforme as premissas adotadas, sendo que alguns de maneira generalizada, tais como a taxa de juros e o montante relativo ao investimento inicial necessário à aquisição de um sistema fotovoltaico; e outros específicos de acordo com a região na qual o sistema fotovoltaico seria instalado, tais como o nível de irradiação solar e a tarifa de energia correspondente à respectiva concessionária de distribuição.

Em estudos nos quais apresenta-se uma discussão sobre a paridade tarifária ou viabilidade econômica para a geração distribuída, é bastante comum a comparação entre o LCoE e as tarifas de energia praticadas pelas distribuidoras. Assim considera-se que há viabilidade econômica quando o LCoE é inferior às respectivas tarifas de energia. Entretanto, como haverá a necessidade de um aporte financeiro para a aquisição do sistema fotovoltaico, torna-se também necessária a análise sobre a prudência desse investimento, ou seja, mesmo que condição para a viabilidade econômica seja satisfeita, poderá ocorrer da análise da prudência do investimento indicar pela aplicação financeira do montante referente à compra dos sistemas fotovoltaicos em outro tipo investimento.

O uso da análise de sensibilidade associada aos resultados obtidos pelos indicadores de investimento (VPL, TIR e *Payback*) e econômico (LCoE) para cada uma das 63 con-

cessionárias de distribuição, permitiu comprovar que a paridade tarifária para a energia solar fotovoltaica no Brasil apresenta-se como realidade para a ampla maioria delas, ou seja, considerando as condições preestabelecidas no cenário padrão, foi constatada tanto a viabilidade econômica quanto a prudência no investimento. Ressalta-se que este estudo abordou a microgeração distribuída sob as condições regulatórias atuais.

Concluindo, em linhas gerais, pode-se considerar que a microgeração distribuída fotovoltaica é uma alternativa interessante às fontes de geração de energia tradicionais apesar de haver limitações quanto a inerente intermitência, pois o recurso solar, principal insumo, é abundante e seu custo de operação é relativamente baixo.

7.1 Contribuições desse trabalho

A partir desse estudo determinou-se quais as concessionárias de distribuição que apresentam maior e menor probabilidade de crescimento da fonte fotovoltaica implementadas pelos consumidores do segmento residencial localizados nas respectivas regiões de concessão. Para as regiões com maior probabilidade, as respectivas distribuidoras poderão se antecipar aos estudos sobre os impactos da inserção dessa fonte em seu sistema de distribuição e para as regiões de menor probabilidade, o governo e o próprio mercado poderão estabelecer políticas com vistas a aumentar a viabilidade econômica percebida pelo consumidor.

7.2 Trabalhos Futuros

Tendo em vista o crescimento exponencial da microgeração distribuída, a intermitência e o ciclo de operação, a geração fotovoltaica introduz novas questões relacionadas à operação do sistema de elétrico de distribuição, sobretudo quanto a manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites estabelecidos pelas normas de operação e procedimentos de distribuição, com reflexos em toda a filosofia do sistema de proteção influenciando na qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras.

Dessa forma, a integração da geração de energia com características intermitentes ao sistema elétrico de distribuição traz consigo problemas de ordem técnica e econômica que necessitam ser bem equacionadas e resolvidas de forma a garantir um crescimento

adequado e consistente.

Outro ponto que merece especial atenção está relacionado à metodologia dos cálculos realizados tendo em vista as incertezas na definição dos parâmetros estabelecidos no cenário padrão, dentre os quais destacamos a taxa de inflação, TMA e o IRT. Neste estudo, a análise de sensibilidade e correlação linear realizados considerou demonstrou apenas o comportamento do resultado caso dois dos parâmetros sofressem alterações sendo que, para uma análise mais aprofundada torna-se necessário verificar o comportamento do resultado sob o efeito combinado considerando que todos os parâmetros pudessem sofrer alterações ao mesmo tempo.

Como trabalhos futuros, há a proposta de avaliar, sob a ótica das distribuidoras, os impactos causados em seu sistema de distribuição, mais especificamente, no comportamento do nível de tensão percebido pelos consumidores conectados eletricamente próximo aos pontos de conexão de microgeração distribuída com característica intermitente, bem como realizar nova metodologia de cálculo para o presente estudo, quando o conjunto de parâmetros estabelecidos no cenário padrão serão modelados como variáveis aleatórias, de maneira que o resultado considere os efeitos combinados em função das respectivas incertezas.

Referências Bibliográficas

- ABINE, A. B. d. I. E. e. E. (2012). **Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em dezembro/2016.
- Abreu, Y. V. d., Oliveira, M. A. G. d., e Guerra, S. M. G. (2010). Energia sociedade e meio ambiente. *Málaga: Eumed/Universidad de Malaga*.
- ANEEL, A. N. d. E. E. (2008). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª Ed. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>. Acesso em dezembro/2016.
- ANEEL, A. N. d. E. E. (2012a). **Resolução Normativa nº 481, de 17/04/2012**. Altera a Resolução Normativa nº 77, de 18/08/2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>. Acesso em dezembro/2016.
- ANEEL, A. N. d. E. E. (2012b). **Resolução Normativa nº 493, de 5/6/2012**. Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica - MIGDI ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte intermitente - SIGFI. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012483.pdf>. Acesso em janeiro/2017.
- ANEEL, A. N. d. E. E. (2012c). **Resolução Normativa nº 687, de 24/11/2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em janeiro/2017.
- ANEEL, A. N. d. E. E. (2014). **Cadernos Temáticos: Micro e Minigeração Distribuída**. 2ª Ed. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. Acesso em dezembro/2016.

- Banco Central do Brasil - BACEN (2017a). Notas da 206^a reunião do Comitê de Política Monetária (Copom) do Banco Central do Brasil. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/htms/copom/not20170412206.pdf>. Acesso em abril/2017.
- Banco Central do Brasil - BACEN (2017b). Relatório de Inflação - Março/2017. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/htms/relinf/port/2017/03/ri201703c2p.pdf>. Acesso em abril/2017.
- Barbetta, P. A., Bornia, A. C., e Reis, M. M. (2010). *Estatística: para cursos de engenharia e informática*. 3. ed. São Paulo: Atlas. 408 p.
- Benedito, R. e Zilles, R. (2011). O problema da inserção da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras de baixa tensão no Brasil. **Avances em energia renovales y medio ambiente**. Buenos Aires, v. 15, p04.53-04.58.
- BNDES, B. N. d. D. E. e. S. (2016). BNDES aprova criação do Fundo de Energia Sustentável. **BNDES**. Disponível em: <http://bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-aprova-criacao-do-fundo-de-energia-sustentavel>. Acesso em dezembro/ 2016.
- BNEF (2017). Bloomberg New Energy Finance. *PV MODULE TIERING SYSTEM*. Disponível em: https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/4/2012/12/bnef_2012-12-03_PVModuleTiering.pdf. Acesso em Março/2017.
- Branker, K., Pathak, M., e Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9):4470–4482.
- BRASIL (1995a). **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/Ccivil_03/leis/L8987compilada.htm. Acesso em janeiro/2017.
- BRASIL (1995b). **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074cons.htm#art8. Acesso em janeiro/2017.
- BRASIL (2003). **Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 2003**. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e

dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm. Acesso em janeiro/2017.

CONFAZ, C. N. d. P. F. (1997). **Convênio ICMS nº 101, de 12/12/1997**. Concede isenção de ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica que especifica. Disponível em: <http://www.confaz.fazenda.gov.br>. Acesso em dezembro/2016.

CONFAZ, C. N. d. P. F. (2013). **Convênio ICMS nº 6, de 05/04/2013**. Estabelece disciplina para fins de emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, da ANEEL. Disponível em: <http://www.confaz.fazenda.gov.br>. Acesso em dezembro/2016.

Deutch, J., Moniz, E., Ansolabehere, S., Beer, J., Ellerman, D., Friedmann, J., Herzog, H., Jacoby, H., Joskow, P., McRae, G., et al. (2007). *The Future of Coal: An interdisciplinary MIT study*. Massachusetts Institute of Technology - MIT.

EPE, E. d. P. E. (2012). **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira - Nota Técnica**. Disponível em: http://www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos_23/nt_energiasolar_2012.pdf. Acesso em dezembro/2016.

EPE, E. d. P. E. (2014). **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos - Nota Técnica**. Disponível em; <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%2028Revisada%29.pdf>. Acesso em janeiro/2017.

EPE, E. d. P. E. (2015a). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015: ano base 2014**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>. Acesso em dezembro/2016.

EPE, E. d. P. E. (2015b). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documentos/PDE2024.pdf>. Acesso em dezembro/2016.

EPE, E. d. P. E. (2016a). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016: ano base 2015**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>

- [AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx](#). Acesso em dezembro/2016.
- EPE, E. d. P. E. (2016b). **Balço Energético Nacional - Relatório Síntese: ano base 2015**. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2016_Web.pdf. Acesso em dezembro/2016.
- EPIA, E. P. I. A. (2012). **Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016**. Disponível em: <http://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/global-market-outlook-for-photovoltaics-until-2016>. Acesso em novembro/2016.
- Esposito, A. S. e Fuchs, P. G. (2013). **Desenvolvimento tecnológico e inserção da energia solar no Brasil**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, nº 40, p85–113. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev4003.pdf. Acesso em janeiro/2017.
- Ganim, A. (2003). **SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: Aspectos Regulamentares e Tributários**.
- Gomes, A. C. S., Abarca, C. D. G., Faria, E. A. S. T., e Fernandes, H. H. d. O. (2002). **O setor elétrico**. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf. Acesso janeiro/2017.
- Greenpeace, E. P. I. A. E. (2011). **Solar Generation 6: Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World**. Disponível em: <http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2011/Final%20SolarGeneration%20VI%20full%20report%20lr.pdf>. Acesso em dezembro/2016.
- IEA, I. E. A. (2011). **Solar Energy Perspectives**. Disponível em: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf. Acesso em novembro/2016.
- IEA, I. E. A. (2014). **Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy**. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf. Acesso em novembro/2016.

- IEA, I. E. A. (2015). **World Energy Outlook 2015**. Disponível em: <http://www.iea.org/Textbase/npsum/WE02015SUM.pdf>. Acesso em novembro/2016.
- IEA, I. E. A. (2016a). **Key Electricity Trends**. excerpt from: Electricity information. (2016 edition). Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyElectricityTrends.pdf>. Acesso em novembro/2016.
- IEA, I. E. A. (2016b). **Key Renewables Trends**. excerpt from: Renewables information (2016 edition). Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyRenewablesTrends.pdf>. Acesso em novembro/2016.
- IEA, I. E. A. (2016c). **Next Generation Wind and Solar Power: From cost to value**. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/NextGenerationWindandSolarPower.pdf>. Acesso em dezembro/2016.
- IEA, I. E. A. (2016d). **Renewables Energy. Medium-Term Market Report 2016**. Executive Summary. Disponível em: <http://www.iea.org/Textbase/npsum/MTrenew2016sum.pdf>. Acesso em novembro/2016.
- IEA, IRENA (2013). **IEA-ETSAP and IRENA © Technology Policy Brief E11: Photovoltaic Solar Power**. Disponível em: http://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E11IR_PV_GSMT_Jan2013_final_GSOK.pdf. Acesso em dezembro/2016.
- IPCC, I. P. o. C. C. (2012). **Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change: Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Disponível em: http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf. Acesso em dezembro/2016.
- IRENA (2012). *Renewable energy technologies: Cost analysis series*. Disponível em: https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf. Acesso em janeiro/2017.
- IRENA (2014). *RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2014*. Disponível em: https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf. Acesso em janeiro/2017.
- IRENA (2015). *REthinking Energy - RENEWABLE ENERGY AND CLIMATE CHANGE*. Disponível em: https://www.irena.org/rethinking/IRENA%20REthinking_Energy_2nd_report_2015.pdf. Acessado em janeiro/2017.

- IRENA, I. R. E. A. (2016). **The Power to Change: solar and wind cost reduction potential to 2025**. Disponível em: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf. Acesso em dezembro/2016.
- Jäger-Waldau, A. (2016). **PV Status Report 2016**. Disponível em: <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC103426/ldna28159enn.pdf>. Acesso em dezembro/2016.
- Johansson, T. B., Patwardhan, A. P., Nakićenović, N., e Gomez-Echeverri, L. (2012). ***Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future***. Cambridge University Press.
- Jordan, D. C. e Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic degradation rates - an analytical review. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, 21(1):12–29.
- Kar, A. M. (2007). *A cost modeling approach using learning curves to study the evolution of technology*. Tese de Doutorado, Massachusetts Institute of Technology.
- Kobos, P. H., Erickson, J. D., e Drennen, T. E. (2006). Technological learning and renewable energy costs: implications for us renewable energy policy. *Energy policy*, 34(13):1645–1658. Elsevier.
- Kost, C., Mayer, J. N., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., Philipps, S., Nold, S., Lude, S., Saad, N., e Schlegl, T. (2013). Levelized cost of electricity renewable energy technologies. *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE*.
- Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., Canada, B., Narang, D., Kimber, A., Mitchell, L., Rich, G., e Townsend, T. (2005). Performance parameters for grid-connected pv systems. In *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005*. 1601-1606. IEEE.
- Mayfield, R. (2010). *Photovoltaic design and installation for dummies*. Wiley Publishing, Inc.
- Mercedes, S. S. P., Rico, J. A. P., e Pozzo, L. d. Y. (2015). **Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro**. Revista USP, nº 104, p13–36. Disponível em: <http://www.revistas.usp.br/revusp/issue/view/8121/showToc>. Acesso em janeiro/2017.
- MME, M. d. M. e. E. (2016). Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar. **MME**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/>

[pagina-inicial/outras-noticias/-asset_publisher/32hLr0zMKwWb/content/](#).

Acesso em dezembro/ 2016.

Nakabayashi, R. (2015). Microgeração fotovoltaica no brasil: viabilidade econômica. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo.

Pearsall, N. (2017). *The performance of photovoltaic (PV) systems: modelling, measurement and assessment*. Cambridge: Woodhead Publishing.

Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L. d., e Rüther, R. (2006). *Atlas brasileiro de energia solar*, volume 1. INPE.

PVPS, I. E. A. P. P. S. P. I. (2011). **Trends in Photovoltaic Applications**: Survey report of selected iea countries between 1992 and 2010. Disponível em: http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/tr_2010_low.pdf. Acesso em janeiro/2017.

PVPS, I. E. A. P. P. S. P. I. (2014a). **National Survey Report of PV Power Applications in Germany**. Disponível em: <http://iea-pvps.org/index.php?id=15>. Acesso em novembro/2016.

PVPS, I. E. A. P. P. S. P. I. (2014b). **National Survey Report of PV Power Applications in Italy**. Disponível em: <http://iea-pvps.org/index.php?id=15>. Acesso em novembro/2016.

PVPS, I. E. A. P. P. S. P. I. (2014c). **National Survey Report of PV Power Applications in the United States**. Disponível em: <http://iea-pvps.org/index.php?id=15>. Acesso em novembro/2016.

PVPS, I. E. A. P. P. S. P. I. (2015a). **National Survey Report of PV Power Applications in China**. Disponível em: <http://iea-pvps.org/index.php?id=15>. Acesso em novembro/2016.

PVPS, I. E. A. P. P. S. P. I. (2015b). **National Survey Report of PV Power Applications in Japan**. Disponível em: <http://iea-pvps.org/index.php?id=15>. Acesso em novembro/2016.

PVPS, I. E. A. P. P. S. P. I. (2015c). **Photovoltaic Power Systems Programme: Annual Report 2015**. Disponível em: <http://iea-pvps.org/>. Acesso em novembro/2016.

- PVPS, I. E. A. P. P. S. P. I. (2016a). **A Methodology for the Analysis of PV Self-Consumption**. Disponível em: file:///D:/MESTRADO/DISSERTACAO/REFERENCIAS/IEA-PVPS_-_A_methodology_for_the_Analysis_of_PV_Self-Consumption_Policies.pdf. Acesso em janeiro/2017.
- PVPS, I. E. A. P. P. S. P. I. (2016b). **A Snapshot of Global PV**. Disponível em: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/PICS/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2015_-_Final_2_02.pdf. Acesso em novembro/2016.
- PVPS, I. E. A. P. P. S. P. I. (2016c). **Trends 2016 in Photovoltaic Applications**. Disponível em: http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/Trends_2016_-_mr.pdf. Acesso em novembro/2016.
- REN21, R. E. P. N. f. C. (2016). **Global Status Report**. Disponível em: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>. Acesso em novembro/2016.
- Romeiro, D. L., de Almeida, E., e Losekann, L. (2015). Escolha tecnológica no setor elétrico brasileiro. *Revista econômica*, 16(2).
- Silva, R. M. d. (2015). Energia solar no brasil: dos incentivos ao desafios.
- Stine, W. B. e Geyer, M. (2001). **Power from the Sun**. Disponível em: <http://www.powerfromthesun.net/book.html>. Acesso em dezembro/2016.
- Tolmasquim, M. T. C. (2016). *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. Empresa de Pesquisa Energética APA.
- Vivacqua, D. N. (2016). Considerações sobre a fabricação nacional de módulos fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo.

Apêndice A

Análise de Investimentos

A análise econômica criteriosa de um projeto de investimento é base para sua realização, prevenindo empirismos causadores de fracassos. Pontos como custo do capital, custos operacionais, preços, rentabilidade, margens, oportunidades, volumes operados, taxas de risco, taxas de atratividade são alguns itens indispensáveis a uma boa avaliação, que visa diminuir as incertezas e a maximizar a criação de valor para investidores, sociedade e para a perpetuação do projeto realizado.

Esta análise é passível de ser elaborada segundo diversos enfoques, revertendo-se em vários indicadores que demonstram a viabilidade ou não de cada investimento. Indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback Descontado são utilizados nestas análises, visando, demonstrar a viabilidade de um único investimento ou, através da comparação, demonstrar qual entre dois ou mais investimentos será o de melhor retorno ou o de retorno mais rápido.

A.0.1 Valor Presente Líquido - VPL

Valor Presente ou *Present Value* é um conceito matemático que indica o valor atual de uma série uniforme de capitais futuros, descontados a uma determinada taxa de juros compostos, por seus respectivos prazos. Valor Presente Líquido (VPL) é o valor das somas algébricas de fluxos de caixa futuros, descontados a uma taxa de juros compostos, em uma determinada data. Este indicador, utilizado em Análises de Investimentos, possibilita o exame da viabilidade somente de um projeto.

Para o cálculo do VPL, os fluxos de caixa do projeto são trazidos a valor presente,

descontados a uma determinada taxa de juros, conforme equação A.1:

$$VPL = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_{C_t}}{(1+r)^t} \quad (\text{A.1})$$

onde I_o representa o investimento inicial, F_{C_t} representa o fluxo de caixa do projeto no período t , r representa a taxa de desconto, t o período em questão e n o horizonte de análise do fluxo de caixa.

Se o VPL for positivo, as receitas do projeto superam o valor investido somado às despesas do projeto. Assim, os casos economicamente viáveis são aqueles que apresentam VPL maior que zero.

A.0.2 Taxa Mínima de Atratividade - TMA

Pode ser entendida como o retorno que o investidor espera pelo capital que está empregando em determinado investimento, traduzido a uma taxa percentual sobre o próprio investimento, por um determinado espaço de tempo, ou seja, é uma taxa de juros que, ao se fazer um investimento, o investidor espera um retorno pelo menos igual a essa taxa. A TMA é única para cada investidor e não existe fórmula matemática para calculá-la, pois ela pode variar com o tempo.

Para o escopo deste trabalho, servem como direcionadores a remuneração de títulos públicos federais e a taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), a qual é fixada pelo COPOM (Comitê de Política Monetária).

A.0.3 Taxa Interna de Retorno - TIR

É a eficiência marginal do capital. Do ponto de vista matemático, a TIR é a taxa em que, empregada como a taxa de desconto no cálculo do VPL faz com que seu valor fique igual a zero, ou seja, é a raiz da função VPL, onde a variável independente é a taxa de desconto. A equação A.2 demonstra a relação entre TIR e VPL.

$$VPL = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_{C_t}}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (\text{A.2})$$

Observa-se que:

$$\begin{cases} VPL > 0, & \text{se } TIR > TMA, \\ VPL = 0, & \text{se } TIR = TMA, \\ VPL < 0, & \text{se } TIR < TMA. \end{cases}$$

Cabe destacar que o número máximo de raízes positivas de um polinômio é igual ao número de vezes em que há uma inversão de sinal em seus coeficientes. Portanto, quando houver apenas uma inversão de sinal nos coeficientes (fluxo de caixa) da equação A.2, haverá apenas um valor para a TIR.

A.0.4 *Payback* descontado

O *Payback* é um indicador que determina o prazo de recuperação de um investimento, ou seja, é o período de tempo necessário para recuperar o investimento, avaliando-se os fluxos de caixa descontados, conforme equação A.3:

$$I_o = \sum_{t=1}^n \frac{F_{C_t}}{(1+r)^t} \quad (\text{A.3})$$

onde I_o representa o investimento inicial, F_{C_t} representa o fluxo de caixa do projeto no período t , r representa a taxa de desconto, n o horizonte de análise do fluxo de caixa e t representa o *Payback*.

Apêndice B

Discriminação dos resultados

Para os resultados discriminados na tabela abaixo, considerar as tarifas em R\$/MWh (com impostos inclusos), LCoE em R\$/MWh, *Payback* em anos e VPL em R\$.

DISTRIBUIDORA	UF	TARIFA	LCoE	Payback	VPL	TIR
ELETROACRE	AC	665,19	494,89	9,75	6.240,92	14,2%
CEAL	AL	584,96	415,01	9,25	7.848,48	15,0%
CEA	AP	374,98	443,06	15,78	- 4.207,25	8,6%
AME	AM	601,15	453,89	9,55	6.857,09	14,5%
COELBA	BA	587,03	422,86	9,78	6.142,12	14,2%
COELCE	CE	628,74	401,60	8,56	10.069,17	16,1%
CEB-DIS	DF	601,55	436,05	9,37	7.446,28	14,8%
ELFSM	ES	648,78	441,36	9,09	8.393,09	15,3%
ESCELSA	ES	650,50	441,36	9,11	8.327,41	15,2%
CELG-D	GO	663,44	430,18	8,81	9.097,35	15,6%
CHESP	GO	809,98	430,18	7,12	16.509,30	19,1%
CEMAR	MA	606,60	454,66	9,85	5.953,79	14,1%
EMT	MT	665,14	427,71	8,35	10.900,40	16,5%
EMS	MS	667,65	436,05	8,52	10.229,64	16,2%
CEMIG-D	MG	773,09	491,63	8,61	9.868,37	16,0%
CPFL MOCOCA	MG	663,78	491,63	9,84	5.971,26	14,1%
CPFL SANTA CRUZ	MG	684,43	491,63	9,35	7.516,65	14,8%
DMED	MG	646,72	491,63	10,71	3.810,60	13,0%
EMG	MG	759,22	491,63	9,03	8.608,43	15,4%
CELPA	PA	740,09	442,95	7,81	12.938,28	17,5%

continua na próxima página

(continuação)

DISTRIBUIDORA	UF	TARIFA	LCoE	Payback	VPL	TIR
EBO	PB	573,99	405,98	9,49	7.039,01	14,6%
EPB	PB	594,37	405,98	9,32	7.615,46	14,9%
CFLO	PR	665,66	578,17	11,98	1.271,33	11,7%
COCEL	PR	712,72	514,39	9,79	6.111,74	14,1%
COPEL-DIS	PR	620,14	578,17	13,09	- 577,05	10,7%
FORCEL	PR	799,49	578,17	9,92	5.852,20	14,0%
CELPE	PE	572,81	391,76	9,11	8.322,42	15,2%
CEPISA	PI	613,90	405,24	8,62	9.836,93	16,0%
AMPLA	RJ	758,66	523,87	9,19	8.065,41	15,1%
ENF	RJ	724,43	523,87	9,42	7.266,21	14,7%
LIGHT	RJ	667,84	523,87	10,59	4.119,93	13,1%
COSERN	RN	519,46	395,22	10,14	5.363,18	13,8%
AES SUL	RS	736,68	473,92	8,76	9.276,78	15,7%
CEEE-D	RS	627,30	473,92	10,36	4.725,64	13,4%
DEMEI	RS	619,72	473,92	10,37	4.699,29	13,4%
ELETROCAR	RS	706,10	473,92	9,26	7.824,41	15,0%
HIDROPAN	RS	753,13	473,92	8,58	9.980,35	16,0%
MUXENERGIA	RS	637,41	473,92	10,31	4.870,10	13,5%
RGE	RS	736,68	473,92	8,76	9.276,78	15,7%
UHENPAL	RS	858,03	473,92	7,44	14.759,92	18,3%
CERON	RO	630,30	484,18	10,16	5.280,46	13,7%
BOA VISTA	RR	397,43	399,45	12,95	- 468,83	10,7%
CERR	RR	404,02	399,45	11,62	1.885,70	12,0%
CELESC-DIS	SC	561,50	498,35	11,61	1.893,62	12,0%
COOPERALIANÇA	SC	623,32	498,35	10,10	5.482,63	13,8%
EFLJC	SC	679,23	498,35	9,51	6.995,40	14,6%
EFLUL	SC	742,01	498,35	8,67	9.638,44	15,9%
IENERGIA	SC	548,83	498,35	11,75	1.595,68	11,8%
BANDEIRANTE	SP	540,73	540,32	13,48	- 1.252,30	10,3%
CAIUÁ	SP	567,80	540,32	12,57	155,29	11,1%
CNEE	SP	541,70	540,32	13,28	- 917,66	10,5%
CPFL JAGUARI	SP	594,77	540,32	12,16	963,64	11,5%
CPFL LESTE PAULISTA	SP	613,08	540,32	11,65	1.817,63	11,9%
CPFL PAULISTA	SP	601,70	540,32	11,94	1.223,62	11,6%

continua na próxima página

(continuação)

DISTRIBUIDORA	UF	TARIFA	LCoE	Payback	VPL	TIR
CPFL PIRATININGA	SP	553,42	540,32	13,16	- 718,67	10,6%
CPFL SUL PAULISTA	SP	637,35	540,32	11,21	2.829,00	12,5%
EDEVP	SP	578,84	540,32	12,39	495,83	11,2%
EEB	SP	656,10	540,32	10,88	3.439,44	12,8%
ELEKTRO	SP	585,00	540,32	12,28	714,95	11,4%
ELETROPAULO	SP	534,01	540,32	13,70	- 1.615,65	10,1%
ESE	SE	574,65	405,98	9,51	6.988,23	14,6%
SULGIPE	SE	606,23	405,98	8,78	9.233,93	15,7%
ETO	TO	683,03	436,90	8,41	10.674,89	16,4%

Fonte: Elaborado pelo autor.