

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia

**ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS DE
COMPENSAÇÃO E INCENTIVO ENERGÉTICO
NET METERING E FEED-IN TARIFF NO BRASIL**

Autor: Matheus Pereira Gonçalves

Orientador: Paula Meyer Soares

Brasília, DF

2018



MATHEUS PEREIRA GONÇALVES

**ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS DE COMPENSAÇÃO E INCENTIVO
ENERGÉTICO FEED-IN TARIFF E NET METERING NO BRASIL**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof^a. Dr^a Paula Meyer Soares

Brasília, DF

2018

CIP – Catalogação Internacional da Publicação

Gonçalves, Matheus P.

Análise dos Instrumentos de Compensação e Incentivo Energético *Feed-in Tariff* e *Net Metering* no Brasil / Matheus Pereira Gonçalves. Brasília: UnB, 2018. 88 p.: il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília
Faculdade do Gama, Brasília, 2018. Orientação: Prof^a. Dr^a
Paula Meyer Soares

- 1. Geração Distribuída**
- 2. Net Metering**
- 3. Feed-in Tariff**
- 4. Micro e Minigeração Distribuída**

CDU Classificação



**ANALISE DOS INSTRUMENTOS DE COMPENSAÇÃO E INCENTIVO
ENERGÉTICO FEED-IN TARIFF E NET METERING NO BRASIL**

Matheus Pereira Gonçalves

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 03/07/2018 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof. Dra: Paula Meyer Soares, UnB/ FGA

Orientador

Prof. Dr: Fernando Paiva Scardua, UnB/ FGA

Membro Convidado

Prof. Dr: Alex Reis, UnB/ FGA

Membro Convidado

Brasília, DF

2018

AGRADECIMENTOS

A realização deste trabalho não seria possível sem o apoio da minha família, em especial minha esposa, Jéssica, que nos últimos momentos de conclusão do trabalho me deu apoio e motivação inimagináveis, sendo amiga e companheira em todos os momentos. Dedico este trabalho aos meus pais, Nerivaldo e Alexandra, por quem sou eternamente grato pelo investimento emocional e financeiro, e pela formação digna que lutaram tanto para formar em mim, são os maiores exemplos em minha vida. Agradeço ao meu irmão Lucas, sendo amigo e companheiro em todas as horas.

Agradeço a minha professora e orientada Paula, por me motivar e acreditar na realização deste trabalho, com sua visão ampla e disposição em me orientar de todas as maneiras. Ao professor e orientador de TCC1, Scardua, por me introduzir na área de interesse e sempre estar disposto a ajudar e auxiliar ao longo dos semestres.

Aos meus amigos e líderes Pr. Magno e Sammy, por serem mais do que tudo, grandes companheiros, além de me aceitarem em sua casa pelo período em que meus pais se mudaram de Brasília. Aos meus amigos do Integração Universitária, que me ajudaram a encontrar significado na universidade muito além das aulas e projetos do curso. A todos os professores que participaram da minha formação acadêmica ao longo dos semestres, bem como aos profissionais que auxiliam da secretaria, biblioteca ou mesmo terceirizados que cuidam da organização da universidade.

Por fim, agradeço a Deus, por abrir as portas para as grandes oportunidades durante a graduação, pelo suporte nos momentos alegres e, principalmente, nos momentos mais difíceis. Tudo coopera para o bem daqueles o amam.

Para mim, vencer é nunca desistir.
Albert Einstein.

RESUMO

A utilização de novas fontes de energia elétrica indica uma mudança de paradigma na forma de lidar com os sistemas de geração e distribuição de energia. Dessa forma, surge a chamada Geração Distribuída, onde a geração de energia se dá perto da carga de consumo, como o uso de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, normalmente residenciais, os denominados sistemas de mini e microgeração. Como contribuição para esta área de pesquisa, o presente trabalho insere-se em um conjunto de análises acerca dos mecanismos de compensação e incentivo energéticos adotados para a promoção de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída. A análise dos incentivos mini e microgeração é fundamentada por meio da apresentação dos instrumentos denominados *Feed-in Tariff* e *Net Metering*. Essa avaliação dos mecanismos adotados, no trabalho, é apresentada com base na experiência em dois países: Alemanha e EUA. A análise é finalizada com uma discussão sobre as perspectivas futuras para o caso brasileiro. Os resultados do estudo indicam que o sistema *Feed-in Tariff* foi e é extremamente eficiente na promoção da energia fotovoltaica na Alemanha, porém, para o atual sistema brasileiro, o melhor desenvolvimento do *Net Metering*, a curto e médio prazo, poderia servir como uma base para o país avançar de forma significativa no desenvolvimento dos sistemas de geração distribuída.

Palavras chave: Geração Distribuída, Feed-in Tariff, Net Metering, Sistema Fotovoltaico.

ABSTRACT

The use of new sources of electricity indicates a paradigm shift in how to deal with energy generation and distribution systems. In this way, there is the so-called Distributed Generation, where the generation of energy occurs close to the consumption load, such as the use of small photovoltaic systems, usually residential, so-called mini and micro generation systems. As a contribution to this area of research, this paper is part of a series of analyzes about the energy compensation and incentive mechanisms adopted for the promotion of distributed generation photovoltaic systems. The analysis of the mini and micro-generation incentives is based on the presentation of the instruments called *Feed-in Tariff* and *Net Metering*. This evaluation of the mechanisms adopted at work is presented based on the experience of two countries: Germany and USA. The analysis is finalized with a discussion about future perspectives for the Brazilian case. The results of the study indicate the *Feed-in Tariff* system was and is extremely efficient in promoting photovoltaic energy in Germany, but for the current Brazilian system, the best development of *Net Metering* in the short and medium term, could serve as a basis for the country to make significant progress in developing the distributed generation systems.

Keywords: Distributed Generation, Feed-in Tariff, Net Metering, Photovoltaic System.

SUMÁRIO

1. OBJETIVO	13
1.1. Objetivo geral	13
1.2. Objetivos específicos	13
2. METODOLOGIA	14
3. INTRODUÇÃO	15
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
4.1. Conceito de Geração Distribuída (GD)	20
4.1.1. Tendências da Geração Distribuída (GD)	22
4.1.2. Desafios existentes na GD.....	24
4.2. Incentivos regulatórios na GD	26
5. MARCOS REGULATÓRIOS	31
5.1. Marco Regulatório no Brasil.....	31
5.1.1. Desenvolvimento e agentes envolvidos no Brasil	31
5.1.2. O Net Metering no Brasil	34
5.2. Marco Regulatório nos EUA	36
5.2.1. <i>Dual Metering</i> nos EUA	36
5.2.2. <i>Net Metering</i> nos EUA	37
5.3. Marco Regulatório na Alemanha.....	41
5.3.1. Programas de 100 MW e 250 MW	42
5.3.2. Feed-in Law.....	43
5.3.3. Lei de Energia Renovável – EEG	44
5.3.4. Tarifas na Alemanha.....	45
6. ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS DE COMPENSAÇÃO E INCENTIVO ENERGÉTICO	49
6.1. Análise do <i>Net Metering</i>	49
6.1.1. O caso da Califórnia.....	49
6.1.3. O caso do Brasil	59
6.2. Análise das políticas de compensação energética	68
6.3. Análise <i>Feed-in Tariff</i> e o caso de Alemanha	71
6.4. Principais desafios no Brasil.....	75
7. CONCLUSÃO	79
8. BIBLIOGRAFIA.....	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva de pico da demanda (até 2014).	16
Figura 2 - Geração distribuída.....	22
Figura 3 - Tipo de incentivo por Estado (EUA).	38
Figura 4 - Capacidade de geração de energia solar nos EUA em 2015 (MW)	40
Figura 5 - Evolução histórica das Leis de Incentivos a Fontes Renováveis na Alemanha.....	41
Figura 6 - Evolução das tarifas (<i>FiT</i>) de geração fotovoltaica na Alemanha entre 2000 - 2016.....	48
Figura 7 - Regra de Isenção ICMS na GD	65
Figura 8 - Potência instalada por estado - 2018.	66
Figura 9 - Número de unidades instaladas por estado - 2018.	66
Figura 10 - Potência instalada por modalidade.	77
Figura 11 - Dificuldades para instalação de sistemas de geração distribuída.	78
Figura 12 - Usuários que usaram algum tipo de financiamento.	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais vantagens ao produtor que podem ser incorporadas em um programa de FiT.	28
Tabela 2 - Capacidade por concessionária (MW), março de 2016.	51
Tabela 3 - Evolução das políticas na Califórnia ao longo dos anos.	53
Tabela 4 - Evolução da capacidade instalada na Califórnia (1993-2016) em MW.	54
Tabela 5 - Mudanças na regulamentação brasileira.	60
Tabela 6 - Evolução da capacidade instalada dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (2002-2016) em MW.	61
Tabela 7 - Remuneração dos sistemas fotovoltaicos instalados em 2004.	72
Tabela 8 – Evolução da capacidade instalada fotovoltaica (2000-2015) na Alemanha.	73
Tabela 9 - Evolução política de FiT na Alemanha entre 2000 e 2014.	75

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução potência instalada (MW) GD fotovoltaica no Brasil.....	24
Gráfico 2 – Países com maior capacidade instalada (MW) no mundo (sistemas fotovoltaicos).....	27
Gráfico 3 - Evolução energia solar na Europa.....	27
Gráfico 4 - Unidades consumidoras com geração solar fotovoltaica a partir Res. nº 482/2012.....	35
Gráfico 5 - Porcentagem de painéis solares residenciais na Califórnia instalados com incentivo (2012 – 2014).....	57
Gráfico 6 - Modalidade de geração.	61
Gráfico 7 - Projeções e valores realizados da quantidade de unidades consumidoras que possuem micro ou minigeração distribuída.	62
Gráfico 8 - Projeções e valores realizados da potência instalada de micro ou minigeração distribuída.	63
Gráfico 9 - Média de potência instalada (kW) por unidade consumidora, de acordo com a modalidade do Sistema de Compensação de Energia.....	64
Gráfico 10 - Capacidade instalada anual (MW): Califórnia e Brasil (1996-2016).	68
Gráfico 11 - Evolução da capacidade instalada fotovoltaica (2000-2015) na Alemanha em MW.....	74

1. OBJETIVO

1.1. Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é apresentar os instrumentos de compensação e de incentivo energético adotados no Brasil, Alemanha e Califórnia (Estados Unidos). Para tal, serão apresentados os ambientes regulatórios presentes em cada país. E, assim, propor como esses incentivos podem contribuir para a evolução dos sistemas de geração distribuída fotovoltaica no caso brasileiro, seja o *Net Metering* ou *Feed-in Tariff*.

1.2. Objetivos específicos

- i. Apresentar os ambientes regulatórios no Brasil, Alemanha e Califórnia.
- ii. Apresentar os diferentes tipos de instrumentos de incentivo e compensação energética presentes na geração distribuída, *Net Metering* e *Feed-in Tariff*.
- iii. Apresentar os desafios para desenvolvimento da geração distribuída fotovoltaica no Brasil.

2. METODOLOGIA

Para este trabalho optou-se por realizar uma pesquisa qualitativa de natureza analítica, pois objetiva-se compreender conceitos, como os de geração distribuída, compensação energética, incentivos regulatórios e energéticos, bem como analisar os agentes envolvidos em cada país usado em análise.

Para atingir os objetivos do estudo foi utilizada a revisão bibliográfica sistemática por meio de artigos e trabalhos selecionados pelas bases de dados CAPES, pelas publicações da “Revista Brasileira de Energia”, “Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica” e “FGV Energia”. Para levantamento de dados e informações foram pesquisados os sites da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Operadora Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Ministério de Minas e Energia, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE). Também foram pesquisados os relatórios anuais traduzidos da “International Energy Agency” (IEA), da “Renewable Energy Policy Network for the 21st Century” (REN21) e da “International Renewable Energy Agency” (IRENA).

A pesquisa dos artigos utilizou as palavras-chaves: Compensação energética; Net Metering; Feed in Tariff; Geração distribuída fotovoltaica; Mini e Micro Geração fotovoltaica; Incentivos regulatórios no Brasil; Energia Fotovoltaica; Energia Fotovoltaica no Brasil.

3. INTRODUÇÃO

Nas décadas de 1980, 1990 e 2000, o consumo energético no Brasil cresceu em média 5% anualmente, ressaltando a necessidade de maior rigor no planejamento e gestão energética por parte do governo. Como o Brasil possui características continentais, além de ser rico em recursos ditos renováveis, é consenso que a matriz elétrica brasileira tenha grande parcela desses tipos de fonte, especialmente energia hidrelétrica, que responde por mais de 70% da oferta interna total. Assim, essa crescente demanda de energia tem sido suprida através da exploração de muitas fontes, em especial as energias renováveis (CORREA, 2016).

As fontes renováveis, embora inicialmente mais caras, tornam-se mais competitivas na medida em que se expandem, sendo a competitividade resultante da redução dos custos devido ao ganho de escala e dos avanços tecnológicos (NASCIMENTO, 2017).

Ainda, segundo (NASCIMENTO, 2017), as energias renováveis estão crescendo no Brasil, devido à crescente demanda por esse tipo de energia. Entretanto, mesmo que o Brasil tenha um grande potencial para geração de energias renováveis, para poder suprir essa demanda e que haja dedicação do Poder Público em alavancar esse tipo de geração, dita alternativa, não se observa, em um curto horizonte de tempo, um crescimento significativo desse tipo de fonte na matriz elétrica brasileira.

Assim, uma maneira de se incentivar a exploração das energias renováveis e alternativas é por meio da dita Geração Distribuída (GD), onde tem-se a possibilidade de entrega da energia perto da carga de consumo, o que possibilita diminuir o custo de operacionalização desse tipo de fonte energética, que, normalmente, requer grandes investimentos (CORREIA, 2016). Dentre as fontes que se enquadram nessa modalidade, a energia solar fotovoltaica é uma das mais promissoras, principalmente em áreas residenciais e industriais, sendo o foco deste trabalho.

Na Geração Distribuída (GD) existem algumas possibilidades de operacionalização do sistema. É lícito, por exemplo, que a unidade consumidora

que investida na instalação de uma rede de geração de energia fotovoltaica, injete na rede de distribuição o excedente de energia gerado, em um processo de compensação de energia denominado *Net Metering*. Porém, no Brasil, é vedada a sua comercialização. Assim, a rede de distribuição funciona como uma grande bateria, e a unidade consumidora tem determinado tempo para consumir um possível saldo remanescente, caso contrário essa energia é contabilizada pela distribuidora a título gratuito em prol da modicidade tarifária para os demais consumidores cativos da distribuidora onde a geração está conectada.

Sistemas de Geração Distribuída (GD) podem trazer uma maior segurança energética para o sistema elétrico, principalmente nos horários de pico, que cada vez mais estão acontecendo mais cedo, comparados a anos anteriores, o que poderia ser amenizado com a utilização de painéis fotovoltaicos ligados à rede. O deslocamento do horário de pico de demanda no Brasil pode ser observado na figura a seguir:

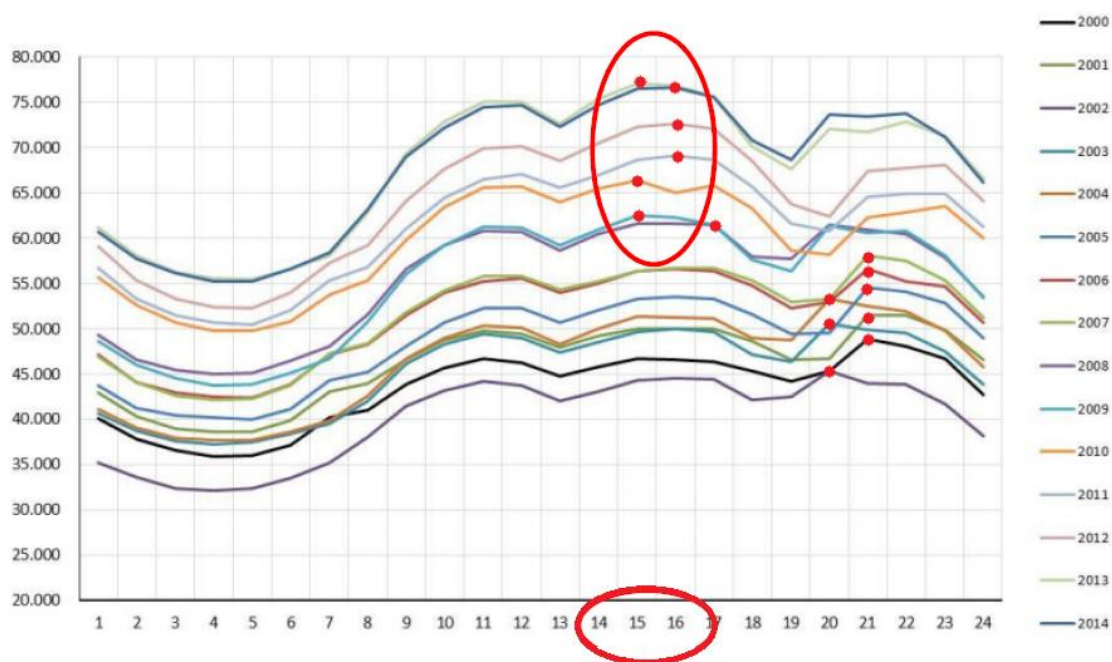


Figura 1 - Curva de pico da demanda (até 2014).

Fonte: ENGIE (2016)

Além dos sistemas de compensação energética, existem alternativas de operacionalização dos sistemas de GD. O modelo denominado *Feed-in Tariff*

(*FiT*) é um deles, sendo um instrumento de incentivo energético. Com ele, é possível estabelecer diferentes tarifas para a energia que é excedente de sistemas de geração distribuída, incentivando ao consumidor desse tipo de fonte energética, pois remunera o consumidor pela energia excedente.

Nesse sentido, ELGAMAL (2017) afirma que um dos desafios para aumento da participação da energia fotovoltaica no Brasil é a otimização das regras para o *Net Metering* no Brasil, como aumento do tempo de aproveitamento dos créditos de energia, maior atratividade para aproveitamento em empreendimentos maiores, como condomínios e consórcios, além de regras mais claras sobre a tributação do setor.

E, segundo BCG (2017), o Brasil é um dos países promissores para sistemas de GD, principalmente para sistemas fotovoltaicos. Porém, alguns fatores têm atrasado e impedido um crescimento maior:

- Custo dos sistemas de geração solar distribuída:

Apesar de os custos terem caído globalmente, impulsionados pela crescente demanda, as taxas, tarifas e custos de importação no Brasil afetam o preço total do sistema, que chega a ser aproximadamente 30% mais alto que na Alemanha (até 2017), por exemplo – apesar da renda média no Brasil ser menor que a renda média desse país. Em razão disso, clientes podem ser desencorajados pelo tamanho do investimento inicial.

- Ambiente macroeconômico:

A atual crise econômica do Brasil, junto com as altas taxas de juros, impacta negativamente na confiança do consumidor, no empréstimo pessoal e no investimento;

- Incerteza sobre os preços futuros de eletricidade:

O investimento em um sistema de telhado solar é, em sua essência, uma aposta sobre um eventual aumento do preço da energia. No entanto, é muito difícil prever o aumento ou redução dos valores para o consumidor final em razão do contexto complexo e instável do país, o que tende a desencorajar investimentos (BCG, 2017).

Além desses fatores de mercado, algumas disposições na regulamentação atual também podem limitar a atratividade de investimento em um sistema solar fotovoltaico:

- Limite máximo no porte do sistema solar:

A capacidade instalada não deve exceder o pico de consumo de carga do local ou da demanda contratada. Isso tem efeito de fato na limitação do uso de sistemas de energia solar descentralizada para o consumo próprio, ao invés de maximizar o potencial de geração e exportações para a rede, em particular para grandes consumidores comerciais e industriais.

- Revenda direta não permitida:

Além de não poder ser remunerado por exportar à rede mais energia do que o consumo atual, também não é permitido ao proprietário a venda de energia excedente para terceiros.

Segundo AQUILA (2017), para que os sistemas de energia alternativa possam ser melhor aproveitados, políticas de apoio para o seu desenvolvimento consistem na principal estratégia utilizada em diversas localidades, e dentre seus atributos estão mecanismos regulatórios e incentivos aos investimentos. Nos últimos dez anos, governos de diversos países – como Alemanha e Estados Unidos, alvos de estudos nesse trabalho - têm buscado adotar mecanismos de incentivo para o setor.

BCG (2017) afirma que os governos podem intervir por meio de diferentes estratégias para alavancar o mercado de energia renovável. Tais estratégias podem ser de curto ou longo prazo, sendo que a diferença é que, enquanto na primeira os investimentos se esgotam quando se encerram as estratégias, na segunda os investimentos continuam quando terminam a aplicação das políticas, porque já se criou um mercado.

Na realidade, quase todas as políticas governamentais para a promoção de energias renováveis envolvem um *mix* entre as estratégias de curto e longo prazo (AYOUB & YUJI, 2012). Entretanto, são as estratégias de longo prazo que

possuem maior relevância e acabam sendo fundamentais na construção de um novo modelo de produção e consumo energético.

Dentre essas estratégias, os mais importantes e conhecidos mecanismos de promoção de energia renovável em longo prazo, e que serão estudadas ao longo desse trabalho mais detalhadamente são o *Net Metering* (também conhecido como medição líquida da energia excedente, ou mesmo compensação de energia) e o *Feed-in tariff (FiT)*.

4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

4.1. Conceito de Geração Distribuída (GD)

Segundo os autores TURKSON & WOHLGEMUTH (2001), não existe uma única conceituação que trate sobre Geração Distribuída (GD), mas alguns princípios fundamentais que a caracterizam. Abaixo estão alguns conceitos encontrados na literatura:

- “Geração Distribuída é o termo que se usa para a geração elétrica junto ou próxima do(s) consumidor(es), com potências normalmente iguais ou inferiores a 30 MW. A GD inclui: cogeneradores, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, módulos fotovoltaicos e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's” (INEE, 2001).
- A GD é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e ou consumidores específicos. O termo tem sintonia com outras expressões normalmente usadas como: auto geração, geração *in situ*, cogeração e geração exclusiva (RODRIGUEZ, 2002).
- GD é a geração e armazenamento de energia elétrica em pequena escala, mais próximo ao centro de carga, com opção de interagir, ou seja, comprar ou vender com a rede, e, em alguns casos, considerando a máxima eficiência energética (OLADE, 2011).
- GD é a denominação genérica de um tipo de geração elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo assim para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região (COGEN, 2013).
- As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores. O conceito envolve, ainda, equipamentos de medida, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas (ligamento/desligamento) para que estas se adaptem à oferta de energia. Com a GD, torna-se possível obter maior eficiência energética (INEE, 2001).

Segundo RODRIGUEZ (2002), esses conceitos de geração distribuída trazem em comum:

- I. GD como um recurso que é flexível, quando comparado aos outros sistemas convencionais de geração e transmissão, que acabam sendo centralizados em grandes blocos de energia;
- II. A maneira da operação indica que a GD é enxergada como um recurso de geração de energia que não é associado às complexidades das operações do sistema de geração convencional, tais como planejamento do despacho e o despacho propriamente dito, e
- III. A maneira de disposição da unidade de geração é usualmente ao nível de baixa tensão do sistema que faz a distribuição regional, para caracterizar a maior variação de número de agentes participantes, incluindo-se, assim, os consumidores, residenciais e comerciais, que podem investir em tecnologias para sua própria suficiência energética e mesmo para comercializar energia elétrica à rede.
- IV. Proximidade com a região de consumo;
- V. Localização: sistema elétrico da empresa ou sítio do cliente. Quando o local for fora do alcance da rede distribuída, devem se utilizar os chamados sistemas isolados;
- VI. Produção em pequena escala, possibilitando conexão próxima aos diversos pontos da rede elétrica (alta, média e baixa tensão);
- VII. Potência reduzida;
- VIII. Emprego de diversas tecnologias.

Já, segundo a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), GD pode ser caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia, conforme pode ser visto na figura abaixo. De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto

ambiental; a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação da matriz energética.

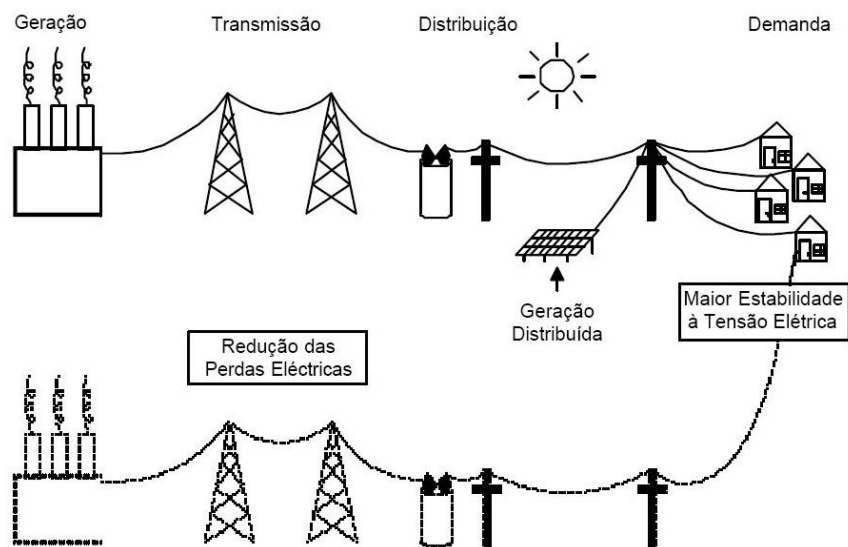


Figura 2 - Geração distribuída.

Fonte: RODRIGUEZ (2002).

4.1.1. Tendências da Geração Distribuída (GD)

No Brasil, as tendências para o desenvolvimento da GD decorrem de diversas causas, e CORREIA (2016), baseado em PFEIFENBERGER (1998) afirmam que elas se resumem nas características abaixo:

- Desejo dos consumidores de reduzir o custo do suprimento de energia elétrica e de melhorar a confiabilidade desse suprimento, face ao aumento dos preços aplicados pelas concessionárias e às deficiências das mesmas; em particular;
- Reestruturação institucional do setor elétrico;
- Crescente aumento e aperfeiçoamento de tecnologias para aproveitamento de energia a partir de fontes renováveis, em destaque para solar;
- Conscientização dos problemas ambientais, promovendo soluções que tendem a reduzir os impactos ambientais da geração, dentre as quais as que permitem melhor aproveitamento da energia proveniente de combustíveis quer fósseis quer da biomassa; e da diminuição da utilização e construção de grandes redes de distribuição;

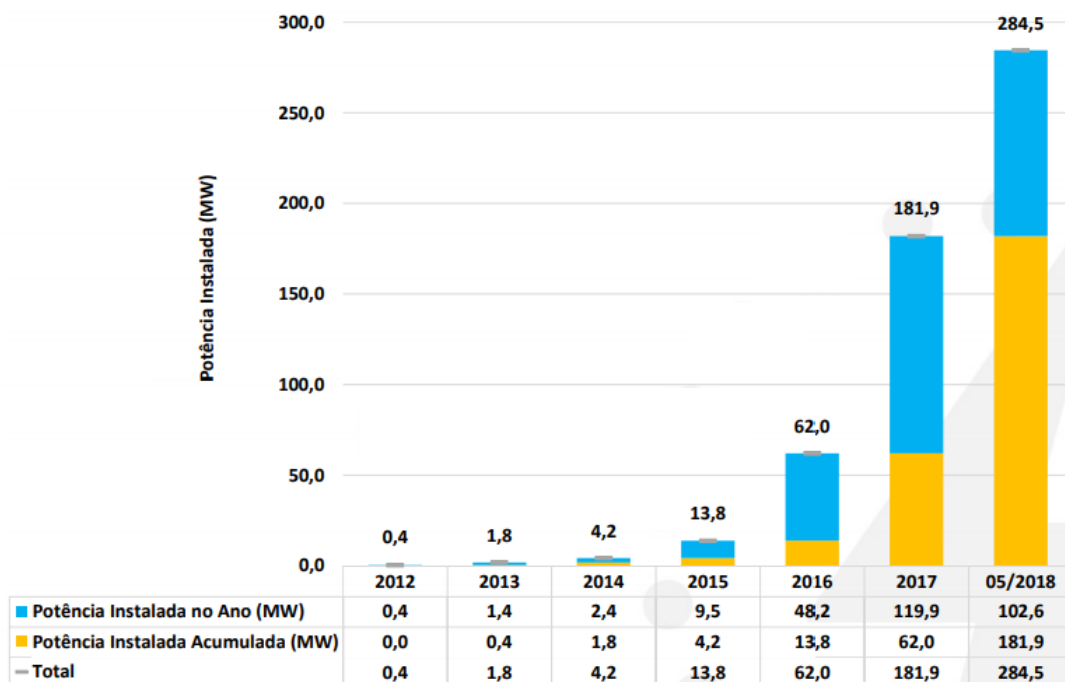
- Progresso da tecnologia eletrônica e conseqüente redução nos custos de sistemas de controle, de processamento e de transmissão de dados, viabilizando a operação de sistemas elétricos cada vez mais complexos (INEE, 2001).

Além disso, tendo como base os custos e as eficiências de algumas tecnologias na geração e de sistemas para armazenamento na GD, PFEIFENBERGER (1998) sugere quatro áreas em que a GD pode crescer:

- I. Na cogeração de energia;
- II. Na possibilidade de o consumidor ter ganhos compensativos, mesmo que os custos da GD sejam relativamente maiores aos custos médios ou marginais da geração de maneira centralizada;
- III. No atendimento de consumidores de alto custo par a o sistema elétrico e
- IV. Quando a GD puder adiar investimentos nas linhas de transmissão e distribuição e, então, poder melhorar a segurança dos sistemas já existentes.

No caso de GD fotovoltaica, GREENER (2018) afirma que o mercado tem evoluído de maneira cada vez mais acelerada a cada ano que passa. Começando em 2012, com o estabelecimento de regras regulatórias claras, autorizando a compensação de energia (conexão à rede pública), é possível observar como o volume de potência inserida no Brasil tem aumentado nos últimos anos. O gráfico abaixo a evolução desse volume de potência a partir de 2012:

Gráfico 1 - Evolução potência instada (MW) GD fotovoltaica no Brasil.



Fonte: GRENNER (2018).

Considerando apenas os sistemas conectados à rede, notamos que no ano de 2017 a potência inserida mais do que duplicou com relação ao ano anterior, tendência que continua no ano de 2018. E essa proporção de crescimento é ainda maior nos anos anteriores. Em 2016/2015 por exemplo, a razão de crescimento foi de quase 5 vezes. Mesmo com esse crescimento, isso representa cerca de 0,4% da matriz elétrica do Brasil (CÂMARA, 2017). Isso revela o potencial existente de crescimento do setor.

4.1.2. Desafios existentes na GD

Ainda existem desafios técnicos, econômicos e regulatórios para o crescimento da GD no Brasil. Tecnicamente, várias ferramentas tecnológicas ainda estão sendo desenvolvidas e, assim, não estão sendo comercializadas e/ou ainda não apresentam um bom nível de segurança e confiança. Economicamente, o estado inicial de várias tecnologias tem como consequência elevados custos iniciais, limitando a sua viabilidade, assumindo valores mais acessíveis ao longo do tempo. Para contornar isso, os fabricantes têm trabalhado no desenvolvimento de tecnologias mais eficientes e têm apostado na

padronização, além de contar com o apoio de políticas de fomento que garantam a formação de mercados de dimensões mínimas e a remuneração por tarifas diferenciadas.

Do ponto de vista regulatório e econômico, CORREIA (2016) afirma que as questões mais importantes envolvem melhores condições de financiamento, adequação do modelo de tributação no setor e uma regulação dinâmica, que consiga acompanhar as experiências adquiridas desde 2012, quando o sistema de compensação de energia foi regulamentado no Brasil.

Ainda, segundo CORREIA (2016) e CÂMARA (2017), alguns desafios podem ser identificados nos seguintes pontos:

- Falta de apoio e investimentos de suporte: Para que a geração distribuída cresça no Brasil, é necessário mais do que a utilização de um sistema de compensação energética, ou mesmo sua regulamentação de forma isolada, é necessário criar ações de suporte e base, como incentivos fiscais e condições de financiamento acessíveis.
- Tributação: Ainda não é clara e consistente a questão tributária e fiscal no Brasil, o que causa incertezas para investimentos mais concisos no setor.
- Condições de financiamento: No Brasil faltam maiores opções de financiamento disponíveis no mercado, que ofereçam condições de amplo acesso para a sociedade.
- Informação de custos: os investimentos em GD devem ter uma adequada consideração da condição de contorno espacial para não ter sua viabilidade econômica prejudicada. Assim, uma questão essencial para a concessionária é identificar as áreas de alto custo marginal nas quais a GD é mais justificável. Essa é uma barreira importante no setor elétrico brasileiro, pois poucas são as empresas que têm dados para tal avaliação.

Estes pontos serão a base para a análise das barreiras para o maior crescimento e difusão da geração distribuída no Brasil que, conforme exposto na

Resolução nº 482 de 2012, onde o conceito de GD se operacionaliza através da denominada “Micro e Minigeração Distribuída”. Esses pontos e conceitos serão abordados mais à frente no trabalho.

4.2. Incentivos regulatórios na GD

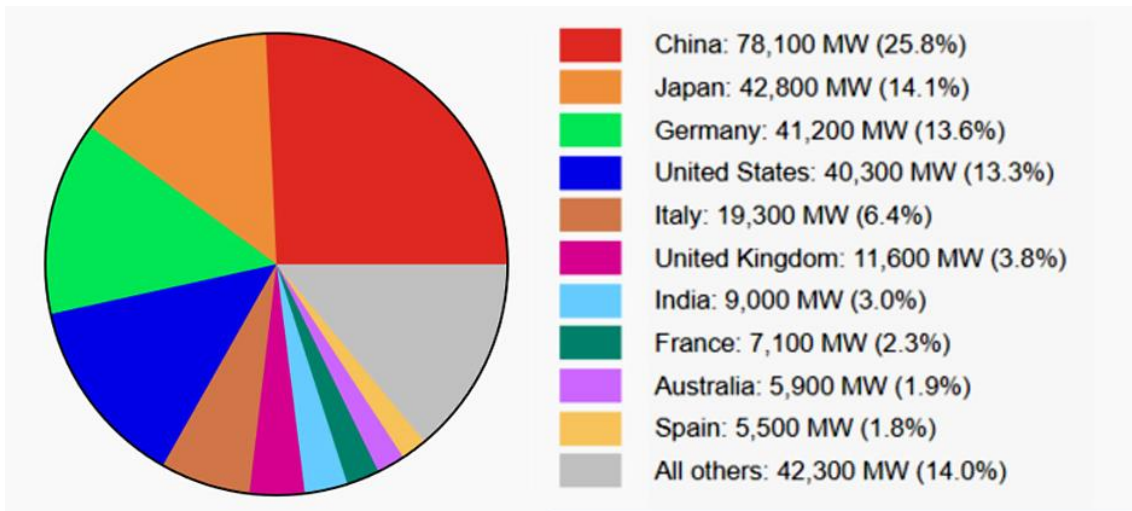
Segundo VIEIRA (2014) as políticas de incentivo visam o equilíbrio econômico de determinado mercado e são projetados para criar meios para que a ramo regulado reduza custos, inove, adote práticas eficientes de preços, melhore a qualidade, e assim por diante. A regulação por meio de incentivos permite ao setor regulado certa liberdade na alocação de sua propriedade e nas decisões que toma. O “incentivo”, portanto, é uma mitigação da intervenção estatal, que altera o comportamento do regulado e o impulsiona a agir da maneira esperada pelo regulador.

VIEIRA (2014) afirma que em um mercado incipiente, em um primeiro momento, os incentivos governamentais atuam na inserção e desenvolvimento, com o objetivo do alcance da competitividade após um determinado período. Com a busca da segurança energética e com as metas de redução de emissões de gases de efeito estufa, diversos países têm direcionado seus incentivos para a diversificação de sua matriz energética, com a inserção de novos tipos de tecnologias. A geração distribuída vem ampliando sua participação graças a políticas de diversificação energética e aos incentivos governamentais para a sua promoção.

Para o caso de incentivos relacionados a geração distribuída, que é o foco desse trabalho, a *International Energy Agency* (IEA, 2013) afirma que existem algumas opções de políticas de incentivo a serem consideradas. Políticas de incentivo ligadas à tarifa, como a *Feed-in Tariff* (FiT), comuns em países europeus e asiáticos, e o *Net Metering*, na maioria dos estados dos EUA, têm sido as mais utilizadas, frequentemente combinadas com incentivos fiscais.

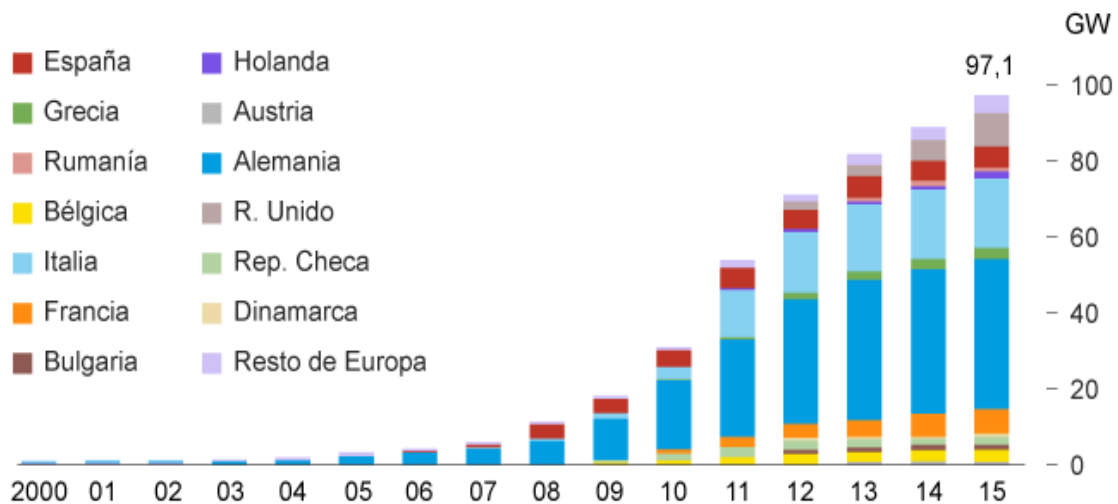
Para exemplificar a importância desses incentivos para a geração distribuída, observa-se nos gráficos abaixo, que apresentam a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no em diferentes países:

Gráfico 2 – Países com maior capacidade instalada (MW) no mundo (sistemas fotovoltaicos).



Fonte: PORTAL SOLAR (2017)

Gráfico 3 - Evolução energia solar na Europa



Fonte: SOLAR POWER EUROPE (2016)

O que há de comum nos países que apresentam maior participação e crescimento da inserção geração solar fotovoltaica é a adoção de políticas de incentivo por parte do governo. Como na Alemanha - como veremos mais adiante - onde políticas de tarifas diferenciadas (*Feed-in Tariffs*) para sistemas de geração distribuída permitiram um crescimento considerável nos últimos anos, conforme pode ser observado nos gráficos acima.

4.2.1. Feed In Tariff (FIT)

No tipo “sistema de preços”, assim chamado pelo fato de sua característica principal ser a definição do valor (preço) pago ao dono do gerador que usa fontes renováveis de energia, por cada kWh gerado, ao longo de um determinado período (normalmente períodos longos), o tipo mais difundido é o *Feed-in Tariff* (tarifa-prêmio), onde a energia inserida na rede é remunerada economicamente, por meio de taxas pré-fixadas. COUTURE & GAGNON (2010) destacam que dentre as principais propriedades das políticas baseadas em FIT estão: a garantia de acesso à rede elétrica, contratos que estabelecem o fornecimento de energia com longo prazo e preços calculados com base nos custos unitários de geração de energia compatíveis com cada fonte. Na tabela abaixo estão elencadas as características mais vantajosas que podem ser incorporadas em uma política sustentada pelas FIT.

Tabela 1 - Principais vantagens ao produtor que podem ser incorporadas em um programa de FIT.

Característica	Descrição
Garantia de conexão à rede elétrica	Os produtores da energia possuem a garantia da conexão dos empreendimentos a rede elétrica. Geralmente já são estabelecidas regras padronizadas e transparentes para o processo de conexão à rede elétrica.
Prioridade na conexão e despacho	O processo para inserir novos projetos no sistema de transmissão geralmente é demorado. No caso de projetos contemplados por um sistema de FIT, geralmente são dadas prioridades na conexão e despacho da energia.
Garantia de compra da energia produzida	É garantida a compra de 100% da energia produzida pelo agente gerador. Pode vir acompanhada de regras para evitar cortes e interrupções do fornecimento da energia contratada.
Duração dos contratos em longos prazos	Os contratos de longo prazo evitam a exposição das receitas do projeto de energia renovável, diante da volatilidade dos preços de energia elétrica. Normalmente os contratos duram de acordo com o tempo de vida da tecnologia presente no projeto.

Fonte: Elaboração própria com base em ELGAMAL (2017).

Nesses tipos de tarifação da energia excedente a Alemanha é um país referência nesse setor. No sistema alemão não apenas a energia excedente gerada pelo sistema fotovoltaico distribuído é injetada na rede, e sim toda a energia gerada. Entretanto, é necessário destacar que outro fator determinante para o sucesso da estratégia alemã através das FIT, foi a estabilidade e aperfeiçoamento contínuo do programa, conforme afirma ELGAMAL (2017).

NASCIMENTO (2017) afirma que o sistema de preço com o pagamento de tarifas-prêmio (*Feed-in Tariff*) pode ser um dos mecanismos recomendado para a promoção da energia solar fotovoltaica conectada à rede no Brasil. Esse sistema baseia-se na obrigatoriedade de compra de toda energia gerada por esses sistemas, pagando uma tarifa prêmio por kWh gerado. Porém, uma análise mais profunda sobre esta afirmação será feita mais adiante no trabalho.

4.2.2. Net Metering

No sistema de compensação de energia elétrica, também conhecido pelo termo em inglês *Net Metering*, o consumidor de energia elétrica instala pequenos geradores em sua unidade consumidora (por exemplo, painéis fotovoltaicos) e a energia gerada é usada para abater o consumo de energia elétrica da unidade. Quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo de energia poderá ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura do mês subsequente. As políticas de *Net Metering* podem variar de acordo com os países, estados ou cidades, como será visto mais à frente.

Nessa modalidade de política, proprietários ou usuários de sistemas fotovoltaicos recebem créditos (em kWh) pela energia excedente injetada na rede local, que podem ser descontados de sua conta de energia em outras ocasiões, quando a unidade geradora não produzir energia suficiente para o autoconsumo.

Assim, conforme afirmam HOLLANDA & FREITAS (2015), ocorre um balanço energético entre o consumo e a geração, e uma redução da dependência da energia proveniente da rede local. É importante salientar que, em políticas como essa, não há comercialização de energia, havendo somente uma contabilização do saldo de energia que foi injetado e que poderá ser descontado do consumo posteriormente. Com isso, os projetos de sistema de

geração distribuída, neste tipo de arranjo, são, em geral, limitados ao consumo daquela unidade consumidora, para que não haja excesso de energia – o que significaria um investimento sem o devido retorno. Diferentemente do *Feed-in Tariff*, o *Net Metering* pode ser implementado sem requerer nenhuma medição especial, ou mesmo qualquer acordo ou notificação prévia. É uma política destinada a promover o investimento privado em energia renovável.

5. MARCOS REGULATÓRIOS

Para poder ter bases de comparação e análise desses instrumentos de incentivo energético faz-se necessário definir o processo de desenvolvimento ao longo do tempo no Brasil, Alemanha e Estados Unidos - especialmente no Estado da Califórnia - que são os países objeto de estudo do trabalho. Assim, será possível realizar uma comparação entre o crescimento dos sistemas de geração distribuída nesses países, os agentes envolvidos e incentivos presentes.

5.1. Marco Regulatório no Brasil

5.1.1. Desenvolvimento e agentes envolvidos no Brasil

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, prevê a possibilidade de as distribuidoras de energia garantirem a contratação da totalidade do mercado também por energia proveniente de geração distribuída, conforme resumido pelo estudo técnico da Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, e transcrito a seguir:

“Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:

.....

§ 8º No atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica:

I -

II - proveniente de:

a) **Geração distribuída**, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas;”

Ao regulamentar o referido tópico da Lei nº 10.848, de 2004, o Decreto nº 2.653, de 30 de julho de 2004, detalha o modelo de contratação de geração distribuída pelas distribuidoras.

“Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se **geração distribuída** a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

.....

Art. 15. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.

§ 1º O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição.

Pode-se observar que a legislação restringia a contratação de geração distribuída pelas distribuidoras somente a empreendimentos de agentes concessionários, permissionários e autorizados. Logo, não previa expressamente a compra de unidades consumidoras que instalem painéis

solares fotovoltaicos, por exemplo, para consumo e injetem o excedente de energia na rede.

Em 2012, a ANEEL deu grande passo para ampliar a geração de energia alternativa, na figura da energia solar fotovoltaica, em unidades consumidoras. Ao editar a Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, que estabelecia as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, criando o sistema de compensação de energia, no qual injeta-se a energia produzida na rede, sendo tal energia abatida do consumo da própria unidade ou de outra do mesmo titular. Aqui tem-se o início do *Net Metering*.

A Resolução nº 482, de 2012, que posteriormente foi alterada pela Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, estabelece as seguintes definições para micro e minigeração distribuída e para o sistema de compensação de energia:

“Art. 2º

I - Micro geração 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 de unidades consumidoras;

II - Mini geração 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;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro geração ou mini geração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à

distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;”

Conforme estabelecido no § 1º do art. 6º da Resolução, a energia injetada na rede gerará um crédito em quantidade de energia ativa que deve ser utilizado em até sessenta meses.

Com a Resolução nº 687, de 2015, criou-se a possibilidade de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores. Isso representou uma evolução do modelo, aumentando o tempo de crédito pela energia produzida e a possibilidade de compartilhamento desse crédito.

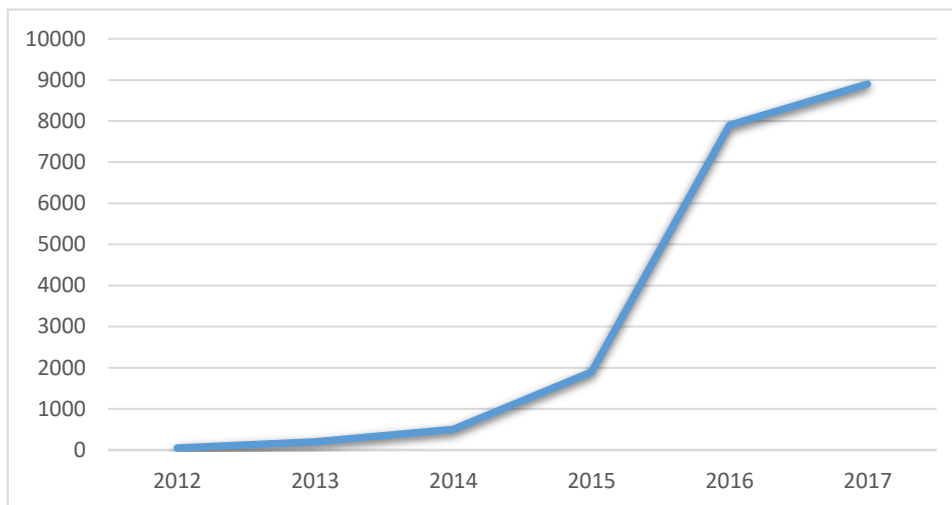
Essa nova definição na regulamentação da ANEEL trouxe outro avanço a se considerar: a chamada “geração compartilhada”, que traz a possibilidade de cooperação de interessados, seja sob a forma de consórcios ou mesmo em cooperativas. Assim, nessa união, a instalação de micro ou mini geração distribuída possibilita utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

Esses dois itens, a possibilidade de “geração compartilhada” e instalação por meio de “condomínios”, representaram um grande avanço no número de unidades geradoras e capacidade instalada, dentro da micro e minigeração distribuída.

5.1.2. O Net Metering no Brasil

Com o sistema de *Net Metering*, introduzido pela Resolução Normativa nº 482, em 2012, que posteriormente foi alterada pela Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, a geração distribuída, principalmente de energia solar fotovoltaica, começou de fato a avançar no País. O gráfico abaixo apresenta a evolução do número de unidades consumidoras com painéis solares fotovoltaicos que participam do sistema de compensação de energia instituído pela referida Resolução.

Gráfico 4 - Unidades consumidoras com geração solar fotovoltaica a partir Res. nº 482/2012.



Fonte: NASCIMENTO (2017).

Observa-se um grande crescimento do número de unidades consumidoras com painéis fotovoltaicos a partir de 2014, atingindo um total de 8.818 unidades e cerca de 67 MWp de capacidade instalada até fevereiro de 2017, cerca de 0,4% da matriz elétrica brasileira.

Apesar do crescimento, o número de unidades com geração fotovoltaica distribuída ainda é pequeno, principalmente se verificarmos o potencial brasileiro de aproveitamento da fonte e a forma como a fonte solar é aproveitada em outras partes do mundo. Segundo HOLLANDA & FREIRAS (2015), até 2015, quando a Res. 482/2012 foi atualizada, o Brasil possuía cerca de 77 milhões de unidades consumidoras de energia elétrica.

Portanto, cerca de apenas 0,01% das unidades consumidoras, ou uma a cada dez mil, possuem painéis fotovoltaicos instalados. A título de comparação, na Alemanha uma a cada cinco ou seis residências possui sistemas fotovoltaicos. A evolução e outros incentivos presentes nesse modelo no Brasil serão abordados mais adiante.

5.2. Marco Regulatório nos EUA

Nos EUA, o sistema de compensação energética começou sua idealização há cerca de quase 40 anos. Lá os modelos regulatórios e incentivos energéticos passaram por mudanças e adaptações as necessidades de cada época, mas sempre de maneira atrativa e em prospecção planejada. Nos EUA, podemos destacar três fases e categorias distintas: o *Dual Metering*, *Net Metering*, *Feed-in Tariff*. Serão abordados os dois primeiros, para posterior comparação com o modelo adotado atualmente no Brasil.

5.2.1. *Dual Metering* nos EUA

Por volta de 1978, o FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) colocou como base que nos EUA as concessionárias de distribuição comprariam de maneira obrigatória energia de origem alternativa e renovável sempre que os seus preços fossem menores do que os custos que fossem evitados por parte das companhias elétricas (CORREIA, 2016).

Dessa maneira, estabeleceu-se um tipo de contrato denominado *Dual Metering*, onde ele passou a ser obrigatório entre os consumidores que possuíssem algum tipo de geração própria de energia e as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Esse contrato possibilitava que os consumidores vendessem a energia excedente para as distribuidoras.

Nesses moldes era possível que as distribuidoras fizessem uso de medidores na residência, dois medidores obrigatoriamente. Um que pudesse medir o que “sobrar” de energia do consumidor, e o outro para medir o montante de energia que foi consumida da rede da distribuidora. A distribuidora, assim, adquiria o excedente pelo mesmo valor dos custos evitados, que representam de 20 a 35% do valor da tarifa cobrada pela energia da rede. Este valor era abatido da quantia a ser cobrada devido a energia a rede utilizada pelo consumidor, pagando ou recebendo do consumidor dependendo do balanço final dos dois valores.

Como a energia podia ser adquirida a baixos preços, os consumidores começaram a preferir consumir a energia no momento em que é gerada para

que se vendesse o mínimo de energia possível para a distribuidora e houvesse menor perda de valor agregado da energia gerada. Outro fator nesses moldes foi o fato de ele criar custos adicionais para a distribuidora, já que a adição de um medidor é necessária, a cobrança de mais uma conta, no caso, extra, e o processamento de um dado adicional. Esse modelo foi substituído pelo *Net Metering*, que será abordado a seguir.

5.2.2. *Net Metering* nos EUA

No *Net Metering* propriamente dito, ele consistia na aplicação de um medidor de capacidade bidirecional, para medir total de energia dentro de um período, em termos de fluxo, assim, em caso de o consumo ser maior que a energia gerada, o medidor irá medir a quantidade de energia fornecida ao consumidor de maneira normal, já para o caso oposto, onde a energia gerada é maior que o consumo, o sentido muda, e o gerador irá no sentido inverso ao convencional, assim a energia fornecida a rede podia ser determinada.

Dentro de um intervalo que era determinado previamente, que girava em torno de um ano, o medidor é checado e só depois disso a possível cobrança era realizada. Cobrar pela energia, no caso de consumo de energia, ou realizar o pagamento, em caso de fornecimento de energia para a rede de distribuição. No caso de o consumidor ter fornecido mais energia à rede do que consumiu, a concessionária deve agir de acordo com o que for determinado pela lei em vigor, que pode ser tanto pagar ao cliente o valor dos custos evitados, o fornecimento de um crédito para que o consumidor o use no período seguinte, ou, como em alguns casos, a distribuidora não dá nenhuma compensação ao consumidor.

O sistema nesses moldes foi adotado por pioneirismo de alguns estados americanos, pelo fato de lá no EUA eles terem uma independência que permitisse isso e, assim, visavam desenvolver a economia ou distribuidoras que juntamente com seus clientes buscavam um maior cuidado ambiental. Este vem se mostrando uma forte política de incentivo para a geração fotovoltaica, uma vez que se estima que mais de 3.500 sistemas tenham sido instalados devido aos incentivos do programa (CORREIA, 2016).

A figura a seguir mostra o sistema adotado em alguns estados americanos:

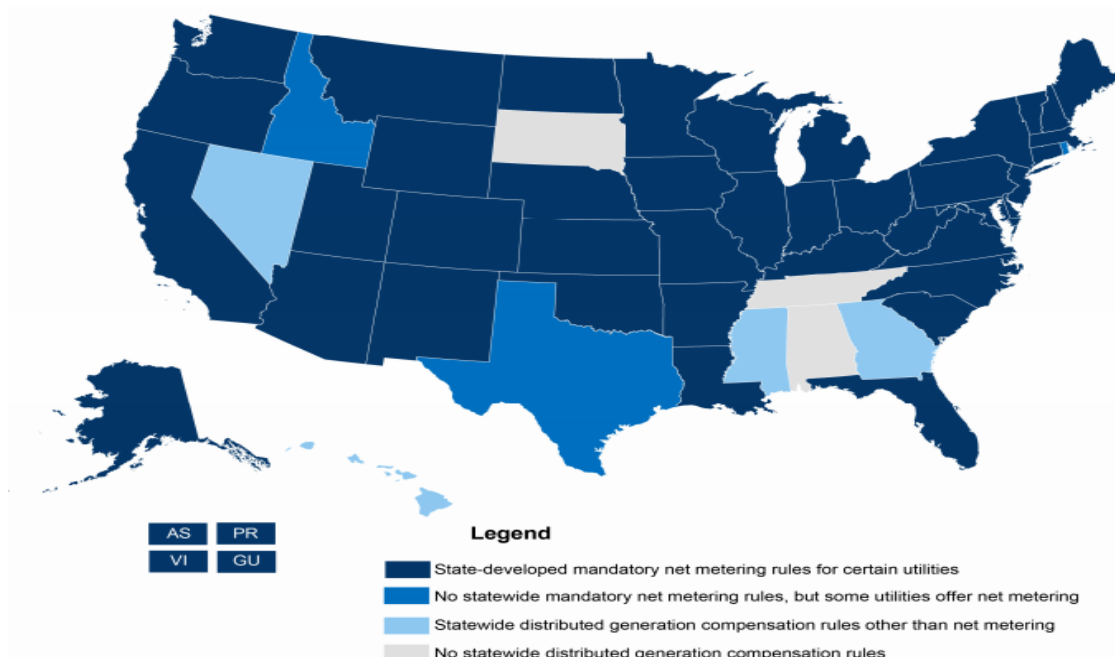


Figura 3 - Tipo de incentivo por Estado (EUA).

Fonte: ABSOLAR (2018)

Percebe-se que a maioria dos estados norte-americanos adota sistemas baseados no *Net Metering*, juntamente com outros incentivos fiscais associados, dando suporte ao modelo adotado.

O modelo citado segue esse padrão em todos os estados que o adotam, porém, alguns princípios inerentes a cada estado são modificados de um para outro, estando entre elas:

- Tipo de consumidor que pode ser contemplado: em alguns casos era permitido apenas para consumidores de cunho residencial, podendo em outros casos ser aumentado para os consumidores do tipo comercial. Por fim, uma parte dos estados permitia qualquer tipo de consumidor;
- Tecnologia usada: em cada estado, a fonte de energia é levada em conta para que seja aceita no programa;
- Capacidade instalada: usualmente são estabelecidos os limites de capacidade instalada para os usuários, sendo que esse limite é

fixado, geralmente, inferior a 100 kW. Em alguns casos a distribuidora estipula também um limite total de capacidade instalada de GD, ou seja, o somatório de todas as capacidades instaladas dos consumidores não deve passar um teto, normalmente fixado em 0,1% da demanda de horário de pico da companhia.

Assim, nesses moldes, esse modelo representa uma excelente alternativa para incentivar os consumidores a investir em geração própria, já que se trata de um modelo com um menor custo de aplicação. E ainda mais, esse modelo representa uma grande chance de redução da conta de energia destes consumidores e, também, uma possibilidade de a distribuidora de energia otimizar o seu fator de potência e carga, a relação de tensão em pontos diferentes e distantes da rede, além de diminuir as perdas com transmissão e distribuição da energia (CORREIA, 2016).

Nos EUA, como parte do programa de política energética de 2005 (*Energy Policy Act*), todas as concessionárias públicas estão determinadas por lei a disponibilizar o serviço de *Net Metering* aos seus clientes. Em julho de 2013, 43 estados, assim como Washington D.C. e 4 territórios americanos, possuíam políticas de *Net Metering* em vigor. Porém, as políticas variam muito de um estado para outro, bem como a eficiência em cada um.

Grande parte dos estados americanos determina limites de capacidade para os tipos de GD elegíveis ao *Net Metering*, ficando de fora desses limites concessionárias privadas. Parte dos estados estabelecem ainda um limite de capacidade agregada, que é expresso por uma percentagem do pico máximo de carga da concessionária. Assim que estes limites são atingidos, as concessionárias deixam de ser obrigadas a fornecer o programa de *Net Metering* a consumidores que entrem após o limite.

A produção excedente em relação aos consumido em um intervalo já determinado determinada a faturação, que é creditada à próxima fatura do cliente. Estes créditos podem ser atribuídos com diversos valores: preço de

mercado, preço do mercado livre, combinação dos anteriores ou um preço predefinido pela concessionária.

Ao fim de 12 meses, os créditos restantes poderão ser atribuídos à concessionária, reembolsados de um dos valores referidos anteriormente ou transitarem indefinidamente para as faturas seguintes até serem consumidos.

5.2.3. O sucesso da Califórnia

Para uma mensuração e comparação mais adequada com o modelo de compensação energética no Brasil, serão utilizados os dados e marco regulatório seguido pela Califórnia. Tal escolha se justifica pelo sucesso do programa no estado, em vista de outros estados norte-americanos. Segundo a AEO (2016) o estado possuía, ao final de 2015, quase metade da capacidade de geração de energia solar dos EUA. Enquanto todo o país contava, à época, com 20.303 MW instalados, 9.976 MW estavam no território californiano, como pode ser visto na figura abaixo:

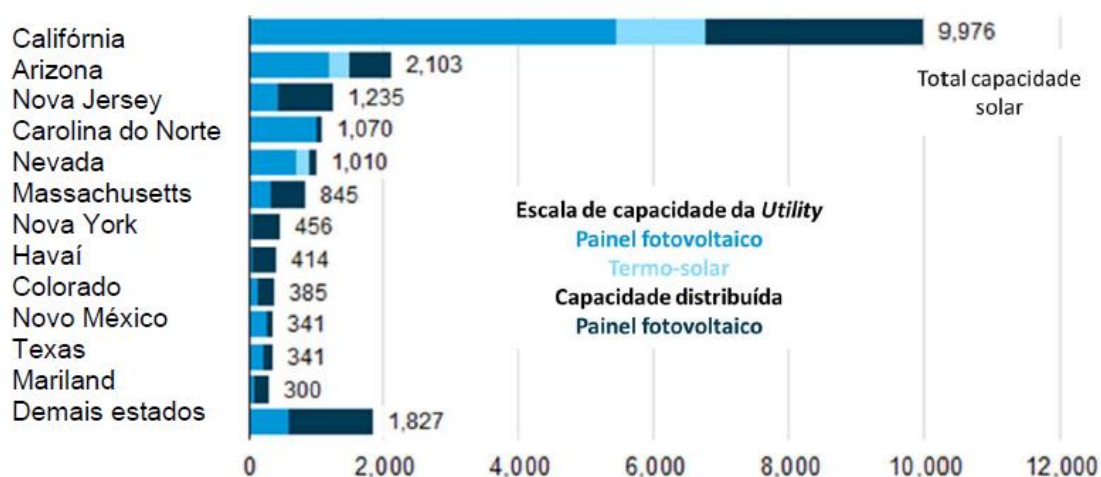


Figura 4 - Capacidade de geração de energia solar nos EUA em 2015 (MW)

Fonte: AEO (2016)

Considerando os fatos apresentados acima, é válida uma análise aprofundada sobre as principais políticas que incidiram no estado californiano de forma a viabilizar tal cenário, delimitando o estudo. Embora políticas federais e municipais também tenham contribuído para o crescimento da geração de

energia solar no estado, o presente trabalho se limita à análise das políticas do estado da Califórnia, como ente federativo relativamente independente.

5.3. Marco Regulatório na Alemanha

Na Alemanha, os programas de incentivo começaram há algum tempo. Por volta de 1989 o denominado “Programa Experimental de 100 MW” foi a primeira medida adotada pela Alemanha. Depois o programa foi estendido para um patamar de 250 MW, este programa subsidiava a energia gerada por fontes renováveis em 0,031 marcos alemães para cada kWh gerado, em torno de R\$ 55 (ALVES, 2014).

Já no ano de 1991 veio a “Lei Feed-In de Eletricidade”, esta lei garantia o pagamento de 90% do preço médio de venda da energia elétrica gerada por fontes renováveis. E em 2000, o Parlamento alemão ratificou a “Lei das Energias Renováveis” (*Eneuerbare-Energien-Gesetz*), que estabelecia metas e diferentes tarifas para cada tipo de fonte de energia renovável e, assim, favorecendo o mercado de energia renovável. A figura abaixo ilustra a linha temporal dos programas alemães:

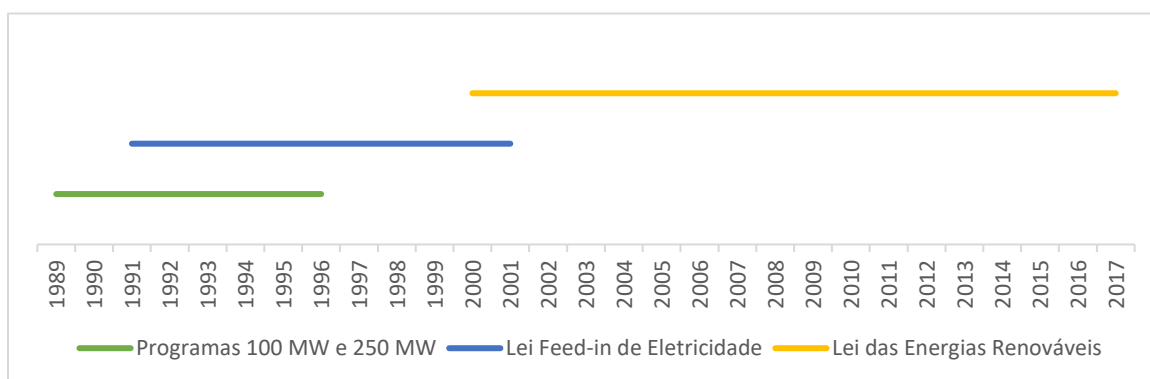


Figura 5 - Evolução histórica das Leis de Incentivos a Fontes Renováveis na Alemanha.

Fonte: Elaboração própria, com base em ALVES (2014).

Assim, a Alemanha passou por marcos regulatórios que definiram os incentivos atuais, porém cada programa foi motivado por fatores diferentes, conforme explorado a seguir.

5.3.1. Programas de 100 MW e 250 MW

Por volta de 1986, após o desastre ocorrido em Chernobyl, os governantes alemães tiveram que responder a pressões que reclamavam para dar início a programas de subsídios, com o objetivo de criar um mercado de energia alternativa, no caso eólica. Foi criando então o “Programa Protótipo de 250 kW”, este programa subsidiava as primeiras cinco turbinas eólicas de uma empresa após o protótipo ter sido instalado e testado. Após contribuir com o desenvolvimento de cinquenta novos modelos de turbinas eólicas, o programa não obteve efeito significativo, pois os preços ainda eram altos para se criar um mercado mesmo com os subsídios praticados. (KORDS, 1996; GANSEFORTH, 1996).

Com o fracasso do “Programa Protótipo de 250 kW”, ainda sob pressões de cunho político, os governantes alemães criaram o denominado “Programa de 100 MW” no ano de 1989, e estendido para o “Programa de 250 MW” logo em seguida. Nessas demandas, foi levado em consideração a potência que era gerada, e não a potência instalada. No início do programa, entre 1989 e 1990, o subsídio praticado na maioria dos projetos era de 0,087 marcos alemães por kWh¹, 0,046 marcos por parte da concessionária e 0,041 pagos pelo governo (DEWI, 1998).

Ainda com as dificuldades encontradas de implantação e operação, o “Programa de 100 MW” obteve um crescimento de 50 MW ao ano, atingindo em 1996 uma potência total instalada de 362 MW em todos os estados da Alemanha (IEA, 2003).

No ano de 1991 o “Programa de 100 MW” foi estendido para 250 MW, voltado para o mercado de fontes renováveis. A meta de 250 MW foi superada nos primeiros seis meses do programa com um alto número de inscrições para novos projetos (DEWI, 1998).

¹ Cerca R\$ 154, R\$ 81 e R\$ 72, respectivamente.

5.3.2. Feed-in Law

A denominada *Feed-in Law* (*Stromeinspeisungsgesetz*) foi promulgada em outubro de 1990 pelo parlamento Alemão que, naquele tempo, era pressionado pelos produtores de energia eólica do norte do país, além dos produtores de energia hidroelétrica do sul. Esta Lei dava a obrigação de as concessionárias e distribuidores de energia a comprarem a energia produzida a partir de fontes renováveis a um preço entre 65% e 90% (dependendo da fonte de energia) a mais que o pago pela energia elétrica convencional por um período de 20 anos (MME, 2008).

As tarifas denominadas *Feed-in Tariffs* funcionam como uma tarifa de “alimentação”, na qual é pago aos produtores de energia elétrica, a partir de fontes renováveis, um preço mínimo pela energia elétrica que é gerada acima do preço de mercado, e os custos gerados com esta prática são diluídos entre os consumidores finais. Este preço acima do mercado, ou preço *Premium*, é estabelecido conforme cada tecnologia que é usada para gerar energia elétrica, assim, tecnologias que tem um valor mais caro de instalação, como as de origem fotovoltaica, recebem um valor de reembolso maior do que as demais.

A denominada lei *Feed-in* de eletricidade não beneficiava plantas de produção com mais de 5 MW, nem as pequenas plantas pertencentes que pertenciam a grandes empresas produtoras de energia, tendo como objetivo beneficiar pequenos geradores, alcançando um total de 3.500 geradores distribuídos pelo país (LAIRD & STEFES, 2009).

A prática do preço *Premium* incentiva a entrada de investidores no mercado de energias renováveis por reduzir os riscos de longo prazo ao produtor, e ao mesmo tempo desenvolvendo a variedade de tecnologias e estimulando o uso dos recursos alternativos renováveis (COUTURE & GAGNON, 2009).

Diante disso tudo, em 2005 a Comissão Europeia declarou que o instrumento de incentivo mais efetivo eram as *Feed-In Tariffs*, por serem mais efetivas e mais baratas para a promoção das fontes renováveis de energia

(COSTA, 2006). Isso gerou as bases par a denominada Lei de Energia Renovável, que será explorada no próximo tópico.

5.3.3. Lei de Energia Renovável – EEG

Para melhorar a *Feed-in Law*, os governantes alemães que foram eleitos no ano de 1998 formularam a denominada “Lei de Energias Renováveis” (*Erneuerbare Energien Gesetz*)², onde a principal melhora foi o aumento no preço da tarifa *Premium* que era paga, com um foco maior na energia solar.

Essa nova lei determinava que o valor total a ser pago aos produtores de energia renovável deveria ser dividido entre as concessionárias de energia, garantindo assim que nenhuma região se sobrecarregasse. Estabeleceu também que as tarifas seriam baseadas nos custos reais de produção, específica para cada fonte de energia renovável (MME, 2008).

A “Lei de Energia Renovável” tem como objetivo, também, de formar no mercado um ambiente mais competitivo, induzindo os produtores a trabalhem mais para melhorar as tecnologias que eram empregadas e, com isso, minimizar o preço pago pelo consumidor final.

Para isso, ficou estabelecido que os reembolsos sofreriam uma redução gradual a cada ano, a medida que novas plantas são construídas.

Desde a implementação da “Lei de Energia Renovável” em abril de 2000, a Alemanha passou a ser a maior produtora mundial de energia eólica e detentora de quase metade do mercado mundial de energia fotovoltaica. A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia mais que duplicou no país entre 2000 e 2007, partindo de 37 TWh para aproximadamente 87 TWh (LANGNIB & DIEKMANN L., 2009).

Com os custos dos incentivos sendo repassados ao consumidor final, uma família comum alemã, com um consumo médio de 3500 KWh por ano, paga aproximadamente 3 euros por mês pelos incentivos à produção renovável de energia elétrica (LANGNIB & DIEKMANN L., 2009).

² Por isso EEG, sigla das palavras alemãs *Erneuerbare Energien Gesetz*

5.3.4. Tarifas na Alemanha

Como visto, a Alemanha foi um dos países pioneiros no investimento e na exploração da energia fotovoltaico. Um marco para o aumento expressivo da implantação de usinas fotovoltaicas ocorreu a partir da publicação da já citada “Lei de Energias Renováveis” de 2000 (*Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG*).

Além da EEG (tarifas *Feed-in*), a política de energia renovável tem sido associada a outros instrumentos de incentivo (apoio ao investimento, empréstimos em condições favoráveis e subsídios fiscais) em programas públicos (nível federal e estadual) que oferecem incentivos financeiros e programas de apoio à introdução de tecnologias renováveis no mercado. (COSTA, 2008)

Como visto anteriormente, no início foram estabelecidas tarifas a serem pagas aos geradores para injetar energia na rede de distribuição, baseadas no custo de produção de cada fonte renovável, com previsão para a redução gradativa dessa tarifa ao longo do tempo, considerando-se as estimativas de aprendizagem tecnologia e de redução de custos. Os contratos são de 20 anos, e as tarifas são diferenciadas de acordo com o porte do empreendimento (quanto maior a geração, menor a tarifa a ser paga).

Assim, para melhor entendimento, ALVES (2014) destaca alguns princípios básicos da EEG:

- i. O pagamento de tarifa prêmio fixa para subsidiar a instalação de novos painéis fotovoltaicos;
- ii. Nenhuma previsão de reajuste de tarifas para compensar a inflação;
- iii. Um longo período de reembolso.

A EEG não representa um subsídio fixo de longo prazo para tecnologias de energia renovável, e por isso prevê um redutor na tarifa a fim de reduzir os custos de produção e aumentar a eficiência.

Em um primeiro momento, a EEG garantia os geradores uma tarifa predeterminada por um período de 20 anos fixos - além do ano em que foi colocado em operação. Havia algumas exceções a essa regra. A micro

hidrelétrica (instalações de até 5 MW de capacidade) tinha contratos de suprimento de 30 anos, e as grandes hidrelétricas (5 a 150 MW), tinham contratos de suprimento de apenas 15 anos. O valor da tarifa a ser paga dependia do ano em que o sistema era instalado. Esses subsídios foram protegidos em caso de futuras alterações legais, de forma que a não retroatividade estende-se à tarifa paga, à prioridade dada a esta forma de eletricidade e ao período de 20 anos garantidos por lei.

Entretanto, os custos dos empreendimentos de fontes de energia renováveis foram sensivelmente reduzidos na Alemanha. Isto foi devido, entre outras coisas, aos ganhos de escala, com alto rendimento, para o aumento da eficiência e produção mais eficiente, o que reduziu o uso de materiais para cada instalação. Assim, nesse novo cenário de redução de custos, a EEG estabeleceu uma taxa de redução progressiva para as tarifas pagas (redução anual), para novos sistemas de geração fotovoltaicos (ALVES, 2014).

A digressão para as várias tecnologias passou a ser ajustada em cada caso para a curva de aprendizagem técnica. A EEG alterada (2004) estabeleceu as taxas de digressão para todas as tecnologias, de forma que o valor fixo de tarifa é tanto menor quanto mais tardia é a implantação dos sistemas de geração.

Em agosto de 2004 a legislação foi revista novamente e o parlamento alemão adotou algumas alterações na EEG, conforme resume CORREIA (2016):

- i. Rever os montantes reembolsados para as energias renováveis;
- ii. O aumento da quota de energias renováveis no abastecimento total de eletricidade a pelo menos 12,5% em 2010 e para 20% até 2020; e
- iii. A melhoraria das condições de enquadramento para a alimentação de eletricidade a partir de energias renováveis na rede, para a transmissão e distribuição de energia elétrica.

Avalia-se que a redução significativa das tarifas prêmio para as usinas antigas tornou-as menos atrativas, pois à medida que seus contratos forem se encerrando, não terão mais direito à remuneração previamente estabelecida. Entretanto, com o intuito de incentivar novos investimentos, a EEG passou a fixar valores para compra e remuneração de energia fotovoltaica de novos

empreendimentos. Agora apenas os novos sistemas que se enquadram nos novos limites estipulados em lei têm garantido um valor fixo de tarifa ao longo de um período de vinte anos. A partir de 2016, sistemas com potência nominal inferior a 100 kW ainda serão elegíveis a participar do programa, enquanto os sistemas com potência superior a 100 kW devem comercializar diretamente mercado a eletricidade a preços de mercado.

A partir de 1° de setembro de 2015, apenas sistemas fotovoltaicos em espaço aberto (montados no solo, excluindo-se os sistemas de painéis comumente instalados em telhados) que decidirem participar de leilões federais receberão uma compensação financeira (subsídio) para a eletricidade produzida. Quando esse investimento é amortizado, energia fotovoltaica torna-se menos cara do que qualquer outra fonte devido aos baixos custos operacionais e ausência de custos de combustível (que compõem o custo marginal de operação).

Além disso, a energia gerada para o autoconsumo a partir de novos sistemas fotovoltaicos com potência superior a 10 kW está sujeita a uma tarifa maior, entre ct€ 8,53/kWh e ct€ 12,31/kWh (o que equivale a uma tarifa entre U\$ 0,95/kWh e U\$ 0,14/kWh, considerando-se a taxa de câmbio de U\$1,11/€1,00 de junho de 2015, mês de referência utilizado pelo autor), por um período de 20 anos. Isso decorre do fato de que a energia dessa fonte já se viabilizou comercialmente naquele mercado para empreendimentos de maior porte, e o formulador de políticas públicas desejava incentivar os empreendimentos de menor porte, nos quais se enquadram os painéis solares residenciais (WIRTH, 2015).

Ou seja, se for instalado um painel fotovoltaico com potência superior a 10 kW, para consumo próprio, e ainda assim precisar comprar algum excedente de energia para atender a sua necessidade, pagará mais caro. Isso ocorre porque desde 2011 os empreendimentos de geração fotovoltaica de larga escala já se viabilizaram economicamente, produzindo a um custo compatível com os valores de mercado. Os painéis residenciais de pequenos telhados também alcançaram essa paridade de custo em 2012.

Em 2012, as tarifas prêmio das instalações mais antigas começaram a expirar, mas a legislação daquele país permite que continuem ofertando energia. Isso é interessante ao gerador distribuído porque os custos fixos de instalação já foram amortizados pela tarifa prêmio, e, adicionalmente, a sua operação apresenta custos operacionais muito baixos (o custo de combustível é nulo), contribuindo para a redução do consumo de combustíveis fósseis.

Entretanto, por força das novas limitações impostas na EEG em 2014, o número de novas instalações fotovoltaicas na Alemanha declinou substancialmente (queda de 55% em 2013), diferentemente do aumento de 20% de novas instalações fotovoltaicas no resto do mundo (WIRTH, 2015).

A queda do valor da tarifa prêmio está relacionada na figura abaixo:

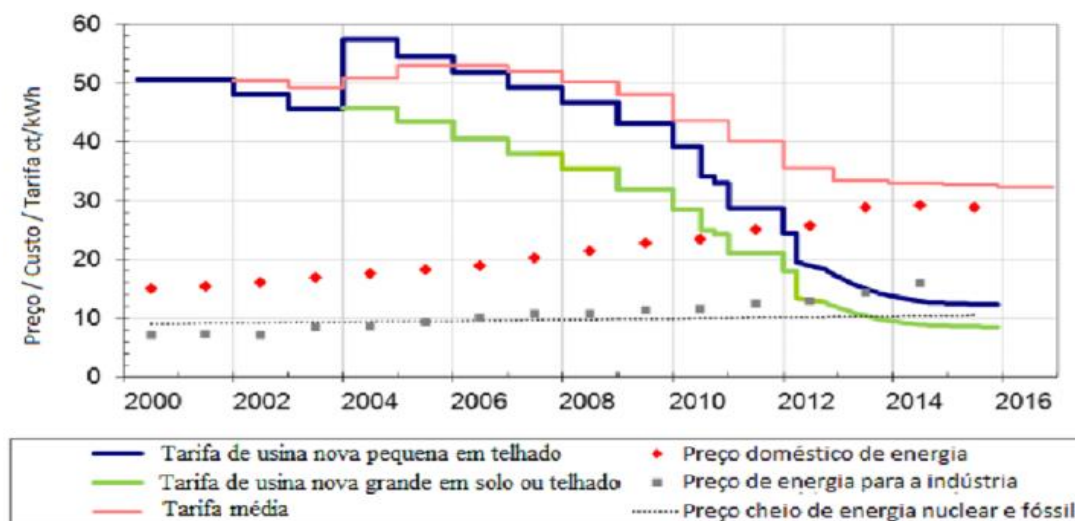


Figura 6 - Evolução das tarifas (*FiT*) de geração fotovoltaica na Alemanha entre 2000 - 2016.

Fonte: CORREIA (2016).

Assim, é constatado que atualmente as tarifas pagas para a energia de painéis fotovoltaicos de pequeno porte já se encontra abaixo do preço doméstico da energia na Alemanha, ou seja, já é economicamente viável. Além disso, o valor da tarifa média incentivada também já se aproxima do preço doméstico de energia, fornecendo uma clara demonstração do limitador do repasse dos custos desses empreendimentos no mercado.

6. ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS DE COMPENSAÇÃO E INCENTIVO ENERGÉTICO

6.1. Análise do *Net Metering*

6.1.1. O caso da Califórnia

Uma das principais políticas fotovoltaicas de apoio à geração distribuída em vigor na Califórnia é a medição da energia líquida, ou *Net Metering* (NEM), que foi inicialmente adotada em 1995, quando a legislação denominada *Senate Bill nº 656* afirmava que, de acordo com o NEM, além de consumo próprio, quando os consumidores injetam energia adicional na rede, eles recebem créditos energéticos, que são deduzidos do consumo bruto mensal, de modo que é cobrado apenas seu consumo líquido (CPUC, 1995).

No final do período de 12 meses, se houvesse uma geração adicional líquida, a concessionária de distribuição de energia compra os créditos, por causa dos custos que podem evitados com isso. Foi também estabelecido que os sistemas fotovoltaicos com mais de 10 kW de capacidade instalada podem integrar e se beneficiar do regime (CÂMARA, 2017).

Esta limitação do tamanho da capacidade instalada foi estabelecida de acordo com o enfoque da política em instalações residenciais. Uma restrição em termos de capacidade total fotovoltaica também foi definida, de modo que ele só poderia atingir um máximo de 0,1% de cada demanda de pico de consumo das distribuidoras locais, como projetado para o ano de 1996³.

Esta limitação de escala refletia a necessidade de uma política com baixo impacto sobre as perdas de receitas das concessionárias, a fim de evitar uma forte resistência ao NEM. Mesmo assim, os 0,1% representariam um montante de 50 MW, um grande sucesso considerando a fase do mercado fotovoltaico no período (STOKES, 2015).

³ O limite da capacidade para medição líquida das três principais concessionárias, definido pela legislação, foram os seguintes: *Pacific Gas & Electric Company* (17 MW); *Southern California Edison* (20 MW); *San Diego Gas and Electric Company* (3.6 MW)

Essa regulação foi novamente alterada em 1998, através da legislação denominada *Assembly Bill nº 1775*, quando a política foi estendida a pequenas clientes e pequenas turbinas eólicas. Além disso, o limite de demanda de pico das concessionárias foi mantido em 0,1%, mas a restrição em relação à demanda projetada para 1996 foi eliminada (CPUC, 1998).

Em 2000, a legislação *Assembly Bill nº 918* foi aprovada, e a principal mudança foi a respeito do método de cobrança do consumo líquido dos consumidores no final de cada período de 12 meses. Embora a lei anterior exigisse que a indenização devida se baseasse no preço médio de retalho por kWh para a classe de taxa do consumidor, essa nova legislação introduziu um parâmetro de "linha de base" das tarifas, e também criou a possibilidade de cobrar o consumo líquido de acordo com as tarifas de tempo de uso, em casos em que os consumidores migraram para este tipo de taxa (CPUC, 2000).

Em 2001, a legislação estava sujeita de outra revisão, por meio da *Assembly Bill nº 29*, que elevou a capacidade instalada para 1 MW, e os clientes comerciais, industriais e agrícolas também puderam se tornar elegíveis para o regime. Embora a lei não estivesse sujeita a muitas revisões durante seus primeiros anos, pode-se dizer que ela não foi capaz de acelerar drasticamente o desenvolvimento fotovoltaico como esperado.

Em meados de 2002, apenas 2.200 pontos de geração fotovoltaica (valores de 9 MW) foram conectados ao esquema do NEM. Esta capacidade representou apenas 0.02% do pico de carga, contra o teto definido de 0.1% (STOKES, 2015).

Em 2009, um importante projeto de lei *Assembly Bill nº 920*, sobre o tratamento da energia gerada em excesso, entrou em vigor. De acordo com a legislação anterior, no final do período de faturamento de 12 meses, também conhecido como o período de *true-up*, caso tivesse geração líquida de energia, o consumidor poderia negociar essa energia.

De acordo com a *Assembly Bill nº 920*, no final do período de *true-up*, se o consumidor exportou para o sistema mais energia do que ele consumiu, ele podia optar por receber um pagamento proporcional a essa energia líquida da geração. Este pagamento é também conhecido como compensação líquida de

superávit, e é baseado nos últimos 12 meses da taxa de varejo média móvel (CPUC, 2009).

Os clientes também têm a opção de guardar os créditos para que períodos futuros. Atualmente, a compensação líquida de *superávit* pode variar de US \$0.04 para US \$0.05 por kWh, de acordo com a concessionária (CÂMARA, 2017).

Uma nova revisão entrou em vigor em 2013, quando a *Assembly Bill n° 327* foi assinada, redefinindo o teto de capacidade do sistema 5% do pico de demanda da concessionária de distribuição de energia. A revisão também permitiu que as concessionárias pudessem cobrar uma taxa fixa mensal de \$10 para todos os clientes residenciais, exceto os de baixa renda, que são cobrados uma taxa de \$5 (CPUC, 2013).

A parcela fixa deveria permitir que as concessionárias pudessem recuperar os custos fixos, que acabam não sendo cobertos por esse sistema de compensação, a fim de atenuar o problema de deslocamento de custos (GIBSON, 2015). A tabela abaixo apresenta a limite das três concessionárias presentes no estado da Califórnia, e a capacidade instalada de NEM, de março de 2016.

Tabela 2 - Capacidade por concessionária (MW), março de 2016.

Concessionária	5% da carga (MW)	Carga restante (MW)
<i>PG&E</i> ⁴	2.409	435,4
<i>SCE</i> ⁵	2, 24	643,7
<i>SDG&E</i> ⁶	607	34,1

Fonte: CÂMARA (2016).

Finalmente, em junho de 2016, a *CPUC (Califórnia Public Utilities Commission)* optou por uma revisão do programa, aprovando evoluções no

⁴ *Pacific Gas & Electric Company.*

⁵ *Southern California Edison.*

⁶ *San Diego Gas and Electric Company.*

programa, denominado NEM 2.0. As novas regras foram pensadas para alinhar e diferenciar os custos com clientes usuais dos clientes usuários do sistema NEM. Nesse sentido, foram aprovados os seguintes ajustes (CÂMARA, 2017):

- i. Taxa de interconexão: os clientes que instalam sistemas fotovoltaicos terão que pagar uma taxa de interconexão pré-aprovada, proposto pela concessionária, com base em os custos históricos de interconexão. Em torno de \$75-\$ 150;
- ii. Pagamento de encargos: os consumidores terão de pagar encargos, de aproximadamente 3 centavos de dólar, por kWh consumido do sistema, independentemente de quanta energia foi exportada para o sistema;
- iii. Tarifas de tempo de uso: os consumidores terão que adotar tarifas de tempo de uso, por estarem disponíveis, a fim de promover a racionalização do consumo de energia.
- iv. Eliminação do máximo de 1 MW no dimensionamento dos sistemas de geração.

A tabela a seguir resume as principais alterações à diretiva nem desde sua implementação.

Tabela 3 - Evolução das políticas na Califórnia ao longo dos anos.

	1995 (SB 656)	1998 (AB 1755)	2001 (AB 29)	2002 (AB 58)	2013 (AB 327)	2016 (NEM 2.0)
Capacidade do sistema	10 kW	10 kW	1 MW	1 MW	1 MW	N/A
Classe consumidor	Residencial	Residencial e pequeno comercial	Residenciais, comerciais, industriais e agrícolas	Residenciais, comerciais, industriais e agrícolas	Residenciais, comerciais, industriais e agrícolas	Residenciais, comerciais, industriais e agrícolas
Período de compensação	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses (até a 24)	12 meses (até 24)
Tratamento do excesso líquido de energia	Comprado a custos evitados	Não existe compensação (a menos que um acordo seja assinado junto a concessionária)	Não existe compensação (a menos que um acordo seja assinado junto a concessionária)	Não existe compensação (a menos que um acordo seja assinado junto a concessionária)	Compensação líquida do excedente: média móvel de 12 meses, conforme taxa de varejo	Compensação líquida do excedente: média móvel de 12 meses, conforme taxa de varejo
Limite por concessionária	0.1% da demanda de pico da concessionária (a partir de 1996)	0.1% da demanda de pico da concessionária	N/A	5% da demanda de pico da concessionária	5% da demanda de pico da concessionária	N/A

Fonte: CÂMARA (2017).

Em 2014, cerca de 150.000 clientes residenciais instalaram sistemas fotovoltaicos. Entre este montante, apenas 492 sistemas não foram incluídos no NEM, sugerindo que a política desempenhada um papel central em desenvolvimento de geração distribuída fotovoltaica (STOKES, 2015).

Atualmente, mais de 90% da capacidade fotovoltaica conectada à rede, na área de operação do três principais concessionárias de propriedade do próprio investidor estão registrados no NEM (CPUC, 2018).

Esta capacidade corresponde a um total de 594.685 sistemas (residenciais e não-residenciais), o que equivale a uma capacidade de aproximadamente 4.7 GW - dezembro, 2016. A tabela abaixo mostra a evolução da capacidade instalada no âmbito do regime de NEM, de 1996 a 2016.

Tabela 4 - Evolução da capacidade instalada na Califórnia (1993-2016) em MW.

Califórnia	Capacidade instalada anual (MW)	Capacidade acumulada (MW)	Varição anual
1996-2002	12	12	-
2003	20	32	166, 7%
2004	30	62	93, 8%
2005	34	96	54, 8%
2006	50	146	52, 1%
2007	83	229	56, 8%
2008	128	357	55, 9%
2009	117	474	32, 8%
2010	176	650	37, 1%
2011	283	933	43, 5%
2012	337	1270	36, 1%
2013	474	1744	37, 3%
2014	642	2386	36, 8%
2015	1049	3435	44, 0%
2016	1262	4697	36, 7%

Fonte: CALIFORNIA DISTRIBUTED GENERATION STATISTICS (2017).

6.1.2. Incentivos presentes na Califórnia

Além das políticas já mencionadas, a Califórnia oferece outros incentivos que fomentam o mercado fotovoltaico e são sustentação ao grande crescimento

apresentado nos últimos anos. Alguns desses incentivos podem ser vistos a seguir.

6.1.2.1. Expedited Solar Permitting Act

À medida em que o desenvolvimento da indústria de painéis fotovoltaicos viabiliza a queda do preço desses equipamentos, as despesas não diretamente relacionadas à fabricação dos painéis tomam uma maior proporção dentro do custo total da instalação. Um desses custos é a regulamentação envolvida para aprovação do empreendimento solar.

O relatório *Soft Costs of Solar Deployment*, do U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2012), afirma que as inconsistências nos processos de licenciamento podem custar aos consumidores até US\$ 2.500,00 no preço final de um sistema fotovoltaico residencial.

LAWRENCE (2013) concluiu que a racionalização do processo de licenciamento pode reduzir o custo de um sistema fotovoltaico residencial em US\$ 1.000,00 ou mais e o tempo de instalação em cerca de um mês. Visando diminuir o custo de licenciamento da instalação dos painéis fotovoltaicos residenciais, em 2014, o estado aprovou o *Expedited Solar Permitting Act*, uma lei que visa simplificar a regulamentação para instalação desses sistemas. A lei exigiu que todas as cidades da Califórnia adotassem um processo de licenciamento acelerado e simplificado para sistemas fotovoltaicos residenciais com capacidade instalada de até 10 kW.

De acordo com a *Assembly Bill nº 2188* (CPUC, 2014), as instituições impactadas deveriam desde então:

- Adotar uma lista de verificação de todos os requisitos para que um sistema seja elegível, com a finalidade de se ter uma revisão acelerada;
- Viabilizar o uso de assinaturas eletrônicas em documentos de permissão relacionados;
- Permitir a apresentação eletrônica dos documentos de autorização acelerados; e
- Viabilizar que uma única inspeção seja feita, em tempo hábil, no local do projeto, sujeita a certas exceções.

6.1.2.2. **California Solar Initiative (CSI)**

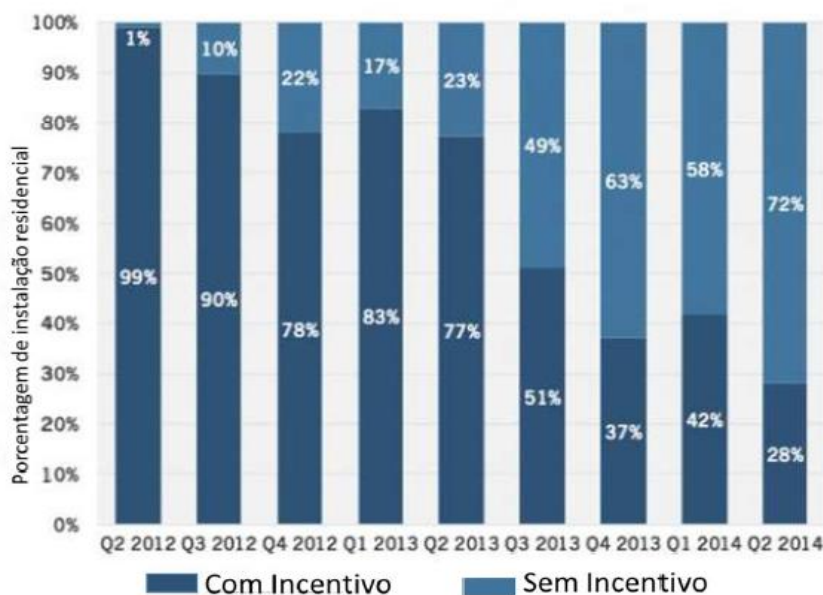
A lei *Million Solar Roof* (CPUC, 2006) introduzida em 2007, teve como objetivo proporcionar incentivos financeiros que reduziram o custo da energia solar, fomentando a instalação de painéis fotovoltaicos, a fim de alcançar 3 GW de geração solar residencial, até 2018. A lei também determina a meta de que, até 2020, 50% das novas residências construídas deveriam contar com painéis solares instalados. Com um orçamento de US\$ 2,177 bilhões, o programa ofereceu subsídios àqueles interessados em instalar placas solares com limite de até 1 MW. Os incentivos financeiros vinham sob a forma de descontos na fatura de energia elétrica ou de remuneração direta aos participantes, os quais diminuía em uma escala pré-estabelecida de dez níveis, com base na capacidade de geração de energia solar distribuída instalada do estado da Califórnia. Quando a capacidade instalada para um nível era atingida, o programa prosseguia para o passo seguinte com incentivos menores, até o décimo e último passo de financiamento (ENVIRONMENT CALIFORNIA RESEARCH & POLICY CENTER, 2015).

Em 2006 foi feita uma complementação da lei através da *Assembly Bill n° 2723* (CPUC, 2006), onde no mínimo 10% dos recursos do fundo deveriam ser destinados para habitações populares de baixa renda. O fundo para financiamento através do CSI foi esgotado em 2015, com exceção do subprograma *New Solar Homes Partnership* (NSHP), que visa a instalação de painéis solares em 50% das novas residências até 2020.

Segundo a CALIFORNIA ENERGY COMMISSION (2016), o programa NSHP também auxilia os residentes de baixa renda, fornecendo incentivos maiores para projetos de habitação residenciais cujos proprietários estejam elegíveis como isentos de impostos sobre a renda.

Desde o início do programa, o programa NSHP financiou a instalação de mais de 7 MW em residências de baixa renda, com incentivos que totalizaram mais de US \$ 20 milhões. Como é possível constatar no gráfico abaixo, 72% de todos os projetos solares residenciais no estado foram concluídos sem nenhum incentivo governamental, no segundo trimestre de 2014. Essa porcentagem foi aumentando à medida em que o programa CSI alcançava suas metas e reduzia os valores dos subsídios.

Gráfico 5 - Porcentagem de painéis solares residenciais na Califórnia instalados com incentivo (2012 – 2014).



Fonte: GREEN TECH MEDIA (2016).

Não apenas o fim dos recursos financeiros do programa contribuiu para esse cenário, mas também a redução do preço dos painéis fotovoltaicos no mercado global. Segundo o NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (2016), em 2009 o custo do *watt* produzido painel fotovoltaico nos EUA era de U\$4,56 (dólares americanos), enquanto no início de 2016 esse valor era de U\$1,42. A redução sustentada dos custos dos painéis tornou a instalação de sistemas fotovoltaicos cada vez mais atraente para os consumidores residenciais.

Segundo a GREEN TECH MEDIA (2016), em 2016, na Califórnia, o custo da energia solar no primeiro ano de vida útil do sistema fotovoltaico foi 38% menor do que se a mesma quantidade de energia elétrica gerada tivesse sido consumida através da distribuidora, consolidando a atratividade da instalação desses sistemas mesmo sem os subsídios financeiros do programa CSI.

6.1.2.3. Financiamento *Third-party*

Segundo PROPP (2013), durante a implementação do CSI, um novo arranjo de modelos de negócios surgiu na Califórnia para aproveitar os incentivos citados anteriormente. Os desenvolvedores *Solar City*, *SunEdison* e *Renewable Ventures* ofereceram, a partir de 2004, o modelo de financiamento *Third-party*, o

qual ampliou as possibilidades de instalação solar residencial e comercial, introduzindo financiamentos flexíveis para os empreendimentos solares. O financiamento *Third-party* possibilita a transferência de custos de capital antecipados para indivíduos ou empresas que podem capturar os benefícios fiscais disponíveis com menor custo, além de assumirem a instalação e manutenção do equipamento.

Ainda segundo PROPP (2013), por meio das políticas de incentivos, os proprietários de imóveis residenciais e os proprietários de imóveis comerciais podem colher os benefícios da geração solar. Esta proposição, no entanto, envolve um longo período de recuperação do investimento feito no equipamento. Logo, aqueles com menor poder aquisitivo se viam desestimulados a realizarem o investimento e, no caso do mercado de consumidores residenciais, os financiadores *Third-party* se colocaram à disposição para atendê-los. Assim, a fim de reduzir ou eliminar as barreiras comuns à obtenção de financiamento, esses financiadores criaram mecanismos de locação e empréstimo para oferecer energia solar residencial com baixíssimas exigências financeiras iniciais.

Segundo CASTRO (2017), os projetos financiados pelo modelo *Third-party* respondem, em 2017, por cerca de 70% da capacidade de geração solar instalada no estado. O que talvez seja mais promissor sobre o advento deste tipo de financiamento na realização dos objetivos do *California Solar Initiative (CSI)* é que, ao invés de concentrar a implantação solar no público de renda alta, com capital inicial para investir em um sistema fotovoltaico solar, se permitiu que as classes financeiras mais baixas pudessem se beneficiar dos incentivos do programa. Com o fim do CSI, que cobria parte do alto investimento da instalação, e a queda do preço de painéis fotovoltaicos, que reduz consideravelmente o capital necessário para instalação de um sistema solar residencial, a participação do financiamento *Third-party* vem caindo vertiginosamente. Segundo a GREEN TECH MEDIA (2016), em 2013, a participação desse segmento chegou a representar 75% do total do mercado de painéis fotovoltaicos residenciais na Califórnia. No final de 2016, porém, representava apenas 36% do total. Segundo PROPP (2013), as empresas responsáveis por esse segmento estão hesitantes em arcar com o aumento do risco financeiro em prover tais financiamentos, já que sem o CSI o risco de crédito para populações de baixa renda interessadas na fonte solar aumenta.

6.1.3. O caso do Brasil

Como visto anteriormente, o esquema de compensação energética no Brasil foi introduzido em 2012, por meio da Resolução Normativa nº 482, de ANEEL. A resolução estabeleceu as regras para o acesso de micro e mini sistemas de geração para a rede de distribuição, definindo a micro geração como sistema com a capacidade máxima de 100 kW, e mini geração como sistemas com um limite de capacidade de 1 MW. É também definiu que a eletricidade produzida nesses sistemas poderia ser usada para consumo próprio ou injetado na rede de distribuição, resultando em créditos energéticos que poderiam ser compensados depois, durante um período de 36 meses.

De maneira simplificada, a energia produzida em excesso pelo sistema fotovoltaico do consumidor é injetada na rede de distribuição da concessionária local, gerando créditos de energia, uma compensação para que o consumidor receba os créditos com base na quantidade (e não em o valor) de energia ativa injetada, assim o número de créditos não é afetado pela flutuação das tarifas elétricas (ANEEL, 2012). Se os créditos não foram utilizados até o final de 36 meses, nenhum método de compensação seria aplicado.

Assim, é importante destacar que a comercialização do excedente da eletricidade foi proibida. Neste contexto, os seguintes modelos de negócios foram permitidos: próprio consumo e consumo remoto próprio, ou seja, a transferência da geração de eletricidade para outro local registrado no mesmo CPF do consumidor (ou registo nacional da entidade jurídica - CNPJ) (ANEEL, 2012).

Em face da tímida resposta ao sistema de compensação implementado em 2012, em novembro 2015 a Resolução nº 482 foi alterada, por meio da Resolução Normativa nº 687. As principais alterações na legislação foram:

- Redefinição dos limites de capacidade do sistema. De micro geração a capacidade máxima caiu para 75 kW; e a de mini geração aumentou para 5 MW;
- Extensão de período de compensação de créditos energéticos para 60 meses; e a criação de dois modelos de negócios adicionais. O primeiro é a possibilidade da instalação de sistemas fotovoltaicos em condomínios, assim a geração é dividida entre os membros do

condomínio. A segunda é a geração compartilhada, através da qual os particulares, na mesma área de uso da concessionária local, podem criar uma cooperativa (ou um consórcio) e instalar um sistema distribuído de energia renovável, compartilhando a geração de eletricidade entre os membros, proporcionalmente a sua participação no empreendimento.

É também importante notar que por meio da Resolução 687 a burocracia no processo para conectar o sistema fotovoltaico na rede de distribuição também foi simplificado. Finalmente, o comércio do excedente de energia produzida permaneceu proibido (ANEEL, 2015). Um resumo das principais alterações e avanços no sistema de compensação de energia no Brasil foram listadas na tabela abaixo:

Tabela 5 - Mudanças na regulamentação brasileira.

Condições	2012	2015
Limite de potência	100 kW (micro); 1 MW (mini)	75 kW (micro); 5 MW (mini)
Período válido	36 meses	60 meses
Modelos de negócios	Consumo próprio e autoconsumo remoto	Consumo próprio; autoconsumo remoto; condomínios e consórcios/cooperativas
Tratamento da geração em excesso	Revenda não permitida	Revenda não permitida
Limites na capacidade da concessionária	Não aplicado	Não aplicado

Fonte: Elaboração própria baseada na ANEEL (2012) e ANEEL (2015).

Desde da publicação da Resolução 482, até a atualização em 2015, cerca de 1.144 sistemas fotovoltaicos foram instalados em todo o país, correspondendo a 1.1 MW de potência. No entanto, apesar deste aumento, em 2015 sistemas de geração distribuída fotovoltaicos geraram cerca de 22 GWh, o que significava apenas 0,4% do consumo energético do país (CÂMARA, 2017).

Um dos efeitos da mudança regulatória implementada em 2015, por meio da Resolução nº 687, foi a aceleração da difusão do sistema de compensação. De outubro de 2015 a outubro de 2016, cerca de 4.696 sistemas fotovoltaicos

distribuídos foram conectados à rede, o que representou um aumento de 381%, contra 261% no período anterior (de outubro, 2014 a outubro de 2015). Em 2017, aproximadamente 7.570 sistemas fotovoltaicos estavam conectados à rede, totalizando uma capacidade de 7,6 MW. Essa evolução pode ser encontrada na tabela a seguir:

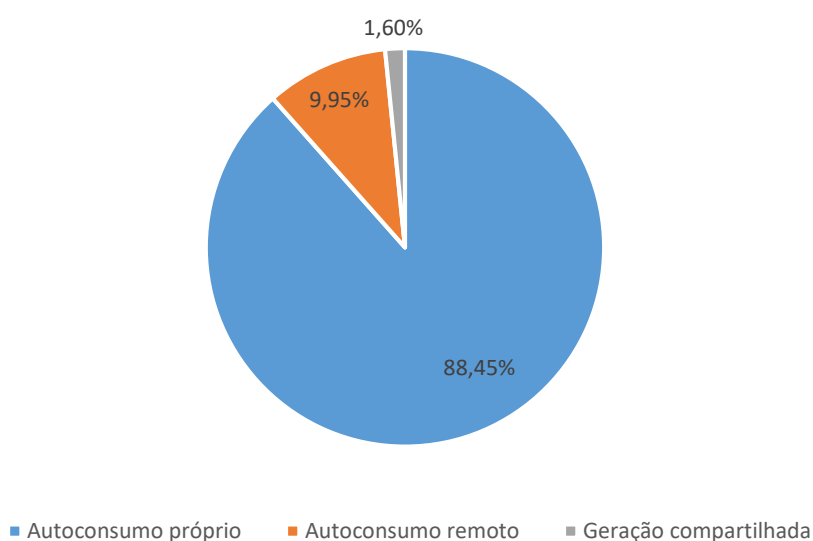
Tabela 6 - Evolução da capacidade instalada dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (2002-2016) em MW.

Brasil	Capacidade acumulada (MW)	Capacidade instalada anual (MW)	Crescimento Anual
2012	0,4	0,4	-
2013	0,7	0,7	1750%
2014	0.4	0.3	464%
2015	1.8	1.4	329%
2016	7.6	5.8	323%

Fonte: CÂMARA (2017).

Outra mudança causada pela Resolução nº 687/2015 foi no perfil de usuários dos sistemas de compensação energética, com as novas modalidades inseridas nessa atualização, conforme visto no gráfico abaixo:

Gráfico 6 - Modalidade de geração.

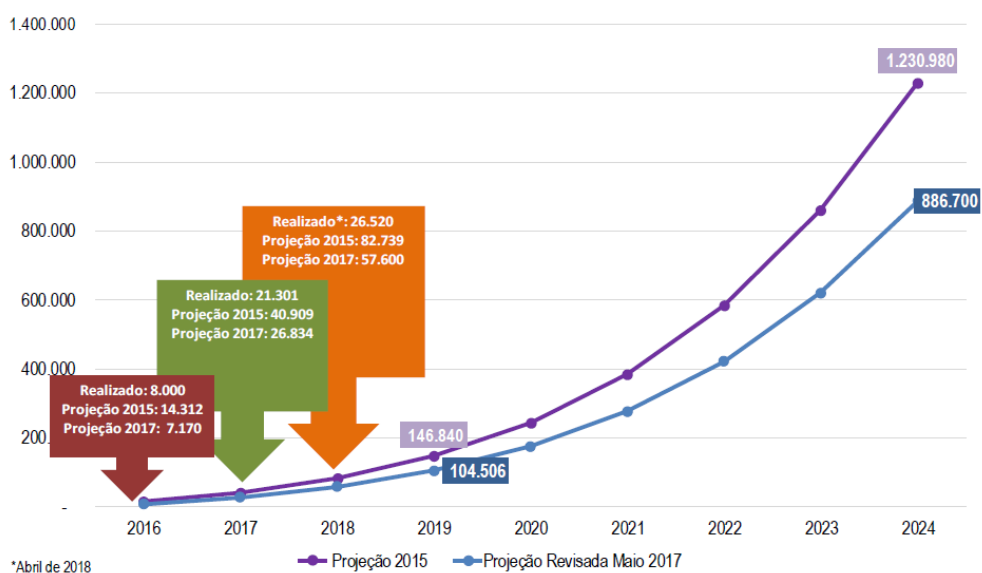


Fonte: GRENNER (2018).

Nota-se que o modelo de geração compartilhada ainda é pouco expressivo, devido não só a maior complexidade de os desenvolver, mas também as incertezas regulatórias, tributárias e jurídicas, conforme afirma GREENER (2018).

Isso pode ser comprovado nas projeções para a micro e minigeração distribuída que foram revisadas em 2015 e 2017 pela SRD – ANEEL. Na figura abaixo são apresentadas as duas projeções, em termos de quantidade de unidades consumidoras, e os valores realizados em 2016, 2017 e 2018 (ANEEL, 2018).

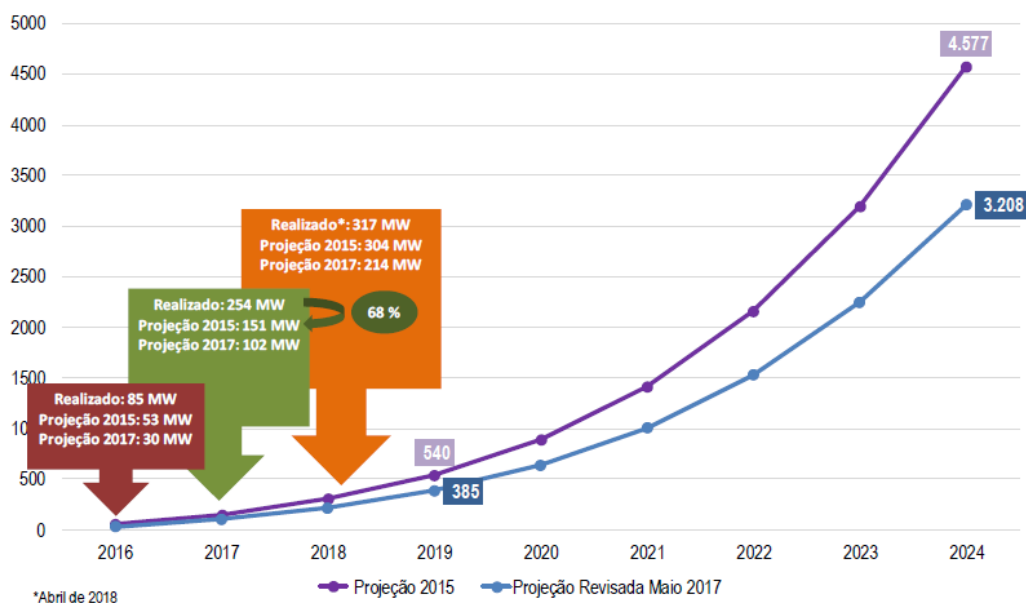
Gráfico 7 - Projeções e valores realizados da quantidade de unidades consumidoras que possuem micro ou minigeração distribuída.



Fonte: ANEEL (2018).

Nota-se, da figura anterior, que o número de consumidores que de fato instalaram micro ou minigeração tem sido inferior às projeções realizadas pela ANEEL. Todavia, os reais impactos da GD são mais afetos à potência total instalada do que à quantidade de sistemas. Nesse sentido, uma análise semelhante à da figura anterior, mas em termos de potência instalada, é exibida na figura a seguir:

Gráfico 8 - Projeções e valores realizados da potência instalada de micro ou minigeração distribuída.

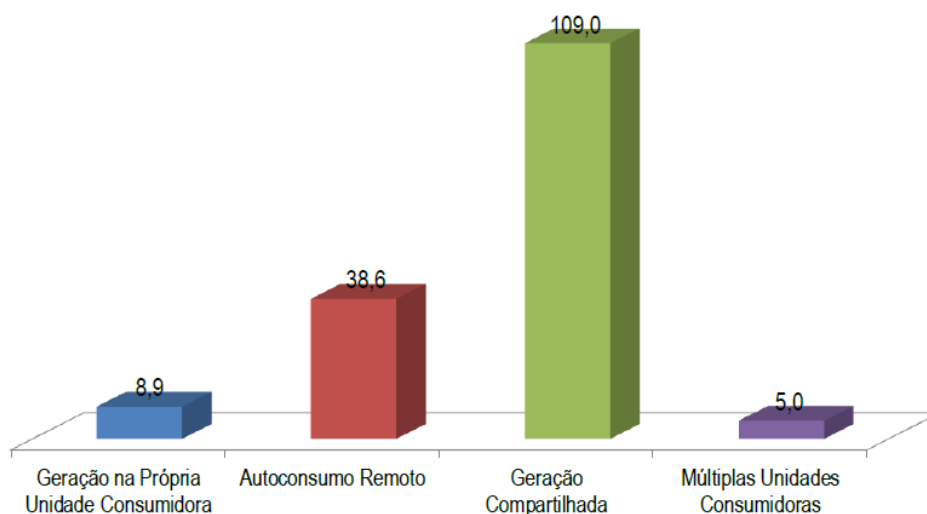


Fonte: ANEEL (2018).

Observa-se que a potência efetivamente instalada de GD tem sido consistentemente superior às projeções, com atenção para o ano de 2017, em que a potência já foi superior à 68% da projeção que a Diretoria da ANEEL utilizou para definir a data de revisão do regulamento (projeção 2015).

Os dados também permitem concluir que esses valores elevados de potência instalada têm forte relação com a expansão das modalidades geração compartilhada e autoconsumo remoto criadas com a REN nº 687/2015, que apresentam os maiores valores de potência instalada por unidade consumidora, conforme apresentado na figura abaixo:

Gráfico 9 - Média de potência instalada (kW) por unidade consumidora, de acordo com a modalidade do Sistema de Compensação de Energia.



Fonte: ANEEL (2018).

6.1.4. Incentivos presentes no Brasil

Apesar da geração de energia a partir de painéis fotovoltaicos ainda ser pequena no Brasil, existem alguns incentivos do Governo para o aproveitamento desse tipo de fonte, conforme relatório apresentado por HOLLANDA & FREITAS (2015). Alguns desses incentivos foram consolidados, em forma de política pública de fomento para o setor, no Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (*ProGD*), lançado pelo Governo Federal em dezembro de 2015. Os principais incentivos previstos serão apresentados a seguir.

6.1.4.1. Isenção de ICMS

Em 2013, por meio do denominado Convênio ICMS nº 6, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ, 2013), foi estabelecido que o ICMS apurado para a energia proveniente de sistemas fotovoltaicos teria como base de cálculo toda a energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo microgerador. Com isso, a alíquota aplicável do ICMS incidiria sobre toda a energia consumida no mês.

Em 2015, regulamentada pelo Convênio ICMS nº 16 (CONFAZ, 2015), autorizou as unidades federadas a conceder isenção nas operações internas

relativas a circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob sistema de compensação de energia. Dessa forma, nos Estados que aderiram ao convênio, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês.

Até 2017, o convênio contava com a adesão de 22 estados mais o Distrito Federal. Apenas Amazonas, Espírito Santo, Paraná e Santa Catarina ainda estão fora do acordo, que prevê a isenção da cobrança desse imposto sobre a energia inserida pelo consumidor na rede da distribuidora.

Em relação a este incentivo, Minas Gerais tem uma situação diferenciada. Além do que é previsto no Convênio, o estado oferece isenção de ICMS para todos os equipamentos usados em sistemas de geração distribuída de energia solar e é o único estado a garantir isenção desse imposto para projetos acima de 1MWp, oferecendo o benefício para até 5 MWp nessa modalidade.

Veja abaixo uma tabela comparativa entre os estados que aderiram ao Convênio do Confaz nº 16/2015 e Minas Gerais, de acordo com cada modalidade possível de enquadramento na Geração Distribuída:

Regra de Isenção do ICMS na Geração Distribuída				
	Autoconsumo local	Autoconsumo remoto	Geração compartilhada	Múltiplas unidades consumidoras
Demais Estados*	Até 1MW		Não há isenção	
Minas Gerais	Usina FV até 5MW, demais fontes até 1MW		Usina FV até 5MW, demais fontes até 1MW	

* Estados que aderiram ao Confaz 16/2015

Figura 7 - Regra de Isenção ICMS na GD

Fonte: ATLA CONSULTORIA (2018).

Por isso, podemos perceber a liderança de Minas Gerais na capacidade instalada de sistemas solares, assim como no número de unidades instaladas. São Paulo e Rio Grande do Sul também estão entre os estados líderes em produção de energia solar no Brasil, como pode ser visto na figura abaixo:

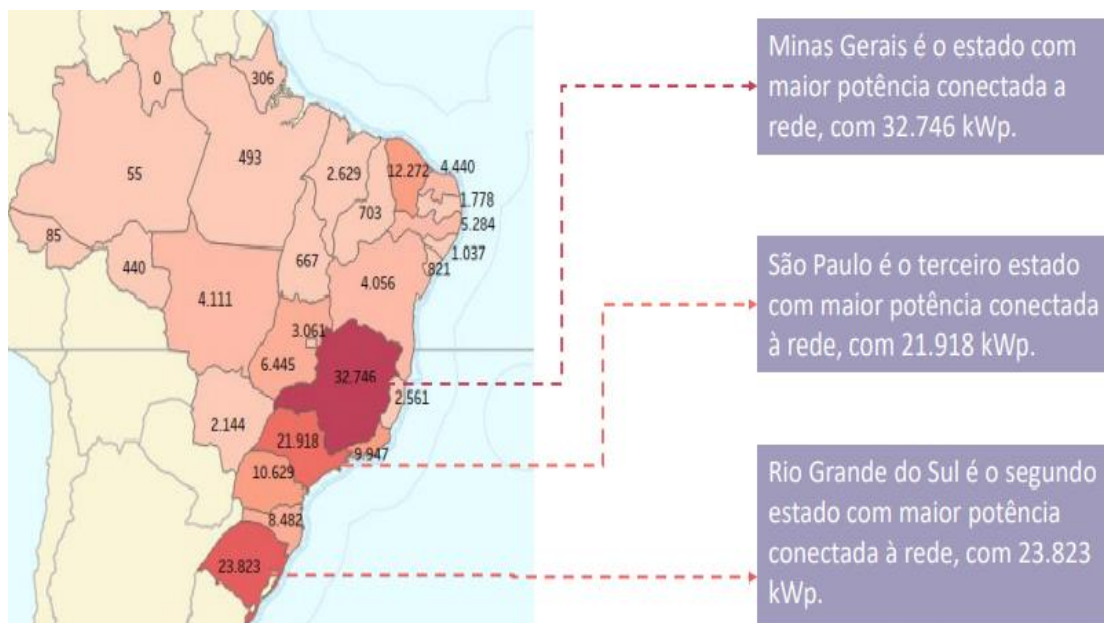


Figura 8 - Potência instalada por estado - 2018.

Fonte: GREENER (2018).

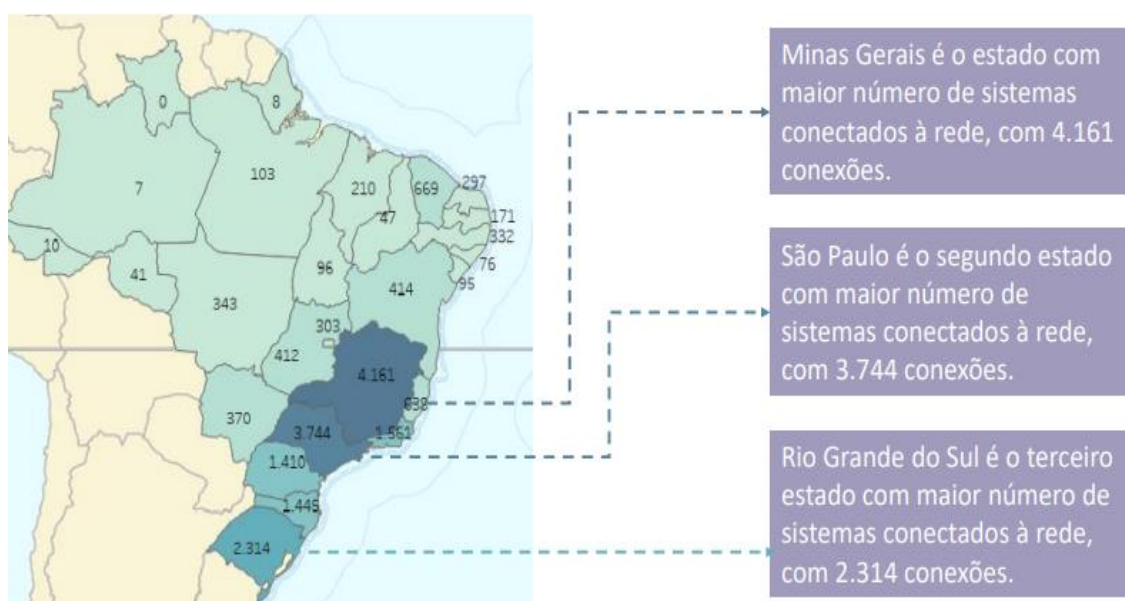


Figura 9 - Número de unidades instaladas por estado - 2018.

Fonte: GREENER (2018).

Embora a ANEEL tenha buscado incentivar a expansão desse modelo, a sua disseminação depende de incentivos econômicos, o que sobeja os limites da atuação da Agência. Assim é que o desenvolvimento desse modelo passa, dentre outros instrumentos, pela redução dos encargos tributários.

6.1.4.2. Isenção PIS/COFINS

Tendo isso em vista o desenvolvimento de geração distribuída, o legislador editou a Lei nº 13.169/2015, que isentou do PIS e da COFINS a parcela de energia gerada no modelo de GD. Além de não pagar ICMS, também ficará isenta do PIS/Pasep e da COFINS a energia injetada pelo consumidor na rede elétrica e não compensada (BRASIL, 2015). Até 2015, os valores de PIS/Pasep e COFINS eram cobrados com base no consumo bruto da unidade consumidora, independente do montante de energia injetado na rede. Entretanto, com a edição dessa lei, passou-se a isentar a parcela da energia fornecida pela distribuidora na quantidade correspondente à energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora, ou seja, a cobrança de PIS/Pasep e COFINS começou a ser realizada com base no consumo líquido da unidade consumidora.

“Art. 8 Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.”

6.1.4.3. Condições Diferenciadas de Financiamento

O principal obstáculo para incrementar o uso de painéis de geração solar fotovoltaica em unidades consumidoras, principalmente residenciais e comerciais de pequeno porte, consiste no alto investimento inicial associado à aquisição dos sistemas de geração. Apesar de o BNDES oferecer linhas atrativas de financiamento para empreendimentos de maior porte, isso não ocorre com empreendimentos de pequeno porte, especialmente aqueles implantados por pessoas físicas, pelo menos até 2017 (NASCIMENTO, 2017).

O *ProGD*, do governo federal, prevê, por exemplo, que o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), apoie com recursos e taxas diferenciadas projetos de eficiência energética e de geração distribuída por fontes renováveis em escolas e hospitais públicos. Para pessoas físicas,

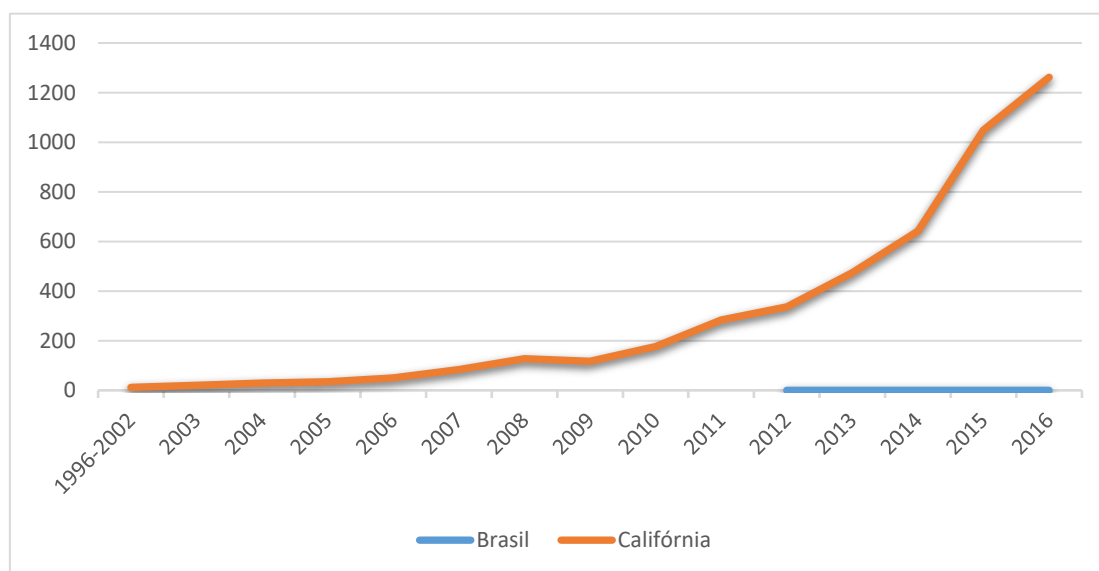
somente recentemente, em 2018, o BNDS anunciou que irá permitir financiamentos de instalações fotovoltaicas, por meio do denominado Fundo Clima, que irá permitir financiar até 80% dos itens do projeto, contra 70% das demais fontes de energia⁷. As operações devem ser contratadas somente por bancos públicos. Porém, as regras para conseguir o financiamento ainda não claras.

6.2. Análise das políticas de compensação energética

As políticas de compensação energética do Brasil e da Califórnia apresentam diferentes níveis de desenvolvimento, e os mercados fotovoltaicos dos países, como pode ser visto no gráfico logo abaixo, que mostra a capacidade instalada anual em ambos os casos.

Enquanto que, no Brasil, em 2016, apenas 5.8 MW foram instalados no esquema de compensação energética, na Califórnia o número salta para 1.262 MW. Embora tais escalas distintas pareçam revelar casos pouco comparáveis, algumas análises podem ser realizadas:

Gráfico 10 - Capacidade instalada anual (MW): Califórnia e Brasil (1996-2016).



Fonte: Elaboração própria baseada em CÂMARA (2017).

⁷ Notícia de 5 de junho de 2018, através do site do BNDS. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-muda-regra-e-pessoas-fisicas-podem-investir-em-energia-solar>. Acesso em 20/06/2018.

Em primeiro lugar, deve ser salientado que a Califórnia o sistema de compensação de energia não existe sozinha, uma vez que a Califórnia implementou muitas outras políticas de apoio que não são verificadas no caso do Brasil, como visto anteriormente.

Embora o Brasil também conte com outros mecanismos de incentivo a sistemas de distribuição, eles são aplicados em escalas muito menores, e estão muito longe dos incentivos presentes na Califórnia.

No caso brasileiro, incentivos como créditos para pessoas privadas, isenção de impostos, e outros benefícios, ainda são muito dependentes do Estado e, em pequena escala, iniciativas municipais. Como estes incentivos geralmente dependem do Governo, no Brasil ainda não há o mesmo nível de entendimento sobre o importante papel da geração fotovoltaica distribuída no setor elétrico como há na Califórnia.

Isto está relacionado diretamente com a presença em grande escala de outras fontes renováveis na matriz elétrica do país, de modo que a implementação desse tipo de medida no Brasil enfrenta muitas barreiras.

Assim, ao contrário do Brasil, a Califórnia conta em uma vasta gama de políticas de incentivo e apoio, além de subsídios governamentais e descontos para consumidores na adesão de tecnologias fotovoltaicas. Mesmo com os avanços nos últimos anos, a política conservadora do Brasil ajuda a explicar resultados bastante tímidos em termos de difusão desse tipo de geração distribuída.

Atualmente, o custo dos sistemas fotovoltaicos é muito menor do que era durante a década de 90, quando a Califórnia começou a implementar a sua política de medição líquida, ou compensação energética. Assim, a partir de 1996, quando leis que regulavam sistemas de medição líquida se tornaram efetivas, até 2002, a Califórnia alcançou 9 MW de capacidade instalada, resultado melhor do que no Brasil, desde que sua política está em vigor, como em 2016, onde existia cerca de 7,6 MW de micro e mini sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil.

Embora se possa argumentar que estes dados se referem a um período um pouco mais longo no caso da Califórnia, deve-se considerar que 1996-2002 foi um período em que o desenvolvimento tecnológico e o mercado fotovoltaico

eram muito menos favoráveis do que são hoje. Nesse sentido, considerando-se o contexto dos anos 90 contra a década de 2000, o desempenho do sistema de medição líquida da rede brasileira parece ser menos efetivo do que na Califórnia.

Outra característica que parece ser importante para o sucesso da Califórnia, e as deficiências do sistema no Brasil, é a questão de permitir a comercialização da energia produzida nos sistemas distribuídos e que é injetada na rede de distribuição. No caso da Califórnia, o comércio de excedentes de eletricidade é permitido, após um período mínimo de 12 meses, criando oportunidade para o desenvolvimento de muitos modelos de negócios, como transformar a geração distribuída em uma atividade rentável, atraindo muitos jogadores e assim desenvolver o mercado.

Em contrapartida, no Brasil, o excesso de geração líquida não pode ser comercializado, transformando o desenvolvimento desses negócios em modelos difíceis, ou mesmo não atrativos, e assim agindo como uma barreira para o mercado melhorar.

As políticas de incentivo fiscal no Brasil, contudo, são hoje quase que figurativas, em razão da sua pouca abrangência, especialmente quanto ao ICMS. O Convênio nº 16/2015 estabeleceu uma forte limitação ao permitir a isenção de compensações de energia de no máximo 1 MW. Somente é beneficiada pela isenção do ICMS a geração instalada no mesmo local do consumo ou de geração que atenda o mesmo consumidor em várias unidades com mesmo CNPJ/CPF.

Essas restrições criam uma forte barreira de entrada. As demais modalidades de Geração Distribuída, que envolvem condomínios e a união de consumidores em consórcios e cooperativas, com maior apelo à adoção do modelo em razão da possibilidade de rateio dos custos de aquisição da tecnologia de autogeração, não estão hoje alcançadas pela isenção do ICMS.

Embora a União tenha previsto a isenção do PIS e da COFINS sem impor limite de capacidade, o CONFAZ resiste a ampliar o benefício para a geração instalada acima de 1 MW, com o receio de perder arrecadação. Isso limita o desenvolvimento e a diversificação do sistema, causando um atraso da implantação da tecnologia no Brasil. O valor da energia consumida nas

modalidades que não são abrangidas pela isenção do ICMS pode ser 40% superiores às que têm a isenção.

Finalmente, embora a análise das políticas de medição de redes brasileiras e da Califórnia revele trajetórias diferentes, o ponto de partida, o sistema de medição líquida, ou compensação energética, é o mesmo.

6.3. Análise *Feed-in Tariff* e o caso de Alemanha

Alemanha tem uma longa história de promoção de energias renováveis em geral, e energia fotovoltaica em particular. Uma forma precoce de tarifação da energia, o *Feed-in Tariff* (FiT) já começava a ser introduzido na Alemanha por volta de 1991, e veio a se tornar um verdadeiro catalisador para a difusão da energia fotovoltaica após as reformas em 2000 e, mais especificamente, em 2004.

A política de incentivo do país passou por inúmeras reformas desde a sua implementação inicial. Como resultado, a política mudou e se adaptou ao longo do caminho, abordando desafios e limitações.

A reforma de 2000 foi importante, na medida em que garantiu o acesso de instalação fotovoltaica à rede, uma remuneração fixa durante 20 anos e um aumento drástico da sua remuneração de 8 centavos/kWh para 51 centavos/kWh. Isso juntamente com os benefícios de investimentos financeiros garantidos por meio de outros programas, permitidos para a viabilidade financeira das instalações fotovoltaicas.

No entanto, é a reforma 2004 no *FiT* que representa uma marca para a difusão de energia fotovoltaica distribuída, onde se estabeleceu uma série de mudanças chave, que fazem a política de incentivo alemã tão bem sucedida.

Primeiro, se estabeleceu algumas sub-categorias por capacidade instalada para instalações fotovoltaicas e, com elas, uma remuneração diferenciada baseada em capacidade instalada. A tabela a seguir exemplifica esta categorização em 2004, usando o caso de sistemas fotovoltaicos distribuídos.

Em Além disso, a remuneração para as instalações fotovoltaicas foi aumentada em relação a 2000, o que significava que, pela primeira vez, o FiT, por si só, é um incentivo econômico suficiente para atrair investimentos.

Tabela 7 - Remuneração dos sistemas fotovoltaicos instalados em 2004.

Instalação sobre edifícios e barreiras sonoras			Instalações em áreas abertas
até 30 kWp	de 30 kWp	de 100 kWp	não limitado
57, 40 centavos/kWh	54, 6 centavos/kWh	54, 0 centavos/kWh	45, 7 centavos/kWh

Fonte: CÂMARA (2017) com base em BUNDESREGIERUNG (2004).

Em 2009, o governo alemão implementou outro importante processo de reformas, que adaptou e acrescentou algumas novas características ao sistema do *FiT*. Por outro lado, os níveis de remuneração foram reduzidos em resposta ao número crescente de instalações fotovoltaicas.

Isso aconteceria novamente várias vezes entre 2010 e 2012 por causa da aceleração inesperada de difusão dos sistemas fotovoltaicos distribuídos. Além disso, o mecanismo de regressão anual foi aumentado para valores entre 8% e 10%, com uma cláusula especial que permite a aceleração ou desaceleração desses valores, dependendo se a capacidade anual instalada ultrapassa um limite definido.

Desde 2012, a taxa de remuneração é calculada em uma base mensal usando uma fórmula específica, definida por lei, que leva em consideração a nova capacidade instalada ao longo dos últimos meses. Ao mesmo tempo, o governo estabeleceu um desejo crescimento na capacidade instalada entre 2.5 e 3.5 GW por ano.

Nesse mesmo ano, foi cancelada a remuneração extra para o autoconsumo introduzido em 2009. No entanto, o autoconsumo continuou a ser um modelo viável para o co-financiamento dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que a remuneração para injetar eletricidade na rede foi menor do que o preço da eletricidade. A reforma igualmente fez o autoconsumo isento de pagar impostos volumétricos (tais como taxas de rede, imposto de energia renovável etc.), que são incluídos geralmente no preço da eletricidade.

A reforma de 2012 criou um modelo alternativo para a tarifa *FiT*, denominada "*Feed-in Premium*". Em sumo, o operador de o sistema fotovoltaico

(ou qualquer gerador de energia renovável) poderia vender esta energia em um mercado de curto prazo.

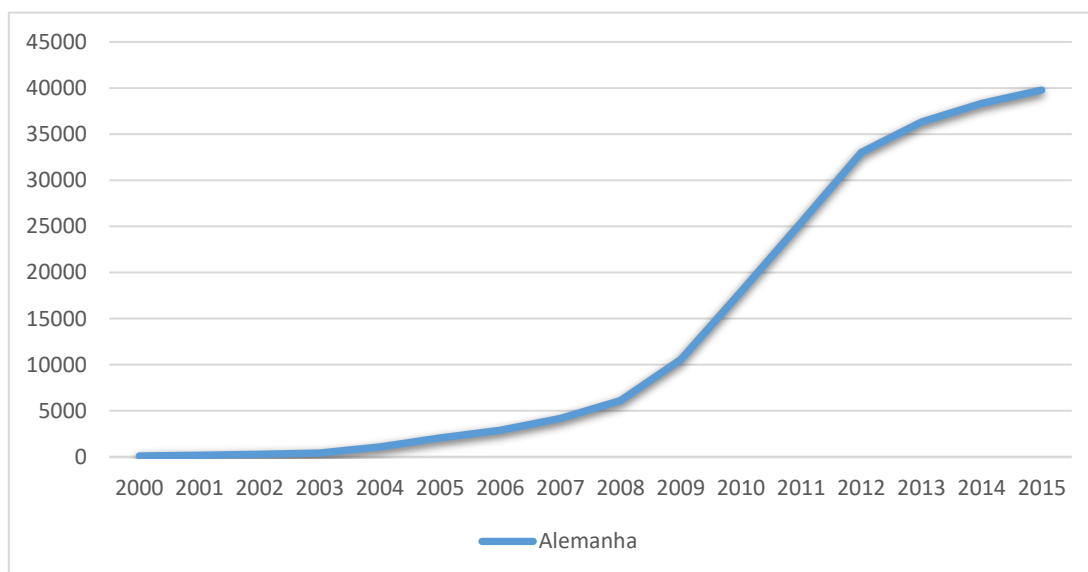
Isto significa que, neste modelo, parte de a remuneração é obtida por meio da venda de eletricidade e, além disso, é acrescentado um prêmio (que representa a diferença entre a remuneração garantida e o preço de mercado efetivo). Como pode ser visto na tabela abaixo, a difusão de capacidade fotovoltaica desacelerada a partir de 2013, após experiências de três anos anteriores de expansão forte.

Tabela 8 – Evolução da capacidade instalada fotovoltaica (2000-2015) na Alemanha.

Alemanha	Capacidade instalada anual (MW)	Capacidade acumulada (MW)	Varição anual
2000	44	114	63%
2001	62	176	54, 4%
2002	120	296	68, 2%
2003	139	435	47, 0%
2004	670	1105	154, 0%
2005	1951	2056	86, 1%
2006	843	2899	41, 0%
2007	1271	4170	43, 8%
2008	1950	6120	46, 8%
2009	4466	10586	73%
2010	7358	17944	69, 5%
2011	7485	25429	41, 7%
2012	7604	33033	29, 9%
2013	3304	36337	10, 0%
2014	2006	38343	5, 5%
2015	1444	39787	3, 8%

Fonte: (CÂMARA, 2017).

Gráfico 11 - Evolução da capacidade instalada fotovoltaica (2000-2015) na Alemanha em MW.



Fonte: Elaboração própria.

Em 2014, as políticas de incentivo alemãs para a energia fotovoltaica passou por outro processo de reforma. Uma mudança chave foi feita no que diz respeito ao sistema prêmio. Daquele ano em diante, o governo estabeleceu que o modelo *premium* é obrigatório para todos os sistemas maiores que 100kWp.

Em prática, os consumidores com sistemas fotovoltaicos maiores do que 100kWp tem que encontrar uma empresa de vendas de energia de varejo, que assume o papel de vendedor de sua eletricidade. A tarifa clássica do *FiT* continuou a ser implementada para instalações de capacidade menor.

Durante o mesmo ano, o governo alemão introduziu um imposto no consumo automático. Isto significava que a partir de 2014, os consumidores pagariam 30% de o imposto sobre energia renovável e 40% a partir de 2017. Esta regra só era aplicável aos sistemas com uma capacidade acima de 10kWp. A tabela abaixo resume os principais aspectos referentes as reformas descritas.

Tabela 9 - Evolução política de FiT na Alemanha entre 2000 e 2014.

	2000	2004	2009	2012	2014
Categorias	Nenhuma	< 30 kWp; 30 a 100kWp; >100kWp;	< 30 kWp; 30 a 100 kWp; > 100-1000kWp; > 1000 kWp	< 30 kWp; 30 a 100 kWp; 100 a 1000kWp; > 1000kWp;	< 40 kWp; 40 a 100 kWp; 100 a 1 MWp; 1 a 10 MWp; < 10 MWp
Modelos	FiT	FiT	FiT FiT Premium Autoconsumo Premium	FiT FiT Premium Autoconsumo Premium	FiT FiT Premium Autoconsumo Premium
Prazo	20 anos	20 anos	20 anos	20 anos	20 anos
Modelos de negócios	Injeção na rede	Injeção na rede	Injeção da rede; Consumo próprio.	Injeção da rede; Consumo próprio.	Injeção da rede; Consumo próprio.

Fonte: Elaboração própria com base em CÂMARA (2017).

6.4. Principais desafios no Brasil

O problema da baixa disseminação da geração distribuída por meio de sistemas fotovoltaicos no Brasil não se dá pelo sistema de compensação energética em si, mas, conforme visto ao longo do trabalho, se dá principalmente por alguns desafios a serem vencidos, que podem ser resumidos nos tópicos a seguir.

6.4.1. Falta de apoio e investimentos de suporte

Conforme visto na análise da Califórnia e Alemanha, existem diversas leis (e revisões), em períodos curtos e consecutivos, que aprimoraram as condições

necessárias para o melhorar desenvolvimento de sistemas de geração distribuída.

Além de incentivos fiscais e de financiamento que dão suporte ao sistema adotado, seja o *Net Metering* ou *Feed-in Tariff*. No Brasil ainda faltam incentivos fiscais e tributários, além de condições de financiamento mais favoráveis a disseminação de sistemas de geração distribuída.

HOLLANDA & FREITAS (2015) afirma que, para um mercado de geração de energia incipiente, como é o caso da mini e microgeração fotovoltaica no Brasil, de modo geral, é necessário que haja incentivos para que esta alternativa seja competitiva perante outras opções. No caso brasileiro, os incentivos ao desenvolvimento desse mercado, e mesmo as regras para o seu funcionamento, ainda não estão definidas de maneira satisfatória. Para o consumidor interessado em investir na microgeração fotovoltaica, o alcance da paridade tarifária entre a tarifa paga pela energia injetada na rede e a tarifa cobrada pela consumidora, por exemplo, é um ponto de muita relevância. Além desse, outras questões de ordem regulatória e tributária podem representar entraves para o mercado brasileiro.

Confirmando isso, para CRUZ (2015) o setor de geração distribuída encontra-se em um estágio inicial de desenvolvimento no Brasil que pode ser considerado aquém de suas potencialidades, em contraste com suas potencialidades de recursos naturais e, passados alguns anos do estabelecimento dos primeiros incentivos de órgãos públicos e privados voltados para o setor, indicam uma conjuntura atual insuficiente para um crescimento mais consistente e dinâmico.

6.4.2. A questão da tributação

As políticas de incentivo fiscal no Brasil, contudo, são hoje quase que figurativas, em razão da sua pouca abrangência, especialmente quanto ao ICMS. O Convênio nº 16/2015 estabeleceu uma forte limitação ao permitir a isenção de compensações de energia de no máximo 1 MW.

Somente é beneficiada pela isenção do ICMS a geração instalada no mesmo local do consumo ou de geração que atenda o mesmo consumidor em

várias unidades com mesmo CNPJ/CPF. Essas restrições criam uma forte barreira de entrada. As demais modalidades de Geração Distribuída, que envolvem condomínios e a união de consumidores em consórcios e cooperativas, com maior apelo à adoção do modelo em razão da possibilidade de rateio dos custos de aquisição da tecnologia de autogeração, não estão hoje alcançadas pela isenção do ICMS. Por isso, se deve o baixo crescimento no país desses tipos de geração, conforme pode observado na figura abaixo:

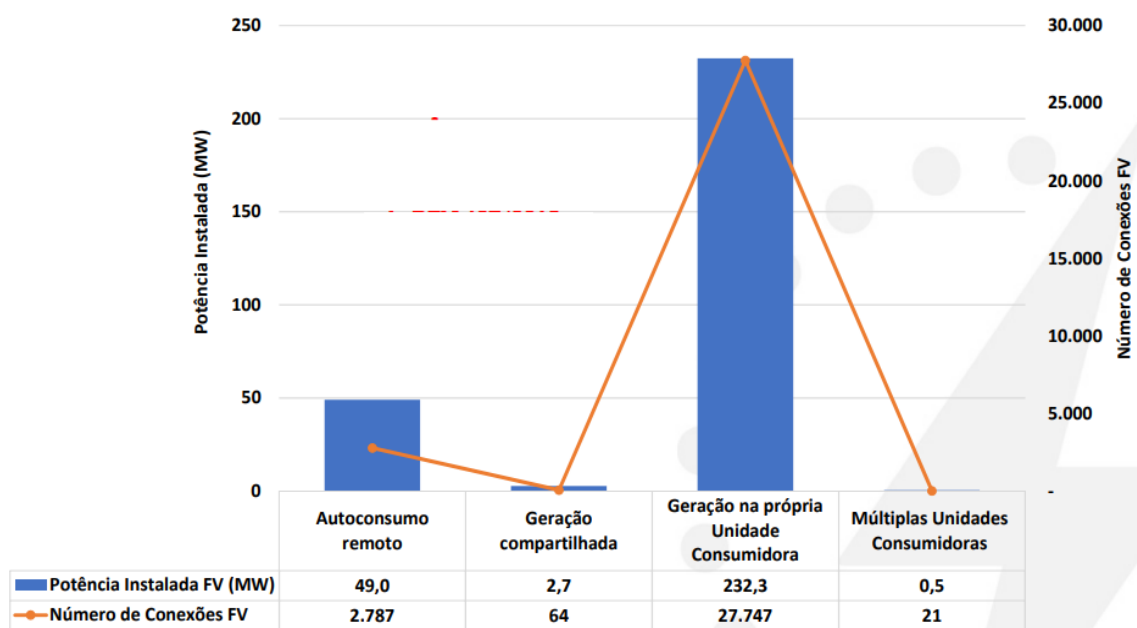


Figura 10 - Potência instalada por modalidade.

Fonte: ABSOLAR (2018).

Percebe-se que as modalidades de geração compartilhada e de consórcios (múltiplas unidades consumidoras) não conseguiram ter um crescimento significativo, desde sua concepção, em 2015 até esse ano de 2018. A questão fiscal entra como forte fator para isso.

6.4.3. Condições de financiamento

Segundo pesquisa da ABSOLAR (2018), o financiamento é visto como um dos maiores gargalos de mercado pela maioria das empresas do setor solar fotovoltaico. Cerca de 75% das empresas pesquisadas encaram o financiamento como uma das barreiras para o maior crescimento do setor.

Isso pode ser confirmado pela própria ANEEL, em sua Consulta Pública nº 10 de 2018, onde as condições de financiamento representam uma das

maiores dificuldades dos consumidores que instalaram sistemas de geração distribuída, conforme pode ser visto na figura a seguir:

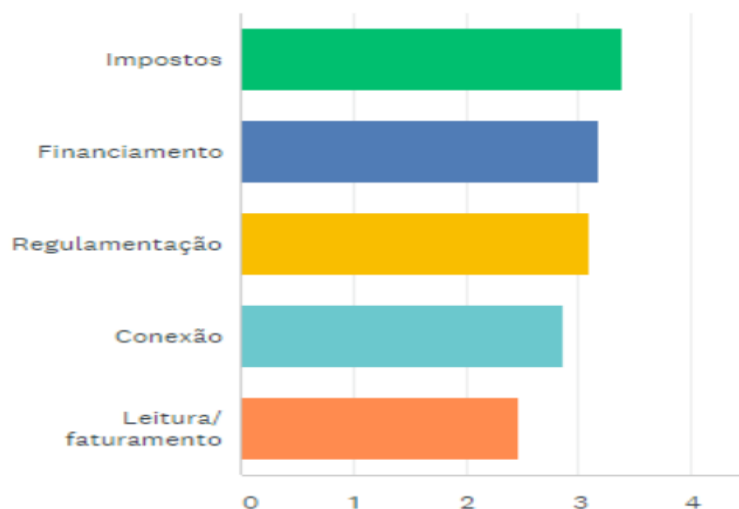


Figura 11 - Dificuldades para instalação de sistemas de geração distribuída.

Fonte: ANEEL (2018).

Foi utilizada uma escala de 0 a 4 para representar as maiores dificuldades que os usuários encontraram na hora de instalar sistemas de geração distribuída fotovoltaica. A pesquisa foi realizada com 1.156 consumidores e, segundo ANEEL (2018), geram dados com 95% de confiança e 3% de erro. Ainda, segundo essa pesquisa de opinião realizada na consulta pública, a maioria não utilizou nenhum tipo de financiamento, o que revela a dificuldade nas atuais condições de financiamento, conforme pode ser observado na figura abaixo:

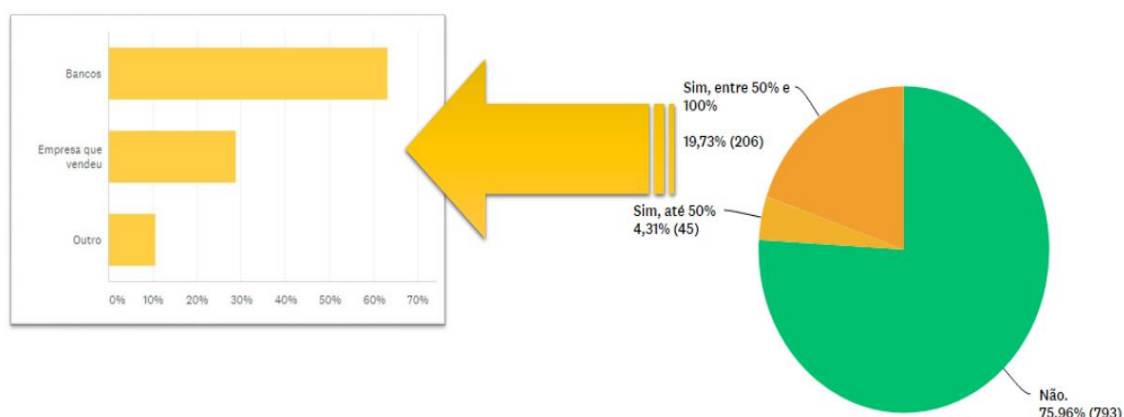


Figura 12 - Usuários que usaram algum tipo de financiamento.

Fonte: ANEEL (2018).

7. CONCLUSÃO

A análise das políticas adotadas nesses três países e seus respectivos avanços ao longo dos anos permite algumas conclusões. De um lado, uma política de incentivo por meio do *Feed-in Tariff* cria sinais econômicos mais fortes para o investidor. Isso pode ser observado no grande crescimento de investimentos em energia fotovoltaica distribuída no caso da Alemanha, onde a política adotada teve um papel crucial na promoção da energia fotovoltaica. As seguidas evoluções no modelo, desde os anos 90, até 2012, possibilitaram que a Alemanha tenha altos valores de capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos.

Mesmo diminuindo os seus principais incentivos de crédito em 2004, com o fim do programa anterior, a Alemanha estabeleceu um lucrativo sistema para os usuários de sistemas fotovoltaicos. O país está no topo com relação a capacidade fotovoltaica instalada mundial.

Por outro lado, a comparação das políticas de medição líquida presentes na Califórnia e no Brasil mostrou que ambos os países têm políticas similares de compensação energética em vigor hoje, mas a taxa de difusão destes dois casos se difere muito. A fim de compreender plenamente a sua diferença de desempenho, há a necessidade de um olhar mais amplo para os sistemas de apoio e incentivos presentes nos dois países. Além disso, esta discrepância ilustra que as políticas de compensação, como um mecanismo independente, podem não ser suficientes para atrair investimentos em sistemas fotovoltaicos. A atuação dos órgãos reguladores do setor elétrico e do Governo são essenciais para o suporte a esse tipo de sistema.

No caso da Califórnia, a política de compensação energética é apenas uma ferramenta dentre várias outras, mais amplas, de políticas de incentivo, que permitiram a rápida expansão da energia fotovoltaica distribuída, como visto anteriormente - *Expedited Solar Permitting Act*, *California Solar Initiative (CSI)* e *o Financiamento Third-party* - que fornecem incentivos financeiros para apoiar a difusão sistemas fotovoltaicos, segundo a qual uma percentagem definida da capacidade das concessionárias deve vir de recursos renováveis.

Por outro lado, no caso do Brasil, o sistema de compensação foi aplicado como a principal política de incentivo a esse tipo de tecnologia, mas o seu tímido sucesso até o momento demonstra a falta de um quadro maior de incentivos a fim de criar sinais econômicos mais fortes.

Deve ser feita uma distinção sobre a natureza da remuneração entre esses dois esquemas de medição do excedente de energia dos sistemas de geração distribuída. Medir os custos destes dois esquemas requer abordagens diferentes. De certa forma, o *FiT* pode criar incentivos econômicos mais fortes por conta própria, o que pode ajudar a explicar o aumento exponencial da capacidade fotovoltaica em países que adotaram este instrumento político, como na Alemanha. Isso se dá pela possibilidade de o consumidor poder receber remuneração pelo excedente produzido pelo sistema fotovoltaico, o que gera maior interesse de investimento e um retorno econômico mais rápido. O exemplo da Alemanha ilustra isso muito bem, porque uma grande parte dos seus processos de reforma envolvia a adequação das taxas de remuneração, até mesmo as de regressão nos últimos anos, sendo adequadas para a remuneração justa para seus usuários.

Além disso, a avaliação das vantagens e desvantagens do *FiT* exige uma definição e uma compreensão mais elaborada do que caracteriza uma política bem-sucedida. Ao olhar para a quantidade e velocidade de difusão, o *FiT* parece ser mais eficaz. No entanto, ao tomar em considerações os custos, o argumento de que os esquemas de compensação energética são mais vantajosos também pode se tornar válido. Isto complica ainda mais o debate e torna questionável, se uma resposta decisiva pode/deve ser encontrada.

Isso não é para dizer que não há custos associados com o sistema de compensação. O *Net Metering* não tem custos diretos associados à política, como o caso do *FiT*, mas há custos relacionados com mudanças nos padrões de consumo de consumidores, que afeta os modelos atuais de consumo e investimento, mais especificamente, nas concessionárias de distribuição. Em particular, aumentar os desafios da concessionária de distribuição, além do sistema de tarifação, com geração e transmissão, leva tempo e pode sobrecarregar as concessionárias de distribuição. Esse impacto nas distribuidoras é algo complexo e que estudos posteriores devem contemplar.

Finalmente, e talvez o mais importante, é preciso reconhecer que nenhuma dessas políticas foram e podem ser implementadas em um contexto isolado, mas deve ser encarada como uma ferramenta de um amplo sistema que de apoio às políticas de incentivo energético, principalmente no ramo de geração distribuída.

Para entender a evolução de sistemas fotovoltaicos em diferentes países, é preciso considerar o quadro político como um todo, que muitas vezes inclui isenções fiscais, créditos para o investimento, entre outros, e que todos juntos contribuem para a difusão desse tipo de tecnologia. Isso se evidencia, principalmente, no caso do Brasil, que implementou uma política de compensação energética semelhante ao de experiências anteriores da Califórnia, mas que, olhando mais criticamente, dentro do contexto político, carece de mais apoio econômico e político substancial.

Conclui-se deste trabalho que não se faz necessário, pelo menos a curto prazo, o incremento de tarifas diferenciadas, ou sistema *Feed-in Tariff*, no Brasil. A experiência no estado da Califórnia mostra que investimentos em programas de suporte e que dão sustentação ao *Net Metering*, quando bem executados, fornecem condições para um alto crescimento dos sistemas de geração distribuída, principalmente os fotovoltaicos.

Vale ressaltar a importância de serem revistas as regras para tributação do setor, aumentando o alcance da isenção do ICMS para as modalidades de “geração compartilhada”, bem como dos “condomínios”, além da aceitação e regulamentação por partes dos estados que ainda não aderiram ao Convênio CONFAZ nº 16/2015.

O aumento da capacidade instalada prevista na regulação deste convênio também é um importante fator a ser considerado, como pode ser observado no estado de Minas Gerais, que por contra própria aumentou esse limite de capacidade instalada para 5 MW, possibilitando maiores investimentos no estado, que é líder no país em questão de sistemas de micro e minigeração.

Outra importante medida a ser adotada pelas esferas responsáveis do Governo é fomentar melhores condições de financiamento, principalmente para

pessoas físicas, o que pode acarretar em um aumento da procura por esse tipo de empreendimento.

Por fim, melhorar o acesso a informação, bem como a melhor disseminação do funcionamento dos sistemas de geração distribuída são medidas que podem ser eficazes para o crescimento do setor.

8. BIBLIOGRAFIA

ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira, p. 1-176, 2012.

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Geração Distribuída Solar Fotovoltaica: Benefícios Líquidos ao Brasil, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/16832773/4+-+ABSOLAR+GD+Solar+Fotovoltaica.pdf/f0d41ea4-4bba-8cf8-fb02-b864dc83c293>. Acesso em 26/06/2018.

AEO – Anual Energy Outlook, 2016. 290p. Disponível em: [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf). Acesso em 20/05/2018.

ALVES, F. C. Bahia. Estudo do uso de mecanismos de incentivo a autoprodução e a produção independente de energia por meio de fontes renováveis, 2014. 61p.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 10/01/2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687, 24 de novembro de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em 10/01/2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. SRD. Consulta Pública nº 10/2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>. Acesso em 18/05/2018.

AQUILA, G.; PAMPLONA, E. O.; QUEIROZ, A. R.; ROTELA, P.J.; FONSECA, M. N. Análise de Políticas de Incentivo para o Aproveitamento de Energias Renováveis e a Experiência no Brasil, 2016. 16p.

ATLA CONSULTORIA. Geração Distribuída de Energia: Conheça os incentivos fiscais e tributários para investidores, 2017. Disponível em: <http://atlaconsultoria.com/artigo/incentivos-fiscais-e-tributario-geracao-distribuida-energia/>. Acesso em 20/03/2018.

AYOUB, N.; YUJI, N. Governmental intervention approaches to promote renewable energies – Special emphasis on Japanese *feed-in tariff*. Energy Policy, vol. 43, 2012.

BCG – Boston Consulting Group. Geração de Energia Solar Descentralizada: cenários e implicações para o setor no Brasil, 2017. 9p.

BRASIL. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm. Acesso em 19/05/2018.

CALIFORNIA ENERGY COMISSION. Total System Electric Generation in Gigawatt Hours, 2016. Disponível em: http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/total_system_power.html. Acesso em 20/03/2018.

CÂMARA, L.; RAMALHO, M. S.; PEREIRA, G. I.; SILVA, P. P. & DANTAS, G. Photovoltaic energy diffusion through *net-metering* and *feed-in Tariff* policies: Learning from Germany, California, Japan and Brazil, 2017. 17p.

CASTRO, N.; ALVES, J; DANTAS, G; FERREIRA, D. Estado da arte da difusão de recursos energéticos distribuídos em quatro estados norte-americanos. Texto de discussão do setor elétrico n. 72, 2017. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/36_tdse72.pdf. Acesso em 20/03/2018.

COGEN - Associação Da Indústria De Cogeração De Energia. Geração Distribuída – Novo Ciclo de Desenvolvimento, 2013. Disponível em: http://www.cogen.com.br/workshop/2013/Geracao_Distribuida_Calabro_22052013.pdf. Acesso em 16/01/2018.

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária. Convênio ICMS nº 6 de 2013. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006_13. Acesso em 18/05/2018.

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária. Convênio ICMS nº 16 de 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em 18/05/2018.

CORREIA, VITOR L. F., Inserção da Energia Fotovoltaica no Brasil: Uma avaliação e incentivos, p.42-45, 2016.

COSTA, Claudia do Valle; ROVERE, Emilia La; ASSMANN, Dirk. Technological Innovation Policies to Promote Renewable Energies, v. 12, p. 65-90, 2006.

COUTURE, Toby; GAGNON, Yves. An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment, vol. 38, p. 955-965, 2010.

CPEE - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2014. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Grupo de Trabalho de Energia Solar. Rio de Janeiro, março de 2014.

CPUC - CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES CODE. AB 920, 2009. Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=11284>. Acesso em 20/02/2018.

CPUC - CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES CODE. AB 918, 2000. Disponível em: http://www.leginfo.ca.gov/pub/99-00/bill/asm/ab_0901-0950/ab_918_bill_20000930_chaptered.html. Acesso em 20/02/2018.

CPUC - CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES CODE. AB 1775, 1998. Disponível em: https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201320140AB1775. Acesso em 20/02/2018.

CPUC - CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES CODE. SB 656, 1995. Disponível em: http://www.leginfo.ca.gov/pub/95-96/bill/sen/sb_0651-0700/sb_656_bill_950804_chaptered.html. Acesso em 20/02/2018.

CPUC - CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES CODE. AB 327, 2013. Disponível em: https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201320140AB327. Acesso em 20/02/2018.

CPUC - CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES CODE. NEM, 2018. Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/NEM/>. Acesso em 20/05/2018.

CPUC - CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES CODE. AB 327, 2013. Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/NEM/>. Acesso em 20/02/2018. Acesso em 20/02/2018.

CPUC - CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES CODE. AB 2188, 2014. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/solar/downloads/ab-2188-implementation-california-solar-rights-act-local-level>. Acesso em 20/02/2018. Acesso em 20/02/2018.

CPUC - CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES CODE. Solar Initiative, 2006. Disponível em: https://www.sccgov.org/sites/rwr/rwrc/Documents/902794SB_1_Fact_Sheet.pdf. Acesso em 20/02/2018. Acesso em 20/02/2018.

CPUC - CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES CODE. AB 2723, 2006. Disponível em: https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=200520060AB2723. Acesso em 20/02/2018. Acesso em 20/02/2018.

CRUZ, Daniel T. Micro e Minigeração eólica e solar no Brasil: Propostas para Desenvolvimento do Setor. Escola Politécnica de São Paulo, 2015. 157p.

DEWI, Loveard. Wihelmsshavenm. (Energia Eólica, traduzido pela ELETRBRÁS). Alemanha, 1998. 34p.

ELGAMAL, G. N. G.; DEMAJOROVIC, J.; FERNANDES, E. E. A. Os desafios da implementação da energia fotovoltaica no Brasil: uma análise dos modelos nos principais mercados mundiais, 2017. 17p

ENGIE. 5º Seminário Ética, Sustentabilidade e Energia. Geração Distribuída e a Engie Solar, p.26, 2016.

ENVIRONMENT CALIFORNIA RESEARCH & POLICY CENTER. California's Solar Success Story, 2015. Disponível em: https://environmentcalifornia.org/sites/environment/files/reports/CA_Solar_Success_scrn_FINAL_7-7-2015.pdf. Acesso em 20/02/2018.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Nota Técnica DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos*. Rio de Janeiro, outubro de 2014.

GANSEFORTH, Monika. Politische Umsetzung der Empfehlungen der beiden Klima-Kommissionen (1987-1994) – eine Bewertung, in Brauch, Berlin, p. 215-224, 1996.

GIBSON, Emily. State University of New York at Buffalo, ProQuest Dissertations Publishing, 2015.

GREEN TECH MEDIA RESEARCH. U.S. Residential Solar Economic Outlook 2016-2020: Grid Parity, Rate Design and Net Metering Risk, 2016. Disponível em:
https://www.greentechmedia.com/content/images/resources/resource_center/ES_US-Residential-Solar-Economic-Outlook-2016-2020.pdf. Acesso em 20/03/2018.

GREENER. Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída, 2018. Disponível em: <https://greener.com.br/wp-content/uploads/2018/01/estudo-estrategico-gerao-distribuda-1-semester-2018-brasil-greener.pdf>. Acesso em 20/05/2018.

HOLANDA, L; FREIRAS, B.M.R. Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor, *White Paper* nº1, Fundação Getúlio Vargas, 2015.

IEA – International Energy Agency. Trends in Photovoltaica Applications, 2013. Disponível em: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/FINAL_TRENDS_v1.02.pdf. Acesso em 22/03/2018.

INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética. “O que é Geração Distribuída?”. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=forum. Acesso em 25/01/2018).

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. *Energia Fotovoltaica Ligada à Rede de Distribuição: Atratividade para o Consumidor Final e Possíveis Impactos no Sistema Elétrico*. Brasília, fevereiro de 2013.

JANNUZZI, G. D. M.; VARELLA, F. K. O. M.; GOMES, R. D. M., Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: panorama da atual legislação, IEI – International Energy Initiative, 2009.

KORDS, Udo (1996), Tätigkeit und Handlungsempfehlungen der beiden Klima-Enquete-Kommissionen des Deutschen Bundestages (1987-1994), in Brauch, Berlin, 1996.

LAIRD, Frank N.; STEFES, Christoph. The Diverging Paths of German and United States Policies for Renewable Energy. *Energy Policy*, n. 37, p. 2619-2629, 2009.

LANGNIB, Ole; DIEKMANN, Jochen; LEHR, Ulrike. Advanced Mechanisms for the Promoting of Renewable Energy – Models for the Future Evolution of the Germany Renewable Energy Act. *Energy Policy*, n. 37, p. 1289 – 1297, 2009.

LAWRENCE, E. The Impact of City-level Permitting Processes on Residential Photovoltaic Installation Prices and Development Times: An Empirical Analysis of Solar Systems in California Cities. Environmental Energy Technologies Division. Berkeley Lab, 2013. Disponível em: <https://eaei.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-6140e.pdf>. Acesso em 20/02/2018.

MME – Ministério de Minas e Energia. Estudos e Propostas de Utilização de Geração Fotovoltaica Conectada a Rede, em Particular Edificações. Brasília, 2008. 93p.

MME – Ministério de Minas e Energia. Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro, 2012.

NASCIMENTO, R. L., Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas. Consultoria Legislativa – Estudo Técnico, 2017. 46p.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark, 2016. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66532.pdf>. Acesso em 20/03/2018.

OLADE - Organización Latinoamericana de Energía. Curso de la Generación Distribuida. SABA System., 2011. Disponível em: <http://www.olade.org/elearning>. Acesso em 15/01/2018.

PFEIFENBERGER, J. P., HANSER, P. Q. & AMMANN, P. R. "What's in the Cards for Distributed Resources". *The Energy Journal*, DR Especial Issue. p. 1-16, 1998.

PORTAL SOLAR. Top 7 países que mais usam energia solar, 2017. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/top-7-paises-que-mais-usam-energia-solar.html>. Acesso em 21/03/2018.

PROPP, Joshua M. Incentives for Distributed Generation in California: The Rise of Third-Party Solar Development. Pomona Senior Theses, 2013. Disponível em: http://scholarship.claremont.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1078&context=pomona_theses. Acesso em 20/03/2018.

RODRIGUEZ, Carlos R. C., Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, 2002. 135p.

SOLAR POWER EUROPE. Global Market Outlook, 2016. 22p. Disponível em: http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Events/SolarPower_Webinar_Global_Market_Outlook.pdf. Acesso em 10/02/2018.

STOKES, Leah C. Power politics: renewable energy policy change in US states. Doctoral dissertation. Massachusetts Institute of Technology, 2015. Disponível em: <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/99079>. Acesso em 20/03/2018.

TURKSON, J. & WOHLGEMUTH, N. Power Sector Reform and Distributed Generation in Sub-Saharan Africa. Energy Policy, vol. 29, 2001.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY - Soft Costs of Solar Deployment. 2012. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/08/f18/2014SunShotPortfolio_SoftCosts.pdf. Acesso em 20/02/2018.

VIEIRA, BRUNO F. Regulação por incentivo no setor elétrico brasileiro: instituições e eficiência, 2014. 169p.

WIRTH, Harry; SCHNEIDER, Karin. Recent facts about photovoltaics in Germany. Report from Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Germany, 2015.