

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Instituto de Economia

Monografia de Bacharelado

**VIABILIDADE ECONOMICO-FINANCEIRA DA MICRO E  
MINI GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO  
BRASIL: ESTUDOS DE CASO**

---

**Beatriz Mendonça Loureiro Lima**

**Matrícula: 110052513**

**Orientador: Nivalde José de Castro**

Rio de Janeiro

2017

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Instituto de Economia

Monografia de Bacharelado

**VIABILIDADE ECONOMICO-FINANCEIRA DA MICRO E  
MINI GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO  
BRASIL: ESTUDOS DE CASO**

---

**Beatriz Mendonça Loureiro Lima**

**Matrícula: 110052513**

**Orientador: Nivalde José de Castro**

Rio de Janeiro

2017

*As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do(a) autor(a)*

## Resumo

As fontes alternativas de energia estão cada vez mais ganhando relevância nas discussões ao redor do mundo, principalmente no que diz respeito à diversificação da matriz energética e às questões ambientais. A energia solar fotovoltaica vem se destacando principalmente devido à trajetória descendente dos custos que, somada às políticas de incentivo, tem permitido a expansão desse tipo de geração. No Brasil, a discussão em torno da energia fotovoltaica é relevante levando em conta o alto nível de irradiação solar do país, e tendo em vista a movimentação do Governo para regulamentar e implementar um sistema de incentivos para micro e mini geração solar fotovoltaica. Dessa forma, este trabalho contempla estudos de viabilidade econômico-financeira do ponto de vista do consumidor médio de seis distribuidoras brasileiras da geração de sua própria energia. Levando em conta o consumo médio e a tarifa de cada uma das distribuidoras, o resultado obtido foi de um *payback* descontado médio de 7,66 anos, sendo o mínimo de 6 e o máximo de 10 anos.

Palavras-chave: energia solar, fotovoltaicos, viabilidade econômica

## Abstract

Alternative sources of energy are increasingly gaining relevance in discussions around the world, especially regarding the diversification of the energy matrix and environmental issues. Photovoltaic solar energy has been highlighted mainly due to the descending path of costs that, together with the incentive policies, has allowed the expansion of this type of generation. In Brazil, the discussion about photovoltaic energy is relevant considering the high level of solar irradiation in the country, and in view of the move of the Government to regulate and implement an incentive system for micro and mini solar photovoltaic generation. Thus, this work contemplates studies of economic-financial viability from the point of view of the average consumer of six Brazilian distributors of the generation of their own energy. Taking into account the average consumption and the tariff of each of the distributors, the result was an average discounted payback of 7.66 years, with a minimum of 6 and a maximum of 10 years.

Keywords: solar energy, photovoltaics, economic viability

## Sumário

I. INTRODUÇÃO .....	7
I. ANÁLISE DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO MUNDO .....	9
II.1 A IMPORTÂNCIA DOS PROGRAMAS DE INCENTIVO.....	10
II.1.1 Feed-in tariffs .....	10
II.1.2 Net metering .....	12
II.1.3 Incentivos financeiros.....	12
II.2 A trajetória dos custos .....	13
II.2.1 Módulos .....	13
II.2.1 BoS .....	14
II.2.3 Evolução dos custos.....	15
III. STATUS ATUAL E PERSPECTIVAS DA MICRO E MINI GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL .....	19
III.1 O marco regulatório atual.....	21
III.2 Regiões com forte incidência solar .....	23
III.3 Os custos dos sistemas fotovoltaicos no Brasil .....	25
IV. VIABILIDADE ECONÔMICA DO PONTO DE VISTA DO CONSUMIDOR .....	28
IV.1 Apresentação do modelo financeiro.....	28
IV. 2. Estudos de caso .....	29
IV.2.1 Variáveis importantes .....	29
IV.2.2 Resultados .....	33
VI. CONCLUSÃO .....	46
VI. BIBLIOGRAFIA .....	47

## Lista de figuras e tabelas

Figura 2: Capacidade instalada de Energia Solar Fotovoltaica 2015 .....	7
Figura 3: Ranking Capacidade Instalada.....	8
Figura 6: Preços dos módulos fotovoltaicos ao redor do mundo, 2009-2016 .....	14
Figura 8: Breakdown do BoS por país, 2015 .....	15
Figura 10: Breakdown da redução dos custos, 2015-2025.....	17
Figura 11: Redução Do BoS por fonte, 2015-2025.....	17
Figura 12: Matriz Energética Brasileira (2015) .....	19
Figura 13: Energia Gerada por fonte (2015) .....	20
Figura 14: Crescimento da Geração de Energia Elétrica (GWh) por fonte entre 2014 e 2015 .....	20
Figura 16: Radiação solar global anual (kWh/m <sup>2</sup> /dia) .....	23
Figura 17: Projeção potência instalada fotovoltaica distribuída - 2050 .....	24
Figura 18: Projeção energia gerada por fonte fotovoltaica distribuída - 2050.....	25
Figura 19: Projeção de custos dos sistemas fotovoltaicos até 2050 (R\$/WP).....	26
Investimento Inicial.....	30
Tabela 3: Tarifas de Energia em maio de 2017, bandeira verde .....	31

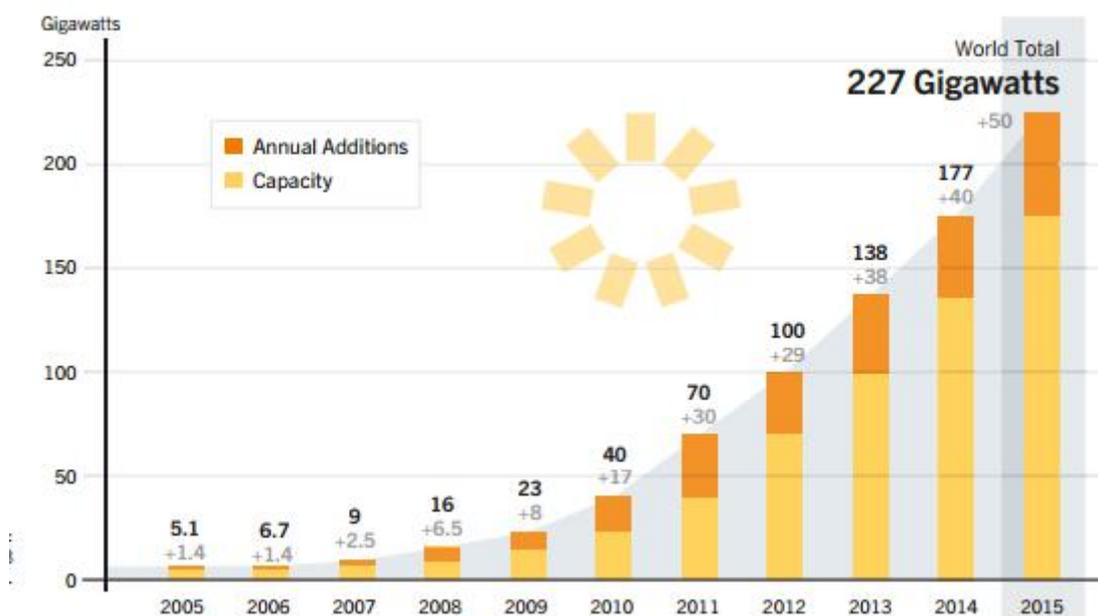
## I. INTRODUÇÃO

Em meio às discussões sobre as questões climáticas e os vários acordos e metas ambientais, principalmente relacionadas à emissão de CO<sub>2</sub>, o incentivo à adoção de fontes renováveis de energia vem ganhando força nos últimos anos,

Dentre as fontes de energia renovável, a energia solar fotovoltaica vem ganhando destaque em relação às fontes tradicionais de energia, diante de um mundo em que a sustentabilidade se faz cada vez mais necessária.

Segundo EPIA (2016), desde 2005 a adição de energia fotovoltaica vem crescendo substancialmente, com destaque para 2015 que foram adicionados 50.6 GW de capacidade, um incremento de 28% em relação ao registrado em 2014, batendo mais um recorde. Assim, ao fim de 2015, com dados consolidados, havia 227 GW de capacidade instalada de fotovoltaica no mundo, como mostra a figura 2.

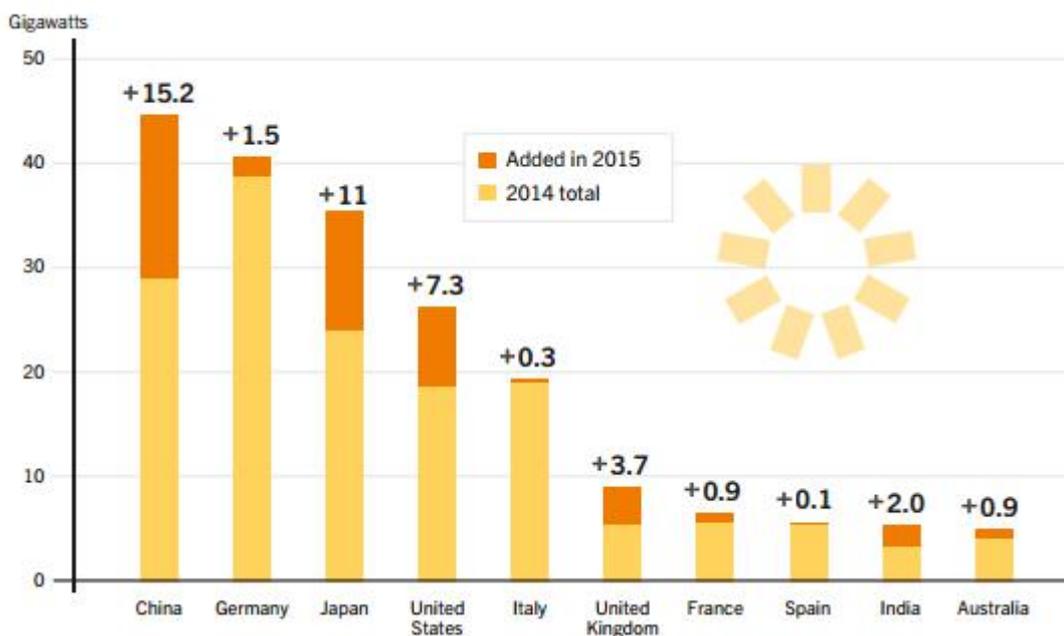
**Figura 1: Capacidade instalada de Energia Solar Fotovoltaica 2015**



Fonte: EPIA, 2016

Os três países que mais contribuíram para esses 50,6 GW adicionados em 2015, foram os mesmo que ficaram no topo no ano de 2014: China, Japão e EUA. No que diz respeito à capacidade total instalada, a Alemanha segue na segunda posição, como mostra a figura 3.

**Figura 2: Ranking Capacidade Instalada**



Fonte: EPIA, 2016

Além de contar com a tendência mundial de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos, os países com maior capacidade instalada têm outro elemento em comum: as políticas de incentivo, principalmente aquelas voltadas para que as pessoas gerem sua própria energia elétrica.

O Brasil também está experimentando a trajetória descendente de custos, o Governo já fez movimentos no sentido de regulamentar e criar programas de incentivo ao pequeno produtor fotovoltaico e o país ainda conta com um alto nível de irradiação solar, o que eleva o potencial de disseminação desse tipo de geração de energia.

Dessa forma, este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômico-financeira do ponto de vista de um consumidor médio de seis distribuidoras brasileiras de gerar sua própria energia. No capítulo I será feita a análise do panorama mundial da micro geração fotovoltaica, com destaque para a importância dos programas de incentivo e para a trajetória dos custos dos sistemas fotovoltaicos. O capítulo II irá apresentar o cenário brasileiro atual para este tipo de geração. E, no capítulo III, serão apresentados os estudos de viabilidade para as seis distribuidoras escolhidas.

## **I. ANÁLISE DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO MUNDO**

A Geração Distribuída não é algo novo na história da energia elétrica, que, inclusive, teve início com a produção em pequena escala para atender basicamente o consumo local. De forma geral, a GD consiste na geração de energia em pequena escala proveniente de fontes renováveis localizada na própria unidade consumidora, com objetivo principal de consumo próprio, podendo ou não gerar excedentes energéticos. No que diz respeito à classificação da GD quanto à quantidade de energia gerada, os parâmetros variam de acordo com a região (EPE,2014)<sup>1</sup>.

O interesse na disseminação da GD vem tanto do lado dos consumidores quanto do lado dos governos. Pelo lado do consumidor, que é o foco deste trabalho, o maior benefício de produzir sua própria energia está relacionado ao controle da conta de luz. Em outras palavras, em redução de gastos e previsibilidade. No entanto, para que haja essa opção por parte do consumidor da geração centralizada para a descentralizada, os custos da produção de energia pelo próprio têm que ser menores do que aquele pago ao adquirir energia da rede.

Dois fatores são decisivos para o desenvolvimento dessa indústria: a redução dos custos e os programas de incentivo. Assim, esse capítulo será dedicado à análise desses fatores no que diz respeito ao desenvolvimento da GD de energia fotovoltaica. Na seção II.1 será abordada a importância das políticas públicas de incentivo para a geração distribuída, utilizando como exemplo países que vem se destacando no uso dessa tecnologia. E, na seção II.2, será analisada a trajetória de redução de custos das estruturas fotovoltaicas ao redor do mundo.

---

<sup>1</sup> Nota Técnica DEA 26/14. Avaliação da eficiência energética e geração distribuída para os próximos 10 anos (2014-2023). pag. 64

## II.1 A IMPORTÂNCIA DOS PROGRAMAS DE INCENTIVO

As fontes renováveis de energia são muitas vezes chamadas alternativas pois fogem dos modelos tradicionais de geração elétrica e, por se utilizarem de tecnologias ainda não totalmente difundidas e dominadas acarretam, em um momento inicial, maiores custos. Dessa forma, o primeiro impulso para o desenvolvimento dessa indústria, geralmente, conta com incentivos dos governos<sup>2</sup> para torna-la mais atrativa do ponto de vista econômico-financeiro.

E, no que diz respeito à micro geração distribuída, esses incentivos são ainda mais importantes devido não só o alto investimento inicial, considerando que esse produtor é geralmente o consumidor da sua própria energia, como também aos desafios ligados ao modelo tradicional de geração de energia, essencialmente desenhado para a geração de larga escala<sup>3</sup>.

Esses incentivos, no entanto, à medida em que a indústria vai se desenvolvendo e seus custos vão se reduzindo, se tornam cada vez menos necessários e vão sendo retirados gradativamente. Aqui também cabe destacar que, muitas vezes, os governos se utilizam de mais de um mecanismo ao mesmo tempo, uma vez que eles atingem o micro gerador de formas diferentes.

Hoje, há bons exemplos de países que se utilizam desses mecanismos e já têm resultados bem-sucedidos, como Alemanha, China e Austrália. E, para explorar esses exemplos serão utilizados os principais tipos de incentivo à micro geração distribuída de energia fotovoltaica, são eles: *Feed-in tariffs (FIT)*, *net metering*, subsídios e condições de financiamento.

### II.1.1 Feed-in tariffs

As *feed-in tariffs (FITs)* são um dos mecanismos mais utilizados pelos governos para o incentivo da geração solar fotovoltaica em geral e da micro geração fotovoltaica especificamente.

Segundo IRENA (2016), as FITs basicamente obrigam as distribuidoras a comprar a energia proveniente de fontes renováveis, nesse caso gerada por micro geradores. Dessa forma, existe certa garantia de retorno àqueles que adotam a geração fotovoltaica, uma vez que se sabe de antemão qual será, em média, o fluxo de caixa gerado pelo sistema fotovoltaico ao longo do tempo.

---

2 EPE - NOTA TÉCNICA DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Pag.7  
3 Cadernos Temáticos da Aneel – 2ª edição. Pag.15

No entanto, as condições em que se aplicam as FITS variam de acordo com a região, tanto no que diz respeito a tarifa propriamente dita, como também em relação à duração do mecanismo e aos critérios de aplicação do mesmo. Para ilustrar essas peculiaridades, será apresentado o caso da Alemanha, um dos países pioneiros e bem-sucedidos na utilização das FITS para o incentivo da geração fotovoltaica, que em 2016 representou 7,4% da energia primária produzida no país (ISE,2017).

Os mecanismos de incentivo à energia renovável estão presentes na legislação alemã de forma mais forte desde os anos 1990, mas, no que diz respeito à energia fotovoltaica, foi em 2000 que o movimento nesse sentido se deu de forma mais consistente. Em 2000, entrou em vigor o *Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources* (EEG), que implementou de forma mais direta os mecanismos de incentivo direcionados à geração fotovoltaica, com o objetivo de promover o que eles chamam de *Transparency, Longevity, and Certainty* (TLC) aos investidores. No documento, o destaque ficou com as feed-in tariffs, mas existem políticas complementares, principalmente no que diz respeito à acesso à financiamento<sup>4</sup>.

De forma resumida, essa lei garante ao produtor tarifas fixas conhecidas, mas que são reduzidas ao longo do tempo, por 20 anos. Mas, de lá para cá, o EEG foi revisado a cada quatro anos, e conforme a indústria da GD fotovoltaica foi se desenvolvendo, principalmente com a queda de custos, as condições das FITs também foram se acomodando ao novo cenário do mercado. As principais mudanças ocorreram no que diz respeito ao enquadramento dos produtores aos benefícios, levando em conta a capacidade instalada, e também à regressão das tarifas pagas, que aumentaram de ritmo tendo em vista o crescimento expressivo das instalações fotovoltaicas (IRENA,2016).

Na última revisão, feita em 2016, houve um movimento forte de adequação no sentido de direcionar os novos produtores para o sistema de leilões. No entanto, no que diz respeito à GD de pequena escala (até 100 kW), escopo deste trabalho, as mudanças não foram significativas, e os produtores seguem no sistema das FITs, para plantas com capacidade entre 100 KW e 750 kW, as FITs não são mais aplicáveis, e os produtores se encaixam nas chamadas Tarifa Prêmio de Mercado, que variam de acordo com o preço à vista da energia. Nesse caso, os produtores vendem a energia diretamente ao mercado, e não mais à rede (IRENA,2016).

---

<sup>4</sup> Relatório, IRENA – The International Renewable Energy Agency, 2016

### **II.1.2 Net metering**

O *net metering* é utilizado, de forma geral, para atingir aqueles que produzem e consomem a sua própria energia. É uma política importante, portanto, no que diz respeito à GD. O *net metering* consiste na concessão de créditos de energia pelas distribuidoras, pela energia excedente produzida. Ou seja, se o consumidor produz mais energia que consome, ele recebe créditos de energia; caso o contrário ele compra da distribuidora somente a diferença entre a energia produzida e a consumida. Mais uma vez, as condições podem variar de região para região no que diz respeito ao cálculo dos créditos de energia, à validade dos mesmos e em relação às taxas de consumo e tributação.

### **II.1.3 Incentivos financeiros**

Além das políticas de incentivo diretas abordadas nas últimas seções, também é importante destacar os incentivos financeiros. Eles são importantes na medida em que a implantação do sistema demanda investimento inicial elevado, principalmente quando se trata de geração de pequena escala.

Existe uma gama de instrumentos de financiamento direcionada para geração de energia renovável. Estes mecanismos são utilizados para ultrapassar não só barreiras financeiras, como também para mitigar os riscos dos projetos, que envolvem aplicação de alto nível de capital inicial.

Como exemplo, nos EUA, vigora o chamado *Investment Tax Credit* (ITC), um programa do Governo Federal de créditos tributários específico para micro geração fotovoltaica. O ITC é basicamente um sistema que abate do pagamento das taxas federais 30% do custo de instalação do sistema fotovoltaico. O programa, que teve início em 2006, hoje é válido para projetos implementados até 2023. No entanto, o benefício de 30% será vigente para projetos findos até 2019, e, a partir daí o benefício será reduzido de forma escalonada até chegar em zero em 2023.

Para ter acesso ao benefício algumas regras foram colocadas. O requerente deveria ser proprietário da residência, o sistema fotovoltaico os sistemas podem ser ativados até 2022. No entanto, deveria ser novo e deveria gerar energia para uma residência americana, dentre outros. Esse mecanismo foi de grande importância para os EUA, e contribuiu para o crescimento de 70% da demanda solar residencial em 2015 (EPIA,2016).

As políticas de incentivo ainda são essenciais para a disseminação da geração fotovoltaica de pequeno porte, principalmente em países que ainda têm esse mercado incipiente. No entanto, a implementação destas políticas, junto com o desenvolvimento da indústria fotovoltaica tem permitido, nos últimos anos, queda expressiva nos custos dos sistemas fotovoltaicos. Por isso, dada a relevância dos custos, principalmente para os micro e mini geradores, na próxima seção, será analisada a trajetória de redução de custos que está sendo observada ao redor do mundo.

## **II.2 A trajetória dos custos**

Nos últimos anos, foi observada uma queda significativa nos custos da geração fotovoltaica ao redor do mundo. No entanto, ainda se espera que essa trajetória se mantenha por algum tempo, o que traz perspectivas positivas para a disseminação desse tipo de geração de energia.

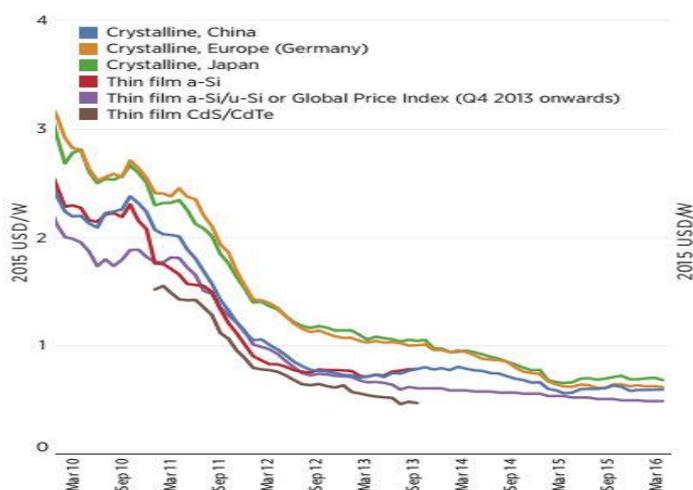
Para facilitar o entendimento da estrutura de custos da geração fotovoltaica, o custo total de instalação vai ser dividido em dois grandes grupos: módulos e BoS (balance of system), que serão explorados nas próximas seções.

### **II.2.1 Módulos**

Os preços dos módulos, apresentam, há mais de 10 anos, uma trajetória consistente de queda, que vem sendo impulsionada não só pela curva de aprendizado como também pelo desenvolvimento da indústria que apresentou taxas elevadas de crescimento na última década (IRENA,2016).

Entre 2009 e 2015, os preços dos módulos fotovoltaicos caíram cerca de 80% (IRENA, 2016), e, hoje, são negociados, em média, entre US\$0,52/W e US\$0,72/W (IRENA, 2016). Como é possível observar na figura 4, hoje, os diferentes tipos de módulos em diferentes regiões estão dentro de um range bem mais estreito do que em meados de 2010.

**Figura 3: Preços dos módulos fotovoltaicos ao redor do mundo, 2009-2016**



Fonte: IRENA, 2016

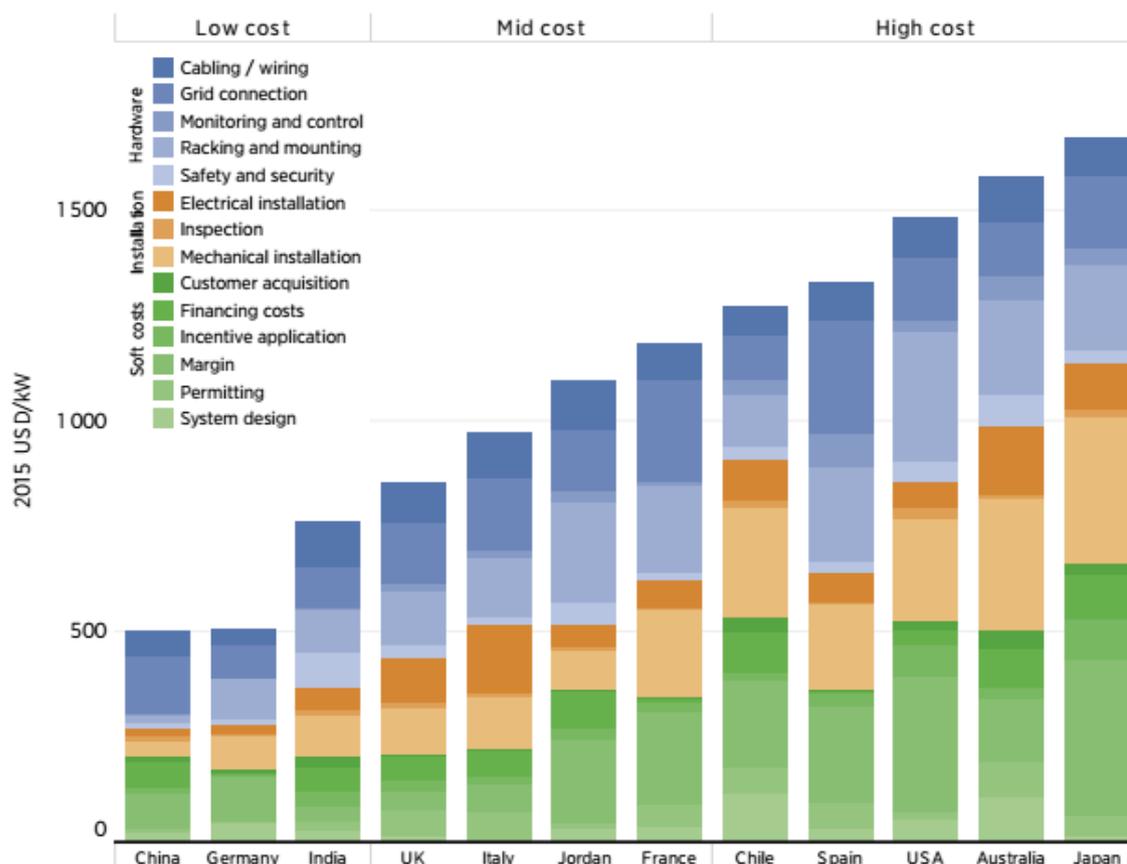
### II.2.1 BoS

O BoS consiste em todos os custos que não envolvem módulos e inversores, incluindo o serviço de instalação do sistema e conexão com a rede, os custos relacionados à questões legais e regulatórias, financiamentos, dentre outros. Esse grande grupo pode ser subdividido em outras três categorias: equipamentos, custos de instalação e *soft costs*. Os *soft costs* são aqueles necessários para a implementação de um projeto, mas que não estão diretamente relacionados com ele em si, como por exemplo, licenças e permissões, despendimentos necessários para obter linhas de créditos subsidiadas entre outras.

Como leva em conta questões estruturais específicas de cada país, tais como legislação e regulação, taxa de juros, custo de capital, o BoS é um dos componentes da estrutura de custos que hoje ainda apresenta a maior disparidade entre regiões, como pode ser observado na figura abaixo. Dessa forma, é um dos componentes que deve ter a maior contribuição para a redução dos custos de instalação de um sistema fotovoltaico nos próximos anos<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Os custos de BoS relativos a produção em grande escala (utility scale). IRENA, 2016, pag. 32

**Figura 4: Breakdown do BoS por país, 2015**

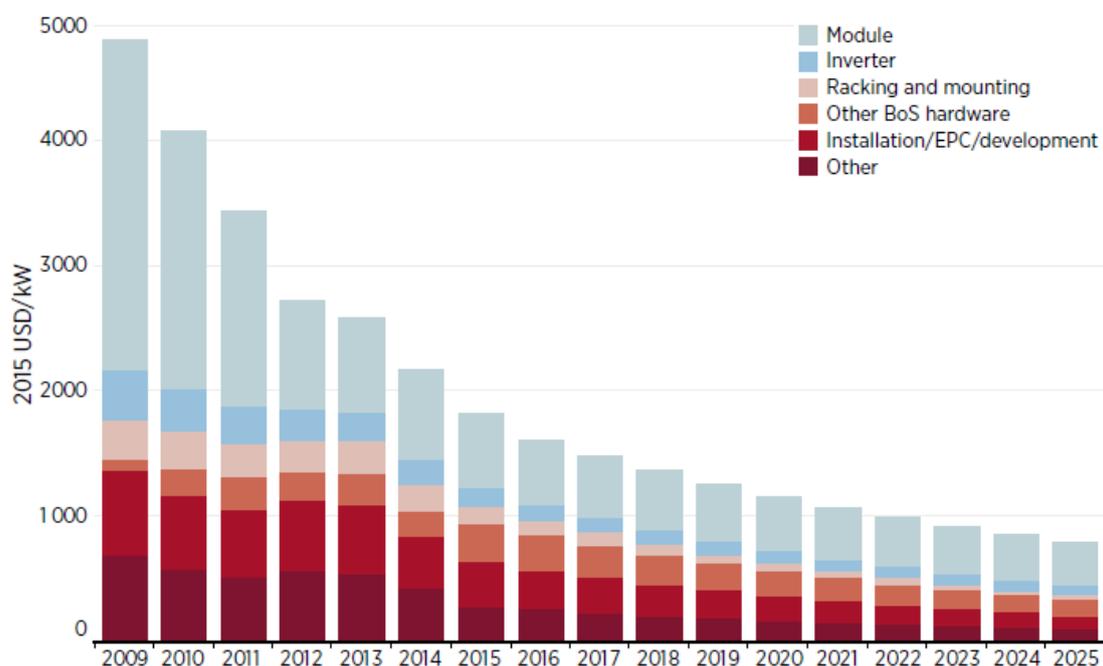


Fonte: IRENA

### II.2.3 Evolução dos custos

Segundo IRENA (2016) até 2025 o custo total de instalação de um sistema de geração fotovoltaica deve cair 57%. Essa redução, de forma geral, seria resultado do desenvolvimento dessa indústria, com as forças competitivas e as curvas de aprendizado fazendo pressão sobre os custos de forma geral. A figura abaixo mostra a trajetória dos custos entre 2009 e 2015 e as projeções entre 2015 e 2025.

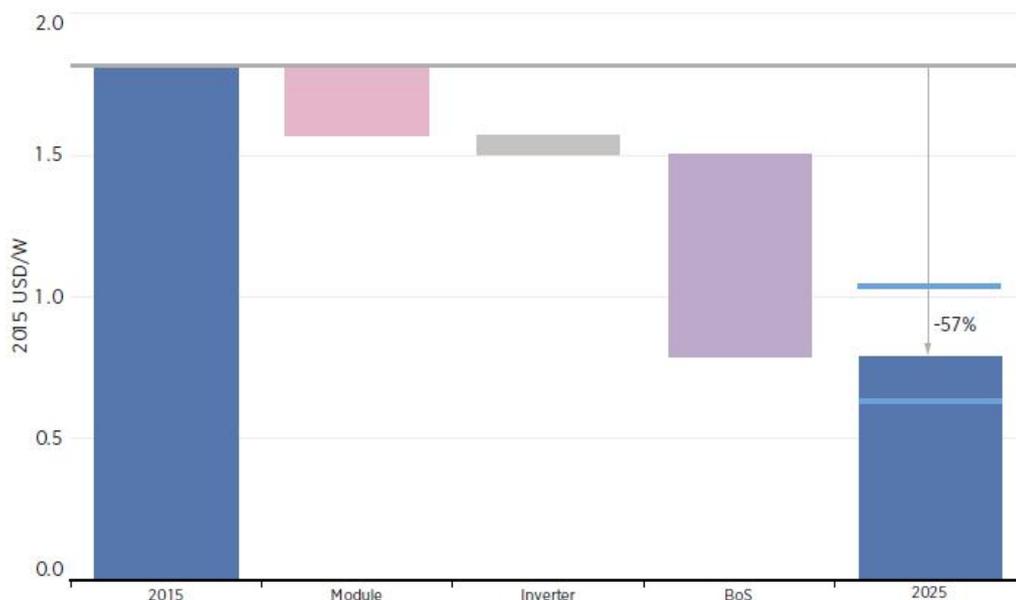
**Figura 5: Breakdown do custo total médio, 2009-2025**



Fonte: IRENA

Como mostra a figura 7, de 2009 a 2015, o elemento que mais contribuiu para a redução de custos no período foi o módulo. Além disso, esse era o componente de maior peso da estrutura de custos dos sistemas fotovoltaicos. As projeções de 2015 a 2025 trazem uma reversão dessa tendência, com os custos BoS ganhando participação na estrutura de custos e com o maior potencial de redução de custos no período. Segundo IRENA, 2016, o BoS vai ser responsável por 70% da redução de custos entre 2015 e 2009, como ilustra a figura 8.

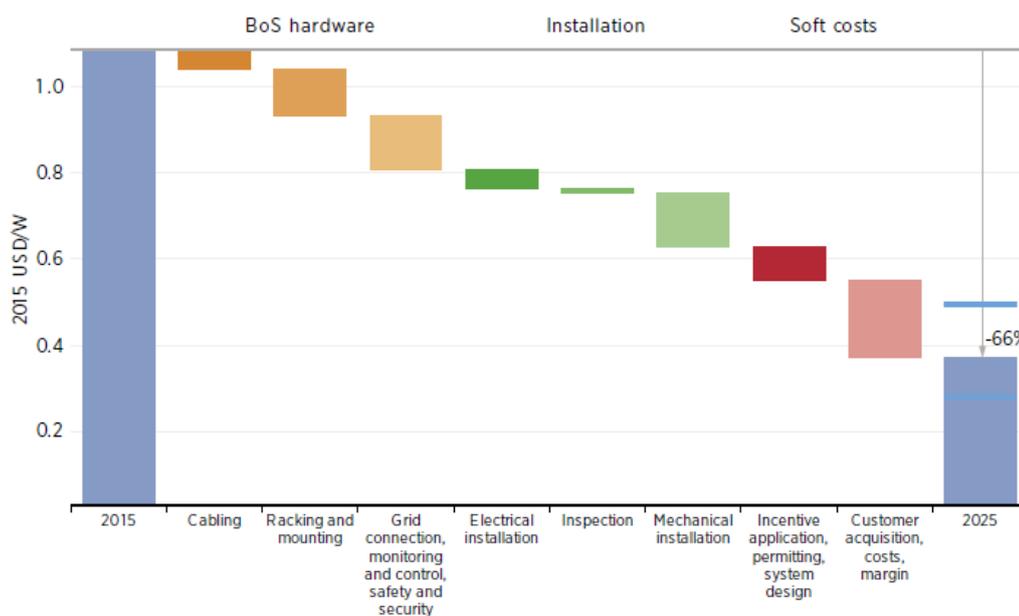
**Figura 6: Breakdown da redução dos custos, 2015-2025**



Fonte: IRENA

O BoS tem potencial de redução entre 55% e 74% entre 2015 e 2025 (IRENA,2016)<sup>6</sup>. Como observado na figura 6, hoje existe grande disparidade no nível e na estrutura dos custos BoS entre regiões. Dessa forma, a expectativa é que a convergência para uma estrutura de custos mais eficiente, leve a uma redução do BoS médio global.

**Figura 7: Redução Do BoS por fonte, 2015-2025**



Fonte: IRENA (2016)

<sup>6</sup> Os custos de BoS relativos a produção em grande escala (utility scale). IRENA, 2016, pag. 32

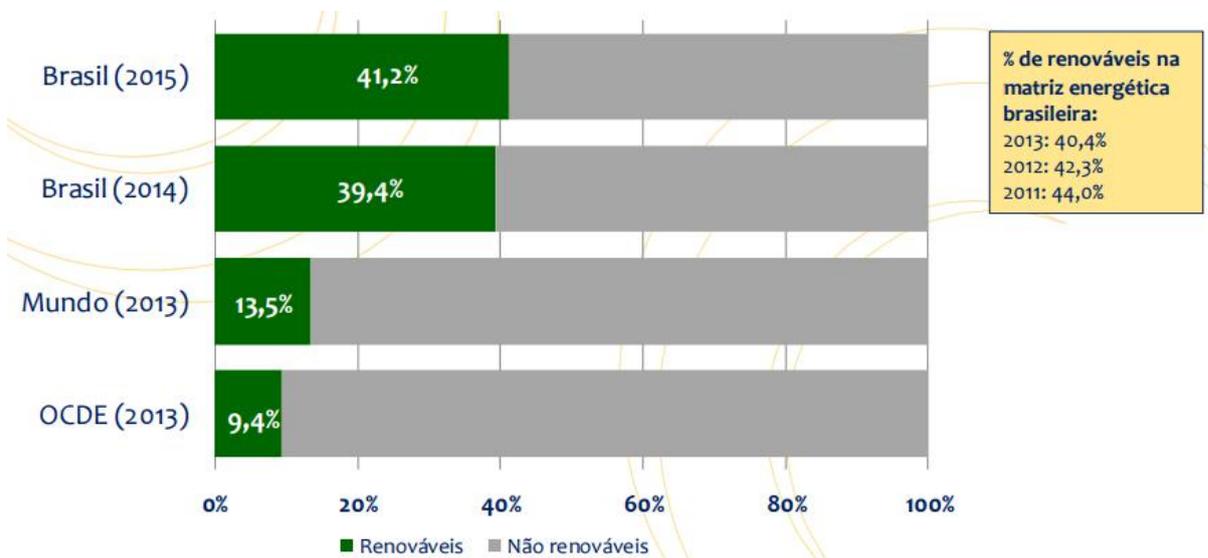
Como mostra a figura acima, a redução do BoS vai contar com quedas em vários dos elementos que o compõem. De forma resumida, essa redução vai ser impulsionada por três fatores: pressões competitivas, devido ao desenvolvimento da indústria, melhor implementação dos projetos, com o desenvolvimento de mão-de-obra especializada e com a padronização de equipamentos e processos, e melhor ambiente econômico e regulatório, com políticas públicas eficientes e desburocratização.

Aqui cabe lembrar que como cada região tem características muito específicas, principalmente no que diz respeito ao ambiente de negócios, essa convergência pode se dar de forma mais rápida ou devagar e com intensidades diferentes. No entanto, a expectativa é de que todas as regiões experimentem essa convergência, trazendo o nível de custos para patamares mais parecidos (IRENA,2016).

### III. STATUS ATUAL E PERSPECTIVAS DA MICRO E MINI GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

No Brasil, assim como no mundo, a energia solar fotovoltaica em geral e a distribuída especificamente vem sendo alvo de estímulos. O Brasil já apresenta um percentual elevado de utilização de energia renovável e vem incrementando cada vez mais políticas de incentivo para a utilização de energia limpa de outras fontes, no sentido de diversificar a matriz energética do país. Segundo EPE (2016), a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira se encontra em níveis muito superior ao observado no mundo. Como mostra a figura 10, em 2013, as fontes de energia renovável representaram 13,5% na matriz energética mundial, enquanto no Brasil esse percentual foi de 40,4%.

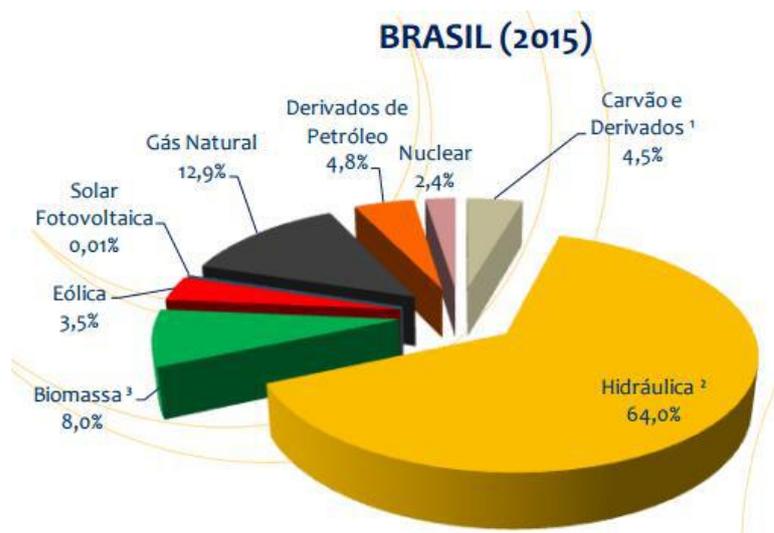
**Figura 8: Matriz Energética Brasileira (2015)**



Fonte: MME e EPE (2016)

No que diz respeito à energia elétrica especificamente, a presença das fontes renováveis é ainda mais forte, devido não só aos recursos naturais disponíveis no Brasil, como também ao modelo de geração de energia predominante no país. Hoje, o que se tem, predominantemente, é a geração em larga escala centralizada em grandes hidrelétricas. Em 2015, as fontes renováveis de energia elétrica representaram 75,5% da matriz energética, com destaque para a fonte hidráulica que foi responsável por mais de 60% da geração de energia elétrica do país (MME e EPE (2016)).

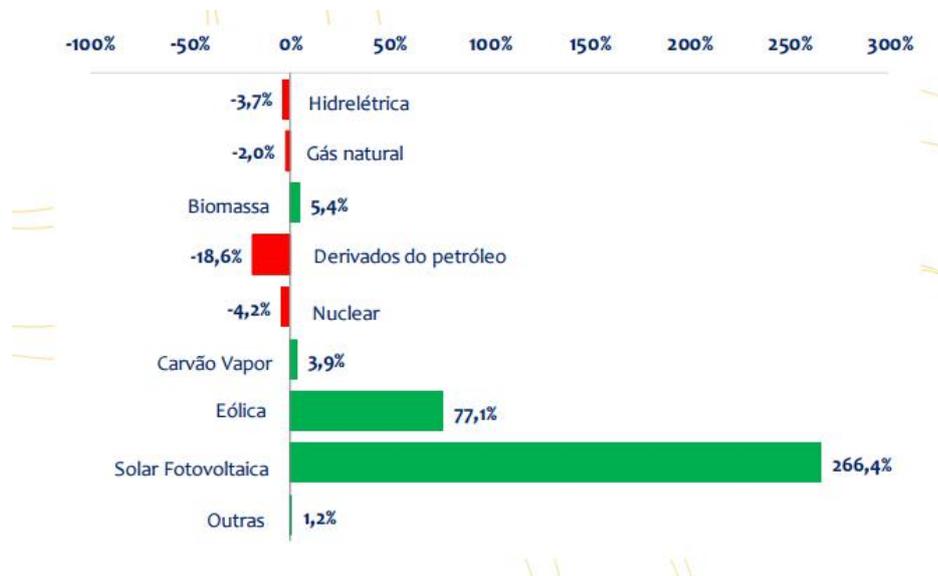
**Figura 9: Energia Gerada por fonte (2015)**



Fonte: MME e EPE (2016)

Apesar de a energia solar fotovoltaica ter uma representação ínfima na matriz elétrica, esse tipo de geração está crescendo no Brasil. Entre 2014 e 2015, a geração fotovoltaica, incluindo geração centralizada e distribuída, apresentou crescimento considerável (BEN,2016).

**Figura 10: Crescimento da Geração de Energia Elétrica (GWh) por fonte entre 2014 e 2015**



Fonte: BEN (2016)

Diante desse panorama, esse capítulo tem como objetivo apresentar a situação atual da micro e mini geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil assim como o potencial de desenvolvimento do setor no país.

### III.1 O marco regulatório atual

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada em 1996, e é responsável pela regulação e fiscalização sobre todo o setor elétrico, e, portanto, também pela geração solar fotovoltaica. Ao longo dos anos a instituição tem promovido uma série de medidas de incentivo à energia solar fotovoltaica, em geral, a à mini e micro geração, especificamente.

Segundo a Aneel, “a micro e minigeração distribuída consistem na produção de energética a partir de pequenas centrais geradoras, que se utilizam de fontes renováveis, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”. A diferenciação entre micro e mini geração é feita pela potência instalada do sistema fotovoltaico. As regras mais atuais foram definidas pela Resolução Normativa ANEEL nº687/2015<sup>7</sup>, e no que tange principalmente a utilização de qualquer fonte de energia renovável, e sobre a compensação de energia, sob o excedente produzido e a simplificação da “geração compartilhada” em que diversos consumidores podem formar um consórcio de micro ou minigeração.

Como dito anteriormente, as compensações à geração solar fotovoltaica têm sido promovidas pela Aneel nos últimos anos. No entanto, aqui serão explorados aqueles que impactam de forma direta a micro e a minigeração.

O ano de 2012 foi marcante no que diz respeito a esses incentivos. Nesse ano, por meio da Resolução Normativa 482, a Aneel determinou não só as condições gerais de acesso dos mini e microgeradores ao sistema de distribuição, como também lançou o sistema de compensação de energia elétrica para essa classe de geradores.

De forma resumida, a Resolução Normativa 482 de 2012 implantou o *net metering* no Brasil, que ficou conhecido como Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Esse sistema estabeleceu que micro e minigeradores podem se conectar à rede de distribuição, seguindo os padrões estabelecidos pela Aneel, e utilizar a rede como uma espécie de bateria. Isso significa que a pequena unidade geradora injeta na rede de distribuição a energia produzida que não foi consumida gerando um crédito que pode ser utilizado para abater de sua conta de luz em até 36 meses. A regra é que, portanto, o consumo a ser faturado na conta de luz corresponde à diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

---

<sup>7</sup> <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>

Com o intuito de aprimorar a legislação vigente, a Aneel publicou a Resolução Normativa 687/2015, instituindo novos parâmetros para a adequação de mini e microgeradores e para o sistema de *net metering*, estabelecidos na Resolução Normativa 482 de 2012. Nos novos moldes, é considerada uma unidade de minigeração aquela com potência de até 75 kW e microgeração aquela com potência entre 75 kW e 5MW. No que diz respeito ao sistema de compensação de créditos, a alteração de seu prazo de validade dos créditos que passou e 36 para 60 meses.

Até 2015, incidiam sobre o consumo de energia total o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). No caso da energia distribuída, esses impostos incidiam sobre todo o consumo de energia da unidade geradora, desconsiderando a geração da própria unidade.

No entanto, em 2015, foram lançadas duas medidas, no sentido do entendimento da Aneel, acerca da tributação sobre essa classe de geradores. Primeiro, o Convênio ICMS nº 16, que autoriza os estados a isentarem o ICMS sobre a energia gerada pelos mini e microgeradores. Hoje 22 das 27 unidades federativas já aderiram ao convênio. Depois a Lei nº 13.169, que determinou a isenção do PIS/COFINS sobre a energia dos geradores de pequeno porte<sup>8</sup>.

Outro ponto que se deve levar em consideração é a diferença no faturamento dependendo do tipo de tensão. A diferença entre os consumidores de alta e baixa tensão, em termos práticos, é a cobrança ou não do custo de disponibilidade na conta de luz. O custo de disponibilidade é um valor mínimo cobrado na fatura dos consumidores residenciais ligados à rede de baixa tensão, com o intuito de a distribuidora manter seu sistema elétrico e sua estrutura de atendimento para que os consumidores possam usar a energia no momento que necessitarem. A Resolução 456/2000 da Aneel definiu os valores mínimos para cada perfil de consumidor de baixa tensão. Já para os consumidores de alta tensão não há a cobrança do custo de disponibilidade, e na fatura é cobrado somente a diferença entre o consumo e a injeção de energia e os tributos.

---

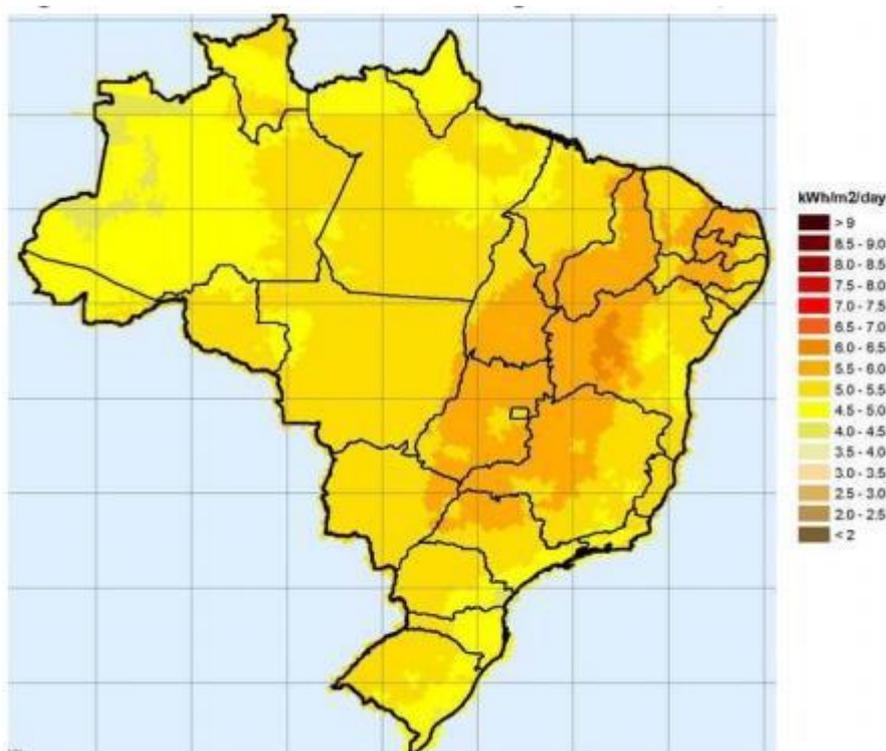
<sup>8</sup> Alguns estados ainda cobram ICMS pela energia total

### III.2 Regiões com forte incidência solar

Apesar dos movimentos recentes do poder público no incentivo da geração solar fotovoltaica, principalmente distribuída, a difusão desse tipo de geração ainda é baixa no Brasil. No entanto, o potencial de desenvolvimento dessa indústria é alto, por motivos a serem explorados a seguir.

O Brasil naturalmente tem grande potencial para a energia solar fotovoltaica levando em conta o seu perfil de irradiação solar. A irradiação solar, em todo território brasileiro, varia entre 4.200 e 6.700 KWh/m<sup>2</sup>/ano. A título de comparação, países com a indústria fotovoltaica mais madura, tais como Alemanha e Espanha, registram irradiação solar global de 900 a 1.250 kWh/m<sup>2</sup>/ano e de 1.200 a 1.850 kWh/m<sup>2</sup>/ano, respectivamente (EPE,2015).

**Figura 11: Radiação solar global anual (kWh/m<sup>2</sup>/dia)**



Fonte: EPE (2015)

Segundo EPE (2015), em todos os estados o potencial de geração é consideravelmente maior do que o consumo. Levando em conta o Brasil como um todo, o potencial de geração em telhados residenciais é 230% maior do que o consumo residencial.

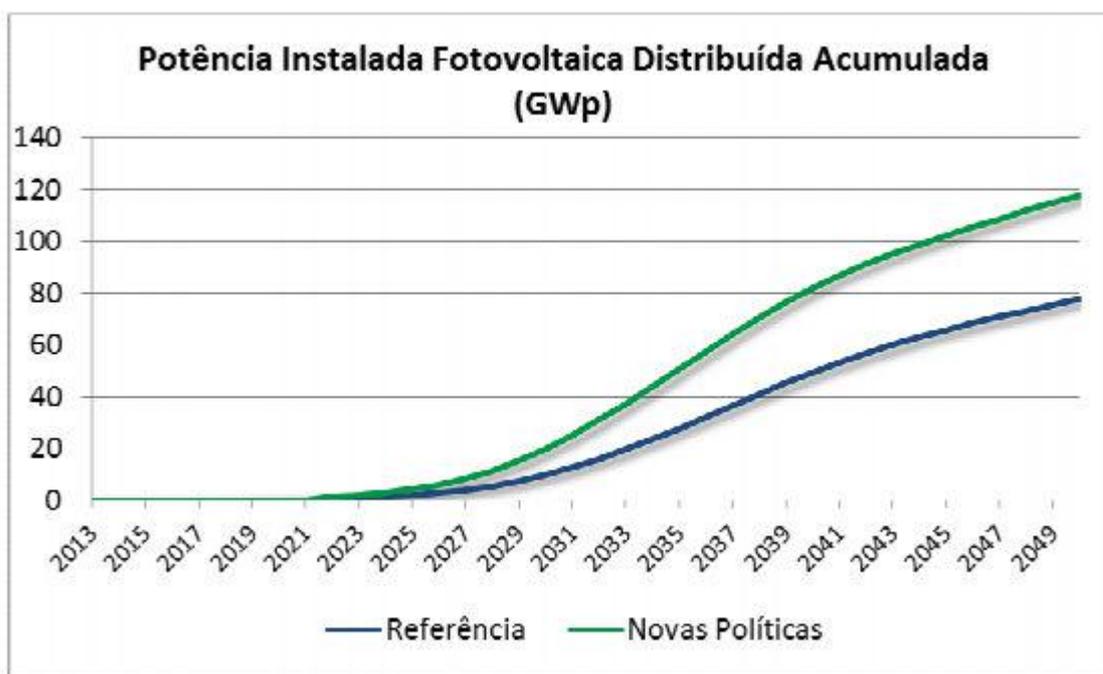
Dessa forma, a união dessa característica natural do país com o desenvolvimento de políticas públicas de incentivo para a GD fotovoltaica de pequeno porte, pode ser um propulsor da

utilização dessa fonte energética e do aumento de sua participação na matriz energética do Brasil.

Mas, apesar desse potencial, a difusão desse tipo de geração ainda é muito pequena no país. Segundo EPE (2015), a geração fotovoltaica representou, em 2015 apenas 0,1% da matriz energética brasileira, enquanto que no mundo a oferta de energia elétrica proveniente de fonte solar representou, no mesmo ano, 1,2% da matriz energética.

No entanto, as perspectivas para o setor são positivas. A EPE determinou dois cenários: o de referência, mais conservador, e o de Novas Políticas, mais agressivo. Em ambos os casos, o desenvolvimento da GD fotovoltaica de pequeno porte é expressivo, principalmente a partir de 2030.

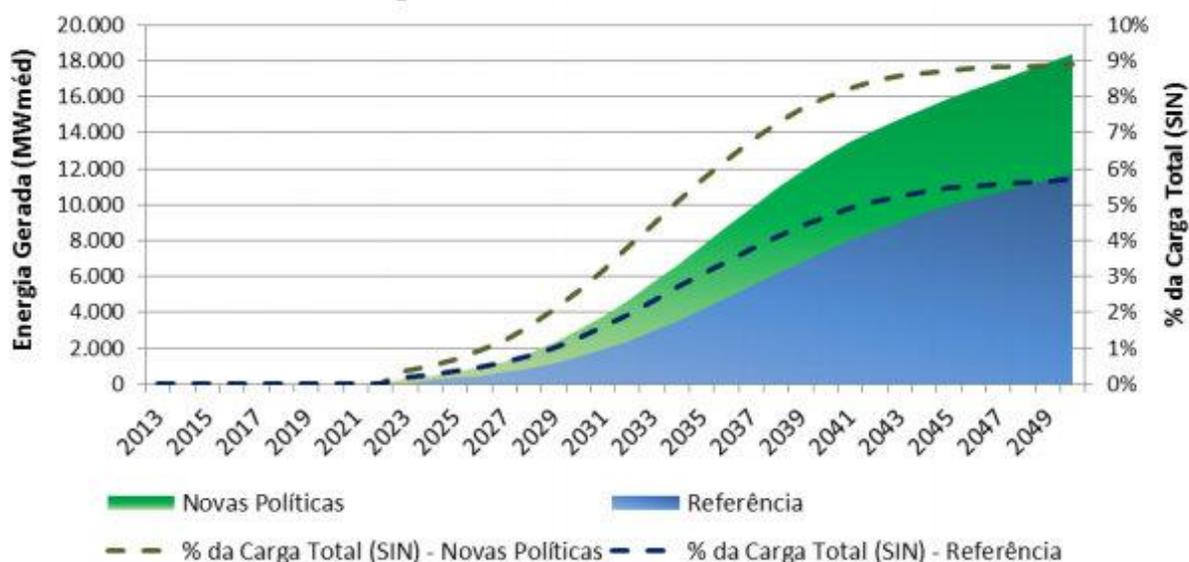
**Figura 12: Projeção potência instalada fotovoltaica distribuída - 2050**



Fonte: EPE (2015)

Ainda segundo as projeções da EPE(2015), em 2050 as unidades de geração distribuída vão ser responsáveis por 5,7% da demanda por energia elétrica no Brasil, o que deixaria o país mais próximo das projeções internacionais para o mundo, que preveem que essa modalidade seja responsável por 6,5% da demanda por energia em 2050.

**Figura 13: Projeção energia gerada por fonte fotovoltaica distribuída - 2050**



Fonte: EPE (2015)

Ao longo deste capítulo foi possível observar que, apesar de ainda incipiente, a indústria de energia solar fotovoltaica como um todo e especificamente a geração distribuída dessa fonte, estão ganhando cada vez mais espaço e importância no país.

Dada sua vocação para irradiação solar, a tendência mundial de redução de custos e as políticas públicas de incentivo que vem sendo implementadas, o potencial dessa indústria no Brasil é inegável, principalmente em um cenário de paridade tarifária.

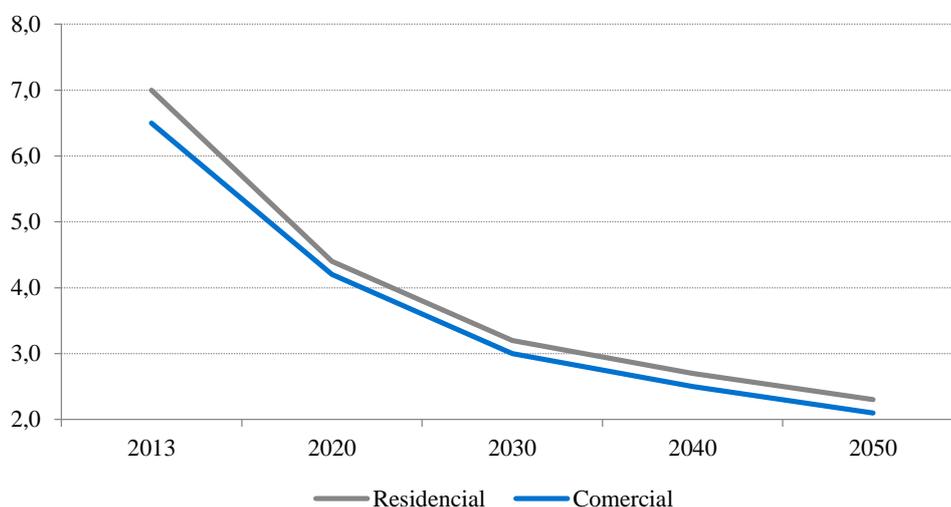
### **III.3 Os custos dos sistemas fotovoltaicos no Brasil**

Hoje, no Brasil, um dos maiores entraves para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica, em geral, e da geração distribuída, especificamente, é o custo de aquisição dos equipamentos, o que torna, em alguns casos, o preço da energia solar fotovoltaica menos atrativo em relação às fontes convencionais de energia.

No entanto, como foi analisado no capítulo anterior, a tendência dos custos relacionados aos sistemas fotovoltaicos é de queda e, no Brasil, o cenário para frente não é diferente. Além dos fatores que impactam a indústria solar fotovoltaica ao redor do mundo em geral, no Brasil existem fatores específicos que podem contribuir para essa tendência nos próximos anos.

Segundos dados da EPE (2014), entre 2010 e 2020 os custos de instalação dos sistemas fotovoltaicos para os segmentos residencial e comercial tem potencial de redução de 48,7% e 46,3%, respectivamente.

**Figura 14: Projeção de custos dos sistemas fotovoltaicos até 2050 (R\$/WP)**



Fonte: EPE (2016)

Atualmente, a indústria fotovoltaica brasileira é abastecida basicamente por equipamentos importados. Então, naturalmente, com a redução dos custos internacionais, os custos no Brasil devem acompanhar essa trajetória. Mas, além disso, já vem se desenhando um cenário ainda mais favorável para os custos dos sistemas fotovoltaicos, com o desenvolvimento da indústria de equipamentos fotovoltaicos no país. Hoje, já é possível ver indústrias instalando ou planejando instalar suas fábricas no Brasil, como por exemplo a Astro Solar, Grupo Brasil Solair, Eco Solar do Brasil, entre outras.

Além disso, o Brasil possui vantagens comparativas para o estabelecimento dessa indústria, uma vez que tem uma das maiores reservas mundiais de quartzo de qualidade, que é o mineral do qual é extraído o silício. Aqui já se faz o beneficiamento do silício, apesar de ainda não ser o suficiente para a utilização em aplicações solares e também já se detém a tecnologia para a fabricação de células e módulos fotovoltaicos em projetos piloto. As experiências nacionais ainda são muito marginais, uma vez que o Brasil, por ser um país em que a população não pode,

em sua grande maioria, investir em energia fotovoltaica e, por outro lado, os custos (BoS) são ainda elevados, tornando mais difícil a difusão da tecnologia (SILVA, R. M,2015)<sup>9</sup>.

Um outro ponto que não está diretamente ligado à GD, mas que pode beneficiá-la são os recentes leilões de energia. Em 2013, o Ministério de Minas e Energia incluiu a fonte solar nos leilões, e, em 2014 houve recorde de projetos fotovoltaicos cadastrados. Nessa última ocasião, o BNDES lançou modelos de financiamento direcionados para energias renováveis como um todo e condições especiais para projetos de energia solar com o intuito de incentivar a produção de equipamentos no Brasil. Esses fatos corroboram ainda mais as perspectivas de queda de custos em um futuro não muito distante.

Aqui vale destacar que principalmente no caso da geração distribuída de pequeno porte somente a paridade tarifária, ou seja, o comparativo com a tarifa cobrada pelas distribuidoras, não é suficiente para o consumidor decidir pela instalação de um sistema fotovoltaico. Aqui, além do custo inicial elevado também deve-se levar em conta o tempo de maturação dos investimentos, dois obstáculos importantes para a difusão da geração fotovoltaica distribuída. Nesse sentido, vem sendo implantados projetos de financiamento e apoio à geração solar distribuída, com destaque para o Instituto Ideal e para a Caixa Econômica, que a partir de 2014 passaram a ter linhas especiais para essa classe de geradores.

---

<sup>9</sup> SILVA, R. M. Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166). Disponível em: [www.senado.leg.br/estudos](http://www.senado.leg.br/estudos). Acesso em 3 de fevereiro de 2015

#### IV. VIABILIDADE ECONÔMICA DO PONTO DE VISTA DO CONSUMIDOR

A decisão de investimento em um sistema de geração de energia fotovoltaica de pequena escala se baseia, basicamente, na comparação entre o custo de gerar a própria energia e a tarifa paga à distribuidora.

Neste capítulo será feito o estudo de viabilidade econômico-financeira do investimento em um sistema fotovoltaico sob a ótica de um consumidor médio de seis distribuidoras brasileiras através da aplicação de ferramentas de análise de investimentos.

##### IV.1 Apresentação do modelo financeiro

Para avaliar a viabilidade econômica da instalação de um sistema fotovoltaico serão utilizados indicadores financeiros que medem a atratividade de investimentos sob diferentes óticas. São eles: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e payback descontado.

O Valor Presente Líquido é a diferença entre os benefícios gerados pelo projeto e seus custos<sup>10</sup>. Para o cálculo do VPL, os fluxos de caixa do projeto são trazidos a valor presente, descontados a uma determinada taxa de juros e sua fórmula pode ser expressa em:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fct}{(1+r)^t} \quad \text{onde,}$$

$I_0$ , representa o investimento inicial,

$Fct$ , representa o fluxo do projeto no tempo  $t$ ,  $r$  representa a taxa de desconto

$t$ , o período em questão

$n$ , o horizonte de tempo para a análise do fluxo de caixa.

Se o VPL for positivo, as receitas superam o valor investido somado às despesas, desta forma, são considerados economicamente viáveis os projetos que apresentam VPL maior do que zero.

A TIR<sup>11</sup> (Taxa Interna de Retorno), apontada como sendo a eficiência marginal do capital, é a taxa que empregada como a taxa de desconto no cálculo do VPL faz com que seu valor fique

---

<sup>10</sup> Brealey; Myers; Allen, 2011

<sup>11</sup> Keynes, 1936

igual a zero, ou seja, é a raiz da função VPL. A equação a seguir mostra a relação da TIR com o VPL.

$$VPL = -I_0 + \frac{Fc_1}{(1+TIR)^1} + \frac{Fc_2}{(1+TIR)^2} + \frac{Fc_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{Fc_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

O terceiro indicador usualmente utilizado é o tempo de retorno sobre o investimento, ou *payback*, que é o tempo necessário para que o fluxo de caixa acumulado se torne positivo. O *payback* pode ser simples ou descontado. O primeiro não leva em conta o valor do dinheiro no tempo e o segundo se utiliza de uma taxa de desconto para trazer o fluxo de caixa acumulado a valor presente. Neste trabalho será utilizado o *payback* descontado, e a taxa utilizada será apresentada na próxima seção.

## **IV. 2. Estudos de caso**

Nesta seção serão feitos os estudos de viabilidade econômico-financeira da implantação de um sistema fotovoltaico sob a ótica do consumidor médio de seis distribuidoras de energia brasileiras, sendo elas: Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), AES Eletropaulo (ELETROPAULO), Energisa – Minas Gerais, Energisa – Mato Grosso do Sul e Light.

### **IV.2.1 Variáveis importantes**

Nesta seção serão exploradas as variáveis necessárias para aplicação dos indicadores financeiros mencionados anteriormente. São elas:

- Consumo médio residencial por distribuidora;
- Investimento inicial;
- Tarifa por distribuidora;
- Premissas básicas

#### **Consumo médio residencial por distribuidora**

A tabela a seguir denota o consumo médio anual residencial no ano de 2016, para cada uma das seis distribuidoras do caso estudado, segundo dados publicados pela ANEEL.

**Tabela 1: Consumo médio por distribuidora**

Distribuidora	Consumo Médio anual (kWh) (2016)
CEMIG	1.483
CPFL	1.849
ELETROPAULO	1.764
ENERGISA - Minas Gerais	2.103
ENERGISA - Mato Grosso do Sul	1.504
LIGHT	2.787

Fonte: ANEEL

Segundo informações no site da ANEEL, em 2016, a CEMIG distribuiu, em média, 1.483kWh para o consumidor residencial, enquanto a CPFL-Piratininga distribuiu 1.849Kwh; a Eletropaulo 1.764Kwh; a ENERGISA – Minas Gerais 2.103kWh; a ENERGISA – Mato Grosso do Sul 1.504kWh e a Light apresentou por parte dos seus consumidores residenciais uma média de 2.787kWh no ano de 2016. A partir destes valores será possível estimar a potência necessária para a montagem de um hipotético sistema fotovoltaico residencial que visa suprir a demanda por energia elétrica pelos consumidores destas seis distribuidoras. Para todos os casos, os sistemas serão dimensionados considerando 50kWh a menos que o consumo médio (na média uma residência de sistema bifásico) ao mês para atender aos requisitos mínimos do custo de disponibilidade seguindo a norma da ANEEL, conforme explicitada na nota técnica<sup>12</sup> da ANEEL de 2017.

### **Investimento Inicial**

Para o cálculo do investimento inicial, primeiramente é necessário o dimensionamento do sistema fotovoltaico a ser instalado. Para tal será considerado o fator de capacidade do sistema de 17,3%. Além disso, será considerado o custo de R\$ 7.000, 00 por kW (EPE,2014). Na tabela abaixo, estão as potências dos sistemas hipotéticos para cada uma das distribuidoras, assim como o investimento inicial necessário para cada um dos seis casos.

<sup>12</sup> Nota técnica nº0056/2017 – SRD/ANEEL

**Tabela 2: Potência e custo do sistema fotovoltaico**

Distribuidora	Potência do Sistema (kW)	Custo do sistema fotovoltaico (R\$)
CEMIG	0,58	4.079,82
CPFL	0,82	5.771,00
ELETROPAULO	0,77	5.376,70
ENERGISA - Minas Gerais	0,99	6.940,83
ENERGISA - Mato Grosso do Sul	0,60	4.176,38
LIGHT	1,44	10.099,59

Fonte: Elaboração do autor

### Tarifa Final por distribuidora

Como mencionado anteriormente, o estudo de viabilidade econômica do uso de energia fotovoltaica, consiste na comparação entre o custo de se produzir a própria energia e a tarifa paga à distribuidora. Nesse caso, a tarifa é o valor final pago pelo consumidor, ou seja, inclui os impostos que incidem sobre a tarifa básica determinada pela ANEEL.

**Tabela 3: Tarifas de Energia em maio de 2017, bandeira verde<sup>13</sup>**

Distribuidora	Tarifa com impostos (kWh/R\$)
CEMIG	0,7299
CPFL	0,5219
ELETROPAULO	0,5130
ENERGISA - Minas Gerais	0,6438
ENERGISA - Mato Grosso do Sul	0,6337
LIGHT	0,6584

Fonte: ANEEL

**Tabela 4: Premissas básicas**

Tendo como base a Nota Técnica DEA 12/16 (EPE,2016), foram consideradas as seguintes premissas:

Premissas Básicas	Valor	Referência
Depreciação do sistema	0,5% a.a.	Viana et al., 2012
Vida útil do sistema	25 anos	Montenegro, 2013
Custo de manutenção	1% ao investimento inicial a.a.	EPE, 2012a; Montenegro, 2013
Evolução das tarifas de eletricidade	Tarifa constante	EPE, 2012a
Taxa de desconto	5,66%	ANEEL,2015

Fonte: EPE (2016) e elaboração do autor

<sup>13</sup> <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>

Nesse estudo, a taxa de desconto utilizada será a NTN-B com vencimento para 2045. O propósito desta variável, além da literatura sobre o tema utilizá-la, também segue a Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL que aplica a rentabilidade do título público atrelada ao IPCA.

O Brasil, é um país que possui historicamente uma estrutura de juros muito elevados por diversas razões, entre eles a baixa poupança nacional. Este elevado termo de juros de longo prazo, traz sempre à tona para um investidor se é melhor aplicar o dinheiro na economia real (para este caso, em sistemas fotovoltaicos) ou em títulos públicos do governo. Para a conclusão de viabilidade, será utilizada a NTN-B, título público do Tesouro Nacional que é atrelada ao índice oficial de inflação (IPCA), seguindo a Nota Técnica da ANEEL (nº22/2015). Além do mais, estes títulos possuem vencimentos de longuíssimo prazo e podemos fazer uma boa inferência já que sistemas de geração de energia fotovoltaica tem vida útil de ao menos 25 anos<sup>14</sup>. Portanto, para este estudo de caso, a NTN-B com vencimento em 15 de maio de 2045, negociada no dia 13 de junho de 2017, está com uma taxa de juros real (e adotada aqui) de 5,66%.

---

<sup>14</sup> <http://www.solarvoltenergia.com.br/kit-de-energia-solar-vida-util/>

## IV.2.2 Resultados

**Tabela 5: Primeiros resultados**

Distribuidora	Payback (em anos)	Consumo médio anual (kw)	Tarifa final (R\$)
CEMIG	6	1.483	0,730
ENERGISA - Minas Gerais	7	2.103	0,644
ENERGISA - Mato Grosso do Sul	7	1.504	0,634
LIGHT	7	2.787	0,658
CPFL	9	1.849	0,522
ELETROPAULO	10	1.764	0,513

O *payback*, no que diz respeito aos projetos estudados, se relaciona indiretamente com a tarifa final, ou seja, quanto maior a tarifa menor o *payback*. A CEMIG, por exemplo apresenta o menor *payback*, de apenas 6 anos e, ao mesmo tempo, é aquela que tem a maior tarifa final ao consumidor. Já a ELETROPAULO apresenta um *payback* de 10 anos, e a menor tarifa das distribuidoras estudadas. Em média, o *payback* foi de 7,6 anos.

## **CEMIG**

*(Cenário base para a distribuidora)*

<b>Ano</b>	<b>Tarifa da energia (com impostos)</b>	<b>Energia consumida convencionalmente das distribuidoras (kWh/ano)</b>	<b>Valor pago à distribuidora (R\$/ano)</b>	<b>Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (kWh/ano)</b>	<b>Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (R\$/ano)</b>
0	0.7299	1,483	1,083	883	645
1	0.7299	1,483	1,083	879	641
2	0.7299	1,483	1,083	874	638
3	0.7299	1,483	1,083	870	635
4	0.7299	1,483	1,083	866	632
5	0.7299	1,483	1,083	861	629
6	0.7299	1,483	1,083	857	626
7	0.7299	1,483	1,083	853	622
8	0.7299	1,483	1,083	849	619
9	0.7299	1,483	1,083	844	616
10	0.7299	1,483	1,083	840	613
11	0.7299	1,483	1,083	836	610
12	0.7299	1,483	1,083	832	607
13	0.7299	1,483	1,083	828	604
14	0.7299	1,483	1,083	823	601
15	0.7299	1,483	1,083	819	598
16	0.7299	1,483	1,083	815	595
17	0.7299	1,483	1,083	811	592
18	0.7299	1,483	1,083	807	589
19	0.7299	1,483	1,083	803	586
20	0.7299	1,483	1,083	799	583
21	0.7299	1,483	1,083	795	580
22	0.7299	1,483	1,083	791	577
23	0.7299	1,483	1,083	787	574
24	0.7299	1,483	1,083	783	572
25	0.7299	1,483	1,083	779	569

A tabela acima mostra a tarifa final ao consumidor, a energia consumida ao ano por um consumidor médio da CEMIG e o valor pago à distribuidora. Nas duas últimas colunas, os dados são relativos à energia gerada pelo sistema fotovoltaico a ser analisado, tanto medido em kWh/ano quanto em reais.

## CEMIG

(Variáveis para análise do investimento)

Ano	Custo de Oportunidade (com GD)	Fluxo de Caixa	VPL	TIR
0	604	-3.476	-3.290	
1	601	-2.875	-5.865	
2	597	-2.278	-7.796	
3	594	-1.684	-9.147	
4	591	-1.092	-9.976	
5	588	-504	-10.339	
6	585	80	-10.284	
7	582	662	-9.858	
8	579	1.241	-9.102	-27,2%
9	575	1.816	-8.055	-16,1%
10	572	2.388	-6.752	-8,6%
11	569	2.958	-5.224	-3,3%
12	566	3.524	-3.501	0,7%
13	563	4.087	-1.611	3,7%
14	560	4.647	424	6,1%
15	557	5.205	2.581	7,9%
16	554	5.759	4.840	9,4%
17	551	6.310	7.182	10,6%
18	548	6.858	9.592	11,6%
19	545	7.404	12.053	12,4%
20	542	7.946	14.554	13,0%
21	539	8.486	17.081	13,6%
22	537	9.022	19.624	14,1%
23	534	9.556	22.173	14,4%
24	531	10.087	24.720	14,8%
25	528	10.615	27.257	15,0%

A tabela acima mostra o fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos, o VPL e a TIR do projeto. O fluxo de caixa passa a ser positivo no sexto ano. E, levando em conta a vida útil do sistema de 25 anos, o VPL é de R\$ 27.257 enquanto a TIR é 15,0%, o que mostra a viabilidade do projeto.

## CPFL

*(Cenário base para a distribuidora)*

Ano	Tarifa da energia (com impostos)	Energia consumida convencionalmente das distribuidoras (kWh/ano)	Valor pago à distribuidora (R\$/ano)	Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (kWh/ano)	Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (R\$/ano)
0	0.5219	1,849	965	1,249	652
1	0.5219	1,849	965	1,243	649
2	0.5219	1,849	965	1,237	646
3	0.5219	1,849	965	1,231	642
4	0.5219	1,849	965	1,225	639
5	0.5219	1,849	965	1,218	636
6	0.5219	1,849	965	1,212	633
7	0.5219	1,849	965	1,206	630
8	0.5219	1,849	965	1,200	626
9	0.5219	1,849	965	1,194	623
10	0.5219	1,849	965	1,188	620
11	0.5219	1,849	965	1,182	617
12	0.5219	1,849	965	1,176	614
13	0.5219	1,849	965	1,171	611
14	0.5219	1,849	965	1,165	608
15	0.5219	1,849	965	1,159	605
16	0.5219	1,849	965	1,153	602
17	0.5219	1,849	965	1,147	599
18	0.5219	1,849	965	1,142	596
19	0.5219	1,849	965	1,136	593
20	0.5219	1,849	965	1,130	590
21	0.5219	1,849	965	1,125	587
22	0.5219	1,849	965	1,119	584
23	0.5219	1,849	965	1,113	581
24	0.5219	1,849	965	1,108	578
25	0.5219	1,849	965	1,102	575

A tabela acima mostra a tarifa final ao consumidor, a energia consumida ao ano por um consumidor médio da CPFL e o valor pago à distribuidora. Nas duas últimas colunas, os dados são relativos à energia gerada pelo sistema fotovoltaico a ser analisado, tanto medido em kWh/ano quanto em reais.

## CPFL

(Variáveis para análise do investimento)

Ano	Receita GD (R\$/ano)	Fluxo de Caixa (R\$)	VPL (R\$)	TIR
0	594	-5.177	-4.899	
1	591	-4.586	-9.007	
2	588	-3.998	-12.396	
3	585	-3.413	-15.134	
4	581	-2.832	-17.284	
5	578	-2.253	-18.904	
6	575	-1.678	-20.046	
7	572	-1.106	-20.758	
8	569	-538	-21.085	
9	566	28	-21.069	
10	562	590	-20.747	
11	559	1.150	-20.153	
12	556	1.706	-19.320	
13	553	2.259	-18.274	-15,3%
14	550	2.809	-17.044	-10,6%
15	547	3.357	-15.653	-7,0%
16	544	3.901	-14.123	-4,2%
17	541	4.442	-12.475	-1,9%
18	538	4.980	-10.725	-0,1%
19	535	5.515	-8.891	1,4%
20	532	6.047	-6.988	2,6%
21	529	6.576	-5.030	3,7%
22	526	7.103	-3.028	4,6%
23	523	7.626	-993	5,3%
24	520	8.146	1.063	6,0%
25	518	8.664	3.134	6,5%

A tabela acima mostra o fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos, o VPL e a TIR do projeto. O fluxo de caixa passa a ser positivo no nono ano. E, levando em conta a vida útil do sistema de 25 anos, o VPL é de R\$ 3.134 enquanto a TIR é 6,5%, o que mostra a viabilidade do projeto.

## **ELETROPAULO**

*(Cenário base para a distribuidora)*

<b>Ano</b>	<b>Tarifa da energia (com impostos)</b>	<b>Energia consumida convencionalmente das distribuidoras (kWh/ano)</b>	<b>Valor pago à distribuidora (R\$/ano)</b>	<b>Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (kWh/ano)</b>	<b>Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (R\$/ano)</b>
0	0.5130	1,764	905	1,164	597
1	0.5130	1,764	905	1,158	594
2	0.5130	1,764	905	1,152	591
3	0.5130	1,764	905	1,147	588
4	0.5130	1,764	905	1,141	585
5	0.5130	1,764	905	1,135	582
6	0.5130	1,764	905	1,130	579
7	0.5130	1,764	905	1,124	577
8	0.5130	1,764	905	1,118	574
9	0.5130	1,764	905	1,113	571
10	0.5130	1,764	905	1,107	568
11	0.5130	1,764	905	1,102	565
12	0.5130	1,764	905	1,096	562
13	0.5130	1,764	905	1,091	559
14	0.5130	1,764	905	1,085	557
15	0.5130	1,764	905	1,080	554
16	0.5130	1,764	905	1,074	551
17	0.5130	1,764	905	1,069	548
18	0.5130	1,764	905	1,064	546
19	0.5130	1,764	905	1,058	543
20	0.5130	1,764	905	1,053	540
21	0.5130	1,764	905	1,048	538
22	0.5130	1,764	905	1,042	535
23	0.5130	1,764	905	1,037	532
24	0.5130	1,764	905	1,032	529
25	0.5130	1,764	905	1,027	527

A tabela acima mostra a tarifa final ao consumidor, a energia consumida ao ano por um consumidor médio da ELETROPAULO e o valor pago à distribuidora. Nas duas últimas colunas, os dados são relativos à energia gerada pelo sistema fotovoltaico a ser analisado, tanto medido em kWh/ano quanto em reais.

## **ELETROPAULO**

*(Variáveis para análise do investimento)*

Ano	Receita GD (R\$/ano)	Fluxo de Caixa (R\$)	VPL (R\$)	TIR
0	543	-4.833	-4.574	
1	540	-4.293	-8.420	
2	537	-3.755	-11.603	
3	534	-3.221	-14.188	
4	532	-2.689	-16.230	
5	529	-2.161	-17.783	
6	526	-1.635	-18.895	
7	523	-1.112	-19.611	
8	520	-592	-19.972	
9	517	-75	-20.015	
10	514	439	-19.776	
11	511	950	-19.285	
12	509	1.459	-18.572	
13	506	1.965	-17.663	-16,6%
14	503	2.468	-16.582	-11,7%
15	500	2.968	-15.352	-7,9%
16	497	3.465	-13.993	-5,0%
17	495	3.960	-12.523	-2,6%
18	492	4.452	-10.960	-0,8%
19	489	4.941	-9.317	0,8%
20	486	5.427	-7.609	2,1%
21	484	5.911	-5.848	3,2%
22	481	6.392	-4.047	4,1%
23	478	6.870	-2.214	4,9%
24	476	7.346	-359	5,5%
25	473	7.819	1.509	6,1%

A tabela acima mostra o fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos, o VPL e a TIR do projeto. O fluxo de caixa passa a ser positivo no décimo ano. E, levando em conta a vida útil do sistema de 25 anos, o VPL é de R\$ 1.509 enquanto a TIR é 6,1%, o que mostra a viabilidade do projeto.

## **ENERGISA – MINAS GERAIS**

*(Cenário base para a distribuidora)*

<b>Ano</b>	<b>Tarifa da energia (com impostos)</b>	<b>Energia consumida convencionalmente das distribuidoras (kWh/ano)</b>	<b>Valor pago à distribuidora (R\$/ano)</b>	<b>Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (kWh/ano)</b>	<b>Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (R\$/ano)</b>
0	0.6438	2,103	1,354	1,503	967
1	0.6438	2,103	1,354	1,495	963
2	0.6438	2,103	1,354	1,488	958
3	0.6438	2,103	1,354	1,480	953
4	0.6438	2,103	1,354	1,473	948
5	0.6438	2,103	1,354	1,465	943
6	0.6438	2,103	1,354	1,458	939
7	0.6438	2,103	1,354	1,451	934
8	0.6438	2,103	1,354	1,444	929
9	0.6438	2,103	1,354	1,436	925
10	0.6438	2,103	1,354	1,429	920
11	0.6438	2,103	1,354	1,422	916
12	0.6438	2,103	1,354	1,415	911
13	0.6438	2,103	1,354	1,408	906
14	0.6438	2,103	1,354	1,401	902
15	0.6438	2,103	1,354	1,394	897
16	0.6438	2,103	1,354	1,387	893
17	0.6438	2,103	1,354	1,380	888
18	0.6438	2,103	1,354	1,373	884
19	0.6438	2,103	1,354	1,366	880
20	0.6438	2,103	1,354	1,359	875
21	0.6438	2,103	1,354	1,353	871
22	0.6438	2,103	1,354	1,346	866
23	0.6438	2,103	1,354	1,339	862
24	0.6438	2,103	1,354	1,332	858
25	0.6438	2,103	1,354	1,326	853

A tabela acima mostra a tarifa final ao consumidor, a energia consumida ao ano por um consumidor médio da ENERGISA-MG e o valor pago à distribuidora. Nas duas últimas colunas, os dados são relativos à energia gerada pelo sistema fotovoltaico a ser analisado, tanto medido em kWh/ano quanto em reais.

## **ENERGISA – MINAS GERAIS**

*(Variáveis para análise do investimento)*

Ano	Receita GD (R\$/ano)	Fluxo de Caixa (R\$)	VPL (R\$)	TIR
0	898	-6.043	-5.719	
1	893	-5.150	-10.332	
2	888	-4.261	-13.944	
3	884	-3.378	-16.654	
4	879	-2.499	-18.552	
5	874	-1.625	-19.719	
6	869	-755	-20.233	
7	865	109	-20.163	
8	860	969	-19.572	
9	855	1.825	-18.520	-29,0%
10	851	2.675	-17.060	-18,5%
11	846	3.521	-15.241	-11,5%
12	842	4.363	-13.109	-6,4%
13	837	5.200	-10.703	-2,5%
14	832	6.032	-8.061	0,4%
15	828	6.860	-5.218	2,7%
16	823	7.684	-2.205	4,6%
17	819	8.503	952	6,1%
18	815	9.317	4.225	7,3%
19	810	10.128	7.592	8,3%
20	806	10.933	11.033	9,2%
21	801	11.735	14.528	9,9%
22	797	12.532	18.060	10,5%
23	793	13.324	21.615	11,0%
24	788	14.113	25.178	11,4%
25	784	14.897	28.738	11,8%

A tabela acima mostra o fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos, o VPL e a TIR do projeto. O fluxo de caixa passa a ser positivo no sétimo ano. E, levando em conta a vida útil do sistema de 25 anos, o VPL é de R\$ 28.738 enquanto a TIR é 11,8%, o que mostra a viabilidade do projeto.

## **ENERGISA – MATO GROSSO DO SUL**

*(Cenário base para a distribuidora)*

<b>Ano</b>	<b>Tarifa da energia (com impostos)</b>	<b>Energia consumida convencionalmente das distribuidoras (kWh/ano)</b>	<b>Valor pago à distribuidora (R\$/ano)</b>	<b>Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (kWh/ano)</b>	<b>Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (R\$/ano)</b>
0	0.6337	1,504	953	904	573
1	0.6337	1,504	953	900	570
2	0.6337	1,504	953	895	567
3	0.6337	1,504	953	891	564
4	0.6337	1,504	953	886	562
5	0.6337	1,504	953	882	559
6	0.6337	1,504	953	877	556
7	0.6337	1,504	953	873	553
8	0.6337	1,504	953	869	550
9	0.6337	1,504	953	864	548
10	0.6337	1,504	953	860	545
11	0.6337	1,504	953	856	542
12	0.6337	1,504	953	851	539
13	0.6337	1,504	953	847	537
14	0.6337	1,504	953	843	534
15	0.6337	1,504	953	839	531
16	0.6337	1,504	953	834	529
17	0.6337	1,504	953	830	526
18	0.6337	1,504	953	826	524
19	0.6337	1,504	953	822	521
20	0.6337	1,504	953	818	518
21	0.6337	1,504	953	814	516
22	0.6337	1,504	953	810	513
23	0.6337	1,504	953	806	511
24	0.6337	1,504	953	802	508
25	0.6337	1,504	953	798	505

A tabela acima mostra a tarifa final ao consumidor, a energia consumida ao ano por um consumidor médio da ENERGISA-MS e o valor pago à distribuidora. Nas duas últimas colunas, os dados são relativos à energia gerada pelo sistema fotovoltaico a ser analisado, tanto medido em kWh/ano quanto em reais.

## **ENERGISA – MATO GROSSO DO SUL**

*(Variáveis para análise do investimento)*

Ano	Receita GD (R\$/ano)	Fluxo de Caixa (R\$)	VPL (R\$)	TIR
0	531	-3.645	-3.450	
1	531	-3.114	-6.239	
2	531	-2.583	-8.429	
3	531	-2.052	-10.075	
4	531	-1.521	-11.230	
5	531	-989	-11.941	
6	531	-458	-12.252	
7	531	73	-12.205	
8	531	604	-11.837	
9	531	1.135	-11.183	
10	531	1.666	-10.273	-18,2%
11	531	2.198	-9.138	-11,1%
12	531	2.729	-7.804	-6,0%
13	531	3.260	-6.296	-2,2%
14	531	3.791	-4.636	0,7%
15	531	4.322	-2.845	3,1%
16	531	4.853	-941	4,9%
17	531	5.385	1.057	6,4%
18	531	5.916	3.136	7,6%
19	531	6.447	5.279	8,6%
20	531	6.978	7.475	9,5%
21	531	7.509	9.712	10,2%
22	531	8.040	11.978	10,8%
23	531	8.572	14.265	11,3%
24	531	9.103	16.563	11,7%
25	531	9.634	18.865	12,1%

A tabela acima mostra o fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos, o VPL e a TIR do projeto. O fluxo de caixa passa a ser positivo no sétimo ano. E, levando em conta a vida útil do sistema de 25 anos, o VPL é de R\$ 18.865 enquanto a TIR é 12,1%, o que mostra a viabilidade do projeto.

## **LIGHT**

*(Cenário base para a distribuidora)*

<b>Ano</b>	<b>Tarifa da energia (com impostos)</b>	<b>Energia consumida convencionalmente das distribuidoras (kWh/ano)</b>	<b>Valor pago à distribuidora (R\$/ano)</b>	<b>Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (kWh/ano)</b>	<b>Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (R\$/ano)</b>
0	0.6584	2,787	1,835	2,187	1,440
1	0.6584	2,787	1,835	2,176	1,432
2	0.6584	2,787	1,835	2,165	1,425
3	0.6584	2,787	1,835	2,154	1,418
4	0.6584	2,787	1,835	2,143	1,411
5	0.6584	2,787	1,835	2,132	1,404
6	0.6584	2,787	1,835	2,122	1,397
7	0.6584	2,787	1,835	2,111	1,390
8	0.6584	2,787	1,835	2,101	1,383
9	0.6584	2,787	1,835	2,090	1,376
10	0.6584	2,787	1,835	2,080	1,369
11	0.6584	2,787	1,835	2,069	1,362
12	0.6584	2,787	1,835	2,059	1,356
13	0.6584	2,787	1,835	2,049	1,349
14	0.6584	2,787	1,835	2,038	1,342
15	0.6584	2,787	1,835	2,028	1,335
16	0.6584	2,787	1,835	2,018	1,329
17	0.6584	2,787	1,835	2,008	1,322
18	0.6584	2,787	1,835	1,998	1,315
19	0.6584	2,787	1,835	1,988	1,309
20	0.6584	2,787	1,835	1,978	1,302
21	0.6584	2,787	1,835	1,968	1,296
22	0.6584	2,787	1,835	1,958	1,289
23	0.6584	2,787	1,835	1,948	1,283
24	0.6584	2,787	1,835	1,939	1,276
25	0.6584	2,787	1,835	1,929	1,270

A tabela acima mostra a tarifa final ao consumidor, a energia consumida ao ano por um consumidor médio da LIGHT e o valor pago à distribuidora. Nas duas últimas colunas, os dados são relativos à energia gerada pelo sistema fotovoltaico a ser analisado, tanto medido em kWh/ano quanto em reais.

## LIGHT

(Variáveis para análise do investimento)

Ano	Receita GD (R\$/ano)	Fluxo de Caixa (R\$)	VPL (R\$)	TIR
0	1.339	-8.761	-8.292	
1	1.331	-7.429	-14.946	
2	1.324	-6.105	-20.122	
3	1.317	-4.788	-23.964	
4	1.310	-3.478	-26.605	
5	1.303	-2.175	-28.168	
6	1.296	-879	-28.766	
7	1.289	410	-28.502	
8	1.282	1.692	-27.471	
9	1.275	2.967	-25.759	
10	1.268	4.236	-23.448	-16,6%
11	1.261	5.497	-20.609	-9,9%
12	1.255	6.752	-17.308	-5,0%
13	1.248	8.000	-13.607	-1,4%
14	1.241	9.241	-9.561	1,4%
15	1.234	10.475	-5.220	3,7%
16	1.228	11.703	-630	5,5%
17	1.221	12.924	4.167	6,9%
18	1.214	14.138	9.134	8,1%
19	1.208	15.346	14.237	9,0%
20	1.201	16.547	19.444	9,8%
21	1.195	17.742	24.728	10,5%
22	1.188	18.931	30.064	11,1%
23	1.182	20.112	35.430	11,6%
24	1.175	21.288	40.804	12,0%
25	1.169	22.457	46.171	12,3%

A tabela acima mostra o fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos, o VPL e a TIR do projeto. O fluxo de caixa passa a ser positivo no sétimo ano. E, levando em conta a vida útil do sistema de 25 anos, o VPL é de R\$ 46.171 enquanto a TIR é 12,3%, o que mostra a viabilidade do projeto.

## VI. CONCLUSÃO

Os estudos de caso explorados neste trabalho mostraram que para o consumidor médio de todas as distribuidoras analisadas é viável a implementação de um sistema fotovoltaico. No entanto, é possível perceber a disparidade no nível de atratividade entre as distribuidoras.

Em média, o *payback* foi de 7,6 anos, o que não é considerado um tempo de retorno muito longo, e o intervalo ficou entre 6 e 10 anos. Em todos os casos o VPL é positivo no período analisado e a TIR é maior do que a taxa de desconto utilizada, de 5,66%.

No entanto, foi possível perceber que os elementos que influenciam diretamente esses resultados são a tarifa final ao consumidor empregada pela distribuidora e o consumo médio de energia.

A CEMIG apresentou o menor *payback*, de 6 anos, e a maior TIR, de 15%, mesma distribuidora que pratica a maior tarifa final ao consumidor. Com 7 anos de *payback* ficaram ENERGISA-MG, ENERGIA-MS e LIGHT, dispostas da maior para menor tarifa, e com TIR de 11,8%, 12,1% e 12,3%, respectivamente. A CPFL apresentou *payback* de 9 anos, e TIR de 6,5% enquanto a ELETROPAULO teve tempo de retorno de 10 anos e TIR de 6,1%. Ao analisar esses casos, foi possível perceber, então, a relação inversamente proporcional entre tarifa final e *payback*, ou seja, quanto maior a tarifa menor o *payback*.

## VI. BIBLIOGRAFIA

- [1] A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity, Branker, Pathak, Pearce, 2011
- [2] Análise Do Potencial De Políticas Públicas Na Viabilidade De Geração Distribuída No Brasil. Martins, Vanderlei Affonso. COPPE-UFRJ. 2015
- [3] Balanço Energético Nacional, BEM, 2016, Empresa de Pesquisa Energética
- [4] Convenção Quadro sobre Mudança do Clima, ADOÇÃO DO ACORDO DE PARIS, 11 de Dezembro de 2015. CP.21
- [5] Estudo de viabilidade econômica em Cuiabá-MT, IBEAS, 2013
- [6] Financing renewable energy Options for Developing Financing Instruments Using Public Funds, The World Bank, 2016
- [7] IRENA, The Power To Change : Solar And Wind Cost Reduction Potential To 2025, 2016
- [8] Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica, 2ª Edição, 05/2016, ANEEL
- [9] Nakabayashi, 2014
- [10] Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL
- [11] REN21, RENEWABLES 2016 GLOBAL STATUS REPORT
- [12] Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede, Benedito, UTFPR, 2009
- [13] The future of Coal, MIT, 2007
- [14] [www.acessoinformacao.gov.br](http://www.acessoinformacao.gov.br)
- [15] [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)
- [16] [www.abinee.org.br/](http://www.abinee.org.br/)