IGOR BERTOLINO SCHRAM

SENSIBILIDADE DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA NO BRASIL UTILIZANDO O MÉTODO DE MONTE CARLO

CASCAVEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO – 2019

IGOR BERTOLINO SCHRAM

SENSIBILIDADE DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA NO BRASIL UTILIZANDO O MÉTODO DE MONTE CARLO

Dissertação apresentada à Universidade Estadual do Oeste do Paraná, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, para obtenção do título de Mestre.
Orientador: Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza

CASCAVEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO – 2019

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Schram, Igor
Sensibilidade do Custo da Energia Elétrica Fotovoltaica no Brasil Utilizando o Método de Monte Carlo / Igor Schram; orientador(a), Samuel Nelson de Souza, 2019.
103 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Campus de Cascavel, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, 2019.

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Geração Distribuída. 3. Método de Monte Carlo. 4. Custo Nivelado de Energia. I. Souza, Samuel Nelson de. II. Título.

IGOR BERTOLINO SCHRAM

Sensibilidade do custo da energia elétrica fotovoltaica no Brasil utilizando o método de Monte Carlo

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura em cumprimento parcial aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia na Agricultura, área de concentração Agroenergia, linha de pesquisa Fontes Renováveis e Racionalização de Energia Na Agroindústria e Agricultura, APROVADO(A) pela seguinte banca examinadora:

Orientador(a) - Samuel Nelson Melegari de Souza
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)

Jair Antonio Cruz Siqueira
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)

José Airton Azevedo dos Santos
Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Campus de Medianeira (UTFPR)

Cascavel, 19 de fevereiro de 2019

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família pelo suporte em todas as etapas da minha carreira, sempre me apoiando e me incentivando.

À Irene Capinos, minha companheira, sempre ao meu lado em todos os momentos.

Ao meu professor orientador, Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza, pela orientação e valiosas contribuições durante a jornada.

Ao professor Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira, pelas grandiosas dicas e suporte.

Aos demais professores do programa, grandes docentes sempre dispostos à contribuição para a construção do conhecimento.

À Vanderléia L. S. Schmidt sempre disposta na assistência do programa.

Ao meu amigo Thiago Rodrigues pela brilhante contribuição na simulação de Monte Carlo.

Aos demais colegas do programa pela troca de experiências e conhecimentos durante o mestrado.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira em 2017.....16
Figura 2 – Fluxo de energia elétrica do Brasil no ano de 2017. 17
Figura 3 – Participação de cada fonte na geração distribuída em 2017.....19
Figura 4 – Potência instalada (MW) de geração distribuída solar fotovoltaica por estado. 19
Figura 5 – Potência instalada (MW) de geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil. 21
Figura 6 – Capacidade instalada das fontes energéticas do PROINFA em 2017. 23
Figura 7 – Infográfico dos estados isentos do ICMS no Brasil. 26
Figura 8 – Média anual do total da irradiação direta normal (Wh/m².dia). 29
Figura 9 – Níveis de irradiação em todas as regiões do Brasil.....30
Figura 10 – Variabilidade Interanual de irradiação global horizontal (kWh/m²). 31
Figura 11 – Comparação em *boxplot* da irradiação global horizontal das regiões do Brasil com outros países que possuem a tecnologia de sistemas fotovoltaicos bem desenvolvida. 32
Figura 12 – Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede. 33
Figura 13 – Mineral de quartzo (esquerda) e silício (direita). 33
Figura 14 – Cadeia de produção dos painéis fotovoltaicos. 34
Figura 15 – Instalações fotovoltaicas globais 2016. 37
Figura 16 – Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.ano no.....39
Figura 17 – Mapa com os empreendimentos de usinas fotovoltaicas em operação e com previsão de operação em território nacional. 40
Figura 18 – Tempo de atuação das empresas no setor de energia fotovoltaico. 41
Figura 19 – Região da localização das empresas. 42
Figura 20 – Principal segmento de atuação das empresas. 42
Figura 21 – Etapa de valor das empresas. 43
Figura 22 – Instalações e conexões nos estados brasileiros. 44
Figura 23 – Preço de sistemas fotovoltaicos em 2016 por faixa de potência informado pelas empresadas instaladoras. 45
Figura 24 – Preço de sistemas fotovoltaicos em 2016 por faixa de potência informado pelas empresas fabricantes/revendedoras de módulos e/ou inversores. 45
Figura 25 – Comparação dos preços de sistemas fotovoltaicos por faixa de potência informados pelas empresas instaladoras e fabricantes/revendedoras de módulos e/ou inversores. 46
Figura 26 – Composição do custo total da instalação de um sistema fotovoltaico. ...47
Figura 27 – Opções de pagamento mais utilizadas pelos clientes. 48
Figura 28 – Potencial fotovoltaico nos Estados Unidos da América. 50
Figura 29 – Custos dos sistemas fotovoltaicos residenciais nos EUA. 51
Figura 30 – Custos dos sistemas fotovoltaicos residencial, comercial e de larga escala nos EUA. 51
Figura 31 – LCOE real modelado (¢/kWh), para um sistema fotovoltaico de escala de utilidade de 100 MWdc com inclinação fixa e com rastreamento em um eixo em 2017. 52
Figura 32 – Resumo do *benchmark* feito pela NREL do custo nivelado de energia de sistemas fotovoltaicos (corrigido pela inflação), 2010-2017. 53
Figura 33 – Potencial fotovoltaico na Alemanha. 54

Figura 34 – Custo dos sistemas fotovoltaicos na Alemanha. 55
Figura 35 – Estimativa aproximada do custo nivelado da energia (LCOE) *versus* custo para geração fotovoltaica em diferentes irradiações anuais.....56
Figura 36 – Potencial fotovoltaico na China. 57
Figura 37 – Disposição dos painéis fotovoltaicos da primeira *Panda Power Plant* formando a imagem de dois pandas, animal característico do país asiático.....58
Figura 38 – Custo dos sistemas fotovoltaicos residencial, comercial e industrial e usina na China. 59
Figura 39 – Custo nivelado de energia de sete províncias representativas em 2013 e 2014, em Yuan/kWh. 60
Figura 40 – Fluxograma da metodologia do trabalho. 61
Figura 41 – Variabilidade dos custos entre os países em *boxplot* pela simulação de Monte Carlo. 70
Figura 42 – Curva de custo de sistemas fotovoltaicos no Brasil. 71
Figura 43 – LCOE *versus* Potencial de geração no Brasil de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp. 73
Figura 44 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros. 74
Figura 45 – LCOE *versus* média de potencial de geração no Brasil por região de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp. 75
Figura 46 – LCOE *versus* Potencial de geração no Brasil de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp. 76
Figura 47 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros. 77
Figura 48 – LCOE *versus* média de potencial de geração no Brasil por região de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp. 78
Figura 49 – LCOE *versus* Potencial de geração no Brasil de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp. 79
Figura 50 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros. 80
Figura 51 – LCOE *versus* média de potencial de geração no Brasil por região de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp. 82
Figura 52 – LCOE *versus* Potencial de geração no Brasil de sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp. 83
Figura 53 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros. 84
Figura 54 – LCOE *versus* média de potencial de geração no Brasil por região de sistemas fotovoltaicos de até 100 kW. 85
Figura 55 – LCOE *versus* Potencial de geração no Brasil de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp. 86
Figura 56 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros. 87
Figura 57 – LCOE *versus* média de potencial de geração no Brasil por região de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp. 88
Figura 58 – Variabilidade do LCOE e das tarifas de energia elétrica da região Norte pela simulação de Monte Carlo. 90
Figura 59 – Variabilidade do LCOE e das tarifas de energia elétrica da região Sul pela simulação de Monte Carlo. 91

Figura 60 – Variabilidade do LCOE e das tarifas de energia elétrica da região Centro-oeste pela simulação de Monte Carlo. 92
Figura 61 – Variabilidade do LCOE e das tarifas de energia elétrica da região Sudeste pela simulação de Monte Carlo. 93
Figura 62 – Variabilidade do LCOE e das tarifas de energia elétrica da região Nordeste pela simulação de Monte Carlo. 94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade instalada de geração distribuída (MW) 18
Tabela 2 – Histórico de geração, capacidade instalada e geração distribuída da fonte solar no Brasil 20
Tabela 3 – Comparação da eficiência das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas 35
Tabela 4 – Custos máximos e mínimos de sistemas fotovoltaicos em todas as capitais dos estados do país (preços em reais) 49
Tabela 5 – Modelo de fluxo de caixa utilizado para o cálculo do LCOE para cada potencial de geração 65
Tabela 6 – Entradas da simulação de Monte Carlo para a análise da variabilidade do custo nivelado de energia no Brasil 67
Tabela 7 – LCOE *versus* Potencial de geração calculado para cada nível de potência de sistema fotovoltaico 72
Tabela 8 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp para cada grupo tarifário 73
Tabela 9 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros 74
Tabela 10 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp para cada grupo tarifário por região 75
Tabela 11 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp para cada grupo tarifário 76
Tabela 12 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros 78
Tabela 13 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp para cada grupo tarifário por região 79
Tabela 14 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp para cada grupo tarifário 80
Tabela 15 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros 81
Tabela 16 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp para cada grupo tarifário por região 82
Tabela 17 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp para cada grupo tarifário 83
Tabela 18 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros 84
Tabela 19 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp para cada grupo tarifário por região 86
Tabela 20 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp para cada grupo tarifário 87
Tabela 21 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros 88
Tabela 22 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp para cada grupo tarifário por região 89

SCHRAM, Igor Bertolino. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, fevereiro de 2019. **Sensibilidade do Custo da Energia Elétrica Fotovoltaica no Brasil Utilizando o Método de Monte Carlo**. Professor orientador Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza.

RESUMO

Diante da crescente demanda por fontes de energia alternativas, além de limpas e renováveis, a energia solar fotovoltaica se insere como uma opção cada vez mais atrativa. Assim, faz-se necessária uma análise de viabilidade de investimento em uma instalação solar fotovoltaica. Neste trabalho, é realizada uma análise da variabilidade do custo da instalação do sistema fotovoltaico no Brasil (R$/kWp) pelo método de Monte Carlo e comparada com a variabilidade do custo em países nos quais a tecnologia já está estabelecida e desenvolvida no mundo, como China, Estados Unidos e Alemanha. A partir do método de Monte Carlo também é verificado o custo nivelado de energia do sistema fotovoltaico (R$/kWh) nas diferentes regiões do país e comparado à tarifa de energia elétrica a fim de avaliar a sua viabilidade. Além disso, é levantada a curva de custo de sistemas fotovoltaicos no Brasil e analisada a viabilidade de diferentes potências instaladas em diferentes níveis de radiação solar na extensão do território nacional. Todas as análises são feitas com base em documentos oficiais e trabalhos científicos. O custo dos sistemas fotovoltaicos no Brasil tem um valor médio de cerca de 2.100 $/kWp, inferior ao dos Estados Unidos e decresce exponencialmente conforme o aumento da potência do sistema. A viabilidade apresenta-se de diferentes formas em cada região do Brasil e em diferentes níveis de radiação solar. A região Nordeste aparece como a mais viável para investir em sistemas fotovoltaicos dentre todas as regiões. Constatou-se que a variabilidade depende principalmente do nível de radiação solar, da potência do sistema fotovoltaico e da tarifa de energia elétrica vigente cobrada pela concessionária local.

“Este trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001”

PALAVRAS-CHAVE: Sistemas fotovoltaicos; geração distribuída; Monte Carlo, custo nivelado de energia.

SCHRAM, Igor Bertolino. State University of Western Paraná, february 2019. **Sensitivity of the Cost of Photovoltaic Electrical Energy in Brazil Using the Monte Carlo Method**. Teacher mentor Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza.

ABSTRACT

Faced with the demand for solar energy from alternative sources, in addition to being clean and renewable, photovoltaic solar energy is an increasingly attractive option. Thus, an investment feasibility analysis is required in a solar photovoltaic installation. In this work, an analysis of the cost variability of the installation of the photovoltaic system in Brazil (R$/kWp) by the Monte Carlo method is carried out and compared to the variation in countries where the technology is already established and developed in the world, such as China, United States and Germany. Also by the Monte Carlo method, it is evaluated the levelized cost of energy (R$/kWh) in the different regions of the country and is considered an electric energy tariff for its viability. In addition, a combination of photovoltaic systems in Brazil is analyzed and the viability of different powers installed at different levels of solar energy in the extension of the national territory is analyzed. All analyzes are based on official documents and scientific papers. The cost of photovoltaic systems in Brazil has an average value of about 2,100 $/kWp, lower than that of the United States and decreases exponentially as the power of the system increases. The viability occurs in different ways in each region of Brazil and at different levels of solar radiation. The Northeast region appears as the most feasible to invest in photovoltaic systems among all regions. It was found that the variability depends mainly on the level of solar radiation, the power of the photovoltaic system and the current electric energy tariff charged by the local utility.

“This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001”

KEYWORDS: Photovoltaic systems; distributed generation; Monte Carlo; levelized cost of energy.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO 12
1.1 Justificativa 13
1.2 Objetivo Geral 14
1.3 Objetivos Específicos 14
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 15
2.1 Energias Renováveis 15
2.2 Participação das Fontes Renováveis na Matriz Energética Nacional 15
2.3 Geração Distribuída no Brasil 18
2.4 Incentivos Governamentais no Brasil 21
2.4.1 Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia 22
2.4.2 Resolução Normativa N° 482/2012 23
2.4.3 Resolução Normativa N° 687/2015 24
2.4.4 Convênio 16/15 do Conselho Nacional de Política Fazendária 25
2.4.5 Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica 26
2.5 Energia Solar 27
2.5.1 Energia Solar Fotovoltaica 32
2.5.2 Tecnologias de Células Fotovoltaicas 33
2.6 Custo Nivelado de Energia 36
2.7 Simulação de Monte Carlo 36
2.8 Panorama Mundial do Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica 37
2.9 O Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil 38
2.10 O Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica nos Estados Unidos 49
2.11 O Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica na Alemanha 53
2.12 O Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica na China 56
3. MATERIAL E MÉTODOS 61
3.1 Comparação dos Mercados de Sistemas Fotovoltaicos 62
3.2 Curva de Custo de Sistemas Fotovoltaicos 62
3.3 Custo Nivelado de Energia de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil 63
3.4 Variabilidade do Custo Nivelado de Energia no Brasil 66
3.5 Premissas 68
3.6 Restrições 68
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES 69
4.1 Comparações dos Mercados de Sistemas Fotovoltaicos 69
4.2 Curva de Custo de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil 70

4.3 Viabilidade de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil 71
4.3.1 Análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp 72
4.3.2 Análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp 76
4.3.3 Análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp 79
4.3.4 Análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp 82
4.3.5 Análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp 86
4.4 Variabilidade do Custo Nivelado de Energia no Brasil 89
4.4.1 Variabilidade do custo nivelado de energia na região Norte 89
4.4.2 Variabilidade do custo nivelado de energia na região Sul 90
4.4.3 Variabilidade do custo nivelado de energia na região Centro-oeste 91
4.4.4 Variabilidade do custo nivelado de energia na região Sudeste 92
4.4.5 Variabilidade do custo nivelado de energia na região Nordeste 93
5. CONCLUSÕES 95
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 98

1. INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica é crescente em todo mundo, uma vez que o aumento populacional, a dependência cada vez maior em equipamentos elétricos, que satisfazem diversas necessidades, e a importância da energia elétrica para o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) têm despertado o interesse das nações em formas alternativas de geração de energia elétrica, dentro de um contexto sustentável e não-poluente (PEREIRA et al., 2012).

O Brasil possui em quase toda a extensão de seu território o Sistema Interligado Nacional (SIN), que compreende praticamente toda a geração e demanda de energia elétrica do país. O sistema interligado brasileiro é de uma proporção e robustez que o torna único em âmbito mundial, possibilitando a conexão entre centros consumidores e unidades geradoras em grandes distâncias (INPE, 2017).

A matriz elétrica brasileira é composta predominantemente pelas usinas hidroelétricas, que aproveitam os recursos hídricos e armazenam energia nos reservatórios. Quando há escassez de água, as termoelétricas – que utilizam algum tipo de combustível fóssil e, portanto, são mais caras e poluentes – entram em operação para anteder à demanda. Deste modo, estas são consideradas como *backup* do sistema elétrico (VILLALVA, 2015).

O Brasil é referência mundial em geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis em sua matriz energética e, embora mais da metade da geração seja por meio destas fontes, não se aproveita seu enorme potencial disponível de produção a partir da energia solar fotovoltaica (INPE, 2017).

A energia solar fotovoltaica aparece como uma solução limpa e inesgotável, que possibilita o acesso à energia elétrica em locais isolados com difícil acesso ao SIN, possibilita o funcionamento autônomo de equipamentos e proporciona a geração distribuída – quando o consumidor pode, também, produzir energia elétrica para a rede de distribuição (NAKABAYASHI, 2015).

A geração distribuída permite que o consumidor de qualquer setor, seja residencial, comercial, industrial ou rural, possa produzir energia elétrica, necessitando apenas de um estudo de viabilidade para justificar o seu investimento. Inclusive, com o avanço do estado da arte da tecnologia está ficando cada vez mais acessível (HOLDERMANN; KISSEL; BEIGEL, 2013).

A diversificação em várias fontes de geração de energia elétrica é essencial para a segurança energética e resiliência do sistema elétrico do país. O Brasil possui um grande potencial de geração a partir de fontes renováveis de energia, como a geração solar, eólica, biomassa etc. O Brasil também possui a maior reserva de quartzo do mundo – matéria-prima para a produção de células fotovoltaicas. No entanto, exporta-se a matéria-prima (quartzo) e importa-se o produto manufaturado com valor agregado: os módulos fotovoltaicos (PEREIRA et al., 2012).

Neste estudo, é estabelecida a hipótese de que o custo de instalação do sistema fotovoltaico nos países analisados é mais barato em razão do menor preço da tecnologia, manufatura local e os maiores incentivos fiscais governamentais para a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. A hipótese é verificada com base em dados coletados por trabalhos científicos, documentos oficiais e por meio do método de Monte Carlo, que é utilizado para determinar uma faixa de possíveis valores dos custos de todos os países e compará-los com o caso particular do Brasil. É verificada também hipótese de que o custo nivelado de energia (R$/kWh) ainda é mais caro que a tarifa de energia elétrica atual, o que torna o investimento em sistemas fotovoltaicos inviável.

1.1 Justificativa

A escassez de estudos de abrangência ampla (e não pontual) sobre os custos do sistema fotovoltaico abre portas para uma análise mais profunda da situação brasileira em relação ao mercado de sistemas fotovoltaicos, tomando como referência países que já possuem maior expertise e maior inserção da tecnologia, seja na geração distribuída ou centralizada, levando a discussão do assunto a uma maior proporção.

Além do mais, atualmente, várias empresas brasileiras do segmento de geração fotovoltaica, de forma geral, apresentam um estudo superficial da implantação de sistemas fotovoltaicos, o que pode se traduzir em resultados diferentes da real situação em que se encontra hoje a viabilidade de tal investimento.

Pode-se verificar também que há poucos documentos oficiais que tratam do *benchmark* de sistemas fotovoltaicos no Brasil, ao contrário de países nos quais esta tecnologia já está consolidada, há pouquíssimos documentos de instituições nacionais de pesquisas. Estes documentos são muito importantes para a constante avaliação e

acompanhamento do desempenho da tecnologia, dando mais informações e embasamento para o avanço, disseminação e consolidação dos sistemas fotovoltaicos no país.

1.2 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos no Brasil em diferentes níveis de radiação solar e comparar o cenário brasileiro com os principais *players* da geração fotovoltaica no mundo: China, Estados Unidos e Alemanha.

1.3 Objetivos Específicos

Este trabalho destaca os seguintes objetivos específicos consoantes ao objetivo geral:

- Levantar o custo total de instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil (R$/kWp), Estados Unidos ($/kWp), Alemanha (€/kWp) e China (¥/kWp) por meio de documentos oficiais de *benchmark*;
- Analisar o custo total dos países, enfatizando o cenário brasileiro;
- Por meio do método de Monte Carlo, comparar os custos dos sistemas fotovoltaicos entre os países;
- Levantar a curva de custo em função da potência de sistemas fotovoltaicos no Brasil;
- Calcular o custo nivelado de energia no Brasil (R$/kW) para comparar as tarifas de energia elétrica vigentes destinadas ao uso residencial, rural e industrial a fim de determinar a viabilidade do investimento.
- Por meio do método de Monte Carlo, comparar o custo nivelado de energia com a respectiva tarifa de energia elétrica em cada região do Brasil.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Energias Renováveis

Nos últimos anos, a preocupação com a emissão de gases tóxicos na atmosfera e a necessidade de diversificação energética levou ao desenvolvimento da geração a partir de fontes renováveis como a energia eólica, a energia de biomassa e a energia solar.

Antes de mais nada, é importante destacar a diferença entre energia limpa e energia renovável. Conforme afirma Villalva (2015), energia limpa é a fonte que não emite gases poluentes para a atmosfera como, por exemplo, a geração eólica, ao passo que a energia renovável produz energia sem esgotar fontes naturais, isto é, por meio de fontes capazes de se regenerar rapidamente na natureza.

Ainda segundo Villalva (2015), são consideradas fontes de energia não renováveis as que se esgotam conforme sua utilização como o petróleo, gás natural, minerais radioativos etc. Portanto, conclui-se que a energia nuclear, por exemplo, é uma fonte de energia limpa, pois não emite gases poluentes na atmosfera, porém não renovável, dado que o urânio – a sua matéria-prima – não possui uma rápida regeneração no ciclo natural.

A energia solar, por sua vez, apesar de muitas vezes se enquadrar como energia renovável em trabalhos técnicos e programas de fomento à geração, não é tecnicamente uma fonte de energia renovável, mas sim uma fonte de energia inesgotável (INPE, 2017). Todavia, tais pormenores serão ignorados e neste trabalho a energia solar é considerada como uma fonte limpa e renovável.

2.2 Participação das Fontes Renováveis na Matriz Energética Nacional

Todos os anos, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Ministério de Minas e Energia (MME) do Governo Federal publica o último relatório do Balanço Energético Nacional (BEN). Tal relatório é uma importante ferramenta para se obter uma visão ampla da situação do sistema macroenergético brasileiro em toda a cadeia energética, tanto na geração de energia quanto no consumo, e a partir destes dados é possível extrair várias informações sobre o cenário atual.

De acordo com EPE (2018), o Brasil aumentou sua participação em fontes renováveis na sua matriz elétrica de 75,5%, em 2015, para 81,7%, em 2016, composta

basicamente pela geração hidráulica, geração a partir da biomassa e geração eólica. Este crescimento deve-se em grande parte às usinas hidroelétricas, como a usina de Belo Monte, que recentemente iniciou operação. Já em 2017, a participação das fontes renováveis reduziu para 80,3%.

A matriz elétrica brasileira é composta por diversas fontes, sendo a hidráulica a mais representativa e responsável por mais da metade da geração, além de ser uma fonte limpa e renovável de produção de energia elétrica. A diversificação de fontes de geração é considerada um fator nevrálgico, pois significa maior independência energética de outros países, além de se traduzir em uma maior segurança no sistema elétrico. Neste contexto, a energia solar fotovoltaica ainda tem um potencial muito grande a ser explorado (PEREIRA et al., 2012).

No gráfico apresentado na Figura 1, pode-se verificar que a matriz elétrica do Brasil é predominantemente hidráulica (representando 65,2% dentre todas as fontes) e na sequência aparece o gás natural (representando 10,5%, sendo grande parte importado da Bolívia) utilizado nas termoelétricas – que entram em operação no sistema elétrico quando os reservatórios das hidroelétricas estão em níveis baixos e não atendem à demanda (EPE, 2018).

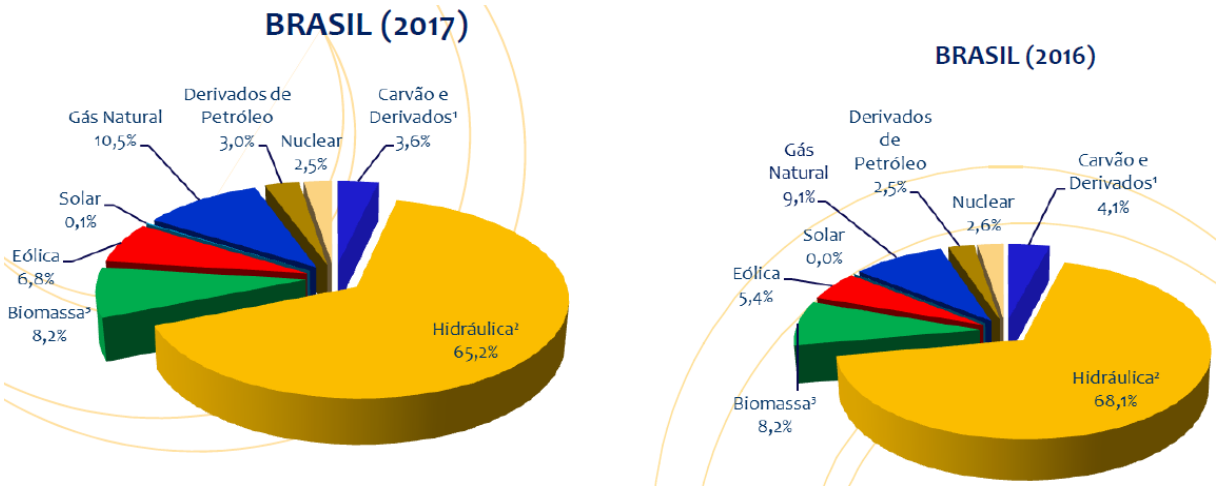


Figura 1 – Matriz elétrica brasileira em 2017.
Fonte: EPE (2018).

Por intermédio do fluxo de energia elétrica da Figura 2, nota-se a participação da energia solar pouco representativa no sistema elétrico (representando 0,1% de toda a geração de energia elétrica). Isto se deve, em grande parte, à falta de incentivo a esta fonte de geração no país. Segundo Holdermann et al. (2013), mesmo com a introdução da regulamentação de geração distribuída na rede, a viabilidade do

investimento em um sistema fotovoltaico, de uma forma geral, ainda não é muito atrativa, e isto depende fortemente de incentivos governamentais. É evidente também, no fluxo energético, que os setores industrial e residencial correspondem a mais da metade de todo o consumo de energia elétrica no sistema, somando juntos 53,3%, o que poderia ser reduzido de forma significativa com o incentivo de geração distribuída nestes segmentos, de tal forma a reduzir a demanda destes consumidores da rede de distribuição, além de diminuir as perdas no sistema elétrico, que representam 15,7% da demanda de energia elétrica, pois, assim, a produção e consumo de energia estariam na mesma localidade, evitando a necessidade do transporte de energia elétrica, que implica em perdas de transmissão no fluxo energético (EPE, 2018).

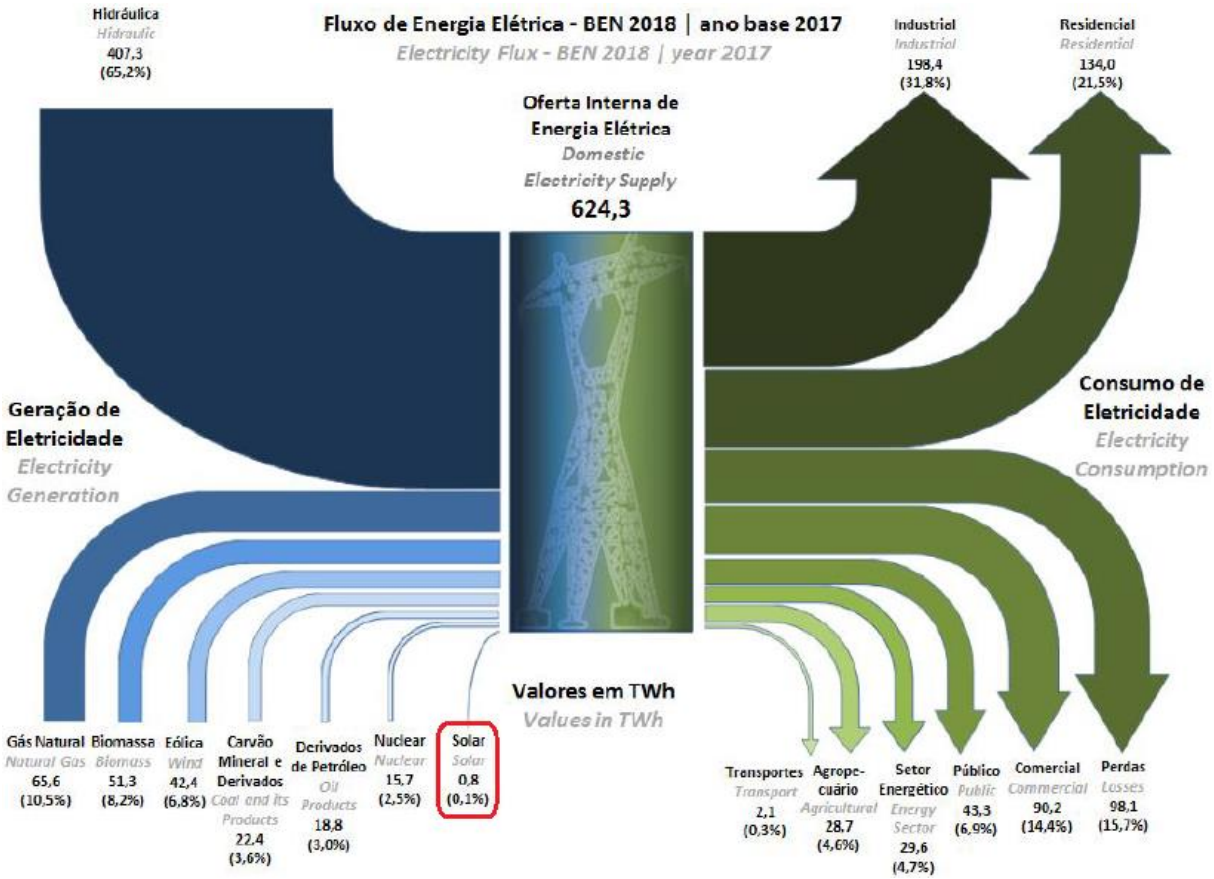


Figura 2 – Fluxo de energia elétrica do Brasil no ano de 2017.
Fonte: EPE (2018).

Outro dado relevante apontado pela EPE (2018) no BEN, é a capacidade instalada de geração distribuída, que começou a aparecer nos últimos relatórios. Mesmo que a produção de energia elétrica solar fotovoltaica ainda seja tímida na matriz elétrica brasileira, quando observada a capacidade instalada, no que diz

respeito à geração distribuída, vê-se que é a fonte mais expressiva e, além disso, obteve um crescimento de aproximadamente 428%, entre 2015 e 2016, e um crescimento de 307%, entre 2016 e 2017. Isto aponta uma forte tendência de avanço desta fonte renovável de energia. Conforme a Tabela 1, extraída do BEN, verifica-se a expansão enfática desta fonte quanto às outras no que se refere à geração distribuída, com uma capacidade instalada de 174,5 MW. Observa-se, também, a expansão da fonte de geração eólica, que aumentou expressivamente sua capacidade instalada quanto às fontes hidráulica e térmica.

Tabela 1 – Capacidade instalada de geração distribuída (MW)

Fonte	2016	2017
Hidráulica	4,4	37,3
Térmica	11,0	24,0
Eólica	0,2	10,3
Solar	56,9	174,5
Capacidade disponível	72,5	246,1

Fonte: EPE (2018).

2.3 Geração Distribuída no Brasil

A geração distribuída ainda é recente no Brasil, o marco regulatório da Resolução Normativa N° 482/2012 (que será discutido adiante) criou um sistema de compensação de energia elétrica, definindo regras e possibilitando que qualquer produtor, pessoa física ou jurídica, possa conectar o seu sistema e injetar a sua energia gerada na rede de distribuição.

Conforme o último BEN da EPE (2018), a geração distribuída no Brasil vem crescendo e, em 2017, foi registrado um potencial de 174,5 MW. Destes, de acordo com a Figura 3, a fonte energética mais significativa é a energia solar, representando 46,2% do montante de geração, seguida pela hidráulica, com 23,5%. Isto posto, é possível constatar que, mesmo com fracos incentivos governamentais, a geração solar vem se consolidando, pelo menos quando se trata de geração distribuída.

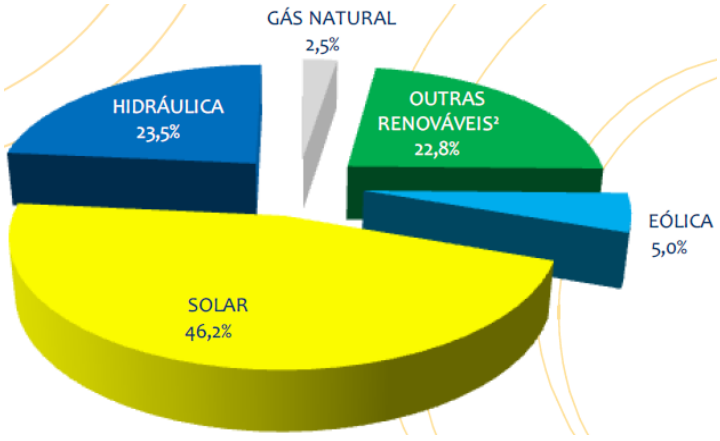


Figura 3 – Participação de cada fonte na geração distribuída em 2017.
Fonte: EPE (2018).

Com base nos dados da ABSOLAR (2018), na Figura 4, dentre todos as unidades federativas, Minas Gerais encontra-se como o estado com a maior potência instalada de geração distribuída solar fotovoltaica, com 69,5 MW, seguida pelo Rio Grande do Sul, com 44,2 MW, e São Paulo, com 39,3 MW. Estes três estados somam juntos mais da metade da potência instalada nacional (50,3%).

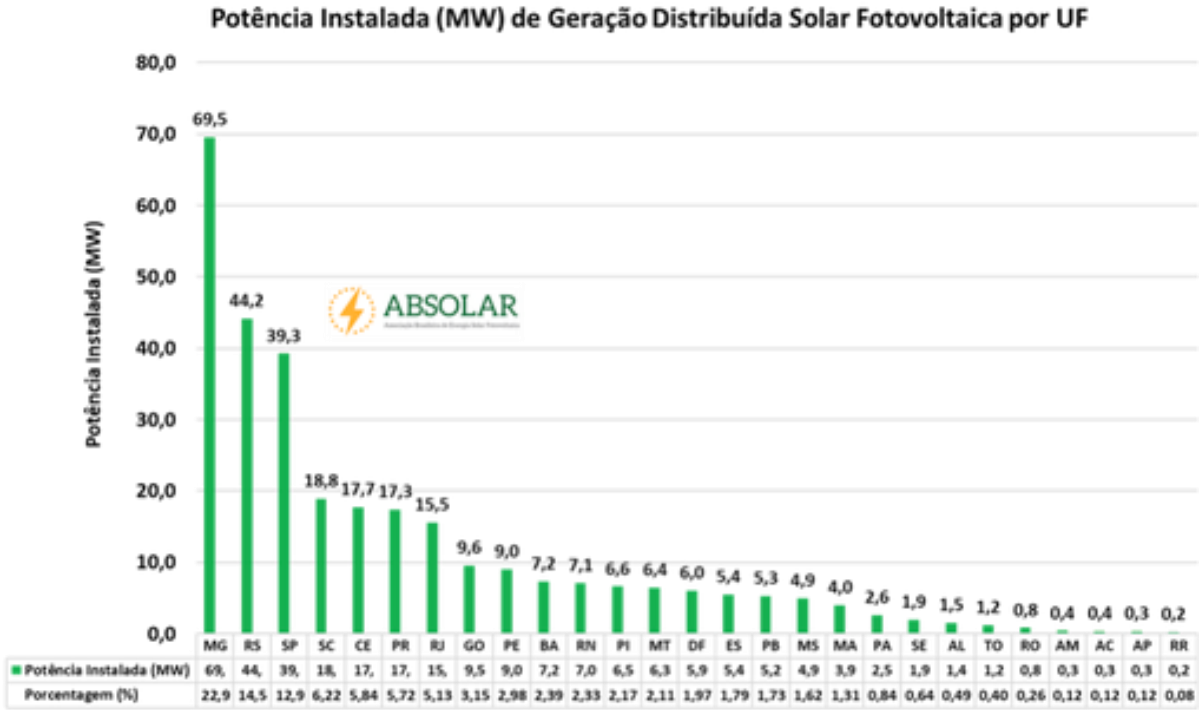


Figura 4 – Potência instalada (MW) de geração distribuída solar fotovoltaica por estado.
Fonte: ABSOLAR (2018).

A seguir, a Tabela 2 traz um resumo de toda a geração, capacidade instalada e geração distribuída por meio da energia elétrica fotovoltaica. Ainda que pouco representativa na matriz elétrica, fica clara uma tendência de crescimento vertiginoso desde o início dos seus registros em 2012.

Tabela 2 – Histórico de geração, capacidade instalada e geração distribuída da fonte solar no Brasil

ANO	GERAÇÃO (GWh)	CAPACIDADE INSTALADA* (MW)	CAPACIDADE INSTALADA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MW)
2010	-	1	-
2011	-	1	-
2012	2	2	-
2013	5	5	-
2014	16	15	-
2015	59	21	13,3
2016	85	24	56,9
2017	832	935	174,5

Fonte: adaptado de EPE (2018).

Conforme dados da ABSOLAR (2018), o gráfico da Figura 5 ilustra o histórico de potência instalada (MW) de geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil, desde 2012. Não há dúvidas que os dados estão alinhados aos dados do Balanço Energético Nacional, bem como reforçam a característica de crescimento do setor.

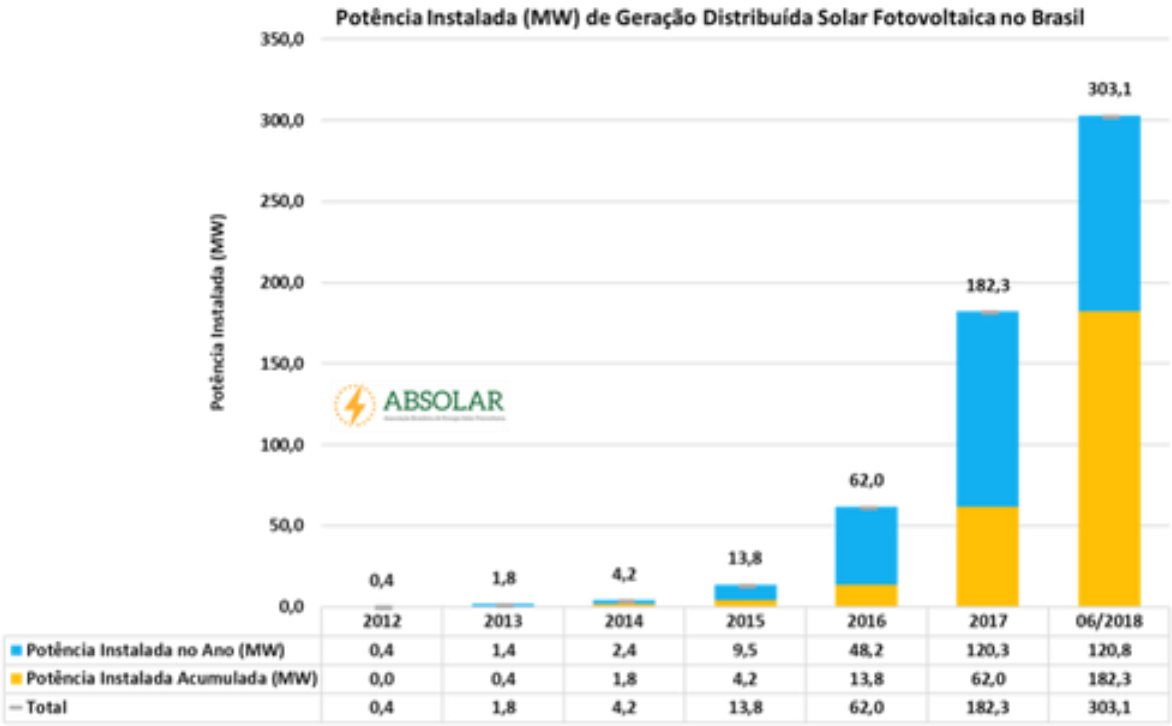


Figura 5 – Potência instalada (MW) de geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil.
Fonte: ABSOLAR (2018).

Recentemente, o MME (2018) lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (PROGD): um programa que visa expandir e promover a geração distribuída com foco na geração solar fotovoltaica.

2.4 Incentivos Governamentais no Brasil

Os incentivos governamentais são os catalizadores para o desenvolvimento de novas tecnologias e, muitas vezes, são decisivos para sua consolidação e viabilidade no mercado. Algumas ações como marcos regulatórios, incentivos fiscais, programas de incentivo e isenção de impostos podem direcionar, fortalecer a inserção de tecnologias sustentáveis, além de corroborar com a redução de gases poluentes para o país e contribuir com tratados internacionais, como o mais recente acordo de Paris, no ano de 2015, que fora assinado pelo Brasil (FERREIRA et al., 2017).

Os estímulos à utilização de fontes renováveis de energia não são tão recentes no Brasil e datam desde 1975 com a criação do PROÁLCOOL (Programa Nacional do Álcool), que foi talvez o pioneiro nesse sentido. Em razão da crise do petróleo, o PROÁLCOOL consistiu em um incentivo do governo para intensificar a

produção de etanol e substituir a gasolina nos veículos, pois o preço dos combustíveis fósseis estava muito elevado. Na primeira década do PROÁLCOOL, os resultados foram positivos, contudo, o programa também trouxe alguns problemas, como o aumento da dívida pública em decorrência dos incentivos fiscais e o aumento do preço de alguns gêneros alimentícios, pois a cana-de-açúcar também é insumo para a produção de alimentos (GENOVESE; UDAETA; GALVÃO, 2006).

2.4.1 Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia

O Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia, o PROINFA, criado em 15 de abril de 2002, é pioneiro no subsídio aos investimentos em fontes de energia alternativas. O PROINFA tem por finalidade o fomento à contratação de projetos em energia eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) com o objetivo de promover a participação de fontes renováveis e aumentar a diversificação da matriz energética brasileira. Atualmente, as fontes de energia eólica e de biomassa representam, juntas, 15% do total da matriz elétrica, conforme o último BEN (2018), sendo este um percentual muito acima do observado antes da implantação do PROINFA, o que prova que os incentivos governamentais são decisivos para o desenvolvimento das fontes de energia alternativas. Infelizmente, a energia solar ficou de fora deste programa, o que retardou em anos o seu desenvolvimento.

O Ministério de Minas e Energia (2018) afirma que a expectativa deste programa é de implantar 144 usinas com cerca de 1.100 MW por fonte, totalizando em aproximadamente 3.300 MW. Visualiza-se pelo gráfico da Figura 6, disponível no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que as PCHs já atingiram essa meta, as usinas eólicas estão muito próximas do objetivo, enquanto as usinas à biomassa ainda estão praticamente na metade do previsto. Tal programa foi reconhecido quanto ao seu sucesso em relação ao incentivo às usinas eólicas (CCEE, 2018).

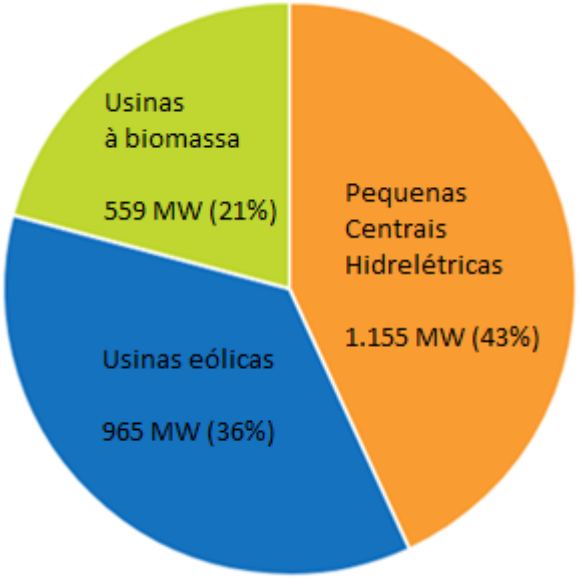


Figura 6 – Capacidade instalada das fontes energéticas do PROINFA em 2017.
Fonte: Adaptado de CCEE (2018).

Pereira et al. (2012) afirmam que os resultados dos últimos leilões de energia indicaram uma queda acentuada no preço do MWh da energia eólica, de modo que a opção por unidades geradoras eólicas se tornou competitiva quanto às PCHs, o que viabilizou o seu crescimento. Segundo a ABEEólica (2018), em cerca de três anos, a energia eólica passará a ser a segunda maior fonte de produção de energia elétrica no país, perdendo apenas para a geração hidráulica.

2.4.2 Resolução Normativa N° 482/2012

O dia 17 de abril de 2012 talvez tenha sido o dia mais importante para a geração distribuída fotovoltaica até hoje, pois foi quando a ANEEL introduziu um marco regulatório sob a Resolução Normativa N° 482/2012 que, até então, era inexistente no Brasil. Esta resolução permitiu que qualquer pessoa, física ou jurídica, pudesse injetar energia elétrica na rede de distribuição. Além disso, estabeleceu quais fontes primárias se enquadram como fontes renováveis (ANEEL, 2012):

- Hidráulica;
- Solar;
- Eólica;
- Biomassa;
- Cogeração qualificada.

Estabeleceu também as categorias de microgeração e minigeração distribuída no Brasil da seguinte forma (ANEEL, 2012):

- Microgeração distribuída: unidade geradora de energia com potência instalada menor ou igual a 100 kW provenientes das fontes renováveis descritas acima.
- Minigeração distribuída: unidade geradora de energia com potência maior que 100 kW e menor que 1 MW provenientes das fontes renováveis descritas acima.

Villalva (2015) e Freitas (2015) apontam que existem diversas políticas de compensação de energia para a geração distribuída. No Brasil, o sistema de compensação implementado é o *Net Energy Metering* (NET). Nesta política, todo o excedente de geração é convertido em créditos de energia (em kWh) para a concessionária e não é possível comercialização de energia, isto é, toda energia gerada é consumida ou transformada em créditos para consumo próprio. Portanto, em tal sistema de compensação é impossível auferir lucros, é possível apenas deixar de pagar a tarifa de energia elétrica à concessionária de distribuição. Em alguns países europeus, como é o caso da Alemanha, a política de compensação implementada é a *Feed-in-Tarif* (FIT). Em tal política, o gerador recebe efetivamente na moeda local pela sua energia produzida, o que muitas vezes é mais atrativo, visto que o gerador não fica limitado apenas ao próprio consumo de energia. Portanto, neste sistema de compensação é possível auferir lucros.

Ainda segundo Villalva (2015) e Freitas (2015), nesta resolução normativa, por meio do sistema NET, os excedentes gerados e injetados na rede de distribuição são recompensados pela concessionária local em forma de créditos de energia para o cliente, sendo que o cliente teria até 36 meses para consumir os créditos gerados. Ademais, as concessionárias teriam até 82 dias para emitir a aprovação do sistema fotovoltaico.

2.4.3 Resolução Normativa N° 687/2015

No dia 24 de novembro de 2015, surgiu a revisão da Resolução Normativa N° 482/2012 da ANEEL. Essa revisão, sob o título de Resolução Normativa N° 687/2015, alterou e incluiu novos pontos na geração distribuída (ANEEL, 2015).

A revisão alterou os seguintes itens em relação à categorização de micro e minigeração distribuída no Brasil (ANEEL, 2015):

- Microgeração distribuída: unidade geradora de energia com potência instalada menor ou igual a 75 kW provenientes das fontes renováveis descritas anteriormente.
- Minigeração distribuída: unidade geradora de energia com potência maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas e 5 MW para as demais fontes renováveis descritas anteriormente.

Outra importante revisão foi no tocante à validade dos créditos gerados e injetados à rede de distribuição, que aumentaram de 36 para 60 meses de validade. O período de aprovação do sistema fotovoltaico para a concessionária diminuiu de 82 para 34 dias, acelerando o processo de conexão do sistema à rede (ANEEL, 2015).

2.4.4 Convênio 16/15 do Conselho Nacional de Política Fazendária

Uma forma de incentivo do governo federal foi o convênio 16/15 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), que permite a isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS) para a geração distribuída (CONFAZ, 2015). Ao todo, os 26 estados, além do Distrito Federal, fizeram a adesão ao convênio (Figura 7), sendo o Paraná, Santa Catarina e Amazonas os últimos estados a confirmá-la. Três anos após a criação do convênio, em 2018, os estados do Paraná e Santa Catarina fizeram adesão ao benefício, porém, com a restrição de um prazo máximo de apenas 48 meses (4 anos) de isenção do ICMS (CONFAZ, 2018).

A concessão deste benefício desonera a geração distribuída e estimula o mercado de sistemas fotovoltaicos melhorando a sua viabilidade, pois garante que o micro ou minigerador não seja tributado pela energia elétrica gerada, proporcionando mais economia. Assim, o imposto somente incide sobre a energia elétrica consumida da concessionária (BLUE SOL, 2018).

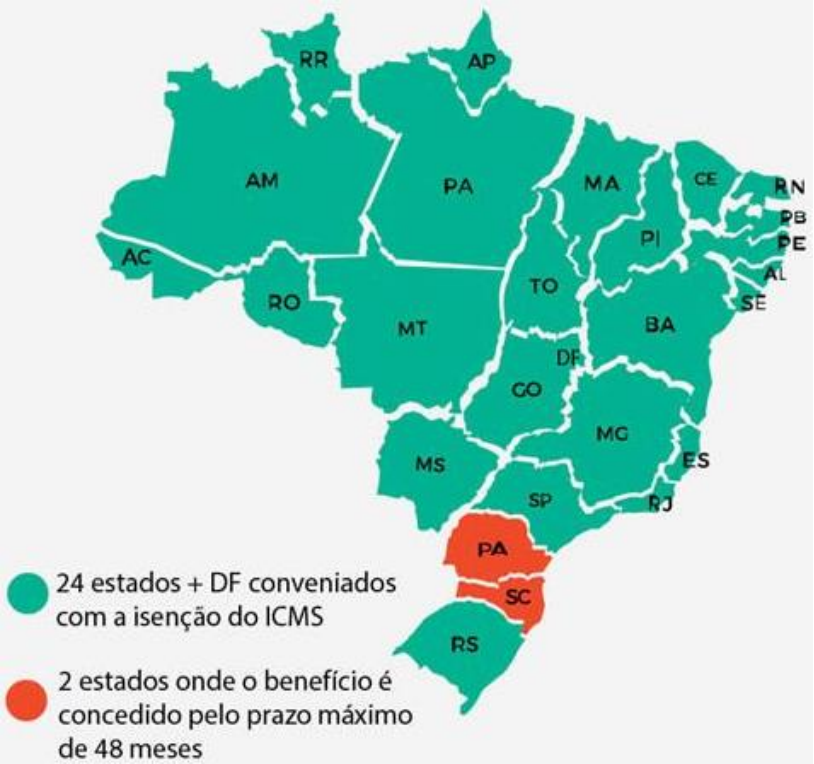


Figura 7 – Infográfico dos estados isentos do ICMS no Brasil.
Fonte: Blue Sol (2018).

2.4.5 Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica

O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, o PROGD, lançado no dia 15 de dezembro de 2015, tem como objetivo estimular a geração distribuída com base em fontes renováveis no Brasil e visa investir 100 bilhões de reais no cenário da macroeconomia atual até 2030 (MME, 2018).

Na geração distribuída, a energia solar fotovoltaica vem se mostrando uma fonte de geração de maior facilidade de instalação e com crescente disseminação principalmente em residências. Esta fonte de energia possui complementaridade com a geração hídrica, pois, em períodos de seca, quando os reservatórios das hidrelétricas estão com capacidade reduzida, é quando a irradiação solar está mais alta, além de dispensar a necessidade de investimentos em transmissão e reduzir perdas no sistema elétrico interligado nacional (MME, 2018).

O Ministério de Minas e Energia (2018) afirma que a principal meta deste programa é aumentar a porcentagem de geração distribuída na matriz elétrica, em especial a energia solar fotovoltaica. O programa pretende também alcançar 23% de participação de energias renováveis (sem levar em conta a energia hídrica) na matriz elétrica.

As ações propostas pelo programa são:

- A criação e a expansão de linhas de crédito e financiamento de projetos de sistemas de geração distribuída;
- O incentivo para a indústria de componentes e equipamentos;
- O fomento à capacitação e formação de recursos humanos para atuar na área de geração distribuída;
- Promoção e atração de investimentos nacionais e internacionais, além de tecnologias competitivas para a geração de energias renováveis.
- Além disso, o programa pretende instalar fontes de geração distribuída em universidades, escolas técnicas federais e, em contrapartida, as escolas oferecem cursos de capacitação na área.

2.5 Energia Solar

O sol, astro central responsável pela irradiação, abundante e inesgotável, acessível em qualquer parte do planeta, historicamente sempre foi utilizada pelo homem das mais variadas formas. A energia solar pode ser aproveitada basicamente de duas formas: para aquecimento e para a produção de energia elétrica.

A energia térmica dos raios de sol pode ser absorvida por intermédio de coletores solares que aquecem a água para o consumo dispensando o uso de um chuveiro elétrico, por exemplo. Ou ainda, a energia térmica do sol pode ser utilizada em uma usina heliotérmica para aquecer uma grande caldeira fixada em uma torre e, por meio de espelhos refletores direcionados todos para o mesmo ponto, aquecer a caldeira e gerar vapor d'água (VILLALVA, 2015).

Uma usina heliotérmica nada mais é do que uma usina térmica, cujo combustível é o sol. Uma usina térmica convencional utiliza como fonte primária de energia algum elemento combustível como carvão, lenha etc., para aquecer a água e produzir o vapor que movimenta as turbinas, enquanto uma usina heliotérmica utiliza a energia térmica dos raios solares para este processo (VILLALVA, 2015).

Portanto, sintetizando as transformações energéticas, a energia térmica do sol é direcionada para a caldeira, produz vapor e, posteriormente, é transformada em energia cinética nas turbinas para, com isso, ser transformada em energia elétrica no gerador. Esse tipo de geração necessita de várias transformações a fim de produzir a energia elétrica.

No momento, a maior usina heliotérmica do mundo está situada no deserto do estado da Califórnia nos Estados Unidos. Conforme aponta o departamento de energia dos Estados Unidos (2018), com seus mais de 300.000 espelhos refletores automatizados, esta planta possui uma capacidade de geração de 392 MW e uma projeção anual de geração de 940.000 MWh de energia elétrica. No Brasil, ainda não existe uma planta heliotérmica, mas há diversas plantas fotovoltaicas em operação.

A energia solar fotovoltaica, por sua vez, não necessita de várias transformações para produzir energia elétrica, o que, consequentemente, implica em menos perdas por transformações energéticas no processo. Sucintamente, os fótons presentes nos raios solares, ao se chocarem com um material semicondutor, deslocam elétrons dos átomos para produzir a corrente elétrica e assim gerar energia elétrica (VILLALVA, 2015).

Qualquer processo de geração, seja térmico ou fotovoltaico, irá depender da quantidade de irradiação solar local. A irradiação solar varia de acordo com a localidade, altura, relevo e demais características ambientais. No Brasil, o Atlas Brasileiro de Energia Solar é a referência e base de dados, um documento elaborado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que traz um mapeamento da irradiação solar em todo o território brasileiro com a integração do que há de mais moderno em equipamentos meteorológicos, modelos físicos e estatística, além de contar com uma base de dados de satélite sob análise há 17 anos. A mais recente edição, de 2017, traz um panorama completo e preciso da irradiação solar em toda a extensão do Brasil, com o intuito de contribuir com o planejamento no setor elétrico brasileiro e com o avanço científico e tecnológico (INPE, 2017).

A partir do estudo realizado neste Atlas, de forma geral, há uma ótima irradiação solar durante praticamente todo o ano em toda extensão do território brasileiro e, em especial, como é possível verificar no mapa da Figura 8, na região do semiárido nordestino.

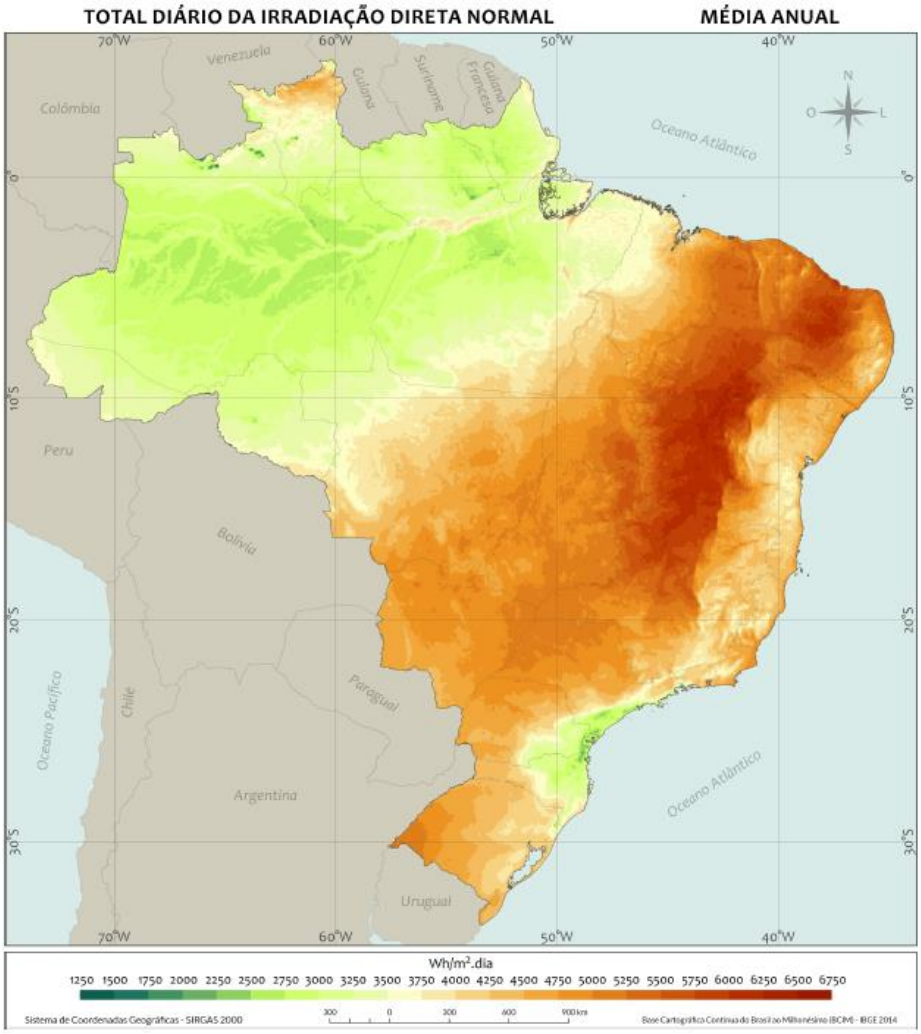


Figura 8 – Média anual do total da irradiação direta normal (Wh/m².dia).
Fonte: INPE (2017).

A Figura 9 explicita o valor médio anual da irradiação solar em todas as regiões do país. A região Nordeste aparece com o maior potencial de geração fotovoltaico, destacando uma média do total diário da irradiação direta normal de 5,05 kWh/m², seguida pela região Sudeste e Centro-oeste, que apresentam irradiações muito próximas, de 4,75 kWh/m² e 4,53 kWh/m², respectivamente. A região Sul aparece na sequência com uma irradiação de 4,20 kWh/m², enquanto a região Norte se encontra em último com 3,26 kWh/m². A região Norte apresenta uma característica climática de frequente nebulosidade, que faz com que a média de sua irradiação solar direta normal fique abaixo de todas as outras regiões do Brasil (INPE, 2017).

A região Norte, embora represente a menor média de irradiação direta normal brasileira, ainda assim, é maior que a média de qualquer região da Alemanha, um dos países no globo com melhor aproveitamento de tal fonte de energia e com o estado da arte da tecnologia bem estabelecida (JÚNIOR; SOUZA, 2107).

Figura 9 – Níveis de irradiação em todas as regiões do Brasil.
Fonte: INPE (2017).

A partir dos dados levantados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar, pode-se examinar a variabilidade interanual da irradiação global horizontal (kWh/m²) no gráfico de *boxplot* da Figura 10. Note que a região Sul apresenta a maior variabilidade dentre todas as regiões em razão das suas condições de relevo e latitude. A região Nordeste, além de apresentar a melhor irradiação, ainda possui uma menor variabilidade interanual de irradiação global horizontal, ou seja, a irradiação se apresenta de forma mais constante durante todo o ano. Isto deve-se à característica tropical da região e torna o Nordeste ainda mais atrativo para o aproveitamento da irradiação solar (INPE, 2017).

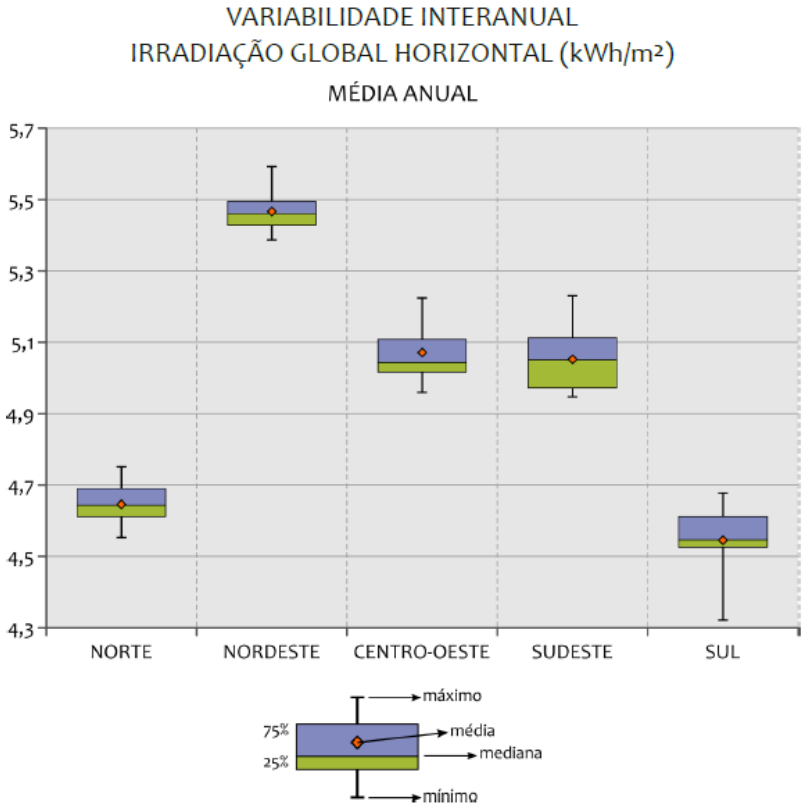


Figura 10 – Variabilidade Interanual de irradiação global horizontal (kWh/m²).
Fonte: INPE (2017).

O Nordeste brasileiro é muito conhecido pela sua pobreza, pelas moléstias causadas pela seca e pelo seu baixo desenvolvimento socioeconômico comparado a outras regiões. Uma exploração de geração solar nesta região iria aproveitar a melhor área do país para gerar energia solar, criar empregos e desenvolvimento, ou seja, além de aproveitar o potencial solar e gerar energia elétrica, também seria possível reduzir vários problemas socioeconômicos locais (INPE, 2017).

Fazendo uma comparação em nível mundial, verifica-se que a média de irradiação global horizontal no Nordeste é superior à média dos países da Europa, além de possuir uma variação muito mais controlada durante o ano todo, conforme verificado no gráfico de *boxplot* da Figura 11. Isso reforça o enorme potencial das regiões do Brasil (INPE, 2017).

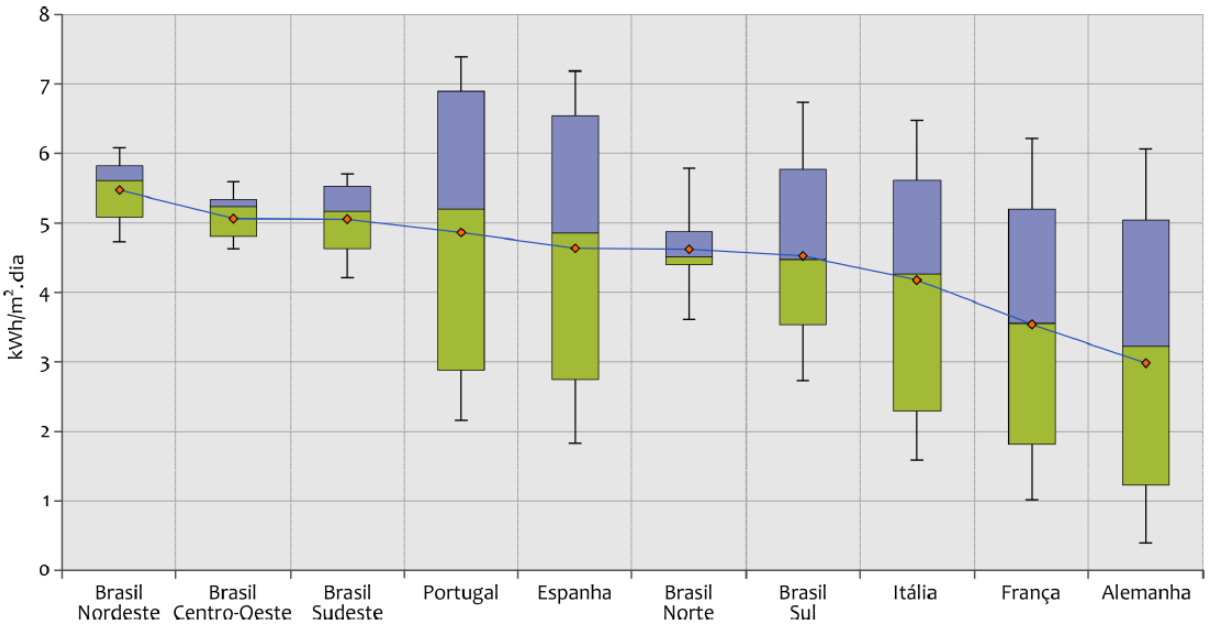


Figura 11 – Comparação em *boxplot* da irradiação global horizontal das regiões do Brasil com outros países que possuem a tecnologia de sistemas fotovoltaicos bem desenvolvida.
Fonte: INPE (2017).

2.5.1 Energia Solar Fotovoltaica

Um sistema solar fotovoltaico pode ser autônomo (*off-grid*), ou conectado à rede (*on-grid*).

Um sistema fotovoltaico conectado à rede é composto dos seguintes componentes (vide Figura 12):

- Painéis fotovoltaicos;
- Inversor de frequência DC/AC;
- Relógio medidor de energia bidirecional;
- Demais componentes, como: estrutura de fixação dos painéis, condutores, conectores etc.

Já em um sistema fotovoltaico autônomo, além dos mesmos componentes, também são necessários um banco de baterias e um controlador de carga (este muitas vezes já é integrado ao inversor de frequência). O relógio medidor de energia pode ser dispensado, caso o sistema não seja conectado à rede.

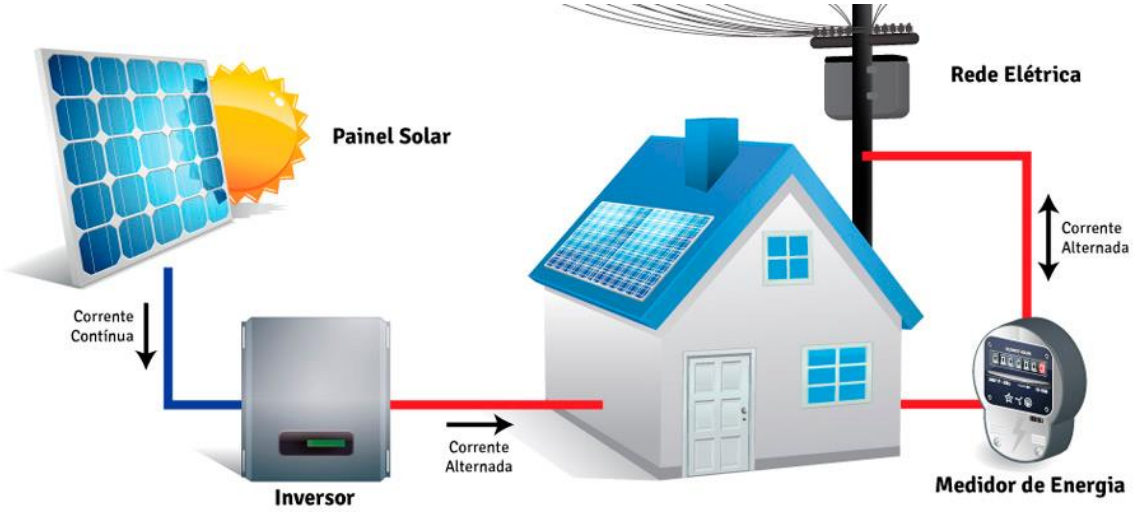


Figura 12 – Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede.
Fonte: G1 (2016).

2.5.2 Tecnologias de Células Fotovoltaicas

A matéria-prima utilizada para a produção de células fotovoltaicas é o Quartzo – um mineral abundante em todo o globo. A partir deste mineral é extraído o silício, que é a base para a produção dos lingotes. Estes, posteriormente, são cortados em fatias chamadas de *wafers*, que são utilizados para a produção das células fotovoltaicas e, por fim, são montadas em módulos chamados de painéis fotovoltaicos (VILLALVA, 2015).

Figura 13 – Mineral de quartzo (esquerda) e silício (direita).
Fonte: Carion Mineraux (2018) e Info Escola (2018).

Figura 14 – Cadeia de produção dos painéis fotovoltaicos.
Fonte: Portal Solar (2018).

Basicamente, existem 3 tecnologias distintas de células fotovoltaicas bastante difundidas comercialmente. São elas:

- Célula fotovoltaica monocristalina;
- Célula fotovoltaica policristalina;
- Célula fotovoltaica filme fino.

De acordo com Bhandari et al. (2015) e Villalva (2015), as diferentes tecnologias vêm evoluindo sua eficiência e, atualmente, a tecnologia de silício monocristalino ainda se apresenta como a mais eficiente dentre as demais. Conforme dados da Tabela 3, o silício monocristalino apresenta uma eficiência dos módulos comerciais de 14%, seguido do silício policristalino, com 13% e do CIGS, com 10%. O silício amorfo já apresenta um valor reduzido, com 7,5%, e, finalmente, a célula de Telureto de Cádmio (CdTe) apresenta-se como a menos eficiente, com apenas 9% de eficiência dos módulos comerciais.

Tabela 3 – Comparação da eficiência das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas

Material da célula fotovoltaica	Eficiência da célula em laboratório	Eficiência da célula comercial	Eficiência dos módulos comerciais
Silício monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Silício cristalino de filme fino	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo	13%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telureto de cádmio	16,4%	10%	9%
Dados: Fraunhofer ISE, Universidade de Stuttgart, 26th IEEE PVSC, NREL, UNSW, folhas de dados de vários fabricantes. Adaptada de "Energia fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação", Portugal, 2004.			

Fonte: Villalva (2015).

Cada tecnologia possui suas vantagens e desvantagens. A escolha do tipo de célula fotovoltaica no projeto vai depender exclusivamente de sua aplicação e do cenário da instalação. A célula de silício policristalino, por exemplo, possui uma eficiência menor que a célula de silício monocristalino, porém sua manufatura é mais econômica, o que, muitas vezes, se faz como uma opção mais atraente, pois aumenta a sua viabilidade (BHANDARI et al., 2015; VILLALVA 2015).

Conforme o Grupo Fotovoltaico da Universidade Federal de Santa Catarina (2018), em 2014, foi instalada na cidade catarinense de Tubarão a Usina Solar Cidade Azul (USCA), com capacidade instalada de 3 MWp em uma área total de 10 hectares. Este projeto, que conta com vários *stakeholders*, tem como principais objetivos a pesquisa e desenvolvimento, bem como a análise das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas em operação:

- Silício amorfo (a-Si);
- Silício monocristalino (µc-Si);
- Silício multicristalino (p-Si);
- CIGS.

O desenvolvimento da eficiência dos módulos é importante para aumentar a viabilidade financeira do investimento, pois reduz a quantidade de módulos

necessários e a área total requerida para implantar todo o sistema, além da mão de obra e outros custos.

2.6 Custo Nivelado de Energia

O custo nivelado de energia, ou do inglês *Levelized Cost Of Energy* (LCOE), é a expressão de todos os custos de investimentos anuais a valor presente dividido por toda a energia gerada descontados a uma determinada taxa durante um certo tempo de um sistema de geração qualquer, no caso deste trabalho, de um sistema fotovoltaico.

De acordo com a definição do Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL, 2017), dos Estados Unidos, o custo nivelado de energia é uma medida de custos que compara diferentes métodos de geração de eletricidade. É uma avaliação econômica do custo total médio para construir e operar um ativo gerador de energia ao longo de sua vida útil dividida pela produção total de energia do ativo durante esse período de vida. O LCOE também pode ser considerado como o custo mínimo no qual a eletricidade deve ser vendida para obter um ponto de equilíbrio durante a vida útil do projeto.

Nakabayashi (2015) afirma que o LCOE é uma variável considerada em análises de viabilidade econômica e financeira de empreendimentos elétricos que relaciona os custos associados e a energia gerada pelo empreendimento durante toda a sua vida útil.

2.7 Simulação de Monte Carlo

O método de Monte Carlo surgiu no ano de 1949, durante o Projeto Manhattan, na Segunda Guerra Mundial, com a fabricação de bombas nucleares. Tal modelagem matemática tinha o intuito de verificar a probabilidade da fissão dos átomos de uranio. O nome Monte Carlo vem de sua natureza aleatória e faz referência à roleta (que resulta números aleatórios) do Cassino em Monte Carlo.

O método é muito empregado nas mais diversas análises de estatística, em várias áreas da física e engenharia, bem como para a tomada de decisão em análise de riscos e análise de viabilidade em projetos.

Conforme Nakabayashi (2015), a simulação de Monte Carlo é uma ótima ferramenta para cenários com incertezas, pois traz uma abordagem probabilística e é

considerada um experimento estatístico, visto que consiste em uma grande quantidade de simulações de um modelo no qual as variáveis de entrada seguem uma sequência de números aleatórios em uma determinada distribuição probabilística.

2.8 Panorama Mundial do Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica

Recentemente, um estudo da *Information Handling Services* (IHS, 2016) apontou os países com as maiores instalações fotovoltaicas no mundo (Figura 15). A China aparece com a maior parcela, de 23%, seguida pelos Estados Unidos e Japão, ambos com 14% cada. A Alemanha aparece na sequência, com 13%, e a Itália com 6%. Fora isso, os demais locais existentes no mundo somam os 30% restantes. Juntos, apenas estes 5 países representam 70% de todas as instalações fotovoltaicas globais. Por essa razão, o trabalho proposto, além do Brasil obviamente, irá focar na análise do mercado de sistemas fotovoltaicos entre China, EUA, Alemanha, que são os grandes representantes desta tecnologia, bem como comparar a análise entre estes países (IHS, 2016).

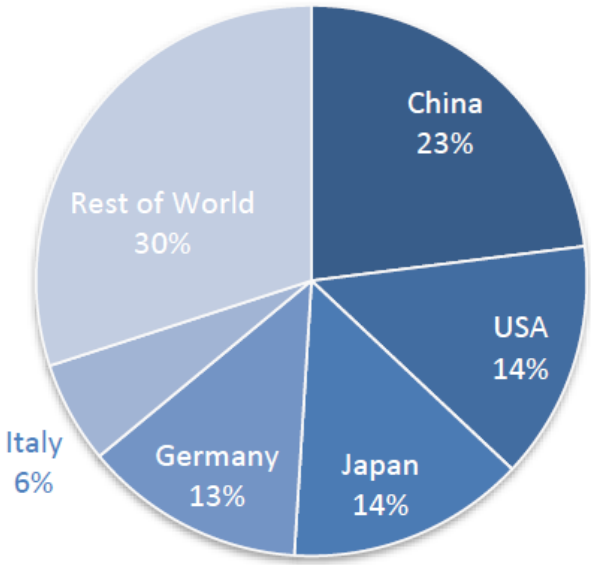


Figura 15 – Instalações fotovoltaicas globais 2016.
Fonte: IHS (2016).

Além de ser a maior em instalações fotovoltaicas no mundo, a China também lidera a manufatura de painéis fotovoltaicos em âmbito mundial. A China atualmente é o país que mais usufrui desta tecnologia.

2.9 O Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil

O próprio Atlas Brasileiro de Energia Solar – documento que traz informações acerca da incidência solar em todo território nacional – fez um mapeamento do potencial de geração solar fotovoltaica (Figura 16) considerando hipoteticamente um sistema fotovoltaico fixo bem projetado e com uma taxa de desempenho médio anual de 80%, a fim de simplificar a análise. O mapa mostra em círculos azuis a concentração populacional distribuída pelo território brasileiro. No mapa, constata-se que as maiores cidades circundam a extensão com melhor potencial de geração (área avermelhada), o que, estrategicamente, contribui ainda mais para o aproveitamento dessa área (INPE, 2017).

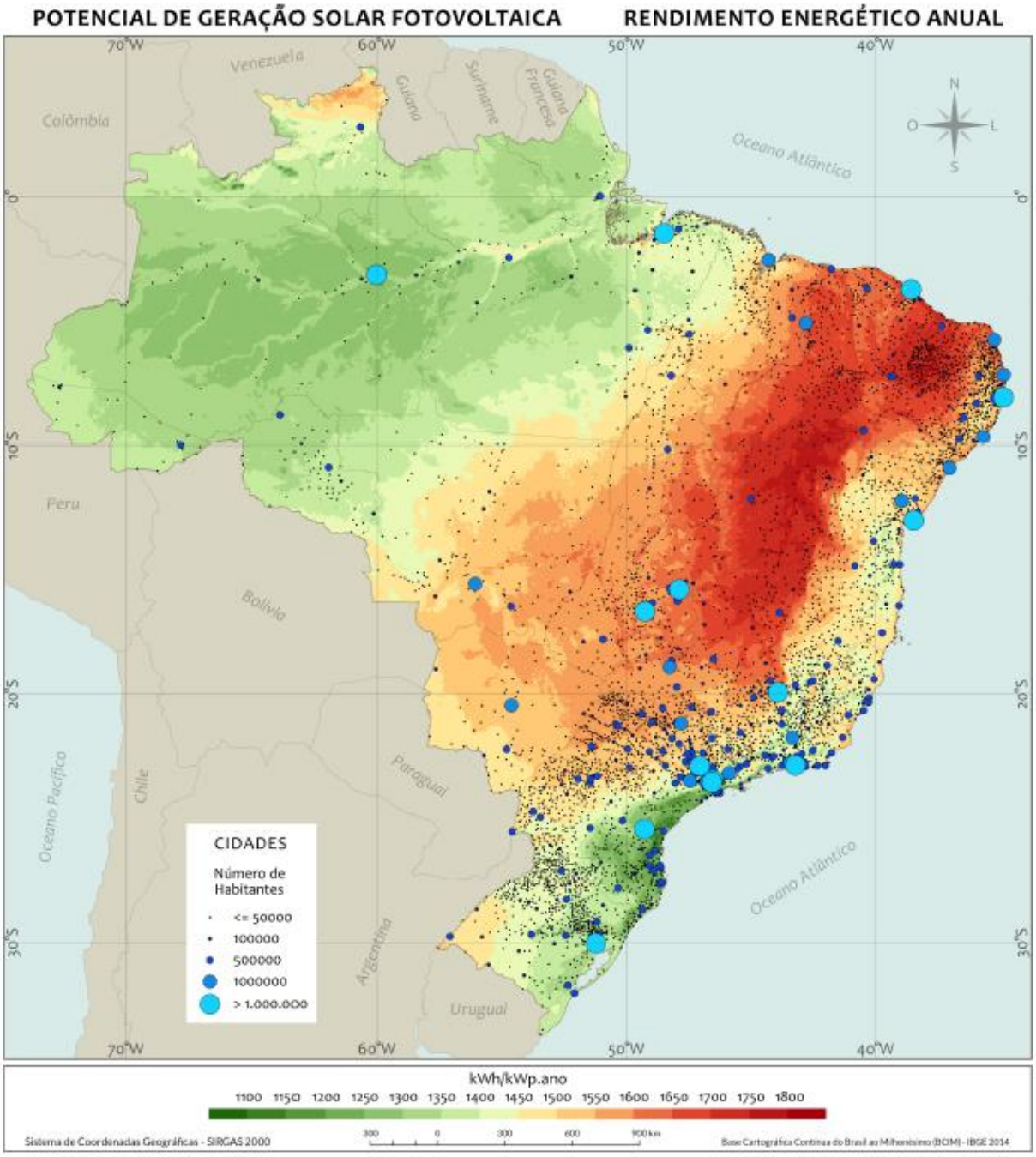


Figura 16 – Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.ano no perfil de cores), admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos e distribuição da população brasileira nas cidades.
Fonte: INPE (2017).

Agora, fazendo um paralelo entre o potencial de geração solar fotovoltaica levantado pelo Atlas, na Figura 16, e os empreendimentos das unidades de geração de sistemas fotovoltaicos apontados pelo Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (SIGEL, 2018), na Figura 17, examina-se que as usinas fotovoltaicas realmente se concentram na área com o melhor potencial de geração do território

nacional (área avermelhada) e também com um maior aglomerado perto das maiores cidades, mas ainda com uma potência instalada pouco significativa. Dessa forma, ainda há muito a ser explorado.

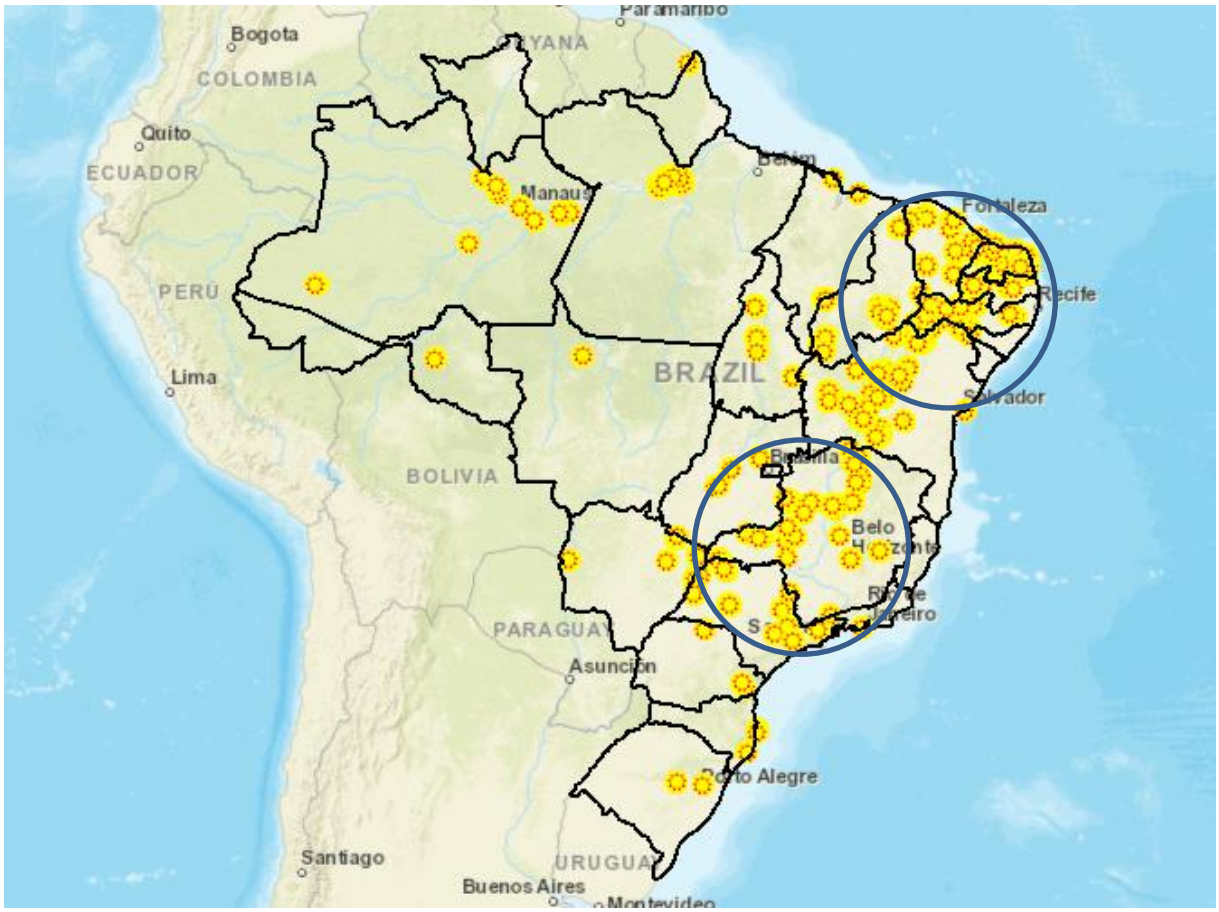


Figura 17 – Mapa com os empreendimentos de usinas fotovoltaicas em operação e com previsão de operação em território nacional.
Fonte: SIGEL (2018).

Além da irradiação solar e da potência instalada de sistemas fotovoltaicos, outra informação fundamental para o avanço da tecnologia no país é o *benchmark* deste setor. O *benchmark* é uma importante referência para as empresas do segmento e, no caso deste trabalho, é utilizado como ferramenta para a comparação do desenvolvimento da tecnologia e dos custos dos sistemas fotovoltaicos entre os países analisados neste trabalho.

Em diversos países, algumas instituições nacionais realizam regularmente um estudo de *benchmark* sobre a atual situação do mercado de sistemas fotovoltaicos. No Brasil, o Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL, 2017) publicou um *benchmark* sobre o mercado brasileiro de geração

distribuída fotovoltaica realizando uma pesquisa com uma amostra de 373 empresas que responderam vários questionários unicamente sobre o segmento de sistemas fotovoltaicos. Este documento é um instrumento de grande relevância para visualizar as tendências do mercado de geração distribuída fotovoltaica no Brasil e extrair diversas informações dos resultados, como será mostrado adiante.

É possível apurar pelo gráfico da Figura 18 que as empresas nacionais ainda são relativamente jovens – mais da metade delas possuem menos de cinco anos, o que é considerado pouco para o tempo de maturidade de uma empresa. Apenas 30% das empresas possuem mais de 3 anos de experiência neste segmento (IDEAL, 2017).

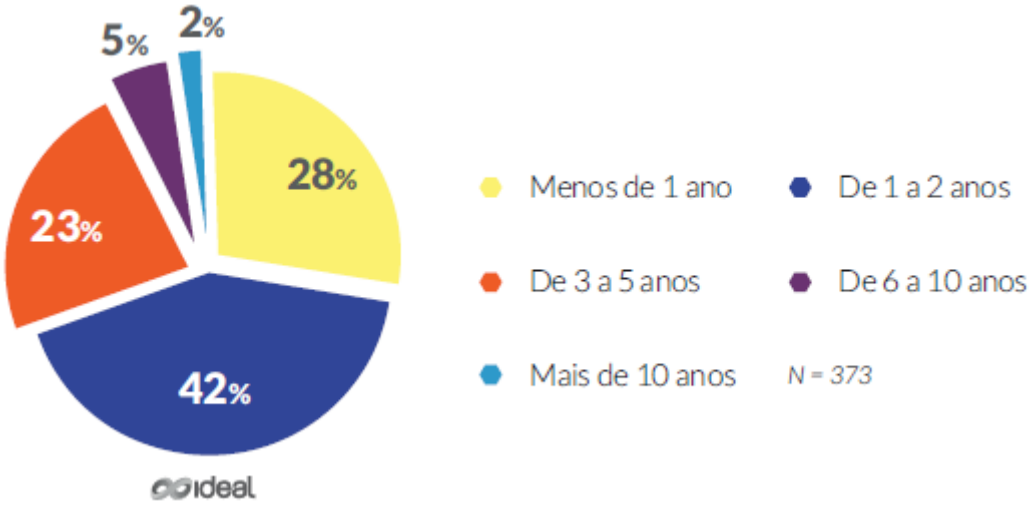


Figura 18 – Tempo de atuação das empresas no setor de energia fotovoltaico.
Fonte: IDEAL (2017).

Das empresas analisadas, pode-se verificar no mapa da Figura 19 que quase metade estão situadas na região Sudeste, seguidas das regiões Sul, Nordeste, Centro-oeste e, por fim, na região Norte. Como visto no Atlas Brasileiro de Energia Solar, o Nordeste possui a melhor irradiação solar, porém não compreende a maioria das empresas. Em contrapartida, o Sudeste possui o maior desenvolvimento socioeconômico e movimenta a economia brasileira com mais força (IDEAL, 2017).

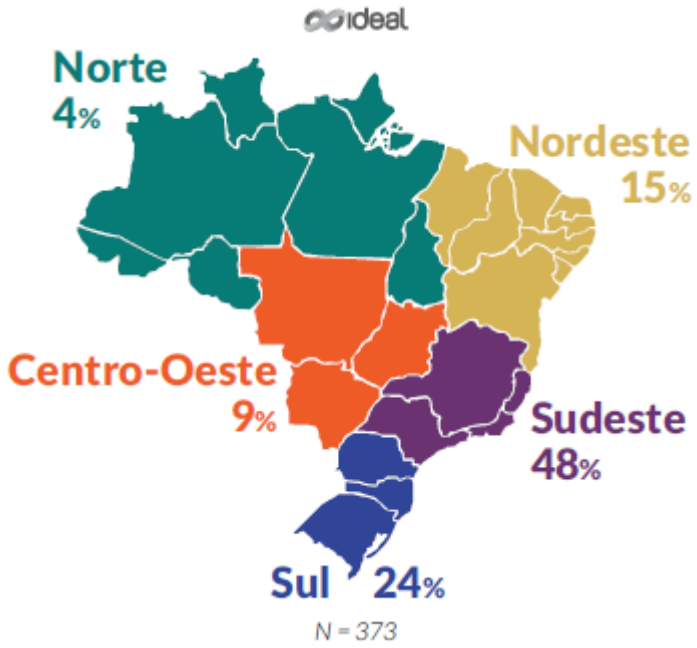


Figura 19 – Região da localização das empresas.
Fonte: IDEAL (2017).

A pesquisa também buscou identificar qual segmento tem oferecido a maior demanda de instalação de sistemas fotovoltaicos, como visto na Figura 20. O segmento residencial apresentou-se como mais representativo com 62% das instalações realizadas, seguido pelo comercial com 31% e o industrial com apenas 7%. (IDEAL, 2017).

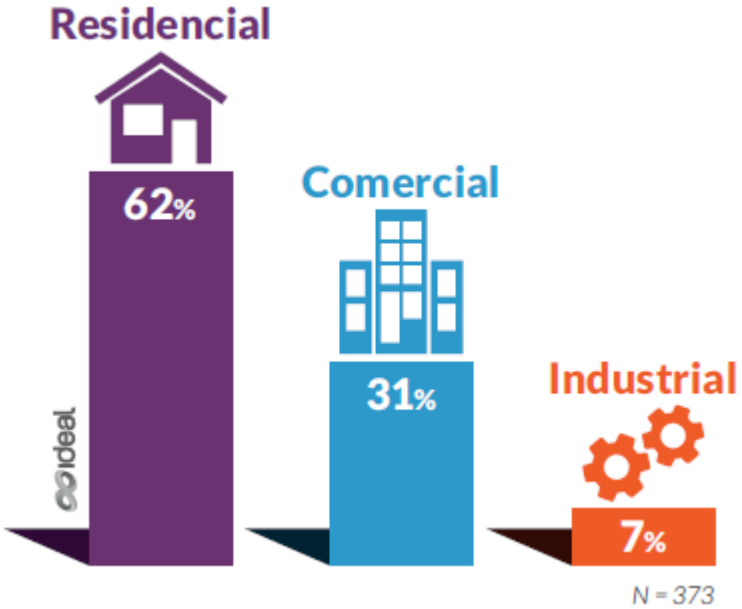


Figura 20 – Principal segmento de atuação das empresas.
Fonte: IDEAL (2017).

No tocante à etapa de valor incorporada pelas empresas, na Figura 21, a pesquisa verificou em qual etapa da cadeia de valor a empresa é mais atuante no mercado, mesmo que atue em mais de uma etapa. É visível que a maioria (53%) se enquadra na etapa de instaladoras, contra 32% que se enquadram na etapa de projetista e apenas 15% se enquadram na etapa de fabricante ou revendedora (IDEAL, 2017).

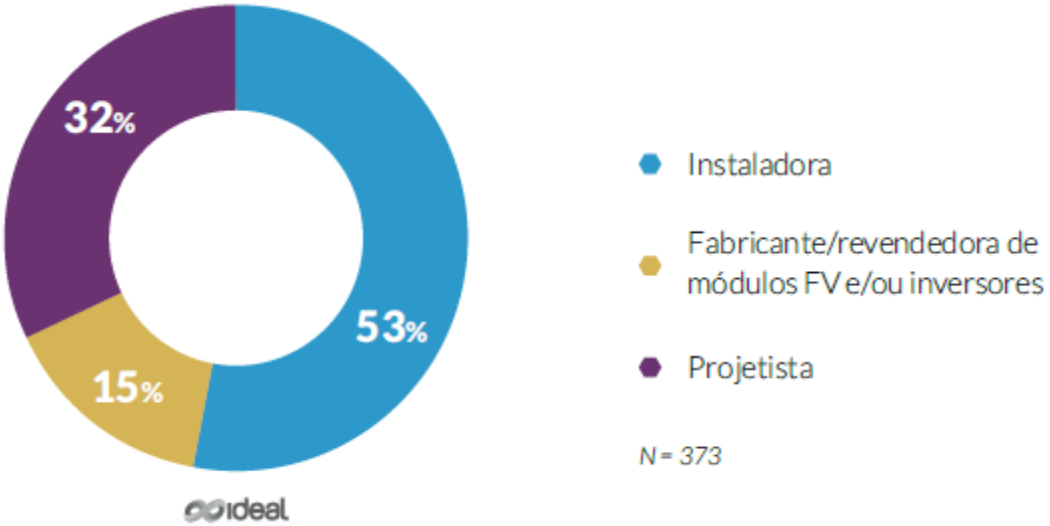


Figura 21 – Etapa de valor das empresas.
Fonte: IDEAL (2017).

A pesquisa também verificou a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados no país. No mapa da Figura 22, observa-se que a maioria dos sistemas fotovoltaicos foram instalados na região Sudeste, o que vai ao encontro da localização das empresas. Dos estados analisados, São Paulo e Minas Gerais aparecem com mais de 2.000 sistemas fotovoltaicos já instalados. Estes dados estão alinhados aos dados da ABSOLAR descritos anteriormente (IDEAL, 2017).

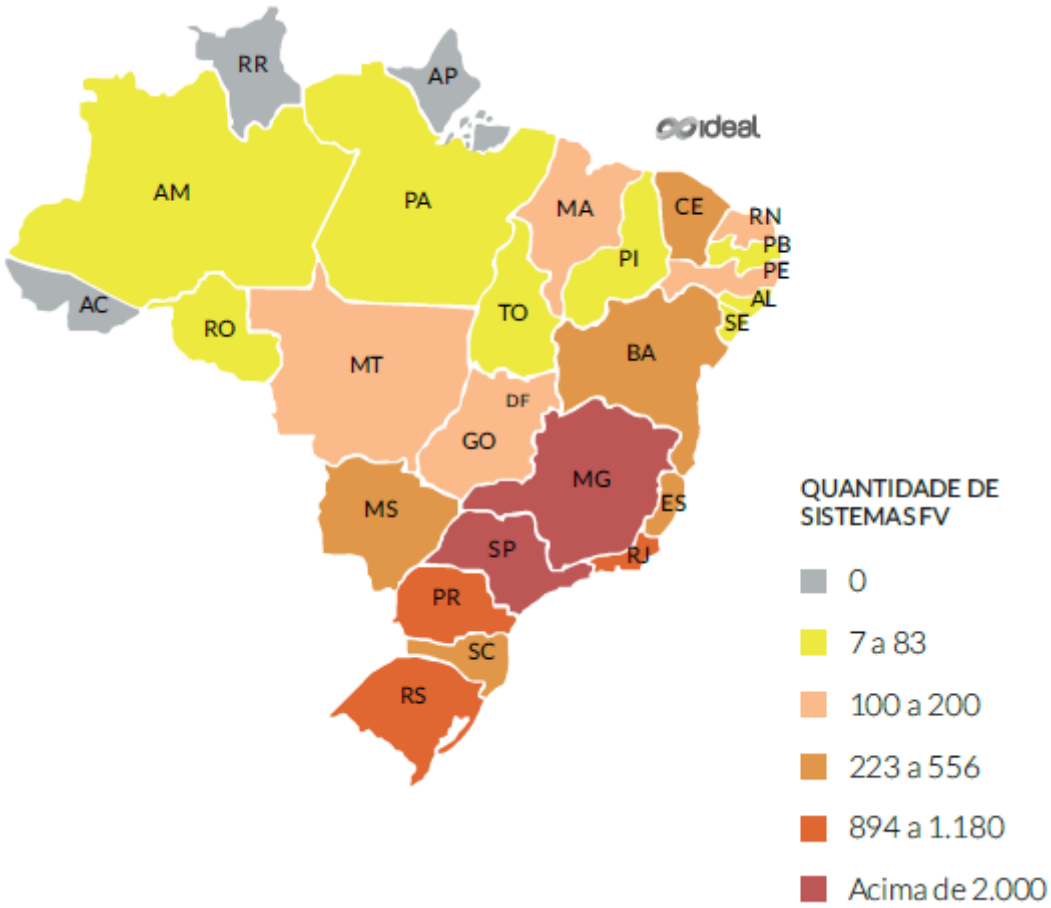


Figura 22 – Instalações e conexões nos estados brasileiros.
Fonte: IDEAL (2017).

Com relação aos custos dos sistemas fotovoltaicos, o preço médio em R$/Wp vem decaindo desde o ano de 2013. Nota-se na Figura 23 que o preço cai conforme o aumento da potência do sistema. Isto se deve à diluição do preço de manufatura que, consequentemente, pode ser repassado ao consumidor final. Verifica-se uma tendência de queda no preço ao longo dos anos e também quando há um aumento da potência instalada do sistema (IDEAL, 2017).

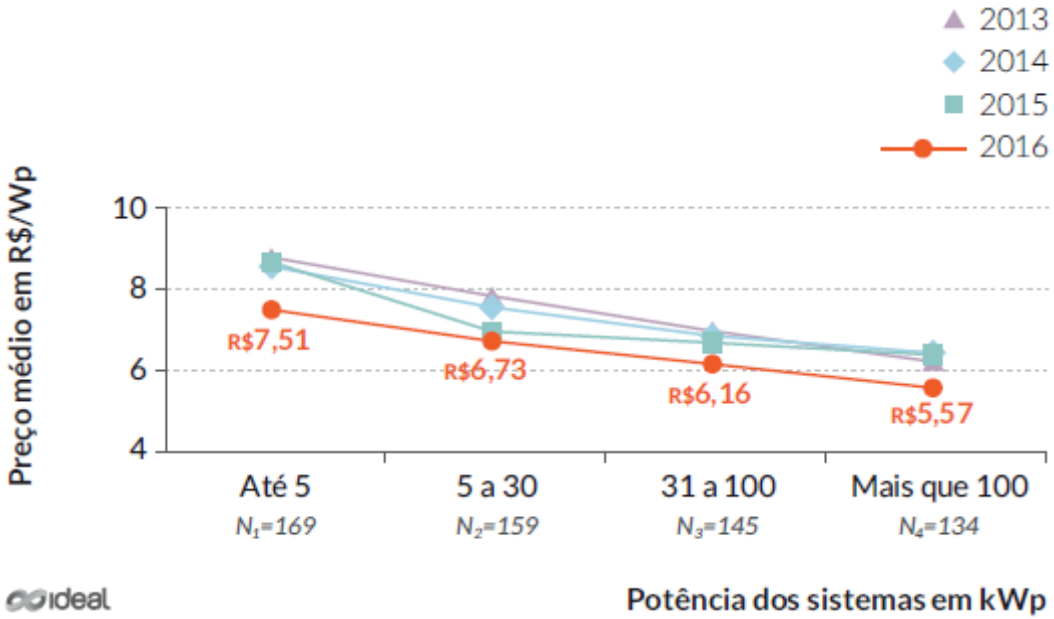


Figura 23 – Preço de sistemas fotovoltaicos em 2016 por faixa de potência informado pelas empresadas instaladoras.
Fonte: IDEAL (2017).

Naturalmente, o preço informado pelas empresas fabricantes ou revendedoras de módulos e/ou inversores de frequência é um pouco mais baixo que o preço informado pelas empresas instaladoras, seguindo a mesma tendência de queda do preço (R$/Wp) conforme o aumento da potência instalada do sistema fotovoltaico, como verifica-se na Figura 24 (IDEAL, 2017).

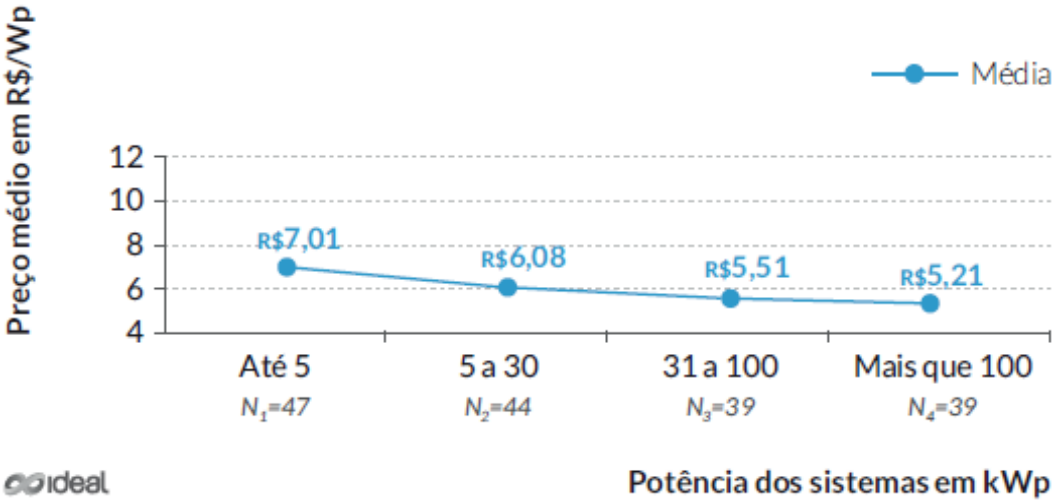


Figura 24 – Preço de sistemas fotovoltaicos em 2016 por faixa de potência informado pelas empresas fabricantes/revendedoras de módulos e/ou inversores.
Fonte: IDEAL (2017).

Nas curvas do gráfico da Figura 25, é possível observar a comparação entre os preços informados pelas empresas instaladoras e as empresas revendedoras. Obviamente, as empresas instaladoras incorporam o custo da instalação junto ao valor total do sistema, levando a curva do preço médio (R$/kWp) acima da curva do preço médio das empresas revendedoras. Observa-se também que o preço médio cai consideravelmente com o aumento da potência do sistema (IDEAL, 2017).

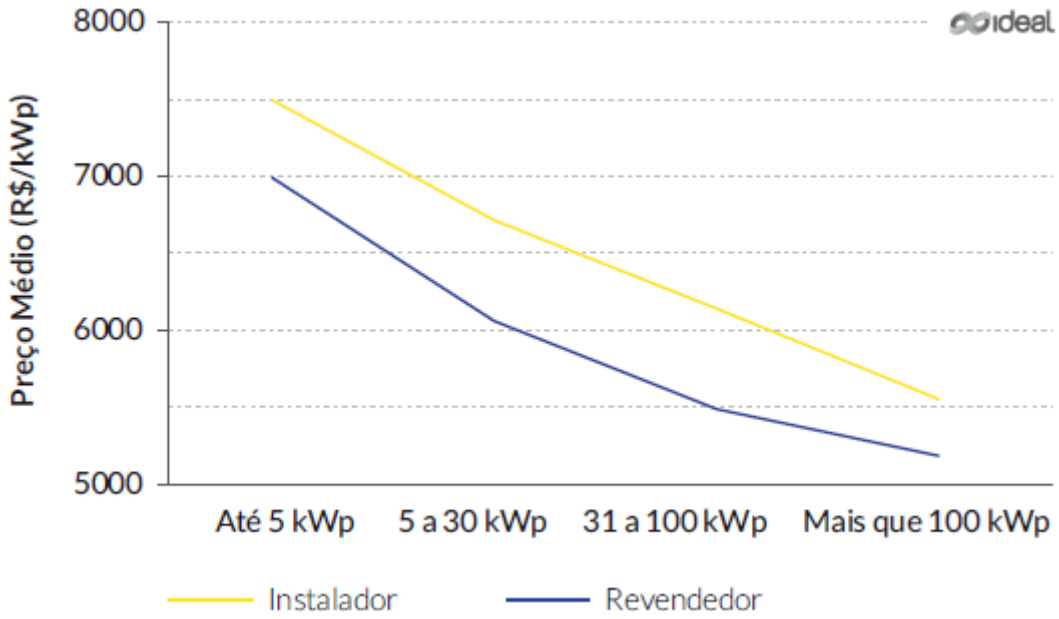


Figura 25 – Comparação dos preços de sistemas fotovoltaicos por faixa de potência informados pelas empresas instaladoras e fabricantes/revendedoras de módulos e/ou inversores.
Fonte: IDEAL (2017).

Outra informação extremamente relevante deste *benchmarking* é a composição do custo total de um sistema fotovoltaico. No gráfico da Figura 26, constata-se que os módulos fotovoltaicos correspondem a 41% do custo total do sistema, em seguida os inversores com 23%, compondo juntos 64% dos custos totais. Os outros 36% são compostos por projeto e instalação, estruturas metálicas de suporte e outros componentes. O Brasil não possui manufatura de tecnologia fotovoltaica e importa os painéis fotovoltaicos e inversores, fazendo com que aumente mais os custos destes componentes (IDEAL, 2017).

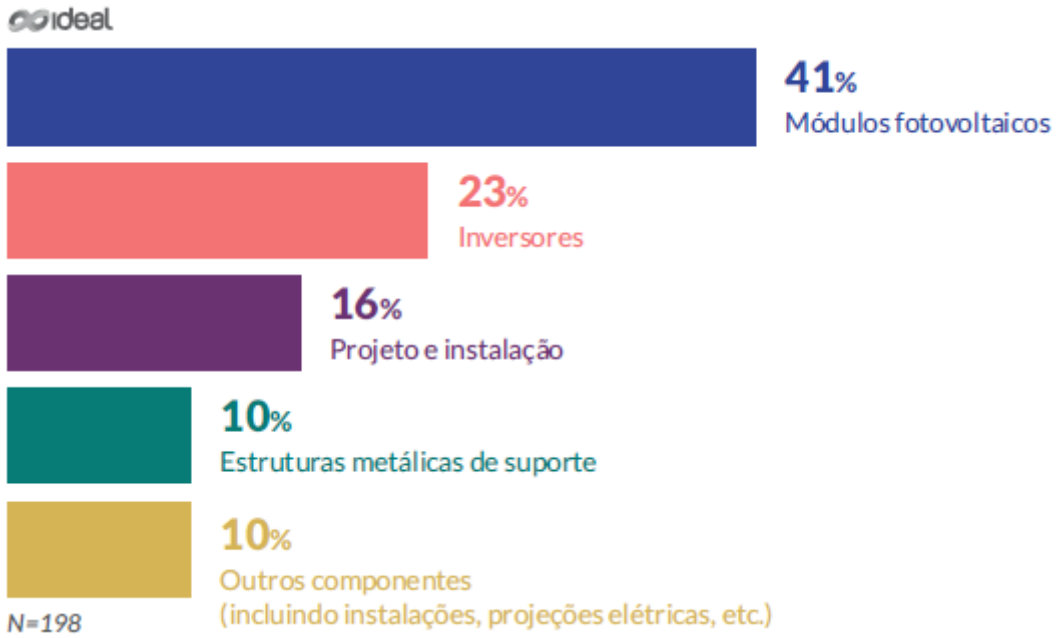


Figura 26 – Composição do custo total da instalação de um sistema fotovoltaico. Fonte: IDEAL (2017).

Finalmente, quanto às opções de pagamento mais utilizadas pelos clientes, constata-se na Figura 27 que 31% preferem o pagamento à vista, 31% optam por financiamento com o banco, 27% decidem pagar a prazo e os outros 11% escolhem as demais formas de pagamento (IDEAL, 2017).

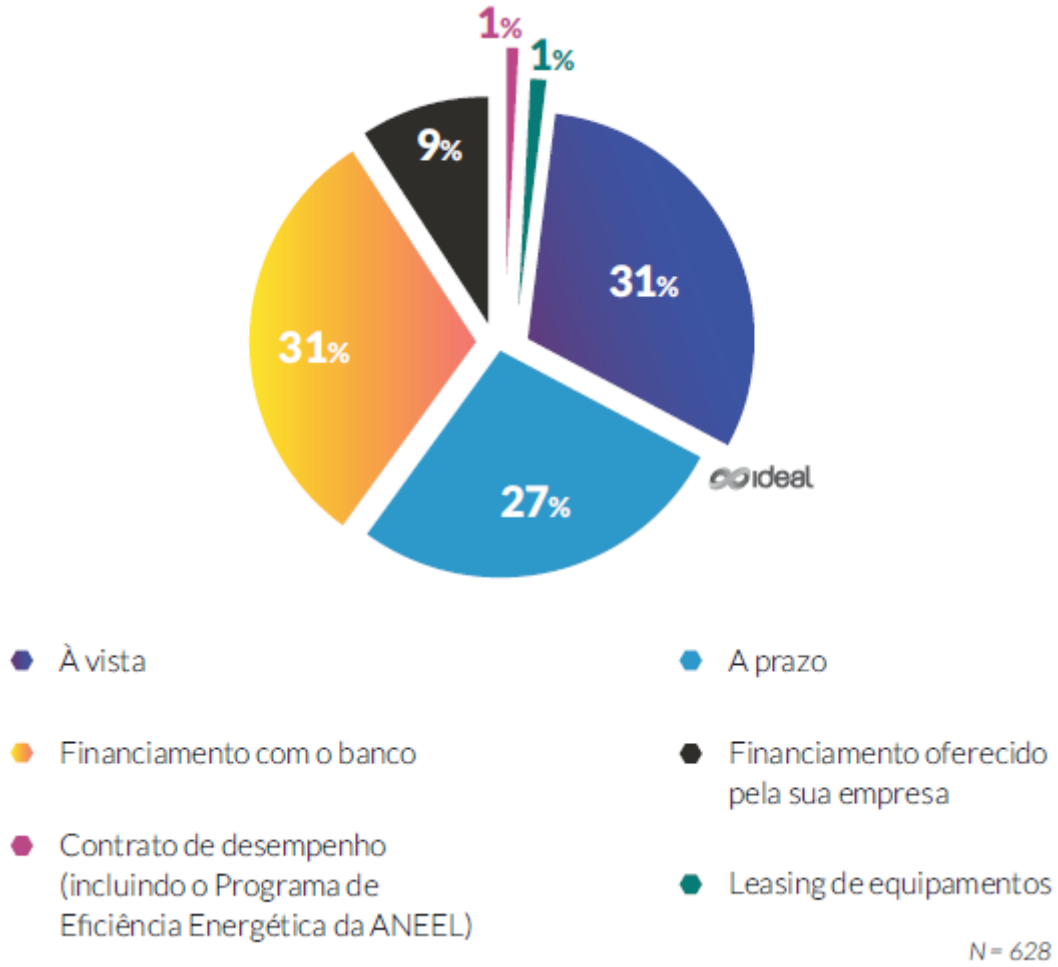


Figura 27 – Opções de pagamento mais utilizadas pelos clientes.
Fonte: IDEAL (2017).

Já para Ferreira (2017), em seu *benchmark* realizado em todas as capitais brasileiras sintetizado na Tabela 4, a média observada do custo dos sistemas fotovoltaicos em todo o país é de 11,34 R$/Wp, bem como a média da potência dos sistemas é de 1,59 kWp.

Tabela 4 – Custos máximos e mínimos de sistemas fotovoltaicos em todas as capitais dos estados do país (preços em reais)

State	Capital	Power of reference (kWp)	Min. price	Max. price
AC	Rio Branco	1.75	R$ 16,625.00	R$ 21,000.00
AL	Maceió	1.47	R$ 14,700.00	R$ 19,845,00
AM	Manaus	1.61	R$ 15,295.00	R$ 19,320.00
AP	Macapá	1.55	R$ 15,500.00	R$ 20,925.00
BA	Salvador	1.45	R$ 14,500.00	R$ 19,575.00
CE	Fortaleza	1.42	R$ 14,200.00	R$ 19,170.00
DF	Brasília	1.52	R$ 15,200.00	R$ 20,520.00
ES	Vitoria	1.56	R$ 15,600.00	R$ 21,060.00
GO	Goiânia	1.52	R$ 15,200.00	R$ 20,520.00
MA	São Luiz	1.61	R$ 15,295.00	R$ 19,320.00
MG	Belo Horizonte	1.74	R$ 16,530.00	R$ 20,880.00
MS	Campo Grande	1.55	R$ 15,500.00	R$ 20,925.00
MT	Cuiabá	1.52	R$ 15,200.00	R$ 20,520.00
PA	Belém	1.57	R$ 15,700.00	R$ 21,195.00
PB	João Pessoa	1.44	R$ 14,400.00	R$ 19,440,00
PE	Recife	1.39	R$ 13,900.00	R$ 18,765.00
PI	Teresina	1.44	R$ 14,400.00	R$ 19,440.00
PR	Curitiba	2.05	R$ 19,475.00	R$ 24,600.00
RJ	Rio De Janeiro	1.63	R$ 15,485.00	R$ 19,560.00
RN	Natal	1.4	R$ 14,000.00	R$ 18,900.00
RO	Boa Vista	1.61	R$ 15,295.00	R$ 19,320.00
RR	Porto Velho	1.72	R$ 16,340.00	R$ 20,640.00
RS	Porto Alegre	1.68	R$ 15,960.00	R$ 20,160.00
SC	Florianópolis	1.77	R$ 16,815.00	R$ 21,240.00
SE	Aracaju	1.44	R$ 14,400.00	R$ 19,440.00
SP	São Paulo	1.91	R$ 18,145.00	R$ 22,920.00
TO	Porto Nacional	1.55	R$ 15,500.00	R$ 20,925.00

Fonte: Ferreira (2017).

2.10 O Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica nos Estados Unidos

Conforme o Solargis (2018), os Estados Unidos têm a região Sudoeste do país com o melhor potencial de geração fotovoltaica, ou seja, com a melhor média anual de irradiação solar. O mapa com o potencial de geração dos EUA pode ser visto na Figura 28.

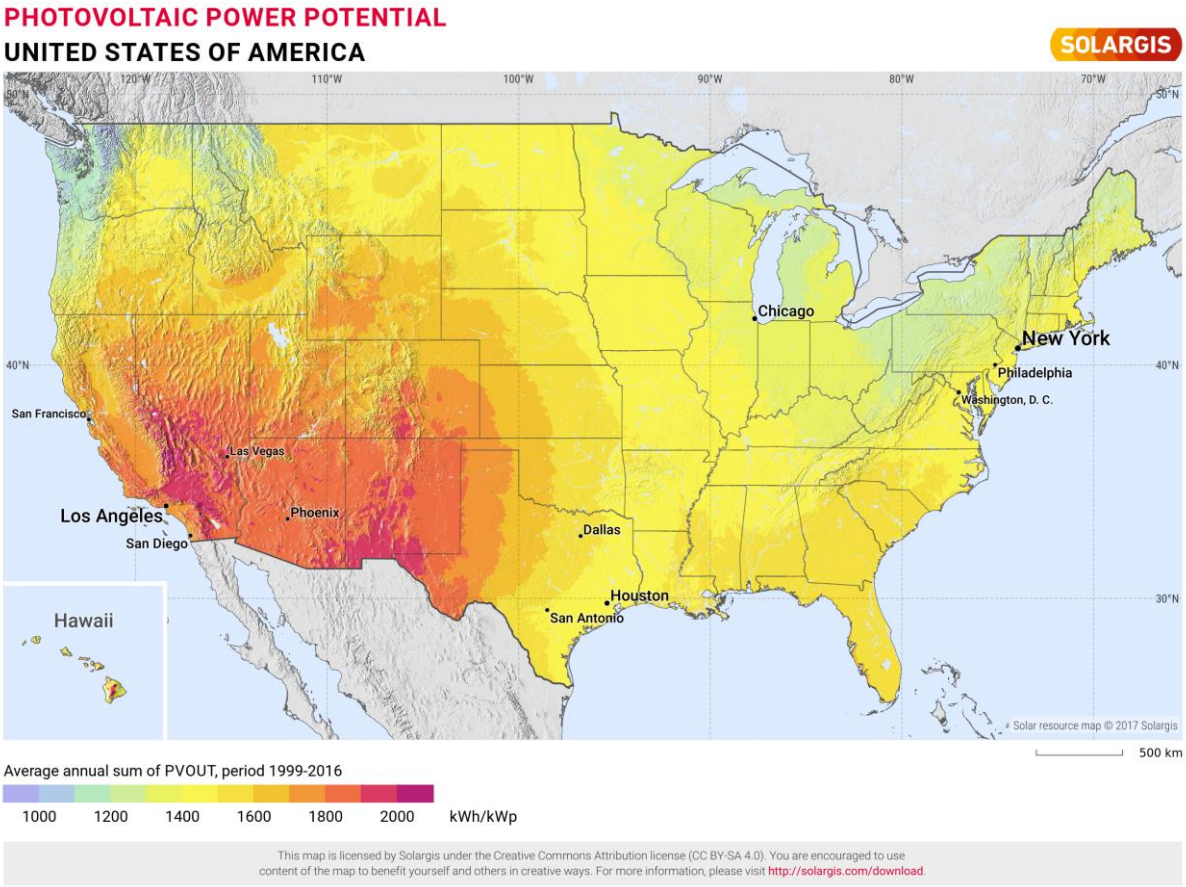


Figura 28 – Potencial fotovoltaico nos Estados Unidos da América.
Fonte: Solargis (2018).

O NREL (2017), que faz parte do departamento de energia dos Estados Unidos da América, realiza periodicamente um *benchmark* de sistemas fotovoltaicos no país. No seu mais recente estudo, as demandas foram subdividas em residencial (até 5,7 kW), comercial (até 200 kW), larga escala de eixo fixo (até 100 MW) e larga escala de eixo com 1 grau de liberdade (até 100 MW). Neste estudo, apurou-se que os custos dos sistemas fotovoltaicos no país vêm caindo a cada ano, sobretudo dos módulos, como vê-se na Figura 29. Observa-se também uma tendência de queda dos custos conforme o aumento da potência do sistema. Isto se explica pela redução dos custos de produção em larga escala.

Outro ponto importante, ainda na Figura 29, é a composição dos custos dos sistemas fotovoltaicos: os módulos correspondem a apenas 12,5% do custo total (0,35 $/W), o inversor corresponde a 6,79% (0,19 $/W). Os custos de estrutura (*hardware* BOS) correspondem a 12,5% (0,35 $/W). A mão de obra da instalação corresponde a 10,71% (0,30 $/W), enquanto que os demais custos como taxas etc., correspondem aos restantes 57,5% (1,61 $/W) do custo integral do sistema fotovoltaico. Ademais,

verifica-se claramente que, conforme o aumento da potência do sistema fotovoltaico, a composição das taxas cai, principalmente para sistemas fotovoltaicos de larga escala, o que aumenta a viabilidade do seu investimento (NREL, 2017).

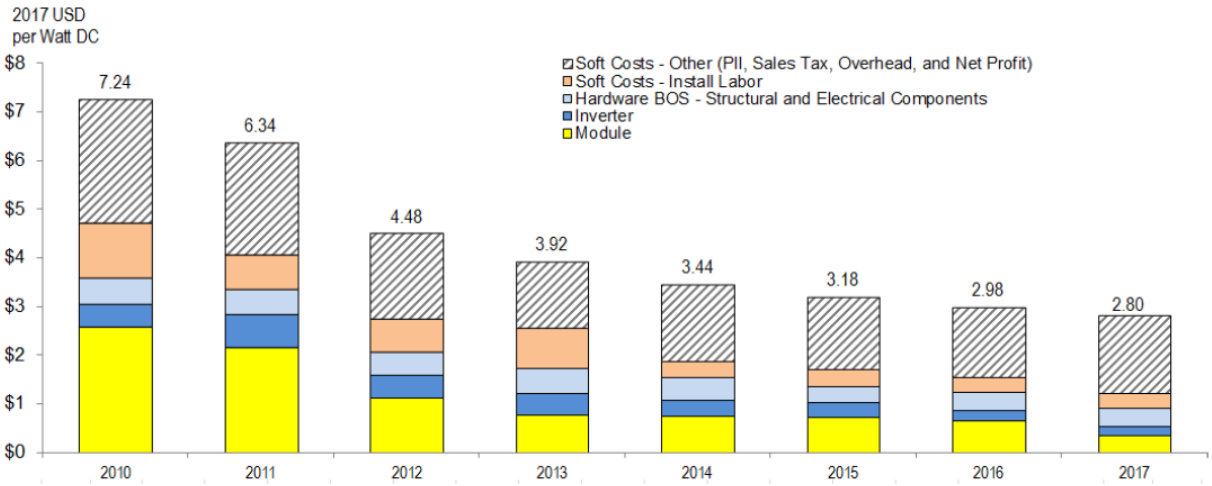


Figura 29 – Custos dos sistemas fotovoltaicos residenciais nos EUA.
Fonte: NREL (2017).

Abaixo, na Figura 30, está a comparação das escalas de potência instalada de sistemas fotovoltaicos e seu respectivo custo desde 2010 até 2017.

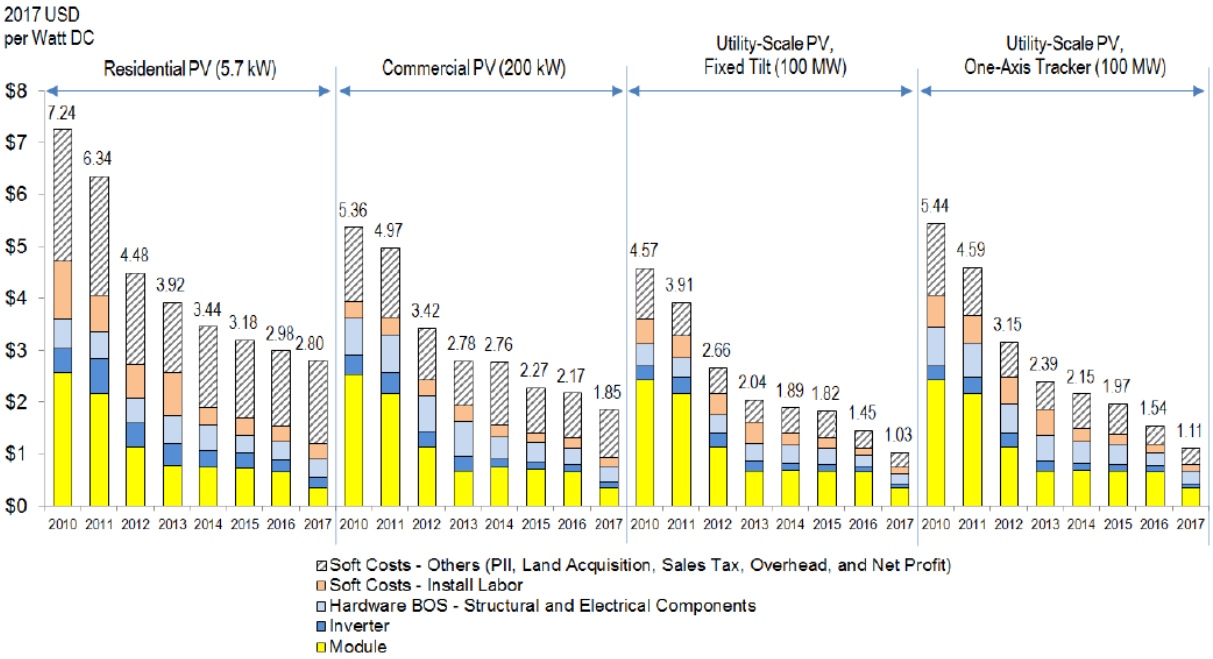
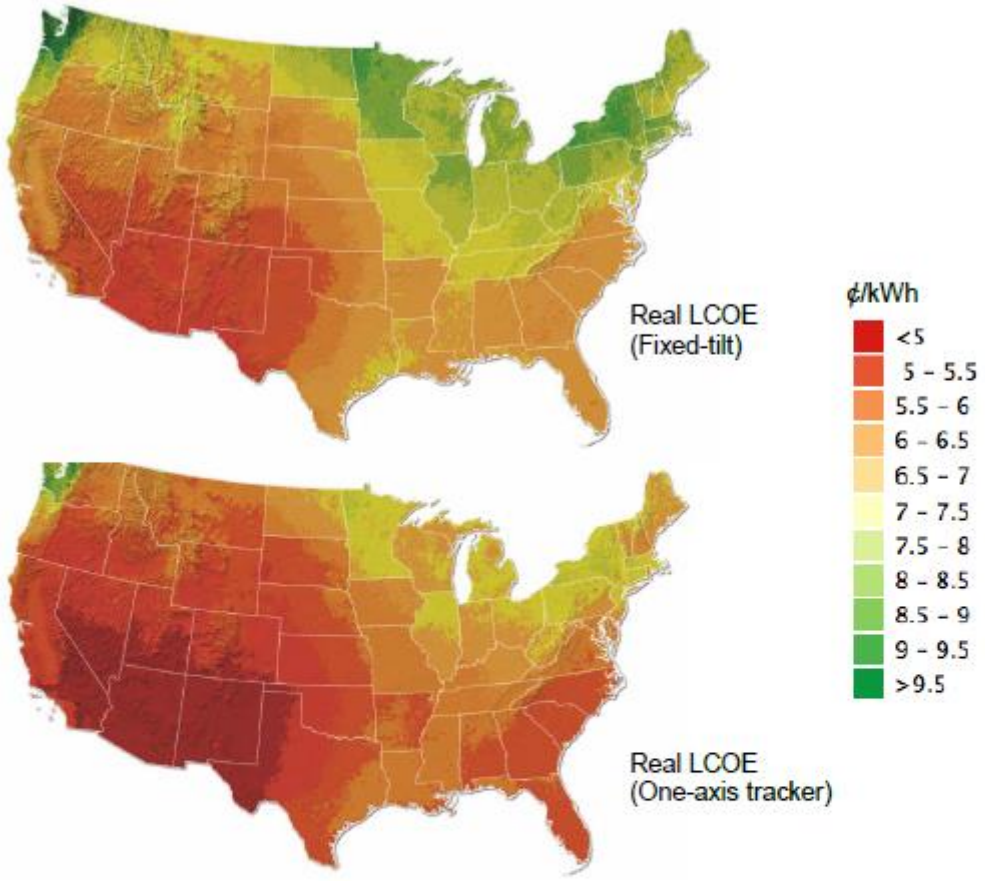


Figura 30 – Custos dos sistemas fotovoltaicos residencial, comercial e de larga escala nos EUA.
Fonte: NREL (2017).

O NREL (2017) fez também um mapeamento do custo nivelado de energia em todo o território do país norte-americano, considerando um sistema com inclinação fixa e outro com rastreamento em apenas um eixo. Os resultados são ilustrados na Figura 31. Nas áreas com a cor mais avermelhada, observa-se um LCOE menor que 5 centavos por kWh. É possível verificar também uma tendência de menor custo nivelado de energia em um sistema fotovoltaico com rastreamento em um eixo.



2017 USD		Fixed-Tilt			One-Axis Tracker			One-Axis Tracker vs. Fixed-Tilt		
State	Location	Total Installed Costs ($/W)	Nominal LCOE (cent per kWh)	Real LCOE (cent per kWh)	Total Installed Costs ($/W)	Nominal LCOE (cent per kWh)	Real LCOE (cent per kWh)	Installed Costs Premium (%)	Nominal LCOE Change (%)	Real LCOE Change (%)
CA	Bakersfield	1.09	7.26	5.68	1.18	6.44	5.04	8.26%	-11.29%	-11.27%
CA	Imperial	1.09	6.64	5.19	1.18	5.76	4.50	8.26%	-13.25%	-13.29%
AZ	Prescott	0.98	6.20	4.85	1.06	5.47	4.27	8.16%	-11.77%	-11.96%
AZ	Tucson	0.98	6.01	4.70	1.06	5.29	4.14	8.16%	-11.98%	-11.91%
NV	Las Vegas	1.05	6.33	4.95	1.13	5.54	4.33	7.62%	-12.48%	-12.53%
NM	Albuquerque	0.99	6.05	4.73	1.06	5.39	4.21	7.07%	-10.91%	-10.99%
CO	Alamosa	0.99	6.05	4.73	1.07	5.33	4.16	8.08%	-11.90%	-12.06%
NC	Jacksonville	0.96	7.25	5.67	1.03	6.56	5.13	7.29%	-9.52%	-9.52%
TX	San Antonio	0.97	7.11	5.56	1.04	6.55	5.12	7.22%	-7.88%	-7.91%
NJ	Newark	1.13	9.15	7.16	1.22	8.59	6.71	7.96%	-6.12%	-6.28%
FL	Orlando	1.02	8.47	6.63	1.09	7.51	5.87	6.86%	-11.33%	-11.46%
HI	Kona	1.14	8.08	6.32	1.22	7.41	5.79	7.02%	-8.29%	-8.39%

Figura 31 – LCOE real modelado (¢/kWh), para um sistema fotovoltaico de escala de utilidade de 100 MWdc com inclinação fixa e com rastreamento em um eixo em 2017.
Fonte: NREL (2017).

Na sequência, conforme a Figura 32, o gráfico do custo nivelado de energia de 2010 até 2017 dos EUA aponta uma tendência de queda anualmente nos três segmentos: residencial, comercial e larga escala.

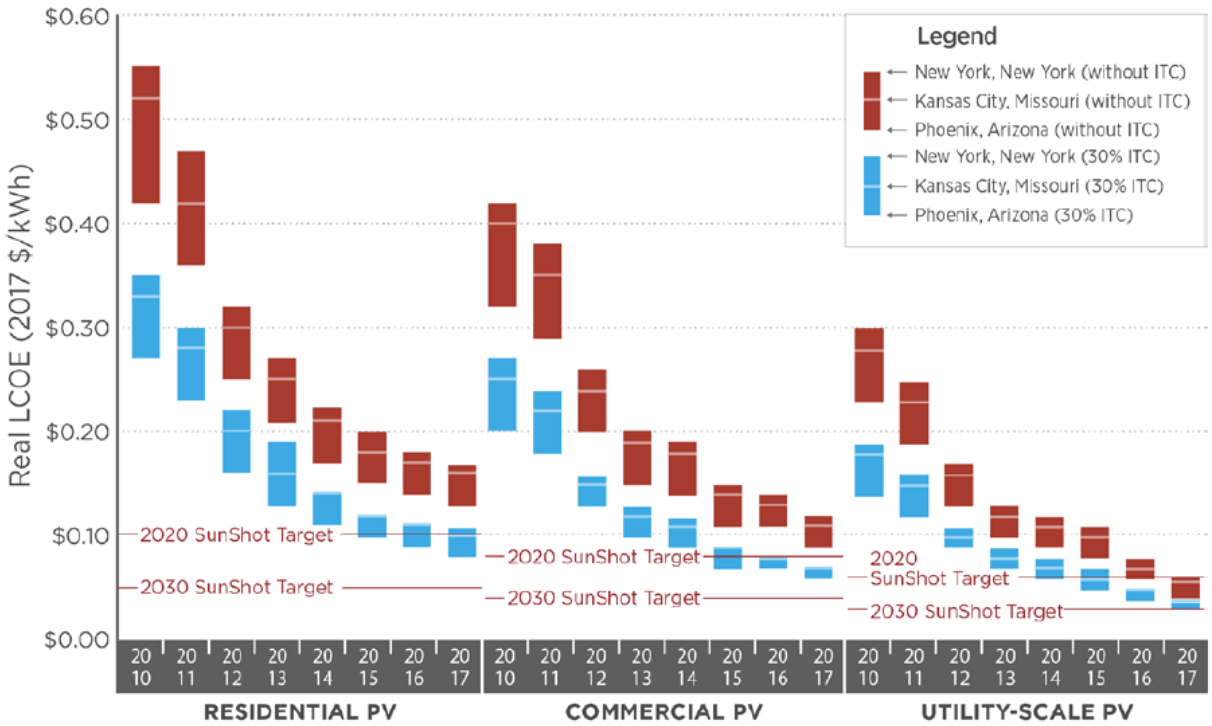


Figura 32 – Resumo do *benchmark* feito pela NREL do custo nivelado de energia de sistemas fotovoltaicos (corrigido pela inflação), 2010-2017.
Fonte: NREL (2017).

2.11 O Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica na Alemanha

Conforme o Solargis (2018), a Alemanha tem a região Sul do país com o melhor potencial de geração fotovoltaica, ou seja, com a melhor média anual de irradiação solar. Observa-se que a região com a melhor média anual de irradiação solar (1.150 kWh/kWp) se assemelha à região Sul e a região Norte brasileira com as menores médias anuais de irradiação solar. O mapa com o potencial de geração da Alemanha pode ser visto na Figura 33.

Recentemente, no primeiro semestre de 2018, a Alemanha bateu recorde de geração a partir de fontes renováveis, registrado no dia 02/07/2018, quando, pela primeira vez, o país produziu mais de 100 bilhões de kWh em um período de 6 meses apenas com energia limpa. Nos últimos 3 anos, as fontes renováveis tiveram um aumento de 33% de geração de energia na matriz elétrica alemã (DEUTSCH WELLE, 2018). Ademais, a Alemanha pretende, até 2022, acabar com a geração nuclear – o

que incentiva ainda mais o país a buscar fontes renováveis de geração de energia elétrica (EXAME, 2018).

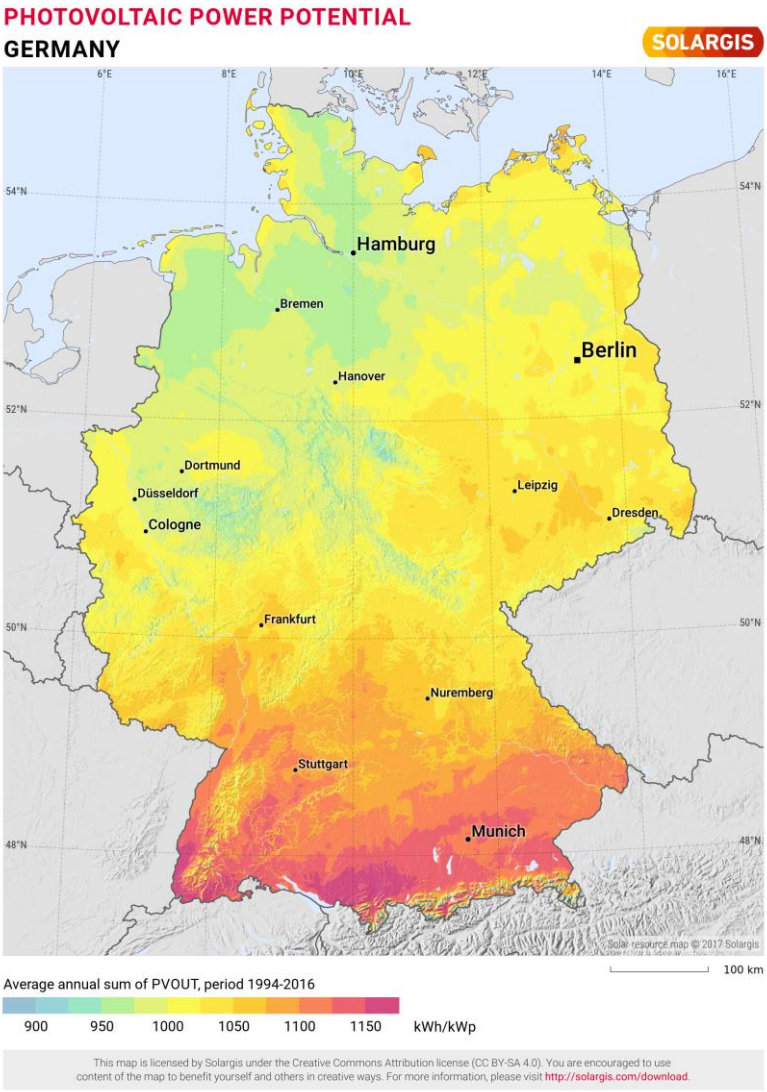


Figura 33 – Potencial fotovoltaico na Alemanha.
Fonte: Solargis (2018).

O Instituto Alemão de Sistemas de Energia Solar *Fraunhofer* (2018) fez recentemente um estudo do mercado de sistemas fotovoltaicos no país e, conforme a Figura 34, levantou a média do custo de sistemas fotovoltaicos de 10 kWp até 100 kWp. O estudo constatou que o custo caiu acentuadamente de 2006 a 2012 e, desde então, até 2017, sua queda foi menos expressiva. Observa-se no gráfico uma queda ainda mais acentuada no custo dos módulos em comparação ao custo total do sistema fotovoltaico, que passou de 71% do custo total em 2006 para 46% em 2017, ou seja, menos da metade do custo total.

Verifica-se na composição dos custos de sistemas fotovoltaicos na Alemanha que os módulos correspondem a menos da metade do custo total: 46%, enquanto os outros 54% compõem os outros custos, como instalação, taxas, impostos etc., além do inversor de frequência. O custo médio total de um sistema fotovoltaico na Alemanha, em 2017, foi cerca de 1.100 €/kWp (FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS, 2018).

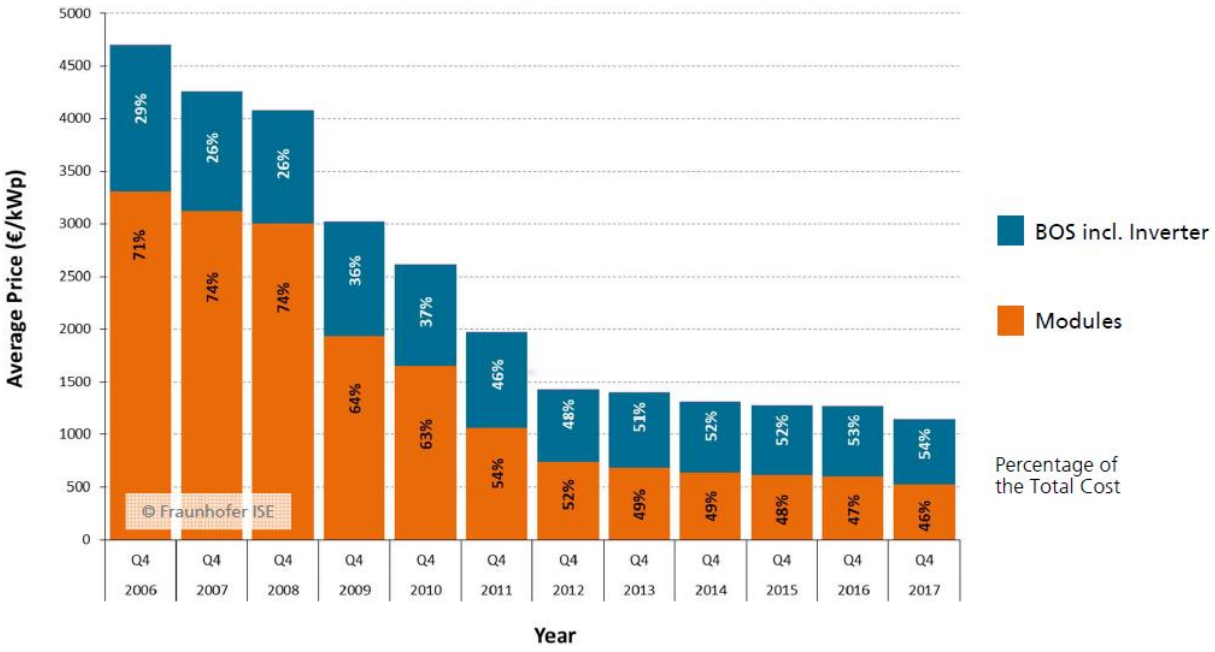


Figura 34 – Custo dos sistemas fotovoltaicos na Alemanha.
Fonte: *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems* (2018).

Ainda segundo o instituto *Fraunhofer* (2018), conforme a redução do custo do sistema de geração fotovoltaico e o aumento da irradiação solar, menor o seu custo nivelado de energia elétrica (Figura 35). Por outro lado, segundo a Lei de Energias Renováveis, ou *Erneuerbare Energien Gesetz* (EEG) na língua alemã, a remuneração pela energia gerada diminui de acordo com o aumento da potência instalada.

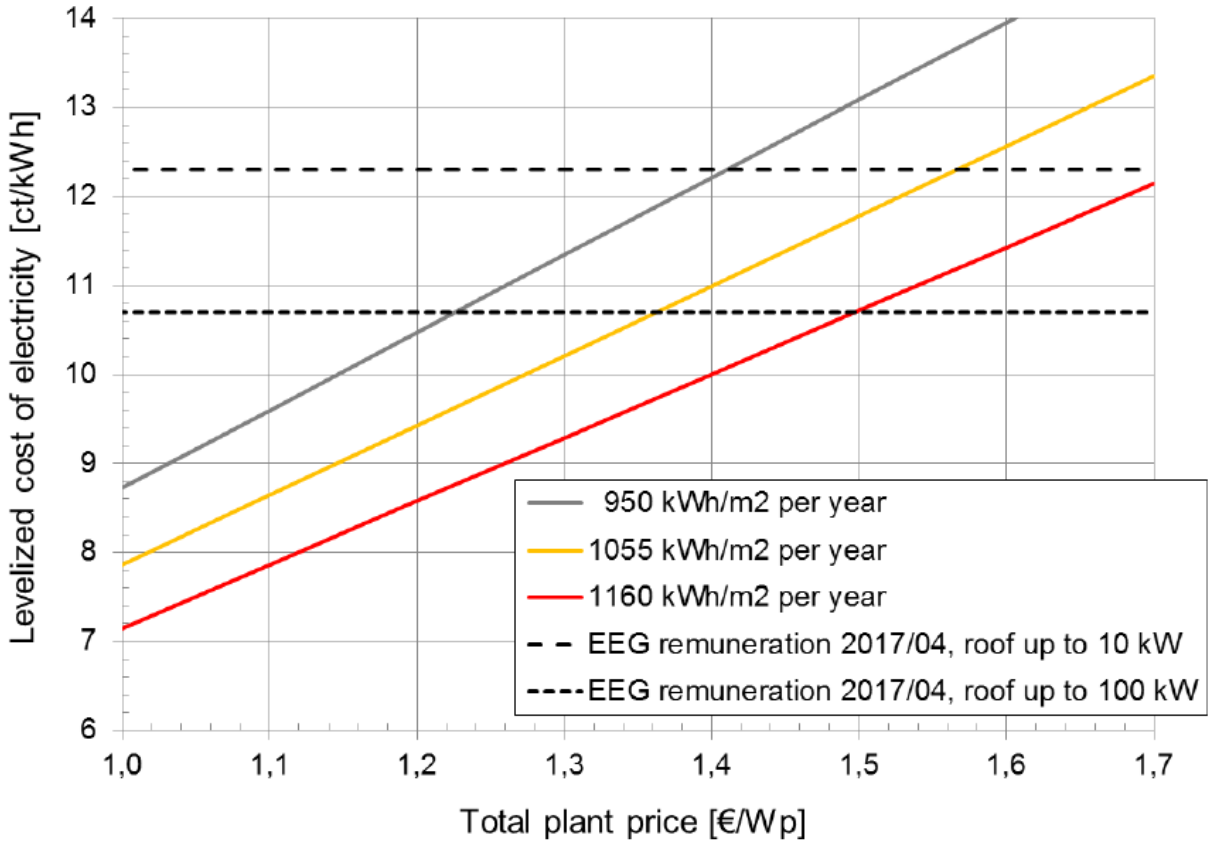


Figura 35 – Estimativa aproximada do custo nivelado da energia (LCOE) *versus* custo para geração fotovoltaica em diferentes irradiações anuais.
Fonte: *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems* (2018).

2.12 O Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica na China

Para Solargis (2018), a China tem a região Sudoeste do país com o melhor potencial de geração fotovoltaica comparada ao Brasil, EUA e Alemanha, ou seja, com a melhor média anual de irradiação solar, que ultrapassa a região com melhor média anual de incidência solar do Brasil: a região Nordeste. O mapa com o potencial de geração da China pode ser visto na Figura 36.

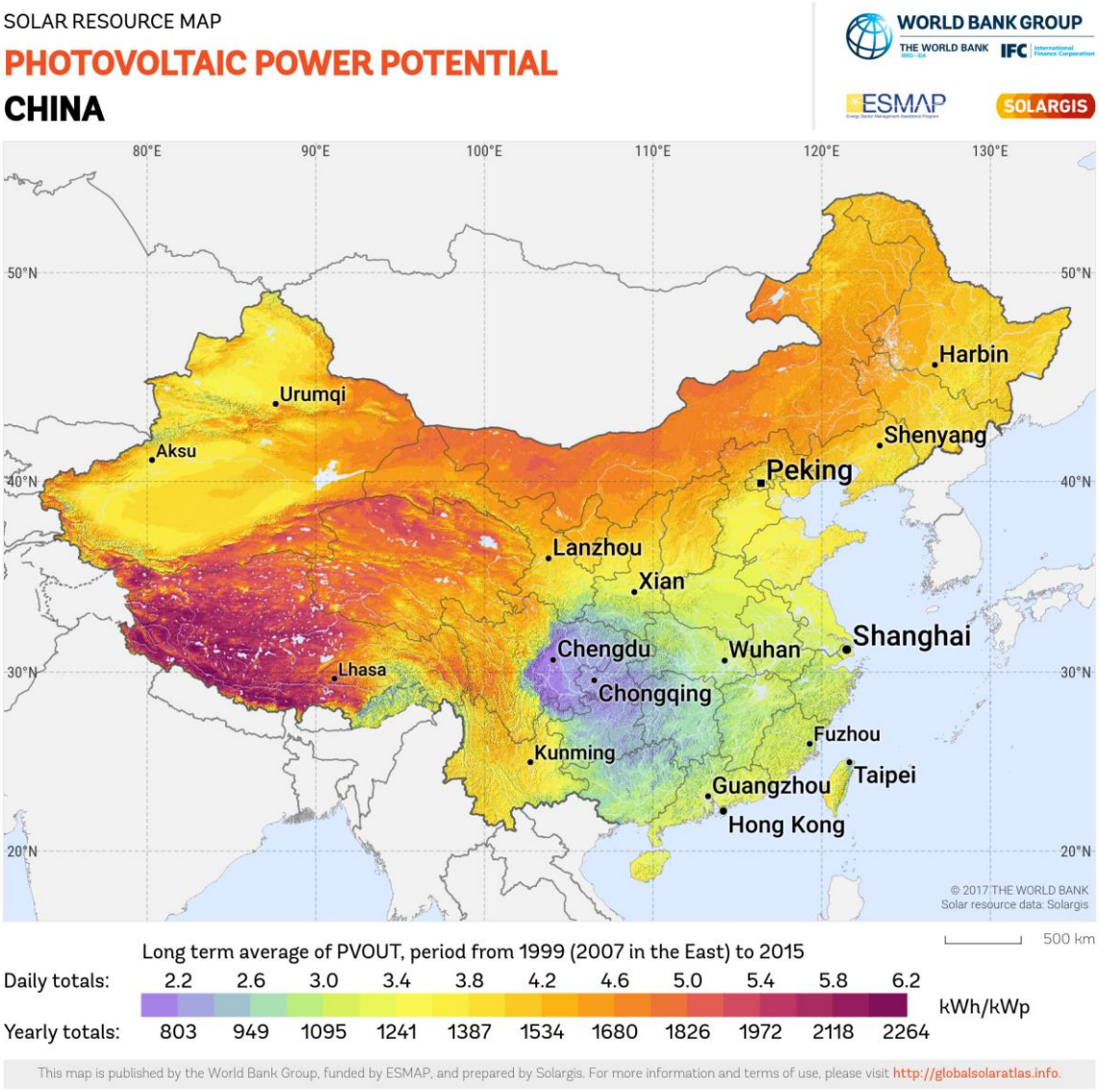


Figura 36 – Potencial fotovoltaico na China.
Fonte: Solargis (2018).

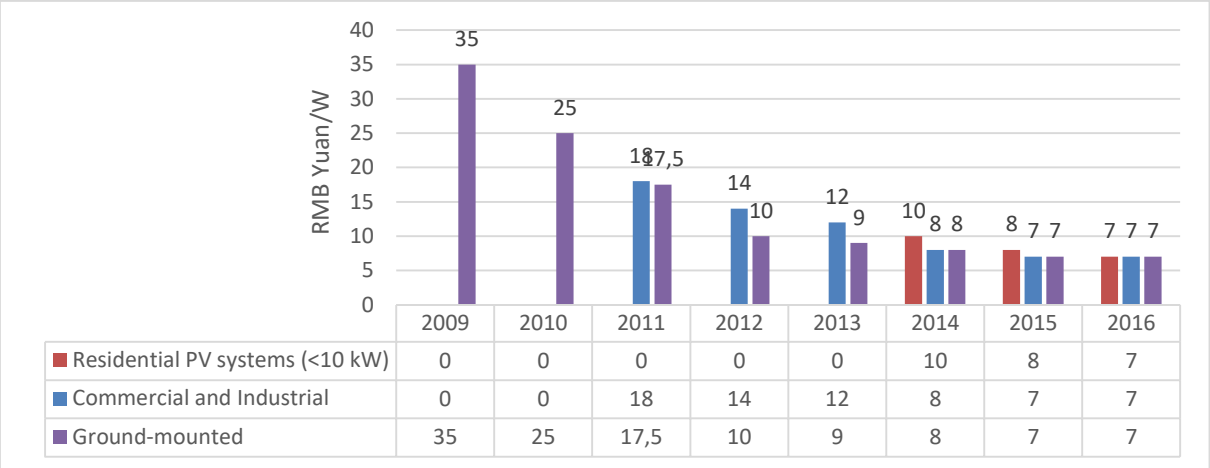
A geração fotovoltaica em grandes escalas pode trazer a poluição visual como uma desvantagem. A China contornou, engenhosamente, este problema das unidades geradoras com a configuração dos módulos ilustrando figuras de animais, transformando um aspecto negativo em uma atração turística. A Figura 37 destaca uma imagem aérea da *Panda Power Plant*, em que as disposições dos módulos fotovoltaicos montam a figura de dois pandas – animal característico do país asiático (FUTURO EXPONENCIAL, 2018).

De acordo com o grupo de energia *Panda Green* (2018), responsável pelo empreendimento, a empresa pretende instalar 100 fazendas solares com figuras de pandas. A primeira *Panda Power Plant* possui uma potência de 50 MWp, situada na

cidade de Datong, e a segunda possui uma potência de 60 MWp, situada na cidade de Guigang. Ambas somam 110 MWp e estão conectadas na rede de energia elétrica do país.

Figura 37 – Disposição dos painéis fotovoltaicos da primeira *Panda Power Plant* formando a imagem de dois pandas, animal característico do país asiático.
Fonte: Futuro Exponencial (2018).

A Agência Nacional de Energia, ou do inglês *International Energy Agency* (IEA), fez um *benchmark* sobre o mercado de sistemas fotovoltaicos na China, cujos resultados estão indicados no gráfico da Figura 38. Observa-se que os custos caíram de forma significativa de 2009 até 2012. Outro fato interessante é a indiferença do custo de sistemas fotovoltaicos para os distintos setores (residencial, comercial, industrial e usinas) no ano de 2016. Isto pode ser em razão da grande quantidade de manufatura de sistemas fotovoltaicos no país (IEA, 2017).



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Residential PV systems (<10 kW)	0	0	0	0	0	10	8	7
Commercial and Industrial	0	0	18	14	12	8	7	7
Ground-mounted	35	25	17,5	10	9	8	7	7

Figura 38 – Custo dos sistemas fotovoltaicos residencial, comercial e industrial e usina na China.
Fonte: Adaptado de IEA (2017).

Neste relatório, a composição dos painéis solares corresponde a 49,34% do custo total do sistema fotovoltaico com potência de até 1 MW, e 47,88% do custo total do sistema fotovoltaico com potência maior que 10 MW (IEA, 2017).

Zhongdong (2018) afirma que, para diminuir o custo total da instalação de energia solar, o governo chinês reduziu a tarifa de energia solar em 40%, de 2011 para 2017. O conjunto dessas ações resultou em uma queda significativa de 50% no custo de capital solar de 17.500 Yuan/kW para 8.750 Yuan/kW.

De acordo com Zhongdong (2018), como a energia solar pode variar conforme a irradiação solar em diferentes localidades, os preços do sistema variam em todo o país. A Figura 39 mostra os preços do sistema em sete províncias representativas, em 2013 e 2014, dados em Yuan/kWh. Em comparação com outras províncias, a geração de energia solar em Jiangsu é a mais econômica. Xinjiang e Qinghai estão em segundo e terceiro lugar, respectivamente.

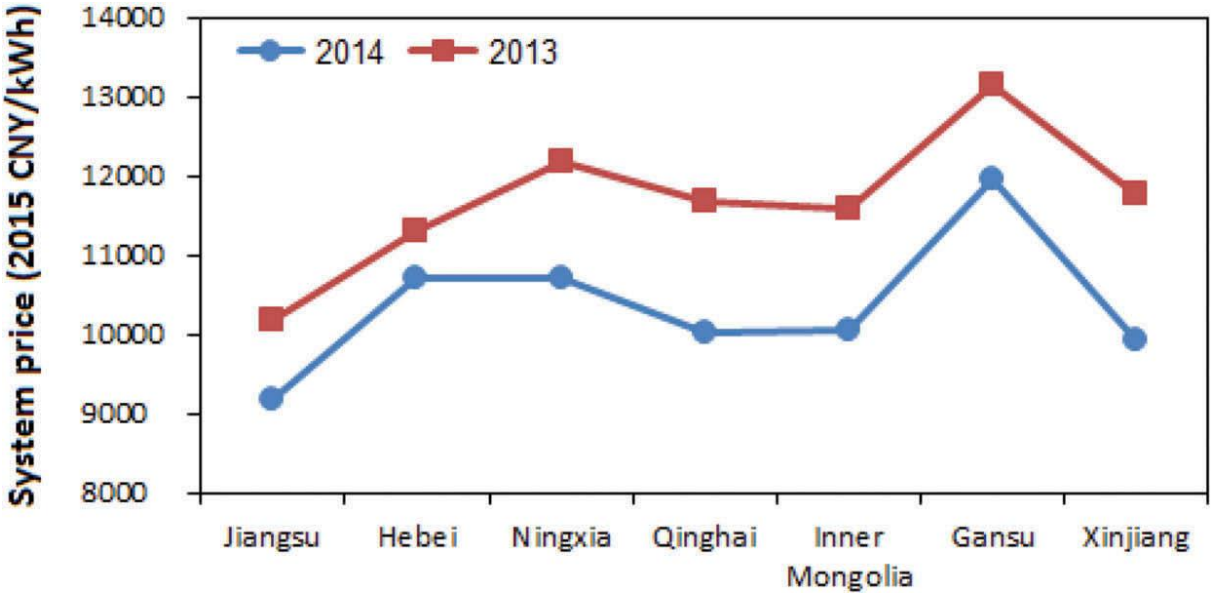


Figura 39 – Custo nivelado de energia de sete províncias representativas em 2013 e 2014, em Yuan/kWh.
Fonte: Zhongdong Yu (2018).

3. MATERIAL E MÉTODOS

Os materiais utilizados para as análises neste trabalho são os documentos oficiais de *benchmark* de cada país, além do *benchmark* de Ferreira (2017) e o Atlas Brasileiro de Energia Solar.

O fluxograma da Figura 40 apresenta a metodologia do trabalho de forma objetiva. Primeiro, é feito o levantamento do custo dos sistemas fotovoltaicos em cada país. Estes são os dados necessários para a comparação dos custos e do cenário da tecnologia entre os países, e também para a elaboração da curva de custo brasileira e para o cálculo do custo nivelado de energia no Brasil.

Neste trabalho, o método de Monte Carlo é utilizado, a partir da versão teste do aplicativo @Risk, para comparar o custo dos sistemas fotovoltaicos entre Brasil, EUA, Alemanha e China e também para avaliar a viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos nas cinco regiões brasileiras: Norte, Sul, Centro-oeste, Sudeste e Nordeste.

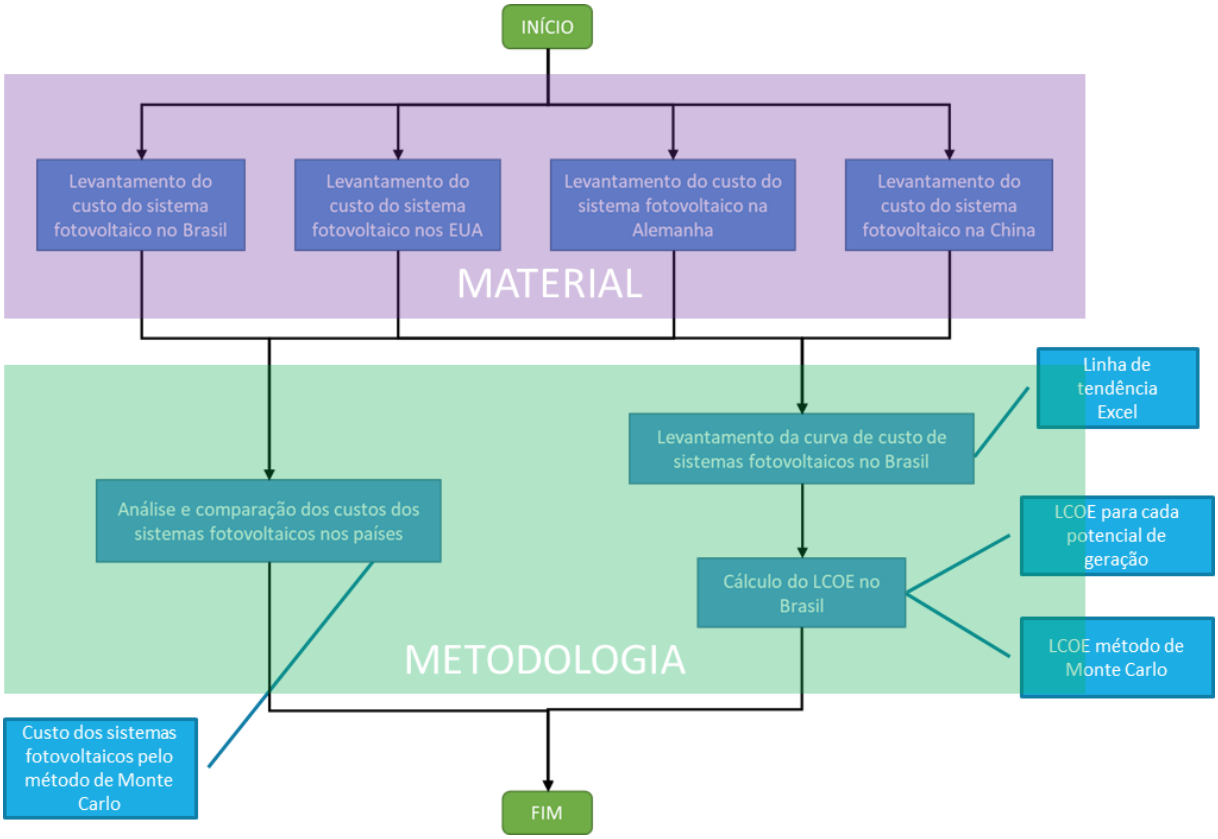


Figura 40 – Fluxograma da metodologia do trabalho.
Fonte: O autor (2018).

3.1 Comparação dos Mercados de Sistemas Fotovoltaicos

Com base nos dados coletados na revisão bibliográfica dos custos dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, EUA, Alemanha e China, foi analisada, pelo método de Monte Carlo, a variabilidade dos custos entre estes países em uma mesma unidade monetária ($/kWp). Os dados de entrada (*inputs*), ou incertezas, da simulação de Monte Carlo foram os custos do sistema fotovoltaico em cada país e a variação diária da cotação da moeda em dólar no ano de 2016, por meio de dados coletados do site *Investing* (2018). Por fim, os dados de saída (*outputs*) da simulação foram as médias dos custos dos sistemas.

3.2 Curva de Custo de Sistemas Fotovoltaicos

O levantamento do custo de sistemas fotovoltaicos em cada país é feito a partir de documentos de institutos oficiais de pesquisa, *benchmark* e artigos científicos.

A curva de custo dos sistemas fotovoltaicos no Brasil é elaborada em planilha Excel utilizando os *benchmarks* da revisão bibliográfica. Por meio da ferramenta de linhas de tendência do aplicativo, utilizando a melhor aproximação, obteve-se uma curva de potência negativa, representada pela seguinte fórmula:

$$y = ax^b$$

Assim, chegou-se até a seguinte equação:

$$C = 12.142 * P^{-0,147}$$

Com:

- C = Custo do sistema fotovoltaico (R$/kWp);
- P = Potência do sistema fotovoltaico (kWp).

3.3 Custo Nivelado de Energia de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil

O custo nivelado de energia no Brasil, ou *Levelized Cost of Energy* (LCOE) em inglês, é analisado sob duas diferentes óticas: uma em função do potencial de geração e outra pelo método de Monte Carlo em cada região do Brasil. Ambas são metodologias diferentes, porém complementares.

O cálculo do custo nivelado de energia no Brasil é realizado pela metodologia proposta por Nakabayashi (2015) e pelo NREL (2018). Este valor, dado em R$/kWh, é comparado ao preço da tarifa de energia elétrica vigente a fim de julgar a sua viabilidade considerando o horizonte da vida útil dos painéis fotovoltaicos.

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^{T} \frac{C_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=0}^{T} \frac{E_n}{(1+i)^n}}$$

Com:

- $LCOE$ = Custo nivelado de energia (R$/kWh);
- C = Custo do sistema fotovoltaico (R$);
- E = Energia gerada (kWh);
- i = Taxa anual de desconto;
- n = Número de períodos (anos);
- T = Vida útil do sistema fotovoltaico (anos).

De forma mais detalhada, pode-se determinar o LCOE pela seguinte igualdade:

$$LCOE = \frac{Custos}{Potencial\ de\ geração} = \frac{I_0 + \sum_{n=1}^{T} \frac{O\&M_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^{T} \frac{S_n(1-d)^n}{(1+i)^n}}$$

Com:

- $LCOE$ = Custo nivelado de energia (R$/kWh);
- $Custos$ = São todos os custos do sistema fotovoltaico durante sua vida útil em função da sua potência (R$/kWp);

- $Potencial\ de\ geração$ = O potencial de geração depende da irradiação da localidade (kWh/kWp);
- I_0 = Investimento inicial (R$/kWp);
- $O\&M$ = Custo com operação e manutenção do sistema fotovoltaico (R$/kWp);
- S = Energia gerada (kWh/kWp);
- d = Taxa anual de degradação dos módulos;
- i = Taxa anual de desconto;
- n = Número de períodos (anos);
- T = Vida útil do sistema fotovoltaico (anos).

O fluxo de caixa para calcular o LCOE foi elaborado em planilha Excel, conforme o modelo da Tabela 5, considerando os custos do investimento inicial no ano zero, além dos custos anuais com operação, manutenção e as recompras de inversores para as seguintes potências de sistemas fotovoltaicos, segundo o adotado pelo IDEAL (2018):

- sistemas de até 2 kWp;
- sistemas de até 5 kWp;
- sistemas de até 30 kWp;
- sistemas de até 100 kWp;
- e sistemas acima de 100 kWp.

Já o potencial de geração leva em conta dados levantados na revisão bibliográfica do Atlas Brasileiro de Energia Solar, sendo considerada a degradação anual dos painéis solares.

Tabela 5 – Modelo de fluxo de caixa utilizado para o cálculo do LCOE para cada potencial de geração

ANO	CUSTOS (R$/kWp)	POTENCIAL DE GERAÇÃO (kWh/kWp)
0	I_0	Energia gerada
1	$O\&M$	Energia gerada
2	$O\&M$	Energia gerada
3	$O\&M$	Energia gerada
4	$O\&M$	Energia gerada
5	$O\&M$	Energia gerada
6	$O\&M$	Energia gerada
7	$O\&M$	Energia gerada
8	$O\&M$	Energia gerada
9	$O\&M$	Energia gerada
10	$O\&M$ + Recompra Inversor	Energia gerada
11	$O\&M$	Energia gerada
12	$O\&M$	Energia gerada
13	$O\&M$	Energia gerada
14	$O\&M$	Energia gerada
15	$O\&M$	Energia gerada
16	$O\&M$	Energia gerada
17	$O\&M$	Energia gerada
18	$O\&M$	Energia gerada
19	$O\&M$	Energia gerada
20	$O\&M$ + Recompra Inversor	Energia gerada
21	$O\&M$	Energia gerada
22	$O\&M$	Energia gerada
23	$O\&M$	Energia gerada
24	$O\&M$	Energia gerada
25	$O\&M$	Energia gerada
TOTAL	**Custos totais**	**Energia total**

Fonte: O autor (2018).

No cálculo do LCOE, o custo do sistema fotovoltaico (R$/kWp) considerado é o valor citado pelos autores da revisão bibliográfica e os valores de potencial de energia gerada (kWh/kWp) utilizados são do Atlas Brasileiro de Energia Solar. É considerada também uma recompra do inversor de frequência a cada 10 anos no fluxo de caixa durante a vida útil do sistema, levando em conta os dados do *benchmark* realizado pelo IDEAL, com o inversor representando 23% do valor total do sistema fotovoltaico.

A taxa aplicada no cálculo do LCOE é a Selic – a taxa básica de juros utilizada como referência do custo do capital em todo o Brasil. Esta foi escolhida por tratar-se de um indexador norteador do custo de capital em aplicações financeiras de renda

fixa, as quais possuem baixo risco de investimento. Além disso, são feitos cenários econômicos com a variação da taxa Selic de 5% a.a. até 12% a.a., para assim verificar a viabilidade da compra do sistema para cada cenário.

Para calcular o LCOE, é feita a razão entre o total dos custos (R$/kW) e o total do potencial (kWh/kWp) do fluxo de caixa do sistema fotovoltaico (Tabela 5) durante sua vida útil, de 25 anos.

Assim, finalmente, o LCOE calculado é comparado às tarifas de energia elétrica vigentes da concessionária Copel (2018) para os seguintes grupos tarifários:

- B1 – Residencial (convencional): 0,76897 R$/kWh;
- B2 – Rural: 0,5382 R$/kWh;
- A4 – Industrial: 0,50774 R$/kWh (valor fora de ponta).

Como o LCOE é uma ferramenta de análise de viabilidade do investimento em um sistema de geração de energia elétrica, as seguintes condições de aceite do investimento são verificadas:

- Se LCOE < tarifa de energia elétrica vigente, o investimento no sistema fotovoltaico é viável;
- Se LCOE > tarifa de energia elétrica vigente, o investimento no sistema fotovoltaico não é viável;
- Se LCOE = tarifa de energia elétrica vigente, o investimento no sistema fotovoltaico é indiferente.

A partir dos valores calculados do custo nivelado da energia foram plotados gráficos com a sua variação em relação ao potencial de geração e inseridas linhas de referência com os valores das tarifas de energia elétrica vigentes de cada grupo tarifário: residencial, rural e industrial. Como as tarifas não variam com o potencial de geração, isto é, são constantes no gráfico, tornam-se uma linha de corte de tomada de decisão da viabilidade do investimento.

3.4 Variabilidade do Custo Nivelado de Energia no Brasil

Além da variabilidade dos custos do sistema fotovoltaico (R$/kWp) entre os países elaborada pelo método de Monte Carlo, também é feita a variabilidade do custo nivelado de energia (R$/kWh) nas cinco regiões do Brasil.

Os dados de entrada (*inputs*) ou as incertezas da análise são:

- Gastos com manutenção e operação;
- Degradação dos módulos;
- Custo do inversor;
- Custo do sistema fotovoltaico;
- Taxa Selic dos últimos 5 anos;
- Tarifa B1 – Residencial de cada região dos últimos 5 anos;
- Tarifa B2 – Rural de cada região dos últimos 5 anos;
- Tarifa A4 – Industrial de cada região dos últimos 5 anos.

E as saídas (*outputs*) da análise são:

- Custo nivelado de energia de cada região.
- Tarifa B1 – Residencial de cada região;
- Tarifa B2 – Rural de cada região;
- Tarifa A4 – Industrial de cada região.

A Tabela 6 resume as entradas, a fonte dos dados coletados e a distribuição utilizada na simulação de Monte Carlo para a análise da variabilidade do custo nivelado de energia no Brasil.

Tabela 6 – Entradas da simulação de Monte Carlo para a análise da variabilidade do custo nivelado de energia no Brasil

ENTRADA	FONTE	DISTRIBUIÇÃO
Gastos com manutenção e operação	Determinado pelo autor	Triangular
Degradação dos módulos	Determinado pelo autor	Triangular
Custo do inversor de frequência	IDEAL (2017)	Triangular
Custo do sistema fotovoltaico	IDEAL (2017) e Ferreira (2017)	Triangular
Taxa Selic dos últimos 5 anos	Banco Central do Brasil (2018)	Triangular
Tarifa B1 – Residencial de cada região dos últimos 5 anos	Aneel (2018)	Triangular/Uniforme
Tarifa B2 – Rural de cada região dos últimos 5 anos	Aneel (2018)	Uniforme
Tarifa A4 – Industrial de cada região dos últimos 5 anos	Aneel (2018)	Triangular/Uniforme

Fonte: O autor (2018).

3.5 Premissas

Para o cálculo do LCOE algumas premissas são adotadas, visto que o cálculo leva em consideração uma previsão de fluxos de caixa anualizados:

- Operação e Manutenção dos painéis (O&M) = 2% a.a.;
- Degradação dos painéis = 0,7% a.a.;
- Taxa Selic vigente (visto em 25/10/2018) = 6,5% a.a.;
- Custo dos inversores = 23% do custo total do sistema fotovoltaico;
- Recompra dos inversores = a cada 10 anos;
- Vida útil do sistema fotovoltaico = 25 anos.
- A taxa Selic adotada neste trabalho é seu valor atual, conforme os dados do Banco Central do Brasil (2018) da última reunião do Comitê de Política Monetária (Copom), em 19/09/2018, que decidiu por unanimidade manter a taxa em 6,5% a.a.
- Para a análise do custo nivelado de energia, a fim de simplificação, o custo dos sistemas fotovoltaicos do benchmark de 2016 será considerado o mesmo para o ano vigente (2018).

3.6 Restrições

Neste trabalho, algumas restrições são adotadas com o objetivo de delimitar o estudo e obter resultados mais precisos e coerentes:

- O trabalho restringe os resultados apenas à microgeração e minigeração distribuída de sistemas fotovoltaicos, conforme a categorização da Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL;
- Todos os cálculos de custo e LCOE são referentes aos dados de benchmark de 2016;
- Não são considerados financiamentos nos cálculos do LCOE. A compra do sistema fotovoltaico é considerada à vista, isto é, no ano zero do fluxo de caixa;
- As tarifas de energia elétrica não levam em conta os valores de ponta para os grupos tarifários que possuem diferenciação no valor da tarifa;
- Não são consideradas as bandeiras tarifárias nas tarifas de energia elétrica.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Comparações dos Mercados de Sistemas Fotovoltaicos

EUA, Alemanha e China apresentaram quedas mais acentuadas nos custos dos sistemas fotovoltaicos até 2012. Um dado comum a todos os países é a composição do custo dos painéis fotovoltaicos, que corresponde a menos da metade do custo total do sistema fotovoltaico em todos os países analisados neste trabalho, sendo os Estados Unidos o país com a menor porcentagem do custo total.

Brasil, Estados Unidos e principalmente a China possuem em seu território irradiação solar anual muito favorável para a geração solar, já a Alemanha possui uma irradiação solar anual mais amena, conforme os dados do Solargis (2018).

Observa-se no gráfico de *boxplot* da Figura 41, uma média de custos maior nos EUA, com pouco menos de 2.600 $/kWp, seguido pelo Brasil com uma média de aproximadamente 2.100 $/kWp, Alemanha por volta de 1.400 $/kWp e a China com uma média próxima de 1.100 $/kWp. O valor maior nos EUA pode se justificar pela alta composição de taxas no custo total dos sistemas fotovoltaicos (cerca de mais da metade do custo total). Nota-se também que EUA e Brasil possuem suas médias próximas e com valores bem maiores que Alemanha e China. A Alemanha possui valores mais próximos aos valores praticados na China. E a China, por sua vez, apresenta a menor média, bem como a menor variabilidade de custos, abaixo dos outros países, o que pode se justificar por sua grande manufatura de painéis solares. Além de ser a mais barata, a China possui também um território com médias anuais de irradiações solares maiores que as médias anuais dos demais países analisados, tornando o investimento mais viável.

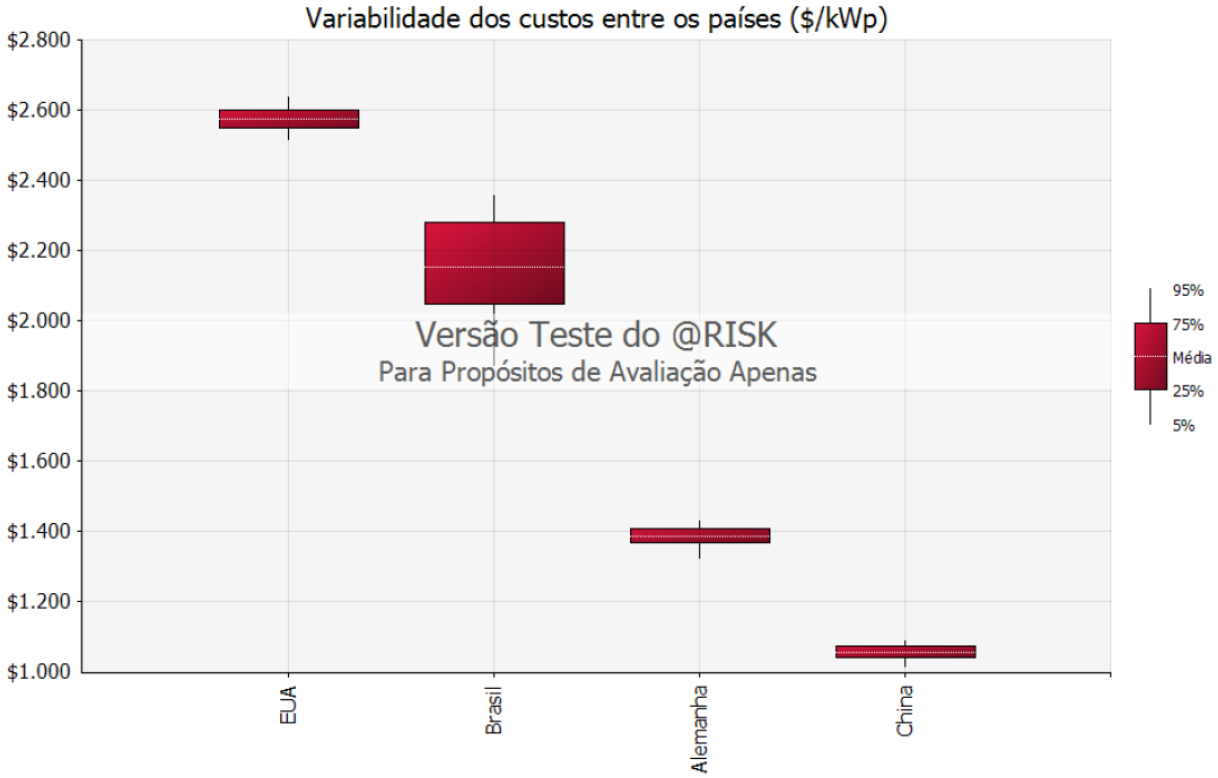


Figura 41 – Variabilidade dos custos entre os países em *boxplot* pela simulação de Monte Carlo.
Fonte: O autor (2018).

4.2 Curva de Custo de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil

A curva de custo dos sistemas fotovoltaicos está ilustrada no gráfico da Figura 42 a partir da equação apresentada na metodologia do trabalho. Observa-se no gráfico uma tendência de queda dos custos mais acentuada na faixa da microgeração distribuída (cor azul), que vai até 75 kWp e uma tendência mais suave e linear na faixa da minigeração distribuída (cor vermelha), que vai acima de 75 kWp até 500 kWp.

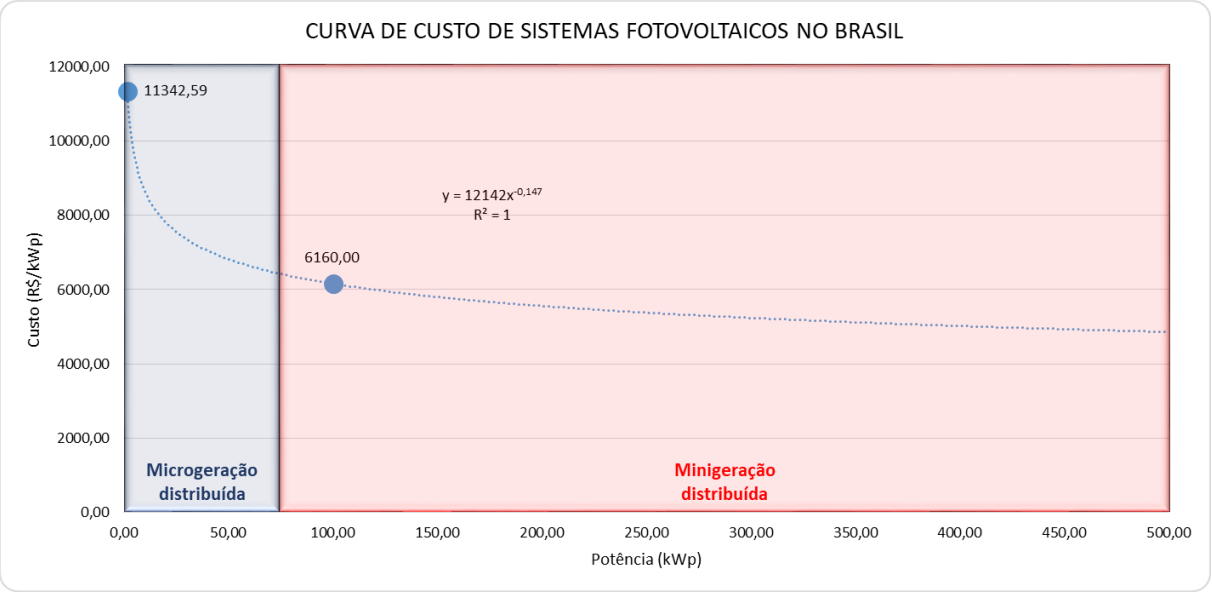


Figura 42 – Curva de custo de sistemas fotovoltaicos no Brasil.
Fonte: O autor (2018).

4.3 Viabilidade de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil

Na

Tabela 7 estão todos os resultados de viabilidade a partir do LCOE em função do potencial de geração para todos os níveis de potência de sistemas fotovoltaicos analisados.

A viabilidade se dá da seguinte forma na tabela:

- LCOE > tarifa B1 (cor preta): o sistema fotovoltaico não é viável para nenhum grupo tarifário;
- LCOE < tarifa B1 (cor laranja): o sistema fotovoltaico é viável apenas para o grupo tarifário B1 (residencial);
- LCOE < tarifa B1 e LCOE < tarifa B2 (cor cinza): o sistema fotovoltaico é viável para o grupo tarifário B1 (residencial) e grupo tarifário B2 (rural);
- LCOE < tarifa B1, LCOE < tarifa B2 e LCOE < tarifa A4 (cor amarela): o sistema fotovoltaico é viável para grupo tarifário B1 (residencial), grupo tarifário B2 (rural) e para o grupo tarifário A4 (industrial).

Percebe-se na tabela que quanto maior o potencial de geração e quanto maior a potência do sistema fotovoltaico, maior a tendência de viabilidade do investimento.

Tabela 7 – LCOE *versus* Potencial de geração calculado para cada nível de potência de sistema fotovoltaico

POTENCIAL DE GERAÇÃO (kWh/kWp)	LCOE (R$/kWh)				
	Até 2 kWp	Até 5 kWp	Até 30 kWp	Até 100 kWp	Acima de 100 kWp
	11.340,00 R$/kWp	7.510,00 R$/kWp	6.730,00 R$/kWp	6.160,00 R$/kWp	5.570,00 R$/kWp
1.100	1,24	0,82	**0,73**	**0,67**	**0,61**
1.150	1,18	0,78	**0,70**	**0,64**	**0,58**
1.200	1,14	**0,75**	**0,67**	**0,62**	**0,56**
1.250	1,09	**0,72**	**0,65**	**0,59**	**0,54**
1.300	1,05	**0,69**	**0,62**	**0,57**	**0,51**
1.350	1,01	**0,67**	**0,60**	**0,55**	**0,50**
1.400	0,97	**0,64**	**0,58**	**0,53**	**0,48**
1.450	0,94	**0,62**	**0,56**	**0,51**	**0,46**
1.500	0,91	**0,60**	**0,54**	**0,49**	**0,45**
1.550	0,88	**0,58**	**0,52**	**0,48**	**0,43**
1.600	0,85	**0,56**	**0,51**	**0,46**	**0,42**
1.650	0,83	**0,55**	**0,49**	**0,45**	**0,41**
1.700	0,80	**0,53**	**0,48**	**0,44**	**0,39**
1.750	0,78	**0,52**	**0,46**	**0,42**	**0,38**
1.800	**0,76**	**0,50**	**0,45**	**0,41**	**0,37**

Fonte: O autor (2018).

Nos itens a seguir será detalhada a análise de viabilidade de cada nível de potência de sistemas fotovoltaicos da

Tabela 7, todos os cálculos seguem as mesmas premissas indicadas na metodologia.

4.3.1 Análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp

Sistema fotovoltaicos de até 2 kWp de potência no Brasil, conforme Ferreira (2017), possuem um custo médio de 11.340,00 R$/kWp. O cálculo do LCOE em função do potencial de geração pode ser observado no gráfico da Figura 43. Neste gráfico, o único potencial de geração que viabiliza o investimento em um sistema fotovoltaico deste porte é acima de 1.750 kWh/kWp, um potencial mais característico da região Nordeste. Além disso, sistemas deste porte somente são viáveis para o grupo tarifário B1, pois o LCOE é menor do que esta tarifa de energia elétrica.

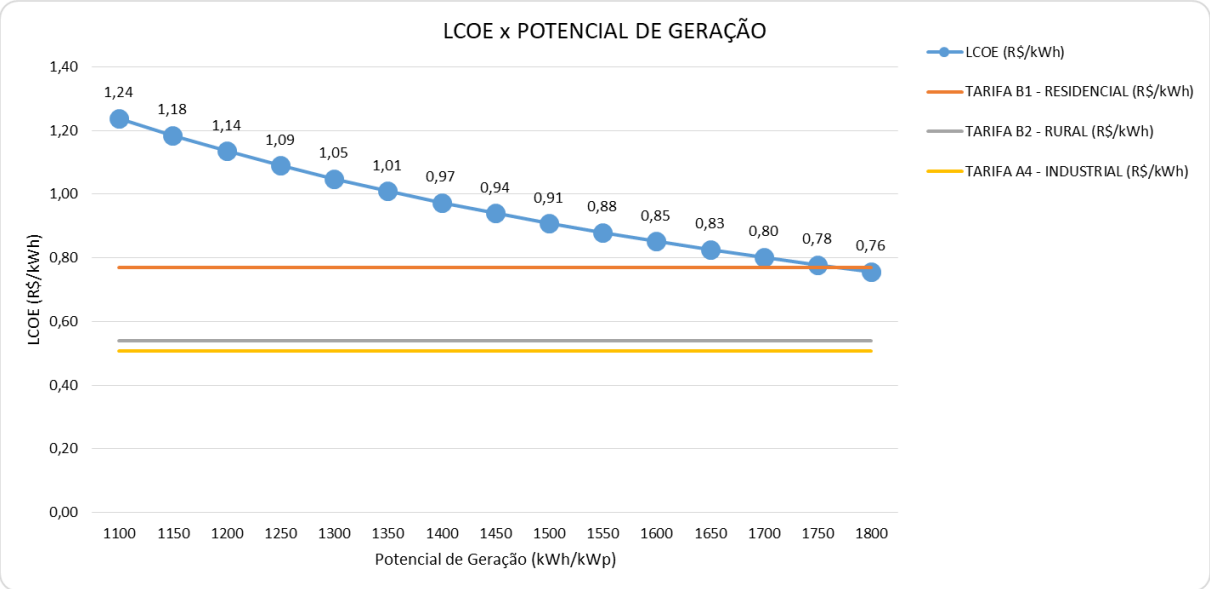


Figura 43 – LCOE *versus* Potencial de geração no Brasil de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp.
Fonte: O autor (2018).

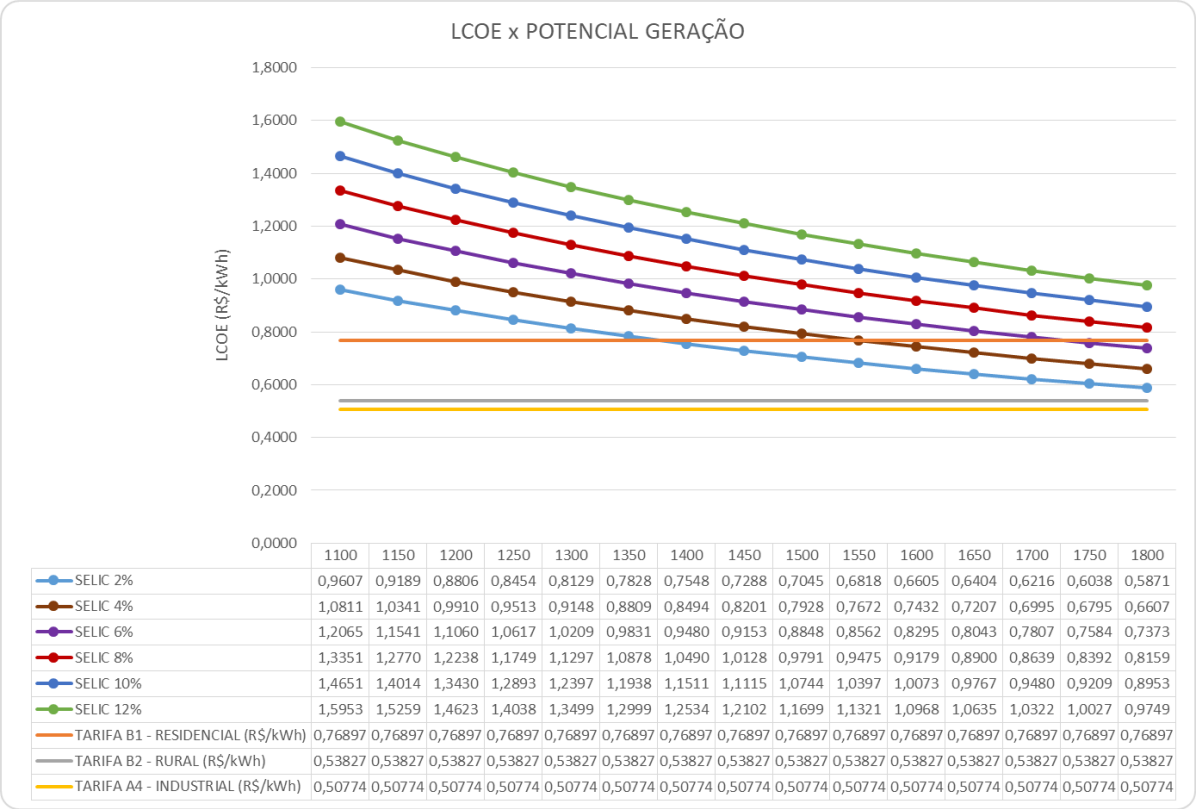
Portanto, os resultados de viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp no Brasil são as apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp para cada grupo tarifário

GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
viável acima de 1.750 kWh/kWp	não é viável	não é viável

Fonte: O autor (2018).

O gráfico da Figura 44 apresenta, de forma detalhada, a sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp com diferentes níveis da taxa Selic e diferentes níveis de potencial de geração para cada grupo tarifário.



	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800
SELIC 2%	0,9607	0,9189	0,8806	0,8454	0,8129	0,7828	0,7548	0,7288	0,7045	0,6818	0,6605	0,6404	0,6216	0,6038	0,5871
SELIC 4%	1,0811	1,0341	0,9910	0,9513	0,9148	0,8809	0,8494	0,8201	0,7928	0,7672	0,7432	0,7207	0,6995	0,6795	0,6607
SELIC 6%	1,2065	1,1541	1,1060	1,0617	1,0209	0,9831	0,9480	0,9153	0,8848	0,8562	0,8295	0,8043	0,7807	0,7584	0,7373
SELIC 8%	1,3351	1,2770	1,2238	1,1749	1,1297	1,0878	1,0490	1,0128	0,9791	0,9475	0,9179	0,8900	0,8639	0,8392	0,8159
SELIC 10%	1,4651	1,4014	1,3430	1,2893	1,2397	1,1938	1,1511	1,1115	1,0744	1,0397	1,0073	0,9767	0,9480	0,9209	0,8953
SELIC 12%	1,5953	1,5259	1,4623	1,4038	1,3499	1,2999	1,2534	1,2102	1,1699	1,1321	1,0968	1,0635	1,0322	1,0027	0,9749
TARIFA B1 - RESIDENCIAL (R$/kWh)	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897
TARIFA B2 - RURAL (R$/kWh)	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827
TARIFA A4 - INDUSTRIAL (R$/kWh)	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774

Figura 44 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros.
Fonte: O autor (2018).

Assim, a análise de sensibilidade do LCOE em sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp, com as mesmas premissas citadas anteriormente e apenas variando a taxa em diferentes cenários, apresenta viabilidade apenas para o grupo tarifário B1 com a Selic abaixo dos 6% a.a. conforme mostra a Tabela 9. Já os outros grupos tarifários não apresentam viabilidade em nenhum cenário.

Tabela 9 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros

SELIC	GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
2%	viável acima de 1.400 kW/kWp	não é viável	não é viável
4%	viável acima de 1.550 kW/kWp	não é viável	não é viável
6%	viável acima de 1.750 kW/kWp	não é viável	não é viável
8%	não é viável	não é viável	não é viável
10%	não é viável	não é viável	não é viável
12%	não é viável	não é viável	não é viável

Fonte: O autor (2018).

Já o gráfico da Figura 45, apresenta, de forma detalhada, a viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp para cada região brasileira considerando cada grupo tarifário. O LCOE é superior às tarifas, o que indica a inviabilidade do sistema fotovoltaico em todas as regiões.

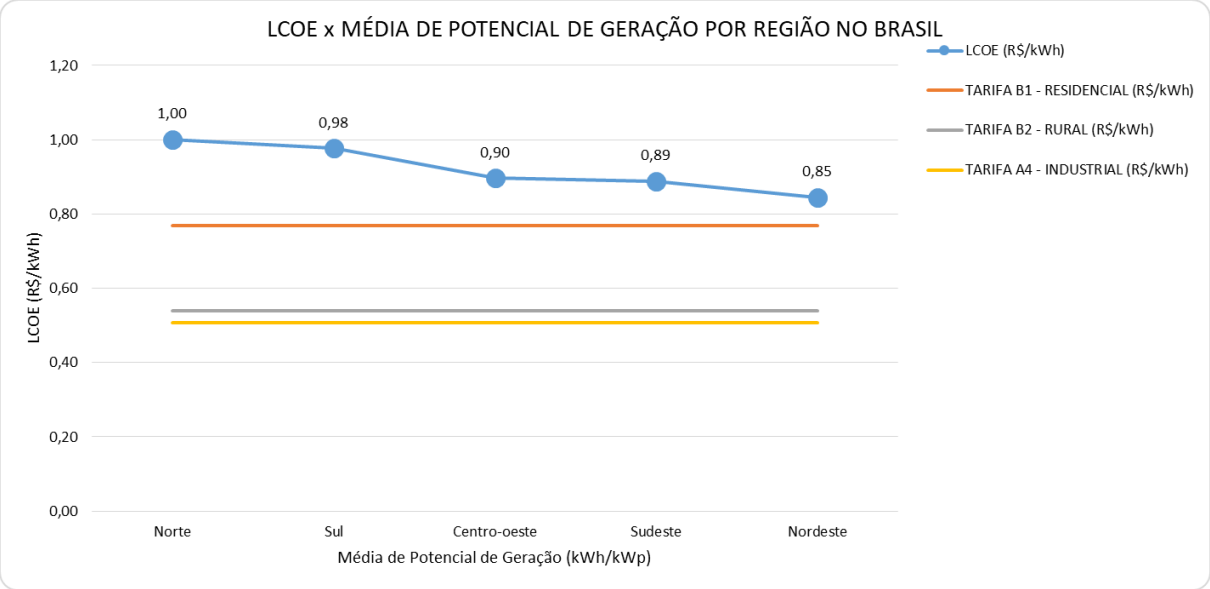


Figura 45 – LCOE *versus* média de potencial de geração no Brasil por região de sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp.
Fonte: O autor (2018).

Desta forma, o resultado de viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp no Brasil por região, conforme a Tabela 10, aponta que em nenhuma região brasileira o sistema é viável.

Tabela 10 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 2 kWp para cada grupo tarifário por região

REGIÃO	GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
NORTE	não é viável	não é viável	não é viável
SUL	não é viável	não é viável	não é viável
CENTRO-OESTE	não é viável	não é viável	não é viável
SUDESTE	não é viável	não é viável	não é viável
NORDESTE	não é viável	não é viável	não é viável

Fonte: O autor (2018).

4.3.2 Análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp

Sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp de potência no Brasil, conforme IDEAL (2017), possuem um custo médio de 7.510,00 R$/kWp. O cálculo do LCOE em função do potencial de geração pode ser observado no gráfico da Figura 46. Neste gráfico, a viabilidade é mais expressiva quanto à potência anterior, bem como nota-se uma viabilidade para os grupos tarifários B2 e A4 em maiores potenciais de geração de energia elétrica.

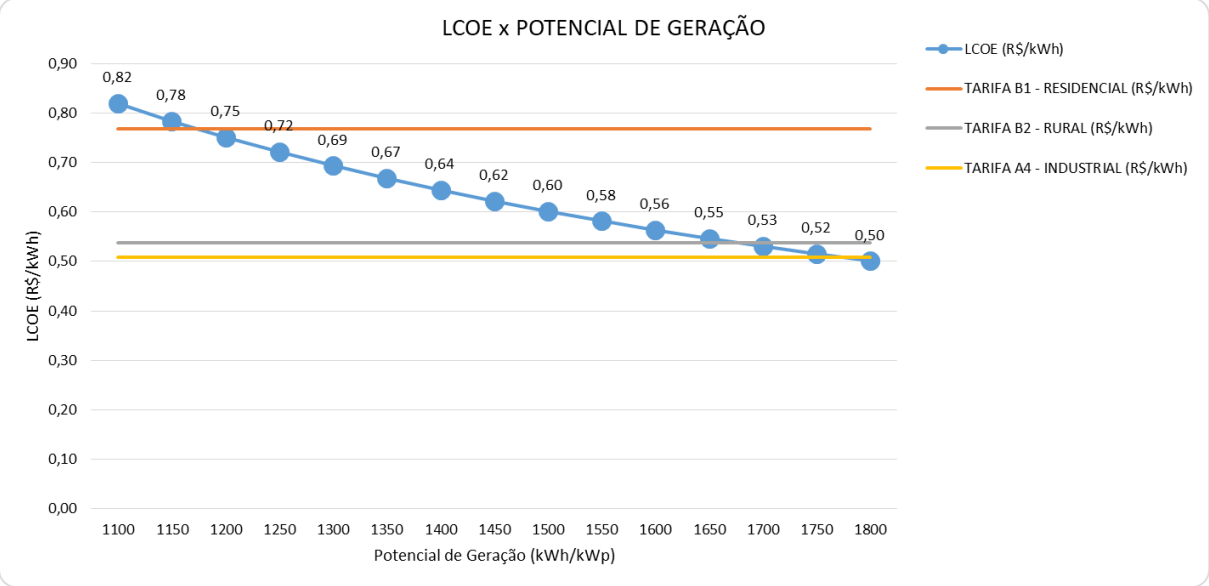


Figura 46 – LCOE *versus* Potencial de geração no Brasil de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp.
Fonte: O autor (2018).

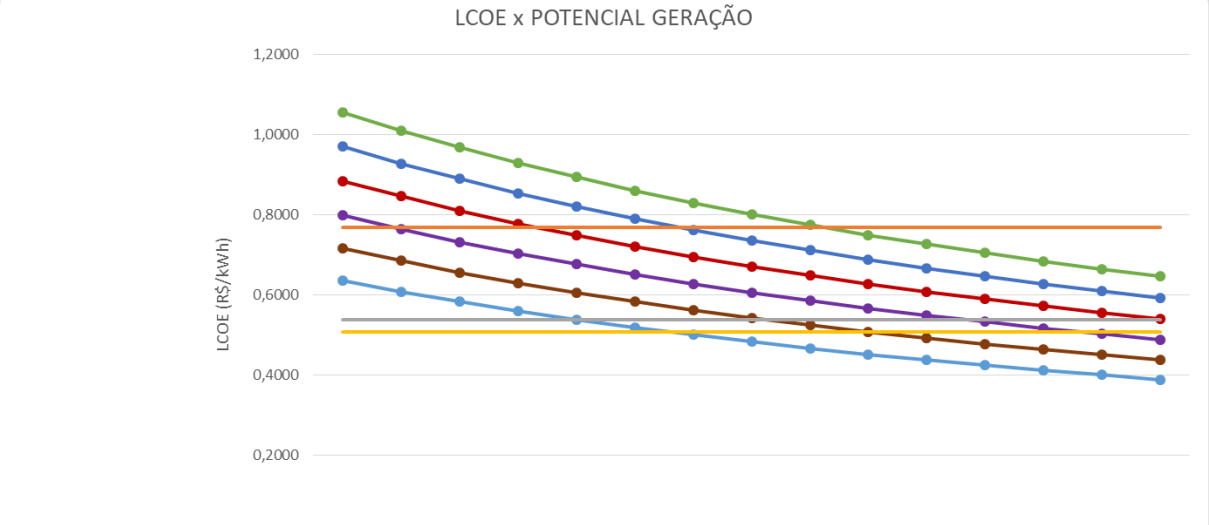
Portanto, os resultados de viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp no Brasil são os apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp para cada grupo tarifário

GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
viável acima de 1.200 kWh/kWp	viável acima de 1.650 kWh/kWp	viável acima de 1.750 kWh/kWp

Fonte: O autor (2018).

O gráfico da Figura 47 apresenta, de forma detalhada, a sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp com diferentes níveis da taxa Selic e diferentes níveis de potencial de geração para cada grupo tarifário.



	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800
SELIC 2%	0,6362	0,6085	0,5832	0,5599	0,5383	0,5184	0,4999	0,4826	0,4665	0,4515	0,4374	0,4241	0,4117	0,3999	0,3888
SELIC 4%	0,7160	0,6848	0,6563	0,6300	0,6058	0,5834	0,5625	0,5431	0,5250	0,5081	0,4922	0,4773	0,4633	0,4500	0,4375
SELIC 6%	0,7990	0,7643	0,7324	0,7031	0,6761	0,6511	0,6278	0,6062	0,5860	0,5670	0,5493	0,5327	0,5170	0,5022	0,4883
SELIC 8%	0,8842	0,8457	0,8105	0,7781	0,7481	0,7204	0,6947	0,6707	0,6484	0,6275	0,6079	0,5894	0,5721	0,5558	0,5403
SELIC 10%	0,9703	0,9281	0,8894	0,8538	0,8210	0,7906	0,7624	0,7361	0,7115	0,6886	0,6671	0,6468	0,6278	0,6099	0,5929
SELIC 12%	1,0565	1,0106	0,9684	0,9297	0,8939	0,8608	0,8301	0,8015	0,7748	0,7498	0,7263	0,7043	0,6836	0,6641	0,6456
TARIFA B1 - RESIDENCIAL (R$/kWh)	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897
TARIFA B2 - RURAL (R$/kWh)	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827
TARIFA A4 - INDUSTRIAL (R$/kWh)	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774

Figura 47 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros.
Fonte: O autor (2018).

Assim, a análise de sensibilidade do LCOE, com as mesmas premissas citadas anteriormente e apenas variando a taxa em diferentes cenários, apresenta viabilidade para o grupo tarifários B1 em todos os níveis da taxa Selic, para o grupo tarifário B2 com a Selic abaixo dos 8% a.a. e para o grupo tarifário A4 com a Selic abaixo dos 6% a.a. conforme mostra a Tabela 12.

Tabela 12 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros

SELIC	GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
2%	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.300 kW/kWp	viável acima de 1.400 kW/kWp
4%	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.500 kW/kWp	viável acima de 1.550 kW/kWp
6%	viável acima de 1.150 kW/kWp	viável acima de 1.650 kW/kWp	viável acima de 1.700 kW/kWp
8%	viável acima de 1.300 kW/kWp	viável acima de 1.800 kW/kWp	não é viável
10%	viável acima de 1.400 kW/kWp	não é viável	não é viável
12%	viável acima de 1.500 kW/kWp	não é viável	não é viável

Fonte: O autor (2018).

Já o gráfico da Figura 48 ilustra, de forma detalhada, a viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp para cada região brasileira considerando cada grupo tarifário. O LCOE é inferior à tarifa B1 e superior às tarifas B2 e A4.

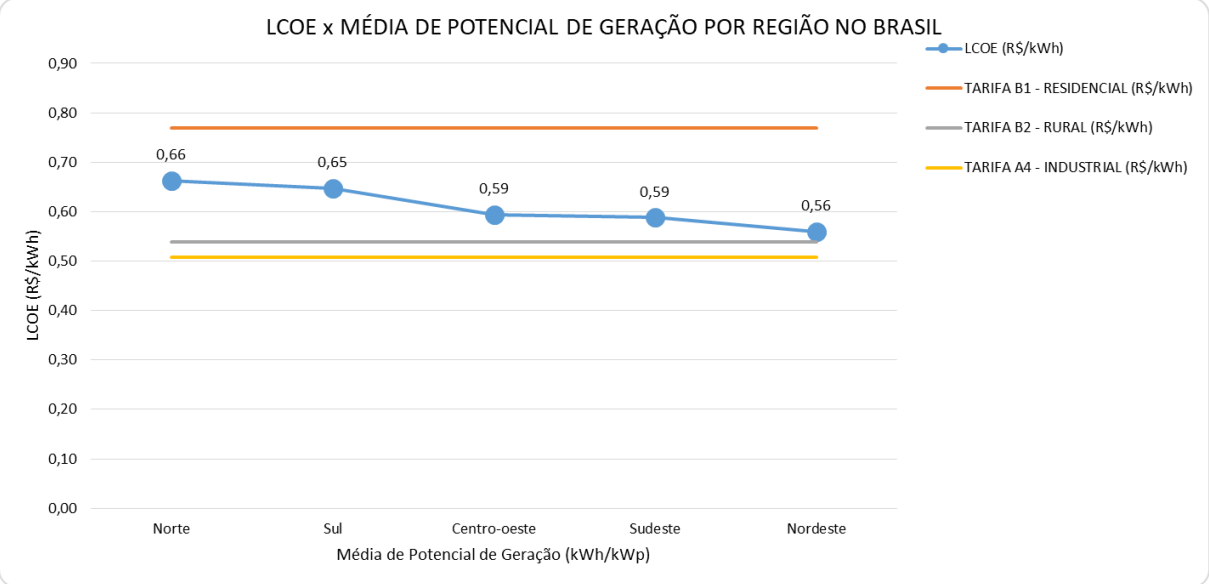


Figura 48 – LCOE *versus* média de potencial de geração no Brasil por região de sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp.
Fonte: O autor (2018).

Desta forma, o resultado de viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp no Brasil por região, conforme a Tabela 13, aponta viabilidade apenas para o grupo tarifário B1 nas regiões brasileiras.

Tabela 13 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp para cada grupo tarifário por região

REGIÃO	GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
NORTE	é viável	não é viável	não é viável
SUL	é viável	não é viável	não é viável
CENTRO-OESTE	é viável	não é viável	não é viável
SUDESTE	é viável	não é viável	não é viável
NORDESTE	é viável	não é viável	não é viável

Fonte: O autor (2018).

4.3.3 Análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp

Sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp de potência no Brasil, conforme o IDEAL (2017), possuem um custo médio de 6.730,00 R$/kWp. O cálculo do LCOE em função do potencial de geração pode ser observado no gráfico da Figura 49. Neste gráfico, nota-se que para o grupo tarifário B1 há viabilidade em todos os potenciais de geração para sistemas fotovoltaicos deste porte, além de uma maior viabilidade para os outros grupos tarifários em relação à potência anterior.

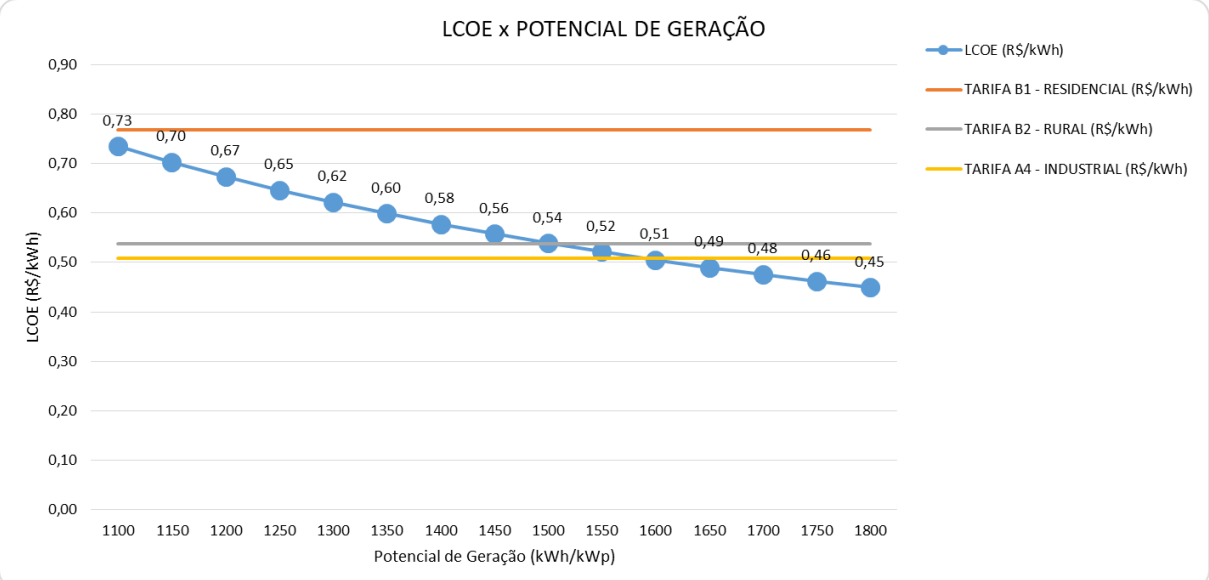


Figura 49 – LCOE *versus* Potencial de geração no Brasil de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp.
Fonte: O autor (2018).

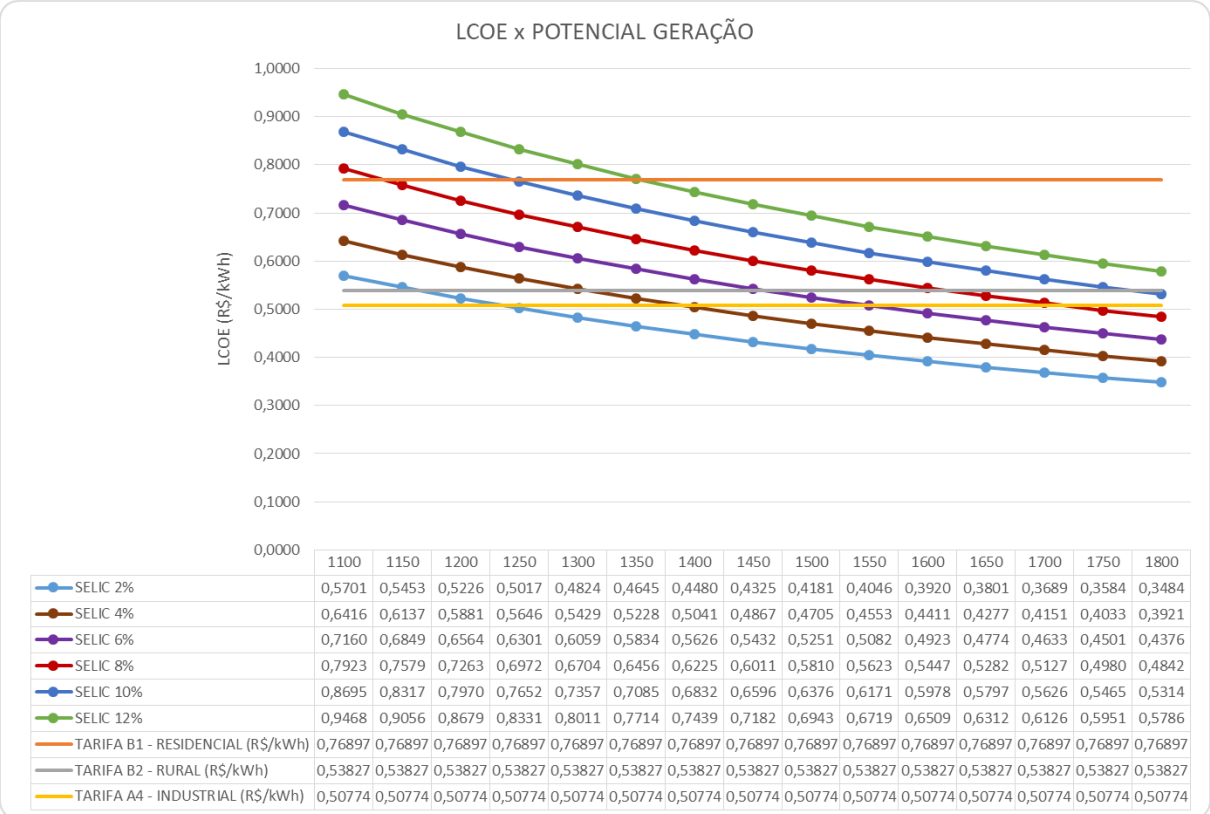
Portanto, os resultados de viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp no Brasil são os apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp para cada grupo tarifário

GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.500 kWh/kWp	viável acima de 1.600 kWh/kWp

Fonte: O autor (2018).

O gráfico da Figura 50 apresenta, de forma detalhada, a sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp com diferentes níveis da taxa Selic e diferentes níveis de potencial de geração para cada grupo tarifário.



	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800
SELIC 2%	0,5701	0,5453	0,5226	0,5017	0,4824	0,4645	0,4480	0,4325	0,4181	0,4046	0,3920	0,3801	0,3689	0,3584	0,3484
SELIC 4%	0,6416	0,6137	0,5881	0,5646	0,5429	0,5228	0,5041	0,4867	0,4705	0,4553	0,4411	0,4277	0,4151	0,4033	0,3921
SELIC 6%	0,7160	0,6849	0,6564	0,6301	0,6059	0,5834	0,5626	0,5432	0,5251	0,5082	0,4923	0,4774	0,4633	0,4501	0,4376
SELIC 8%	0,7923	0,7579	0,7263	0,6972	0,6704	0,6456	0,6225	0,6011	0,5810	0,5623	0,5447	0,5282	0,5127	0,4980	0,4842
SELIC 10%	0,8695	0,8317	0,7970	0,7652	0,7357	0,7085	0,6832	0,6596	0,6376	0,6171	0,5978	0,5797	0,5626	0,5465	0,5314
SELIC 12%	0,9468	0,9056	0,8679	0,8331	0,8011	0,7714	0,7439	0,7182	0,6943	0,6719	0,6509	0,6312	0,6126	0,5951	0,5786
TARIFA B1 - RESIDENCIAL (R$/kWh)	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897
TARIFA B2 - RURAL (R$/kWh)	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827
TARIFA A4 - INDUSTRIAL (R$/kWh)	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774

Figura 50 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros.
Fonte: O autor (2018).

Assim, a análise de sensibilidade do LCOE, com as mesmas premissas citadas anteriormente e apenas variando a taxa em diferentes cenários, apresenta

viabilidade para o grupo tarifários B1 em todos os níveis da taxa Selic, para o grupo tarifário B2 com a Selic abaixo dos 8% a.a. e para o grupo tarifário A4 com a Selic abaixo dos 10% a.a. conforme mostra a Tabela 15

Tabela 12

Tabela 15 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros

SELIC	GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
2%	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.300 kW/kWp	viável acima de 1.150 kW/kWp
4%	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.500 kW/kWp	viável acima de 1.300 kW/kWp
6%	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.650 kW/kWp	viável acima de 1.450 kW/kWp
8%	viável acima de 1.150 kW/kWp	viável acima de 1.800 kW/kWp	viável acima de 1.600 kW/kWp
10%	viável acima de 1.250 kW/kWp	não é viável	viável acima de 1.750 kW/kWp
12%	viável acima de 1.350 kW/kWp	não é viável	não é viável

Fonte: O autor (2018).

Já o gráfico da Figura 51 apresenta, de forma detalhada, a viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp para cada região brasileira considerando cada grupo tarifário. O LCOE é inferior à tarifa B1 para todas as regiões e superior às tarifas B2 e A4 apenas nas regiões Norte e Sul.

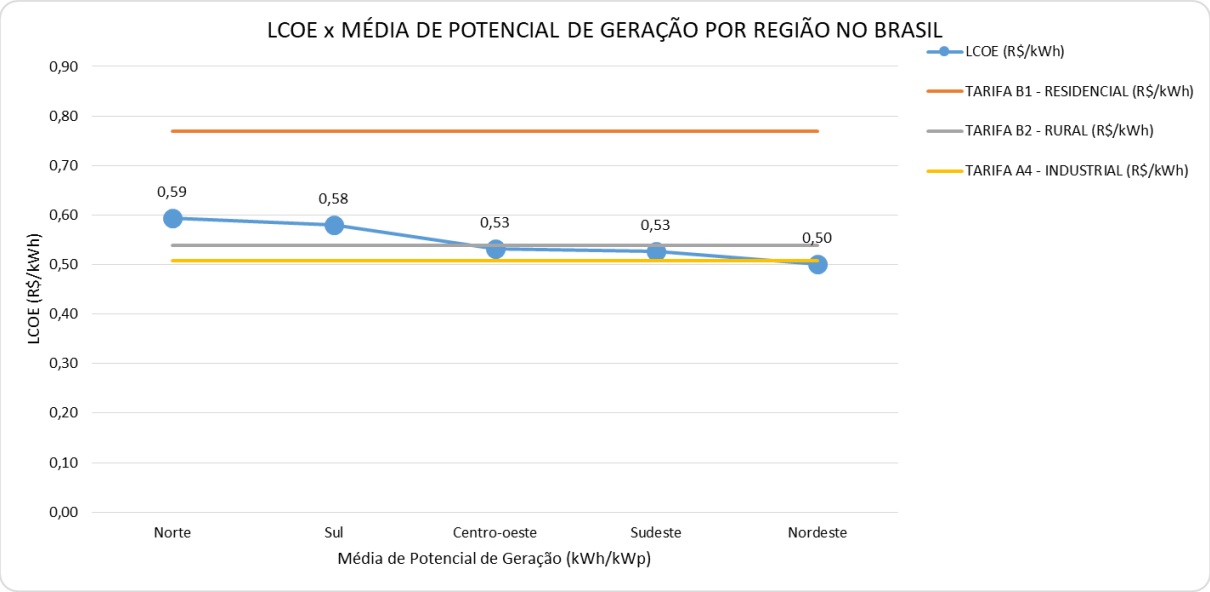


Figura 51 – LCOE *versus* média de potencial de geração no Brasil por região de sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp.
Fonte: O autor (2018).

Desta forma, o resultado de viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp no Brasil por região, conforme a Tabela 16, aponta viabilidade para o grupo tarifário B1 em todas as regiões brasileiras, para o grupo tarifário B2 apenas nas regiões Centro-oeste, Sudeste e Nordeste e para o grupo tarifário A4 apenas na região Nordeste.

Tabela 16 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 30 kWp para cada grupo tarifário por região

REGIÃO	GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
NORTE	é viável	não é viável	não é viável
SUL	é viável	não é viável	não é viável
CENTRO-OESTE	é viável	é viável	não é viável
SUDESTE	é viável	é viável	não é viável
NORDESTE	é viável	é viável	é viável

Fonte: O autor (2018).

4.3.4 Análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp

Sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp de potência no Brasil, conforme o IDEAL (2017), possuem um custo médio de 6.160,00 R$/kWp. O cálculo do LCOE em função do potencial de geração pode ser observado no gráfico da Figura 52. Neste gráfico, nota-se que, para o grupo tarifário B1, há viabilidade em todos os potenciais

de geração para sistemas fotovoltaicos deste porte, além de uma maior viabilidade para os outros grupos tarifários em relação à potência anterior.

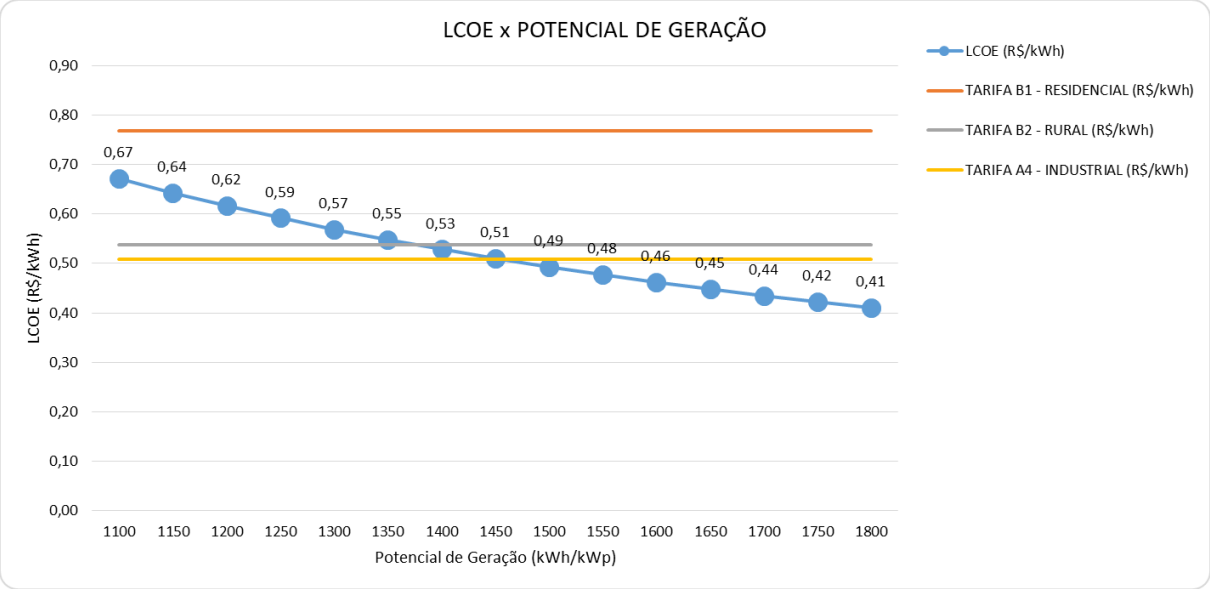


Figura 52 – LCOE *versus* Potencial de geração no Brasil de sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp.
Fonte: O autor (2018).

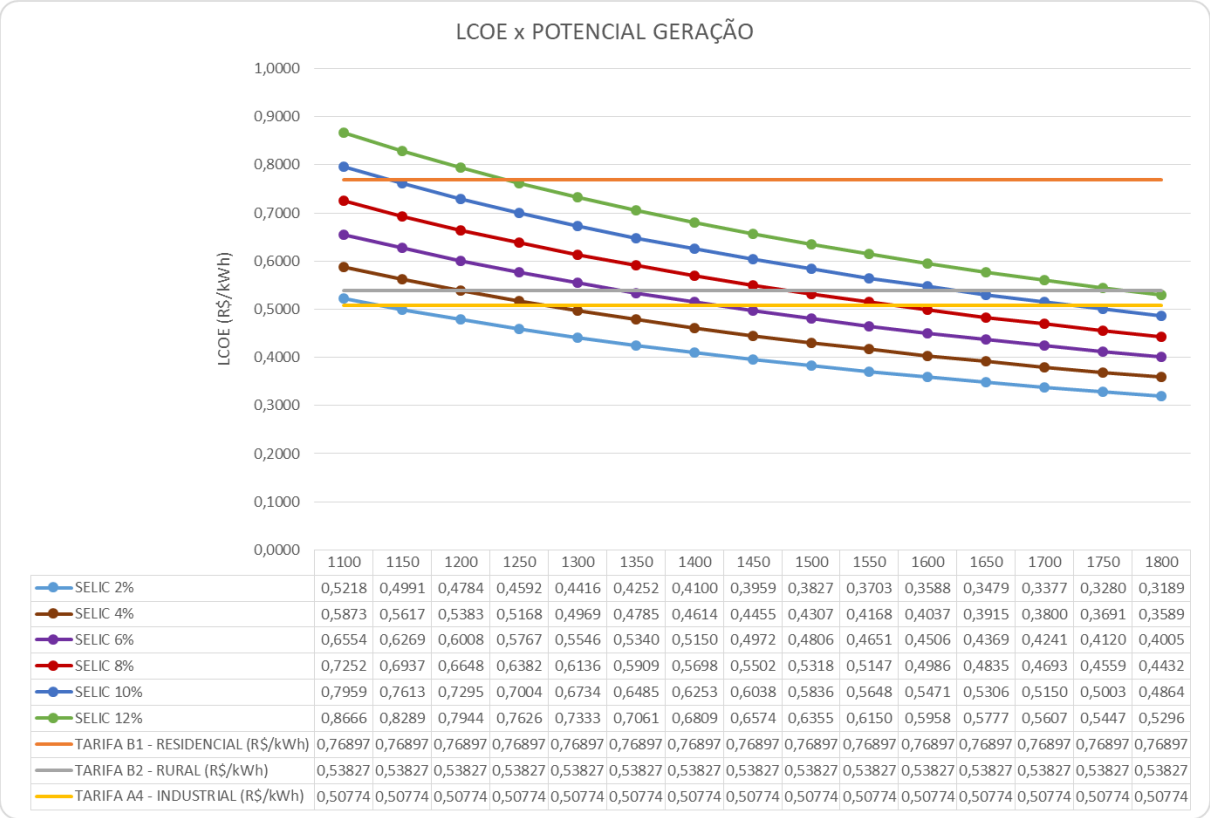
Portanto, os resultados de viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp no Brasil são os apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp para cada grupo tarifário

GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.350 kWh/kWp	viável acima de 1.450 kWh/kWp

Fonte: O autor (2018).

O gráfico da Figura 53 apresenta, de forma detalhada, a sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp com diferentes níveis da taxa Selic e diferentes níveis de potencial de geração para cada grupo tarifário.



	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800
SELIC 2%	0,5218	0,4991	0,4784	0,4592	0,4416	0,4252	0,4100	0,3959	0,3827	0,3703	0,3588	0,3479	0,3377	0,3280	0,3189
SELIC 4%	0,5873	0,5617	0,5383	0,5168	0,4969	0,4785	0,4614	0,4455	0,4307	0,4168	0,4037	0,3915	0,3800	0,3691	0,3589
SELIC 6%	0,6554	0,6269	0,6008	0,5767	0,5546	0,5340	0,5150	0,4972	0,4806	0,4651	0,4506	0,4369	0,4241	0,4120	0,4005
SELIC 8%	0,7252	0,6937	0,6648	0,6382	0,6136	0,5909	0,5698	0,5502	0,5318	0,5147	0,4986	0,4835	0,4693	0,4559	0,4432
SELIC 10%	0,7959	0,7613	0,7295	0,7004	0,6734	0,6485	0,6253	0,6038	0,5836	0,5648	0,5471	0,5306	0,5150	0,5003	0,4864
SELIC 12%	0,8666	0,8289	0,7944	0,7626	0,7333	0,7061	0,6809	0,6574	0,6355	0,6150	0,5958	0,5777	0,5607	0,5447	0,5296
TARIFA B1 - RESIDENCIAL (R$/kWh)	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897
TARIFA B2 - RURAL (R$/kWh)	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827
TARIFA A4 - INDUSTRIAL (R$/kWh)	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774

Figura 53 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros.
Fonte: O autor (2018).

Assim, a análise de sensibilidade do LCOE, com as mesmas premissas citadas anteriormente e apenas variando a taxa em diferentes cenários, apresenta viabilidade para o grupo tarifários B1 e B2 em todos os níveis da taxa Selic e viabilidade para o grupo tarifário A4 com a Selic abaixo dos 10% a.a. conforme mostra a Tabela 18.

Tabela 18 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros

SELIC	GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
2%	viável em todos os potenciais de geração	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.150 kW/kWp
4%	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.200 kW/kWp	viável acima de 1.300 kW/kWp
6%	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.350 kW/kWp	viável acima de 1.450 kW/kWp

8%	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.500 kW/kWp	viável acima de 1.600 kW/kWp
10%	viável acima de 1.250 kW/kWp	viável acima de 1.650 kW/kWp	viável acima de 1.750 kW/kWp
12%	viável acima de 1.350 kW/kWp	viável acima de 1.800 kW/kWp	não é viável

Fonte: O autor (2018).

Já o gráfico da Figura 54 apresenta, de forma detalhada, a viabilidade de sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp para cada região brasileira considerando cada grupo tarifário. O LCOE é inferior à tarifa B1 para todas as regiões, superior à tarifa B2 na região Norte e superior à tarifa A4 nas regiões Norte e Sul.

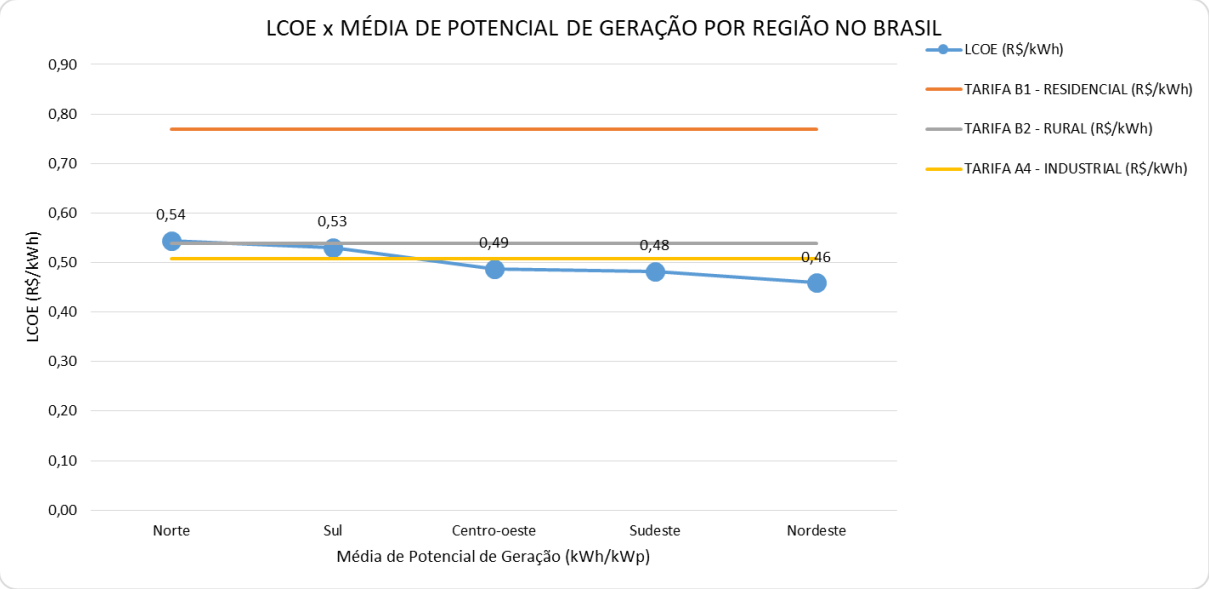


Figura 54 – LCOE *versus* média de potencial de geração no Brasil por região de sistemas fotovoltaicos de até 100 kW.
Fonte: O autor (2018).

Desta forma, o resultado de viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de fotovoltaicos de até 100 kWp no Brasil por região, conforme a

Tabela 19, aponta viabilidade para o grupo tarifário B1 em todas as regiões brasileiras, para o grupo tarifário B2 apenas nas regiões Sul, Centro-oeste, Sudeste e Nordeste e para o grupo tarifário A4 nas regiões Centro-oeste, Sudeste e Nordeste.

Tabela 19 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp para cada grupo tarifário por região

REGIÃO	GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
NORTE	é viável	não é viável	não é viável
SUL	é viável	é viável	não é viável
CENTRO-OESTE	é viável	é viável	é viável
SUDESTE	é viável	é viável	é viável
NORDESTE	é viável	é viável	é viável

Fonte: O autor (2018).

4.3.5 Análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp

Sistemas fotovoltaicos com uma potência acima de 100 kWp no Brasil, conforme o IDEAL (2017), possuem um custo médio de 5.570,00 R$/kWp. O cálculo do LCOE em função do potencial de geração pode ser observado no gráfico da Figura 55. Neste gráfico, nota-se que para o grupo tarifário B1, há viabilidade em todos os potenciais de geração para sistemas fotovoltaicos deste porte, além de uma maior viabilidade para os outros grupos tarifários em relação à potência anterior.

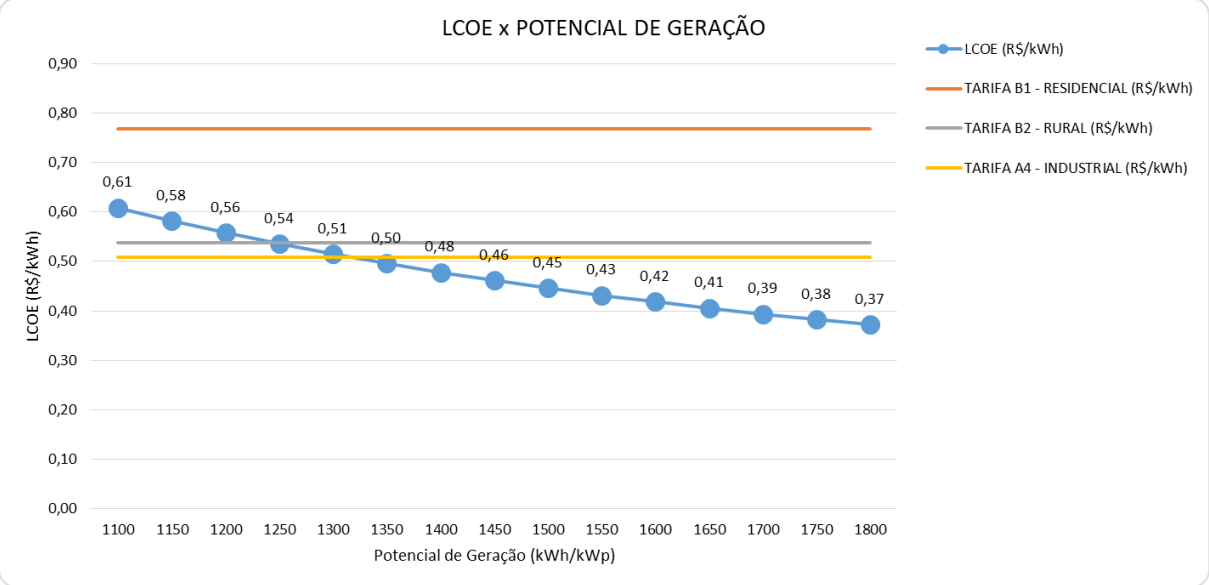


Figura 55 – LCOE *versus* Potencial de geração no Brasil de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp.
Fonte: O autor (2018).

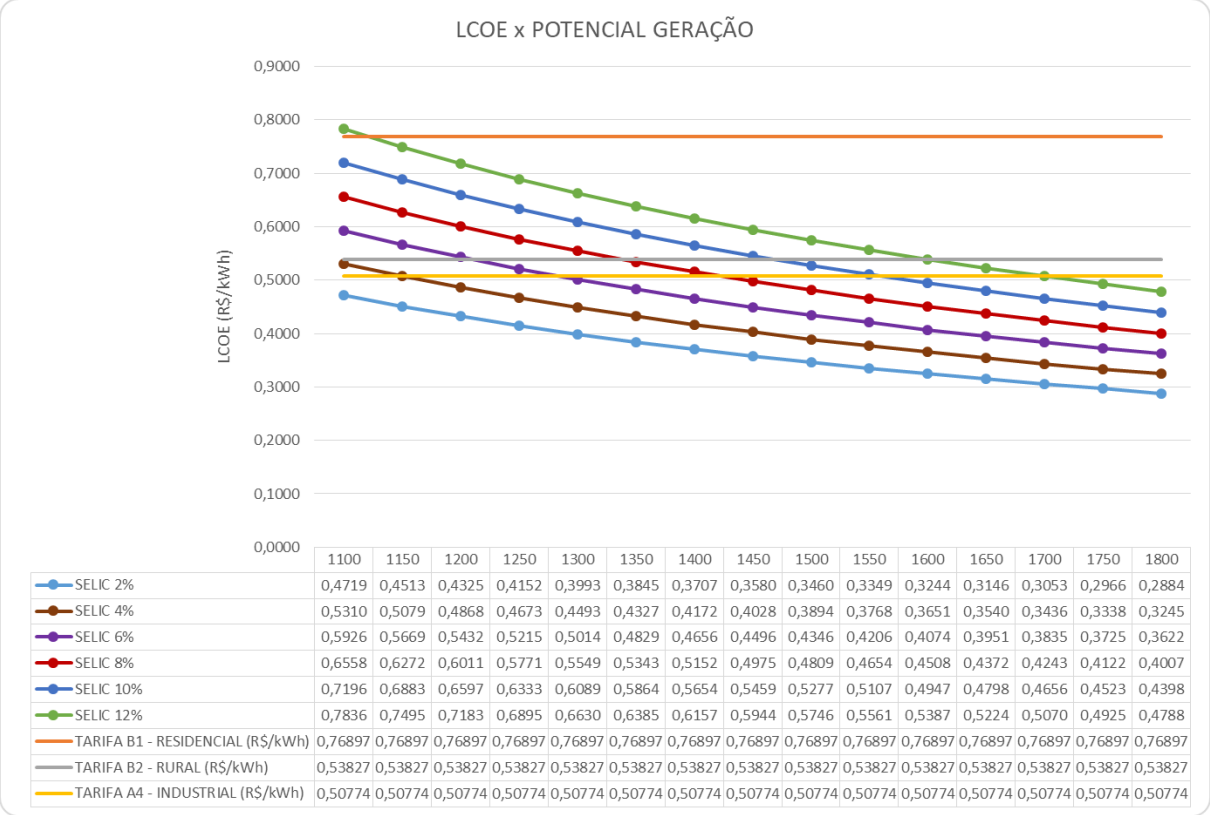
Portanto, os resultados de viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp no Brasil são as apresentadas na Tabela 20.

Tabela 20 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp para cada grupo tarifário

GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.250 kWh/kWp	viável acima de 1.350 kWh/kWp

Fonte: O autor (2018).

O gráfico da Figura 56 apresenta, de forma detalhada, a sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp com diferentes níveis da taxa Selic e diferentes níveis de potencial de geração para cada grupo tarifário.



	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800
SELIC 2%	0,4719	0,4513	0,4325	0,4152	0,3993	0,3845	0,3707	0,3580	0,3460	0,3349	0,3244	0,3146	0,3053	0,2966	0,2884
SELIC 4%	0,5310	0,5079	0,4868	0,4673	0,4493	0,4327	0,4172	0,4028	0,3894	0,3768	0,3651	0,3540	0,3436	0,3338	0,3245
SELIC 6%	0,5926	0,5669	0,5432	0,5215	0,5014	0,4829	0,4656	0,4496	0,4346	0,4206	0,4074	0,3951	0,3835	0,3725	0,3622
SELIC 8%	0,6558	0,6272	0,6011	0,5771	0,5549	0,5343	0,5152	0,4975	0,4809	0,4654	0,4508	0,4372	0,4243	0,4122	0,4007
SELIC 10%	0,7196	0,6883	0,6597	0,6333	0,6089	0,5864	0,5654	0,5459	0,5277	0,5107	0,4947	0,4798	0,4656	0,4523	0,4398
SELIC 12%	0,7836	0,7495	0,7183	0,6895	0,6630	0,6385	0,6157	0,5944	0,5746	0,5561	0,5387	0,5224	0,5070	0,4925	0,4788
TARIFA B1 - RESIDENCIAL (R$/kWh)	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897	0,76897
TARIFA B2 - RURAL (R$/kWh)	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827	0,53827
TARIFA A4 - INDUSTRIAL (R$/kWh)	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774	0,50774

Figura 56 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros.
Fonte: O autor (2018).

Assim, a análise de sensibilidade do LCOE, com as mesmas premissas citadas anteriormente e apenas variando a taxa em diferentes cenários, apresenta viabilidade para todos os grupos tarifários conforme mostra a Tabela 21Tabela 18.

Tabela 21 – Análise de sensibilidade da viabilidade de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp para diferentes cenários de taxa básica de juros

SELIC	GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
2%	viável em todos os potenciais de geração	viável em todos os potenciais de geração	viável em todos os potenciais de geração
4%	viável em todos os potenciais de geração	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.150 kW/kWp
6%	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.200 kW/kWp	viável acima de 1.300 kW/kWp
8%	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.350 kW/kWp	viável acima de 1.450 kW/kWp
10%	viável em todos os potenciais de geração	viável acima de 1.500 kW/kWp	viável acima de 1.550 kW/kWp
12%	viável acima de 1.150 kW/kWp	viável acima de 1.600 kW/kWp	viável acima de 1.700 kW/kWp

Fonte: O autor (2018).

Já o gráfico da Figura 57 apresenta, de forma detalhada, a viabilidade de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp para cada região brasileira considerando cada grupo tarifário. O LCOE é inferior a todas as tarifas em todas as regiões.

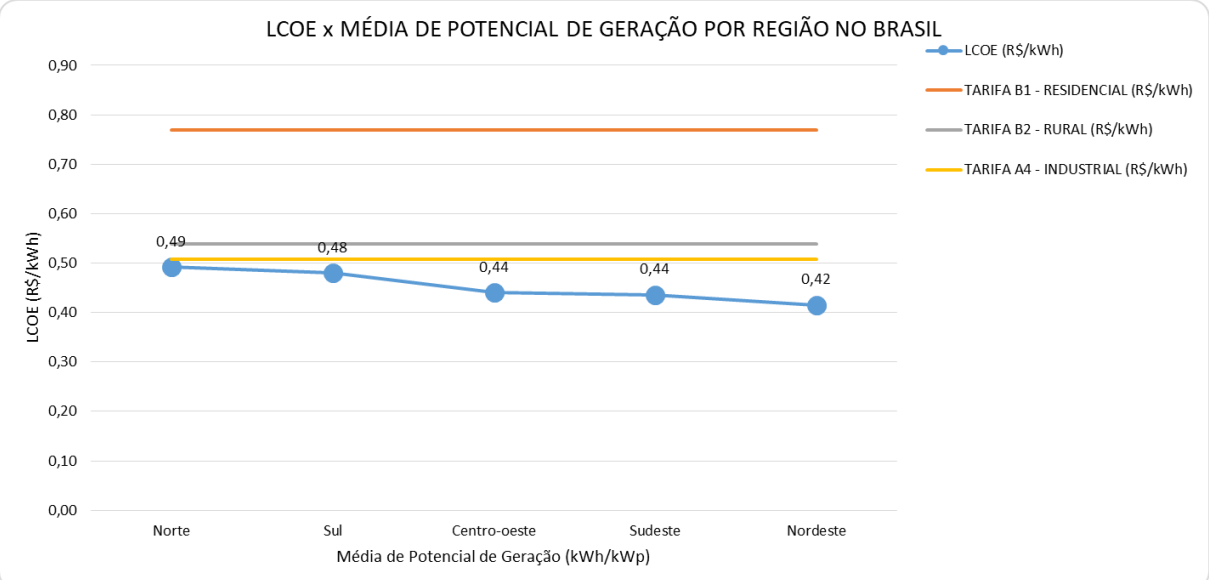


Figura 57 – LCOE *versus* média de potencial de geração no Brasil por região de sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp.
Fonte: O autor (2018).

Desta forma, o resultado de viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp no Brasil por região, conforme a Tabela 22, aponta viabilidade para todos os grupos tarifários em todas as regiões brasileiras.

Tabela 22 – Viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos acima de 100 kWp para cada grupo tarifário por região

REGIÃO	GRUPO TARIFÁRIO B1 (RESIDENCIAL)	GRUPO TARIFÁRIO B2 (RURAL)	GRUPO TARIFÁRIO A4 (INDUSTRIAL)
NORTE	é viável	é viável	é viável
SUL	é viável	é viável	é viável
CENTRO-OESTE	é viável	é viável	é viável
SUDESTE	é viável	é viável	é viável
NORDESTE	é viável	é viável	é viável

Fonte: O autor (2018).

4.4 Variabilidade do Custo Nivelado de Energia no Brasil

A seguir, os gráficos de *boxplot* apontam os resultados da simulação de Monte Carlo do custo nivelado de energia e tarifas de cada segmento para cada região do país.

4.4.1 Variabilidade do custo nivelado de energia na região Norte

Primeiro, conforme o gráfico de *boxplot* da Figura 58, a simulação de Monte Carlo para a região Norte apresenta a maior média de custo nivelado de energia dentre todas as regiões do Brasil e intersecções apenas para os segmentos residencial e industrial, indicando que existe uma maior probabilidade do LCOE da região Norte ser menor que a tarifa residencial e uma menor probabilidade de ser menor que a tarifa industrial. Já para o segmento rural não existe a probabilidade de viabilidade de investimento em um sistema fotovoltaico nesta região.

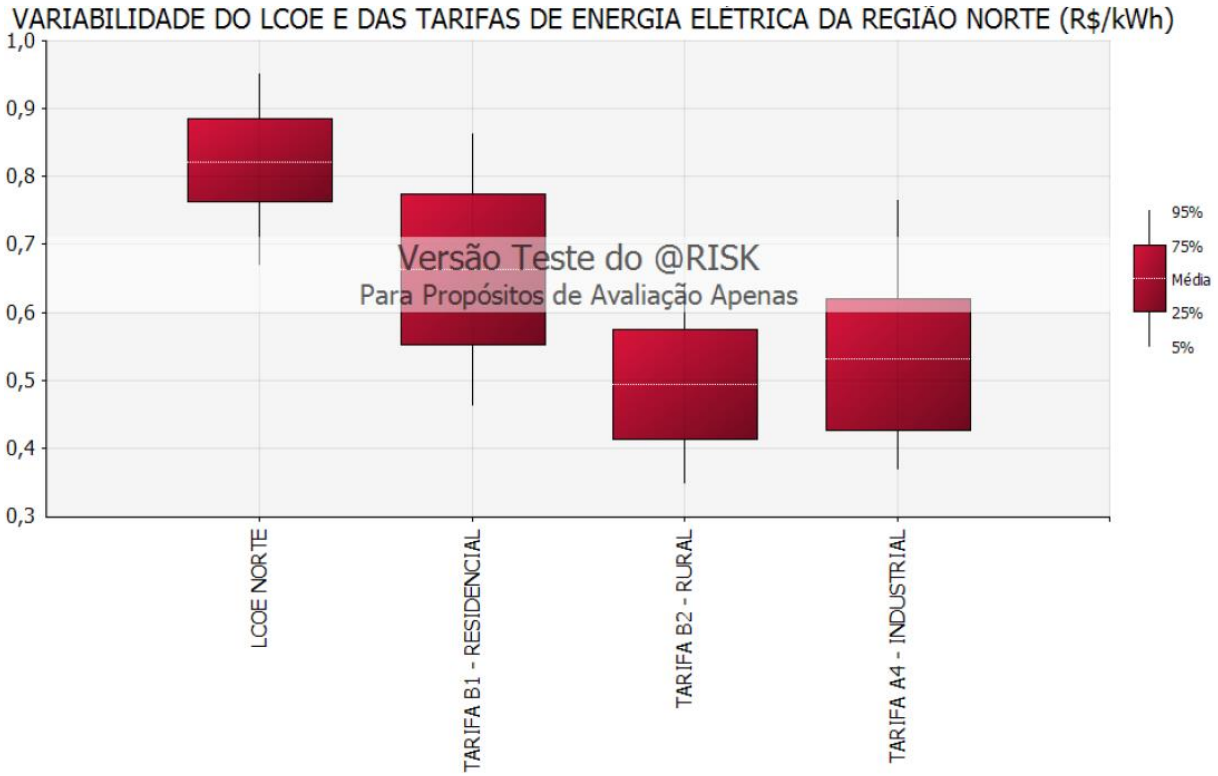


Figura 58 – Variabilidade do LCOE e das tarifas de energia elétrica da região Norte pela simulação de Monte Carlo.
Fonte: O autor (2018).

4.4.2 Variabilidade do custo nivelado de energia na região Sul

Conforme o gráfico de *boxplot* da Figura 59, a simulação de Monte Carlo para a região Sul apresenta uma média do custo nivelado de energia menor que a região Norte e intersecção apenas para o segmento residencial, indicando que existe probabilidade do LCOE da região Sul ser somente menor que a tarifa de energia residencial. Já para os demais segmentos não existe a probabilidade de viabilidade de investimento em um sistema fotovoltaico nesta região.

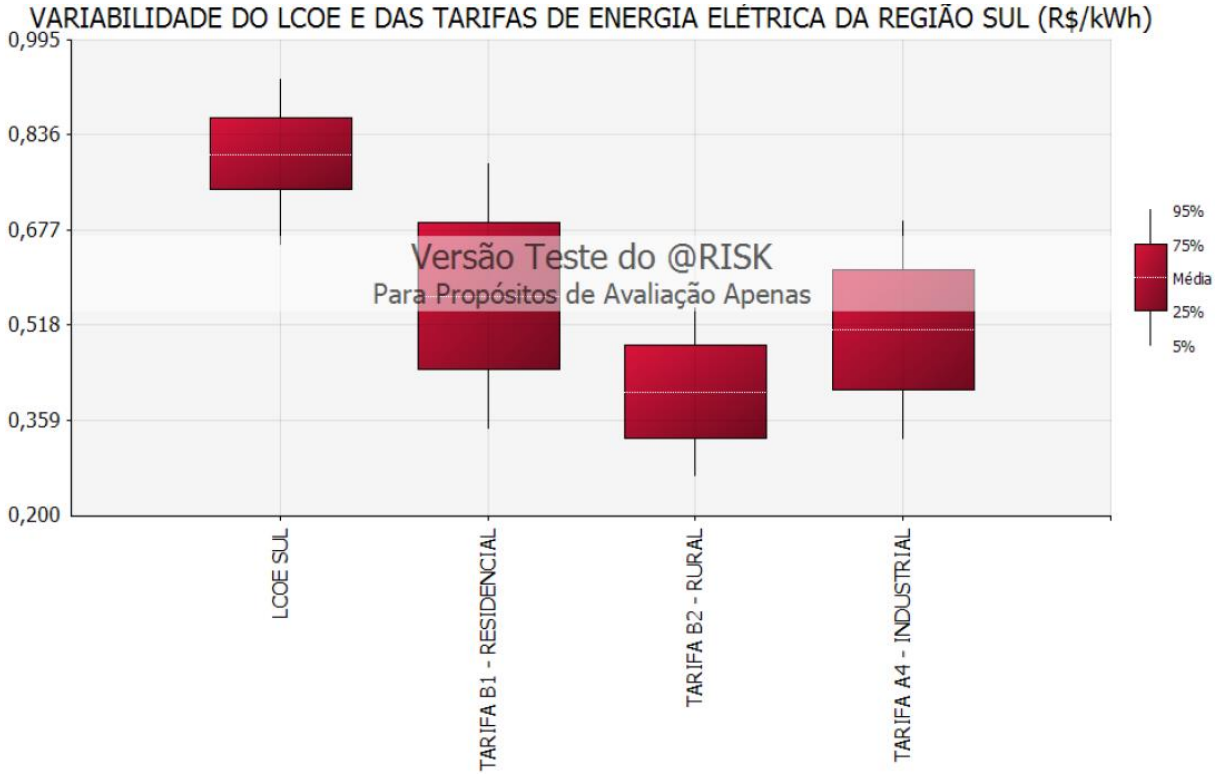


Figura 59 – Variabilidade do LCOE e das tarifas de energia elétrica da região Sul pela simulação de Monte Carlo.
Fonte: O autor (2018).

4.4.3 Variabilidade do custo nivelado de energia na região Centro-oeste

Agora, conforme o gráfico de *boxplot* da Figura 60, a simulação de Monte Carlo para a região Centro-oeste apresenta uma média do custo nivelado de energia menor que a região Sul e intersecções apenas para os segmentos residencial e industrial, indicando que existe uma maior probabilidade do LCOE da região Centro-oeste ser menor que a tarifa residencial e uma menor probabilidade de ser menor que a tarifa industrial. Já para o segmento rural não existe a probabilidade de viabilidade de investimento em um sistema fotovoltaico nesta região.

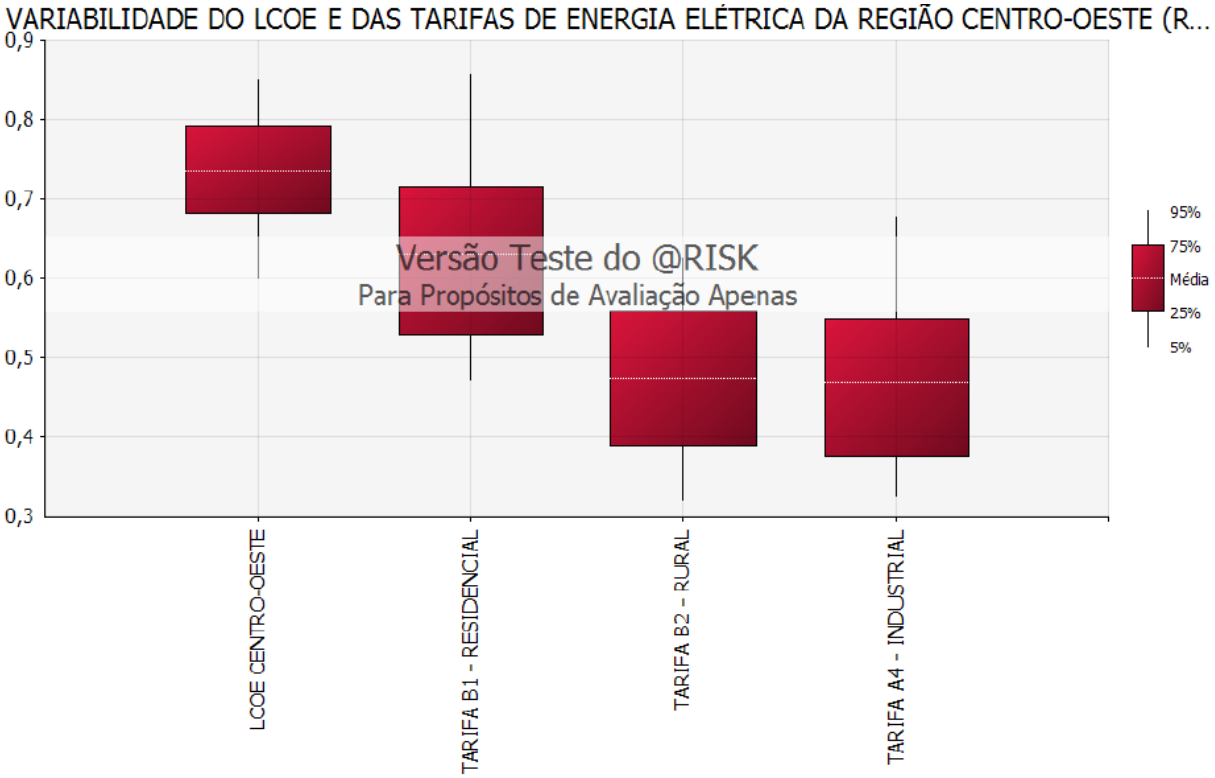


Figura 60 – Variabilidade do LCOE e das tarifas de energia elétrica da região Centro-oeste pela simulação de Monte Carlo.
Fonte: O autor (2018).

4.4.4 Variabilidade do custo nivelado de energia na região Sudeste

Conforme o gráfico de *boxplot* da Figura 61, a simulação de Monte Carlo para a região Sudeste apresenta uma média do custo nivelado de energia menor que a região Centro-oeste e intersecções apenas para os segmentos residencial e industrial, indicando que existe uma maior probabilidade do LCOE da região Sudeste ser menor que a tarifa residencial e uma menor probabilidade de ser menor que a tarifa industrial. Já para o segmento rural não existe a probabilidade de viabilidade de investimento em um sistema fotovoltaico nesta região.

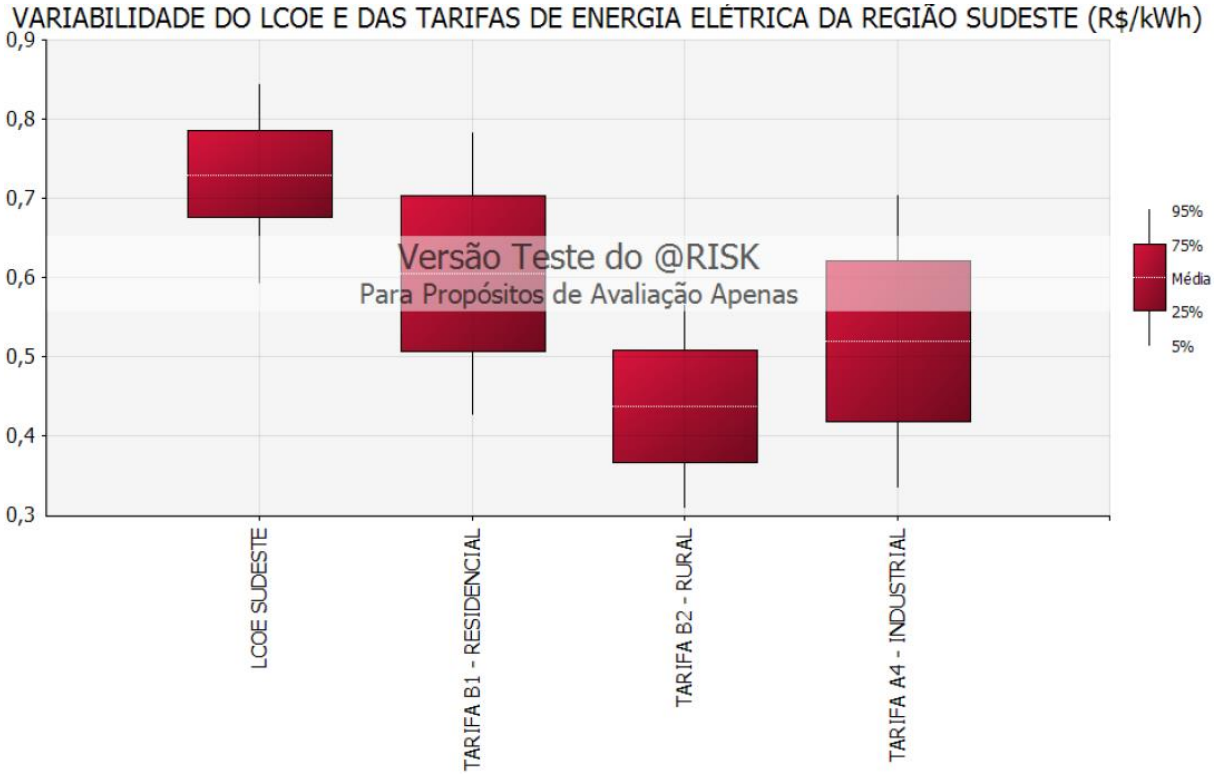


Figura 61 – Variabilidade do LCOE e das tarifas de energia elétrica da região Sudeste pela simulação de Monte Carlo.
Fonte: O autor (2018).

4.4.5 Variabilidade do custo nivelado de energia na região Nordeste

Finalmente, conforme o gráfico de *boxplot* da Figura 62, a simulação de Monte Carlo para a região Nordeste apresenta a menor média de custo nivelado de energia menor dentre todas as regiões do Brasil e intersecções apenas para os segmentos residencial e industrial, indicando que existe uma maior probabilidade do LCOE da região Nordeste ser menor que a tarifa residencial e uma menor probabilidade de ser menor que a tarifa industrial. Já para o segmento rural não existe a probabilidade de viabilidade de investimento em um sistema fotovoltaico nesta região.

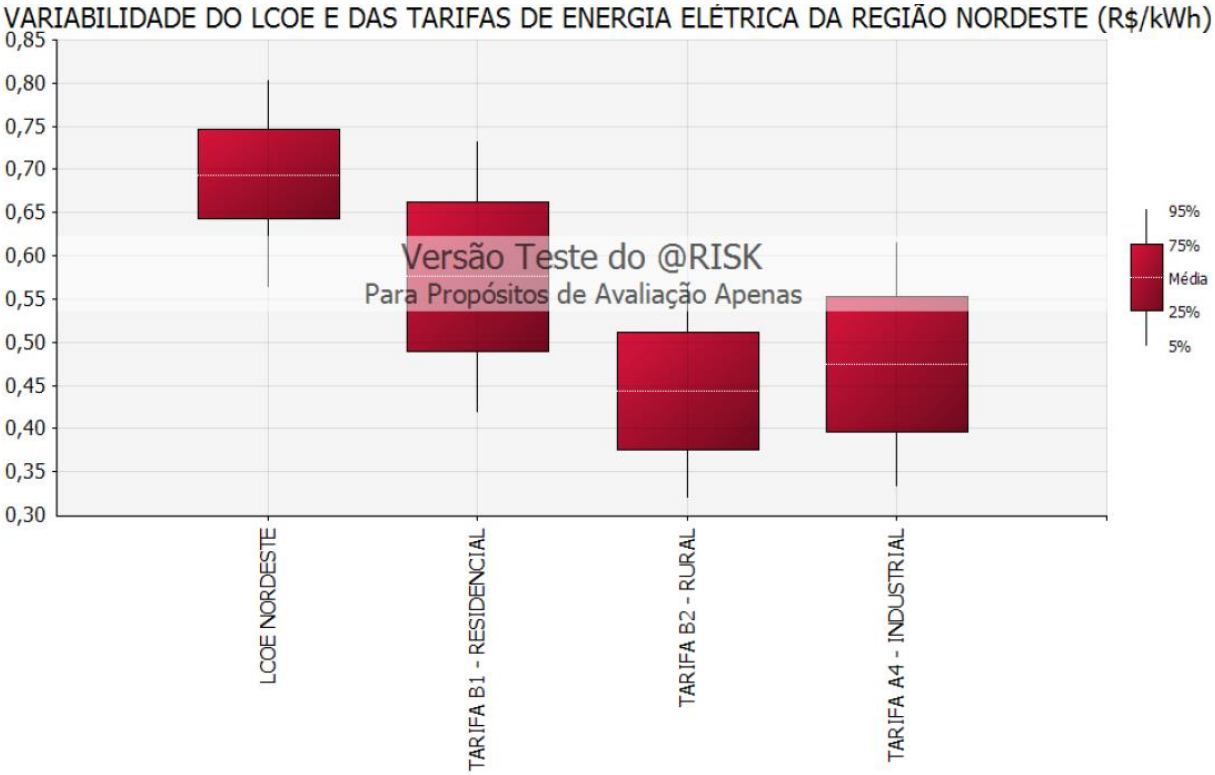


Figura 62 – Variabilidade do LCOE e das tarifas de energia elétrica da região Nordeste pela simulação de Monte Carlo.
Fonte: O autor (2018).

5. CONCLUSÕES

Em primeiro lugar, é necessário destacar a importância de documentos nacionais de pesquisa, como o Balanço Energético Nacional, o Atlas Brasileiro de Energia Solar, as pesquisas de mercado (*benchmark*), dentre outros estudos de abrangência nacional. Vale salientar que, embora existam poucos documentos de pesquisa no Brasil, estes servem de base para o fomento e desenvolvimento de diversas áreas e, de uma forma geral, são grandes norteadores de tomada de decisão. O estudo do potencial de recurso solar incidente no território brasileiro levantado pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar, com a sua mais nova edição lançada recentemente, conforme o próprio documento cita: é essencial, mas não suficiente para impulsionar o uso desta fonte.

Países desenvolvidos e com maior incentivo para pesquisas e desenvolvimento dispõem de mais informações acerca de seus recursos energéticos, além de outras informações, como o exemplo dos documentos de *benchmark* realizados pelo NREL – que são lançados periodicamente pelo departamento de energia dos Estados Unidos. É evidente que o Brasil possui uma grande carência de documentos de pesquisa patrocinados pelo governo em comparação aos países desenvolvidos como Estados Unidos e Alemanha. Todavia, uma maior produção de pesquisa iria contribuir significativamente com o crescimento da tecnologia de sistemas fotovoltaicos no país.

Da mesma forma, paralelo à pesquisa, é importante uma sólida atuação do governo em programas de incentivos e fomentos à utilização de fontes alternativas de energia com horizonte estratégico de longo, médio e curto prazos. Um grande exemplo de resultados de incentivos governamentais foi o PROINFA, que contribuiu fortemente para o avanço da geração eólica no Brasil, sendo que, hoje, são colhidos os frutos deste esforço. Já o PROGD, com a resolução normativa 687 (atualização da resolução normativa 482), o convênio 16/15, e demais ações, prometem nos próximos anos desenvolver a geração distribuída, com foco na energia solar fotovoltaica. Além do mais, a comparação dos custos e da tecnologia com países em que sua implementação está mais avançada é um importante instrumento para obter referências e avaliar o atual cenário tecnológico nacional.

De acordo com os resultados da variabilidade dos custos dos sistemas fotovoltaicos pelo método de Monte Carlo nos países analisados, os Estados Unidos

possuem o sistema fotovoltaico mais caro, com uma média de aproximadamente 2.600 $/kWp, seguidos pelo Brasil com uma média de custo de cerca de 2.100 $/kWp. Alemanha e China aparecem na sequência com a média de custo em cerca de 1.400 $/kWp e $ 1.100 $/kWp, respectivamente.

A curva de custo de sistemas fotovoltaicos levantada neste trabalho indica uma queda conforme o aumento da potência do sistema. Sistemas de até 2 kWp custam em média 11.342,59 R$/kWp, enquanto sistemas de até 100 kWp custam em média 6.160,00 R$/kWp. Logo, verificou-se uma variação mais acentuada no intervalo da categoria da microgeração distribuída, e uma variação mais suave na categoria da minigeração distribuída.

O custo nivelado de energia (LCOE), por sua vez, é uma eficaz ferramenta econômica para análise de viabilidade em sistemas de geração de energia. Com ele, é possível comparar o custo do sistema fotovoltaico diretamente à tarifa de energia elétrica a valor presente e julgar sua viabilidade. Na revisão bibliográfica, observou-se uma carência de documentos oficiais e artigos científicos com estes estudos, deixando ainda um grande espaço a ser explorado.

Por intermédio dos resultados do custo nivelado de energia neste trabalho, sistemas de até 2 kWp praticamente não apresentaram viabilidade mesmo com altos níveis de potencial de geração, já sistemas com potência acima de 100 kWp apontam viabilidade para todos os níveis de potencial de geração. Com isso, quanto maior for o potencial de geração, maior a viabilidade. Assim, constatou-se que, tanto o aumento da potência do sistema, quanto o aumento da irradiação solar e quanto o aumento da tarifa de energia elétrica, aumentam a viabilidade do sistema fotovoltaico.

Sistemas fotovoltaicos de menor potência instalada possuem maior custo por kWp, como visto na curva de custo. Por isso, seu LCOE é mais alto e dependem de uma localidade com uma ótima irradiação solar para aumentar sua viabilidade no cálculo do custo nivelado de energia elétrica. Desta maneira, consequentemente, a minigeração apresenta uma viabilidade superior à microgeração.

Conforme os resultados do método de Monte Carlo, a região Nordeste aparece como a mais barata para gerar energia fotovoltaica no Brasil, com a menor variabilidade do custo nivelado de energia dentre as demais regiões e uma média de aproximadamente 0,70 R$/kWh, além de ser a região com a maior probabilidade de ter o LCOE menor que as tarifas de energia elétrica residencial, rural ou industrial. As regiões Sudeste e Centro-oeste aparecem na sequência com médias de

aproximadamente 0,73 R$/kWh, seguidas pela região Sul 0,79 R$/kWh e, finalmente, a região Norte com uma média de 0,82 R$/kWh do custo nivelado de energia.

Além da irradiação solar e do custo do sistema fotovoltaico, a taxa Selic é uma variável muito significativa no cálculo do custo nivelado de energia, como visto nos resultados das análises de sensibilidade. Sendo assim, o cenário macroeconômico influencia fortemente a tomada de decisão do investidor em investir em tal geração de energia elétrica. Além do mais, o horizonte de 25 anos dificulta a estimativa desta taxa, visto que decisões políticas e econômicas interferem seu valor ao longo do tempo.

A complementaridade entre energia solar e energia hídrica (em períodos de seca a irradiação solar é abundante) abre espaço para explorar com mais intensidade o recurso energético solar brasileiro, principalmente em áreas como o Nordeste e Sudeste – regiões que oferecem ótima irradiação solar durante todo o ano e que abrigam grandes cidades. Além de que, se o Brasil crescer economicamente, surgirá uma grande demanda de energia elétrica, sendo que a energia solar vem como uma ótima solução, além de ser uma energia limpa e renovável.

Portanto, mesmo ainda não sendo viável em todo o território ou para consumidores que pagam uma tarifa de energia elétrica mais razoável, a futura necessidade de energia elétrica e a redução dos custos de produção dos painéis solares levam, inevitavelmente, a geração fotovoltaica a um caminho de crescente viabilidade.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **Dia Mundial do Vento: eólicas já abastecem mais de 22 milhões de residências por mês no Brasil**. Disponível em: <www.abeeolica.org.br/noticias/dia-mundial-do-vento-eolicas-ja-abastecem-mais-de-22-milhoes-de-residencias-por-mes-no-brasil/>. Acesso em: 15 ago. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Geração Distribuída Solar Fotovoltaica: Benefícios Líquidos ao Brasil**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/documents/656877/16832773/4+-+ABSOLAR+GD+Solar+Fotovoltaica.pdf/f0d41ea4-4bba-8cf8-fb02-b864dc83c293>. Acesso em: 21 ago. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2.ed Brasília: ANEEL, 2016. ANEEL.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa Nº 482**. Brasília: ANEEL, 2012, 5P.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa Nº 687**. Brasília: ANEEL, 2015, 25P.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tarifas Médias por Classe de Consumo e Região**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/dados/tarifas>. Acesso em: 25 out. 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). **Copom mantém taxa Selic em 6,50% a.a.** Disponível em: <www.bcb.gov.br/pt-br/#!/c/copomcomunicados/16569>. Acesso em: 25 out. 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). **Histórico das Taxas de Juros**. Disponível em: <www.bcb.gov.br/pec/copom/port/taxaselic.asp>. Acesso em: 25 out. 2018.

BLUE SOL. **Isenção de ICMS para Energia Solar**. Disponível em: <blog.bluesol.com.br/infografico-isencao-de-icms-para-energia-solar/>. Acesso em: 30 out. 2018.

BHANDARI, K. P. **Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis**. Elsevier, 2015.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **PROINFA**. Disponível em: <www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-operacoes-30-10.html>. Acesso em: 1 ago. 2018.

CARION MINERAUX. **Nouveautés Minéraux**. Disponível em: <www.carionmineraux.com/mineraux_janvier_07.htm>. Acesso em: 01 abr. 2018.

COMPANHIA PARANAENSE DE ELETRICIDADE (COPEL). **Taxas e Tarifas**. Disponível em: <www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Ftarifas%2Fpagcopel2.nsf%2Fverdocatual%2F23BF37E67261209C03257488005939EB>. Acesso em: 9 out. 2018.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA (CONFAZ). **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015**. Disponível em: <www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15>. Acesso em: 30 out. 2018.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA (CONFAZ). **Convênio ICMS 42/18, de 16 de maio de 2018**. Disponível em: <www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2018/CV042_18>. Acesso em: 30 out. 2018.

DEUTESCH WELLE. **Geração de energia limpa bate recorde na Alemanha**. Disponível em: <www.dw.com/pt-br/gera%C3%A7%C3%A3o-de-energia-limpa-bate-recorde-na-alemanha/a-44487540>. Acesso em: 30 out. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional – Relatório Síntese ano base 2017**. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>. Acesso em: 1 ago. 2018.

EXAME. **Alemanha fará desligamento de usinas nucleares até 2020**. Disponível em: <www.exame.abril.com.br/mundo/alemanha-fara-desligamento-de-usinas-nucleares-ate-2022/>. Acesso em: 30 out. 2018.

FERREIRA et al. **Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil**. Elsevier, 2017.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Recent Facts About Photovoltaics in Germany**. Disponível em: <www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/recent-facts-about-pv-in-germany.html>. Acesso em: 30 out. 2018.

FREITAS, B. M. R.; Hollanda L. **Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor**. FGV Energia, 2015.

FUTURO EXPONENCIAL. **China construiu uma usina de energia solar em forma de panda gigante**. Disponível em: <www.futuroexponencial.com/china-usina-energia-solar-panda/>. Acesso em: 28 ago. 2018.

G1**. Sustentabilidade e economia atraem consumidores para a energia solar**. Disponível em: <www.g1.globo.com/sao-paulo/sao-jose-do-rio-preto-aracatuba/mercado-imobiliario-do-interior/noticia/2016/08/sustentabilidade-e-economia-atraem-consumidores-para-energia-solar.html>. Acesso em: 3 abr. 2018.

GENOVESE, A. L.; UDAETA, M. E. M.; GALVÃO, L. C. R. **Aspectos energéticos da biomassa como recurso no Brasil e no mundo**. Disponível em: <www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n6v1/021.pdf> Acesso em: 21 ago. 2017.

HOLDERMAN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL J. **Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors**. Elsevier, 2013.

INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA LATINA (IDEAL). **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica**. 2017.

INFO ESCOLA. **Silício**. Disponível em: <www.infoescola.com/elementos-quimicos/silicio/>. Acesso em: 1 abr. 2018.

INFORMATION HANDLING SERVICES (IHS). **As European Solar Installations Slow, China, US and Japan Lead Global Installed PV Capacity in 2016, IHS Says**. Disponível em: <news.ihsmarkit.com/press-release/european-solar-installations-slow-china-us-and-japan-lead-global-installed-pv-capacity>. Acesso em: 30 out. 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). **Atlas Brasileiro de Energia Elétrica**. 2. Ed. Disponível em: <www.labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: 1 ago. 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **National Survey Report of PV Power Applications in China**. 2017.

INISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **PROINFA**. Disponível em: <www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/programas/proinfa>. Acesso em: 5 ago. 2018.

INVESTING.COM. **Câmbio**. Disponível em: <br.investing.com/currencies/>. Acesso em: 30 out. 2018.

JÚNIOR, O. M., SOUZA, C. C. **Aproveitamento fotovoltaico, análise comparativa entre Brasil e Alemanha**. VIII Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental, 2017.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **U. S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017**. Disponível em: <www.nrel.gov/docs/fy19osti/72399.pdf>. Acesso em: 30 out. 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar**. Disponível em: <www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em: 31 out. 2018.

PANDA GREEN ENERGY GROUP. **New Energy Projects**. Disponível em: <www.pandagreen.com/list-14.html>. Acesso em: 10 out. 2018.

PEREIRA et al. **The renewable energy market in Brazil: Current status and potential**. Elsevier, 2012.

PORTAL SOLAR. **Como funciona o painel solar fotovoltaico**. Disponível em: <www.portalsolar.com.br/como-funciona-o-painel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 1 abr. 2018.

SISTEMA DE INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS DO SETOR ELÉTRICO (SIGEL). **Mapa dos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica**. Disponível em: <www.sigel.aneel.gov.br/portal/home/webmap/viewer.html?webmap=45374c61bd3e40e3a484878003fae937>. Acesso em: 2 ago. 2018.

SOLARGIS. **Solar resource maps and GIS data for 200+ countries**. Disponível em: <solargis.com/maps-and-gis-data/overview/>. Acesso em: 16 ago. 2018.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. **Ivanpah**. Disponível em: <www.energy.gov/lpo/ivanpah>. Acesso em: 1 ago. 2018.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações**. 2. Ed. São Paulo: Érica, 2015.

ZHONGDONG Y. **China's photovoltaic industry policy performance from the perspective of global value chain**. Energy Sources, 2018.