



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

**EFICIÊNCIA DA INSERÇÃO DA ENERGIA
FOTOVOLTAICA NO BRASIL:
UMA ABORDAGEM POR ANÁLISE
ENVOLTÓRIA DE DADOS**

Rafael Maffei Casale

Itajubá, maio de 2018



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Rafael Maffei Casale

**EFICIÊNCIA DA INSERÇÃO DA ENERGIA
FOTOVOLTAICA NO BRASIL:
UMA ABORDAGEM POR ANÁLISE
ENVOLTÓRIA DE DADOS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção como parte dos requisitos para obtenção do Título de **Mestre em Ciências em Engenharia de Produção**.

Área de Concentração: Engenharia de Produção

Orientador: Prof. Edson de Oliveira Pamplona, Dr.

Itajubá
2018



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Rafael Maffei Casale

**EFICIÊNCIA DA INSERÇÃO DA ENERGIA
FOTOVOLTAICA NO BRASIL:
UMA ABORDAGEM POR ANÁLISE
ENVOLTÓRIA DE DADOS**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 28 de maio de 2018, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências em Engenharia de Produção**.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona (Orientador)

Prof.^a Dr.^a Maria Rita Pontes Assumpção

Prof. Rafael de Carvalho Miranda

Itajubá
2018

*Aos meus pais: Mailu e Alfredo, e aos meus
irmãos: Juliana e Daniel.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que me apoiaram durante a elaboração deste trabalho, em especial, ao meu orientador Professor Doutor Edson de Oliveira Pamplona, que soube, com paciência, atenção e confiança, me direcionar nos momentos mais difíceis. Agradeço também a ele, o conhecimento adquirido, nas disciplinas ministradas com excelência e dedicação, que muito agregaram em minha vida acadêmica, desde a graduação, passando pelo MBA até chegar no tão sonhado mestrado.

Agradeço aos participantes do Grupo de Economia e Finanças, em especial ao meu colega Victor Valério que me auxiliou, com suas argumentações e correções, no direcionamento deste trabalho. Reforço meus agradecimentos ao Doutorando Victor, por sua conduta pragmática e assertiva.

Agradeço também ao Professor Doutor Carlos Henrique Pereira Mello, que além das disciplinas ministradas, coordenou o Programa de Pós-Graduação, sempre em prol da excelência de nossa Instituição de Ensino.

Meus agradecimentos à Professora Doutora Maria Rita Pontes Assumpção, que muito me apoiou nos momentos de indecisão e escolhas.

Ressalto ainda meus mais profundos agradecimentos à minha família e à minha esposa Amanda, que sempre estiveram comigo durante a criação desta obra.

RESUMO

A busca pela redução de impactos negativos ao meio ambiente pela emissão de poluentes e a crescente demanda por energia pela retomada do crescimento econômico mundial reforça a inserção de fontes renováveis nas matrizes energéticas dos países. O Brasil tem vantagem frente a outras nações, dado que mais da metade da geração de energia é via hidrelétrica. Essa superioridade, porém, está comprometida devido à alteração recorrente no regime hidrológico, fator de instabilidade na oferta brasileira de energia. Este problema leva à busca de outras fontes de geração de energia. A Energia Solar - especialmente a fotovoltaica, constitui uma solução de baixo impacto negativo ambiental, fazendo uso de inesgotável fonte de energia, o sol. Corroboram com isso, o fato do Brasil possuir elevado índice de irradiação solar durante todo o ano. Outro fato para busca de fonte alternativa de energia é a inconstância nas tarifas de energia. A energia fotovoltaica pode ser gerada de modo descentralizado por microusinas. Este trabalho contribui nesta direção, apresentando uma análise técnico-financeira para apoio à decisão para inserção de sistemas fotovoltaicos para geração distribuída de energia. Esse estudo, por meio de Análise Envoltória de Dados, analisa e compara por meio da formulação de cenários, a eficiência relativa das 26 capitais do Brasil mais o Distrito Federal. A escolha destas unidades é devido a serem grandes centros consumidores de energia e estarem espalhados pelo Brasil em locais de diferente nível de irradiação solar. Os resultados evidenciam que as condições de retorno financeiro de algumas capitais são comprometidas por políticas governamentais não adotadas atualmente, tal como a aplicação do Convênio ICMS 16/2015 para Vitória, Curitiba, Florianópolis, Macapá e Manaus, o qual representou um ganho de eficiência relativo médio destas capitais de 129%, com especial destaque para Manaus que passou da 22ª colocação no ranqueamento no cenário atual do Brasil para 4ª com aplicação de tal política. Um outro cenário de redução dos impostos de importação foi proposto trazendo benefício sensível ao valor inicial do investimento e para o incremento da eficiência de inserção desta fonte em nossa matriz energética.

Palavras-chave: DEA Supereficiência; Análise Envoltória de Dados; Eficiência; Energia Solar; Sistema Solar Fotovoltaico, Análise Econômica.

ABSTRACT

The search for the reduction of negative impacts to the environment by the emission of pollutants and the increasing demand for energy by the resumption of the world economic growth reinforces the insertion of renewable sources in the energy matrices of the countries. Brazil has an advantage over other nations, since more than half of the energy generation is via hydroelectric. This superiority, however, is compromised due to the recurrent change in the hydrological regime, a factor of instability in the Brazilian energy supply. This problem leads to the search for other sources of energy generation. Solar Energy - especially photovoltaics, constitutes a low negative environmental impact solution, making use of inexhaustible source of energy, the sun. They corroborate with this, the fact that Brazil has a high index of solar irradiation throughout the year. Another fact to search for an alternative source of energy is the inconstancy in energy tariffs. Photovoltaic energy can be generated in a decentralized way by microbusinesses. This work contributes in this direction, presenting a technical-financial analysis to support the decision for insertion of photovoltaic systems for distributed generation of energy. This study, through Data Envelopment Analysis, analyzes and compares, through the formulation of scenarios, the relative efficiency of the 26 capitals of Brazil plus the Federal District. The choice of these units is due to the fact that they are large energy consuming centers and are spread throughout Brazil in places of different levels of solar radiation. The results show that the conditions of financial return of some capitals are compromised by government policies not currently adopted, such as the application of ICMS Agreement 16/2015 to Vitória, Curitiba, Florianópolis, Macapá and Manaus, which represented a relative efficiency gain average of these capitals of 129%, with particular emphasis on Manaus, which went from the 22nd place in the ranking in the current scenario of Brazil to 4^o place with application of such policy. Another scenario of import tax reduction was proposed bringing a sensible benefit to the initial value of the investment and to increase the efficiency of insertion of this source into our energy matrix.

Key-words: Super-efficiency DEA; Data Envelopment Analysis; Efficiency; Solar Energy; Solar Photovoltaic System, Economic Analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Capacidade de geração fotovoltaica global 2006-2016.....	2
Figura 2 - Preço médio mundial da eletricidade 2010 e 2016.....	2
Figura 3 - Geração eletricidade global por fonte.....	4
Figura 4 - Artigos publicados por País com palavras chaves dissociadas.....	6
Figura 5 - Artigos publicados por ano com palavras chaves dissociadas.....	7
Figura 6 - Artigos publicados com palavras chaves associadas por País.....	8
Figura 7 - Área de concentração das pesquisas com palavras chaves associadas.....	8
Figura 8 - Fronteira de eficiência.....	14
Figura 9 - Fronteira de eficiência e fator de escala.....	18
Figura 10 - Análise de Sensibilidade.....	23
Figura 11 - Irradiação no plano inclinado.....	24
Figura 12 - Valores médios e variabilidade de irradiação horizontal.....	25
Figura 13 - Síntese média dos níveis de irradiação solar no plano inclinado por região.....	26
Figura 14 - Componentes da irradiação solar.....	32
Figura 15 - Políticas governamentais e evolução da micro e minigeração distribuída.....	33
Figura 16 - Sistema de compensação de energia (<i>netmetering</i>).....	35
Figura 17 - Potencial fotovoltaico no Brasil.....	38
Figura 18 - Tarifas residenciais convertidas pela taxa de câmbio em 2016.....	39
Figura 19 - Encargos e tributos recolhidos na conta de energia.....	40
Figura 20 - Formas de classificação de pesquisa científica.....	42
Figura 21 - Visão sistêmica de um problema.....	44
Figura 22 - Etapas de aplicação do estudo.....	45
Figura 23 - Modelo conceitual da pesquisa.....	46
Figura 24 - Microusina solar padrão.....	47
Figura 25 - Análise Sensibilidade VPL - Rio de Janeiro.....	67
Figura 26 - Análise Sensibilidade VPL - Salvador.....	67
Figura 27 - Análise Sensibilidade VPL - Curitiba.....	68

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Estrutura do Fluxo de Caixa do Acionista	21
Quadro 2 - Estrutura do Fluxo de Caixa da Empresa	22
Quadro 3 - Comparativo Resolução N° 482/2012 e N° 687/2015	37
Quadro 4 - Encargos e tributos recolhidos na conta de energia	40
Quadro 5 - Lista componentes e conjuntos da microusinina.....	47
Quadro 6 - Irradiação por DMU	52
Quadro 7 - Parâmetros de cálculo do Custo do Capital Próprio (descontado inflação)	55
Quadro 8 - Premissas Técnico-Financeiras (caso base)	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade instalada Energia Renovável na América Latina em 2017.....	3
Tabela 2 - Empreendimentos em operação e potência - Matriz Energética Brasil.....	27
Tabela 3 - Comparação das dimensões de terra por FER.....	28
Tabela 4 - Empreendimentos PV em operação por estado.....	29
Tabela 5 - Resumo empreendimentos previstos.....	30
Tabela 6 - Empreendimentos PV previstos por estado (iniciados e não iniciados).....	30
Tabela 7 - Objetivos capacidade instalada até 2026 - ER no Brasil.....	31
Tabela 8 - Resultados do 6º e 7º Leilões de Energia de Reserva.....	36
Tabela 9 - Capacidade instalada - Geração Distribuída.....	38
Tabela 10 - Tarifas média por região sem ICMS - classe residencial B1.....	41
Tabela 11 - Potência de Pico calculada por DMU.....	49
Tabela 12 - Número de placas solares por capital.....	50
Tabela 13 - Tarifas por distribuidoras - classe residencial B1.....	51
Tabela 14 - Irradiância diária média por região.....	53
Tabela 15 - Resumo de Investimentos nos 3 cenários.....	54
Tabela 16 - Fluxo de Caixa Acionista (caso base) - até ano 6.....	56
Tabela 17 - Parcelas do financiamento proposto.....	57
Tabela 18 - Fluxo de Caixa Acionista (caso base) - ano 7 até ano 13.....	57
Tabela 19 - Fluxo de Caixa Acionista (caso base) - ano 14 até ano 20.....	57
Tabela 20 - Fluxo de Caixa Acionista (caso base) - ano 21 até ano 25.....	58
Tabela 21 - Resumo resultados calculados VPL nos 3 cenários.....	58
Tabela 22 - Resumo dados de entrada e saída do modelo.....	61
Tabela 23 - Estatística descritiva DEA CCR sem incentivos.....	62
Tabela 24 - Resultados DEA CCR sem incentivos.....	63
Tabela 25 - Resultados DEA BCC sem incentivos.....	65
Tabela 26 - Resultados DEA CCR de Supereficiência sem incentivos.....	65
Tabela 27 - Estatística descritiva DEA CCR com isenção ICMS.....	69
Tabela 28 - Resultados DEA CCR com isenção ICMS.....	70
Tabela 29 - Resultados DEA BCC com isenção ICMS.....	71
Tabela 30 - Resultados DEA CCR de Supereficiência com isenção ICMS.....	72
Tabela 31 - Ranqueamento DMUs cenários sem incentivos e com isenção ICMS.....	73
Tabela 32 - Incremento da eficiência das capitais atualmente sem convênio ICMS.....	74
Tabela 33 - Estatística descritiva DEA CCR com redução investimento.....	74
Tabela 34 - Resultados DEA de Supereficiência com redução investimento.....	75
Tabela 35 - Comparação eficiência sem incentivos e com redução investimento.....	76
Tabela 36 - Ranqueamento DMUs nos 3 cenários.....	77
Tabela 37 - Resultados estatísticos eficiência nos 3 cenários.....	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANA	Agência Nacional de Águas
ABEnS	Associação Brasileira de Energia Solar
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCC	Banker, Charnes e Cooper
BIG	Banco de Informações de Geração
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i> (Painéis Solares Integrados à Construção)
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Investimentos em bens de capital)
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i> (Modelo de Precificação de Ativos Financeiros)
CCR	Charnes, Cooper e Rhodes
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidráulica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DEA	<i>Data Envelopment Analysis</i> (Análise Envoltória de Dados)
DMU	<i>Decision Making Unit</i> (Unidades Produtivas)
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i> (Agência de Administração de Informações sobre Energia dos Estados Unidos)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Energia Renovável
FER	Fonte de Energia Renovável
GW	Gigawatts
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> (Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas)
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IRPJ	Imposto de Renda de Pessoa Jurídica
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia Renovável)
KKT	Condições de Karush-Kuhn-Tucker
kW	Kilowatts
kWp	Kilowatt Pico
kWh	Kilowatt Hora
LAJI	Lucro Antes dos Juros e Impostos
LAI	Lucro Antes dos Impostos
LER	Leilão de Energia de Reserva
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatts
ONS	Operador Nacional do Sistema
PADIS	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Pública
PEE	Programa de Eficiência Energética

PIS	Programa de Integração Social
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PL	Projeto de Lei
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PV	<i>Photovoltaic</i> (Sistema Fotovoltaico)
Qtdade	Quantidade
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i> (Rede de Políticas de Energia Renovável para o Século 21)
SAC	Sistema de Amortização Constante
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Média de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
USD	<i>United States Dollar</i> (Dolar dos Estados Unidos)
VPL	Valor Presente Líquido
VRS	<i>Variable Returns of Scale</i> (Retorno Variável de Escala)
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Custo Médio Ponderado de Capital)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA DE PESQUISA	1
1.2	JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA.....	5
1.3	OBJETIVOS.....	9
1.4	DELIMITAÇÕES DA PESQUISA	10
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	11
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	12
2.1	ANÁLISE DE EFICIÊNCIA.....	12
2.1.1	MODELO DEA CCR ORIENTADO A INSUMO.....	16
2.1.2	MODELO DEA BCC ORIENTADO A INSUMO.....	17
2.1.3	MODELO DEA DE SUPEREFICIÊNCIA	19
2.2	ANÁLISE FINANCEIRA.....	20
2.2.1	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	23
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	23
2.3.1	RECURSO SOLAR NO BRASIL.....	23
2.3.2	AMBIENTE INSTITUCIONAL E ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	32
2.3.2.1	Tarifa de Energia.....	39
3	MÉTODO DE PESQUISA	42
3.1	MODELO CONCEITUAL	45
3.1.1	DIMENSIONAMENTO DAS USINAS	46
3.1.1.1	Equipamentos.....	47
3.1.1.2	Potência de Pico Calculada	48
3.1.2	VARIÁVEIS DO MODELO.....	50
3.1.2.1	Tarifa de Energia.....	50
3.1.2.2	Irradiação.....	52
3.1.2.3	Investimento.....	53
3.1.2.4	Valor Presente Líquido (VPL)	54
3.2	MODELO CIENTÍFICO.....	59
3.3	CENÁRIOS DE ANÁLISE.....	61
4	DISCUSSÃO DE RESULTADOS	62
4.1	CENÁRIO 1: EFICIÊNCIA DA INSERÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NAS CONDIÇÕES ATUAIS	62
4.2	PROPOSTAS DE INCENTIVOS SOBRE CENÁRIO ATUAL DA EFICIÊNCIA DE INSERÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA	66
4.2.1	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	66
4.2.2	CENÁRIO 2: RESULTADOS COM ISENÇÃO ICMS.....	68
4.2.3	CENÁRIO 3: RESULTADOS COM REDUÇÃO DO INVESTIMENTO	74
5	CONCLUSÕES	78
5.1	CONCLUSÕES GERAIS E PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	78
5.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	80
	APÊNDICE A – Resumo dos dados no cenário 1	81
	APÊNDICE B – Resumo dos dados no cenário 2	82
	APÊNDICE C – Resumo dos dados no cenário 3	83
	APÊNDICE D – Autores e países com artigos DEA e ER	84
	APÊNDICE E – Tipos de fontes de energia interligadas	85
	REFERÊNCIAS	86

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do Problema de Pesquisa

A preocupação da comunidade internacional com as mudanças climáticas leva a ações inovadoras para redução de impactos negativos ao meio ambiente. Em associação, o aumento da demanda global por energia cresce com a intensificação do crescimento econômico. Isso causa pressão na indústria de combustíveis fósseis, dedicada, cada vez mais, ao uso de novas tecnologias para exploração de petróleo nas profundezas da camada pré-sal (ROCHA *et al.*, 2018; REIS e CUNHA, 2014; GOUVEIA, 2010; LEE *et al.*, 2017).

A sociedade mundial terá que continuar a tomar atitudes adequadas entre optar pela sustentabilidade dos recursos naturais ou continuar com os padrões atuais de crescimento econômico. Os dados apresentados no quinto relatório do painel intergovernamental de mudanças climáticas destacam que as pressões globais para aumento do consumo energético poderão gerar graves e breves impactos aos estoques de capital natural (IPCC, 2014).

Evitar mudanças climáticas provocadas pelo aquecimento global é o maior desafio ambiental do século 21. O aquecimento global é um dos principais riscos sistemáticos para a sociedade global. Fuss *et al.* (2008) e Zhao e Tan (2015) defendem a utilização de fontes de energia renováveis (FER) pois, além da sustentabilidade ambiental, essas fontes ofereceriam benefícios para as economias nacionais, pela independência do mercado internacional de combustíveis (GOMEZ e SILVEIRA, 2015). Luthra *et al.* (2015) concordam, apontando que a atual crise energética e as preocupações ambientais podem diminuir com o incremento do uso de FER.

Dentre as FER estão: a Eólica, a Biomassa, a Hídrica e a Solar (vide Apêndice E, Página 86). Segundo estimativa apresentada em IEA (2017), foram investidos em 2015, em todo o mundo, cerca de US\$ 150 bilhões na inserção de energia renovável (ER) no planeta. Os países líderes nestes investimentos foram: Alemanha, Estados Unidos, Japão, China, Reino Unido, Itália e Espanha (IEA, 2017). Conforme apontou relatório global *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2018), a China continua liderando as adições de geração de energia renovável, tendo instalado 78 GW em 2017, o que representa quase metade de toda a nova capacidade mundial de 167 GW. O Brasil iniciou seu caminho de implantação acelerada de ER, instalando 7 GW, representando 4% do total global no ano de 2017.

Os sistemas solares fotovoltaicos são apontados por Jiang (2017), Aydin e Kincay (2015) e Jiang e Dong (2017) como principal fonte de ER com papel fundamental no suprimento da demanda mundial de energia. Em 2016, a capacidade mundial de geração de energia fotovoltaica (PV, do inglês *Photovoltaic*) aumentou ao menos 75 GW (vide Figura 1) equivalendo à instalação de 31 mil painéis solares por hora, aproximadamente (REN21, 2017).

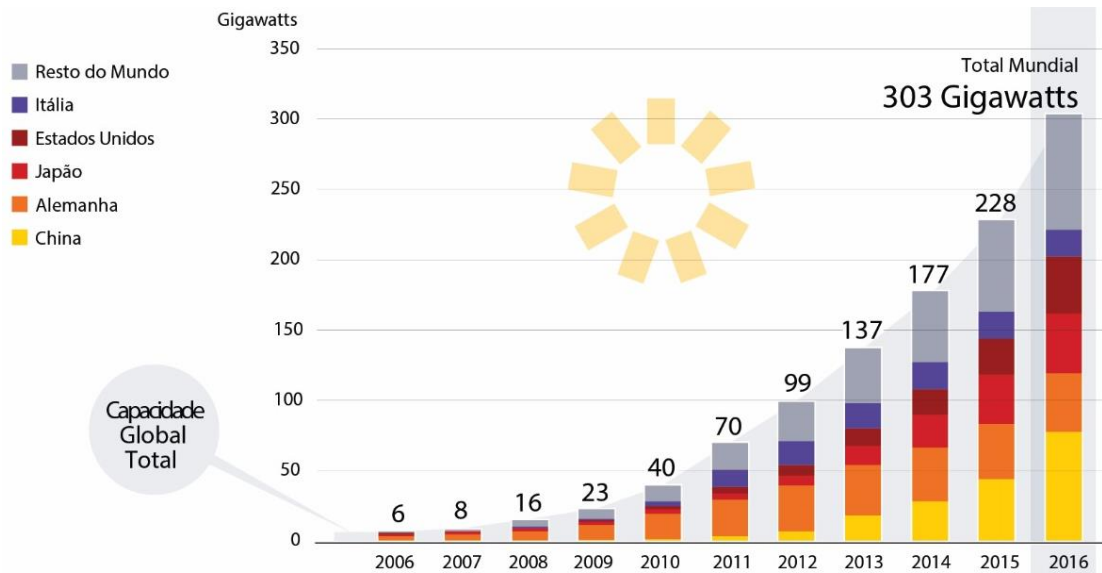


Figura 1 - Capacidade de geração fotovoltaica global 2006-2016
Fonte: REN21 (2017)

Dentre as fontes de energia renováveis, a energia solar PV, segundo relato da IRENA (2018b), foi a que mais cresceu em 2017, com incremento de 32% neste ano. Assim como a energia eólica, estas FERs já começam a ter seus custos de geração dentro da faixa daqueles provenientes de energia oriunda de combustíveis fósseis (vide Figura 2).

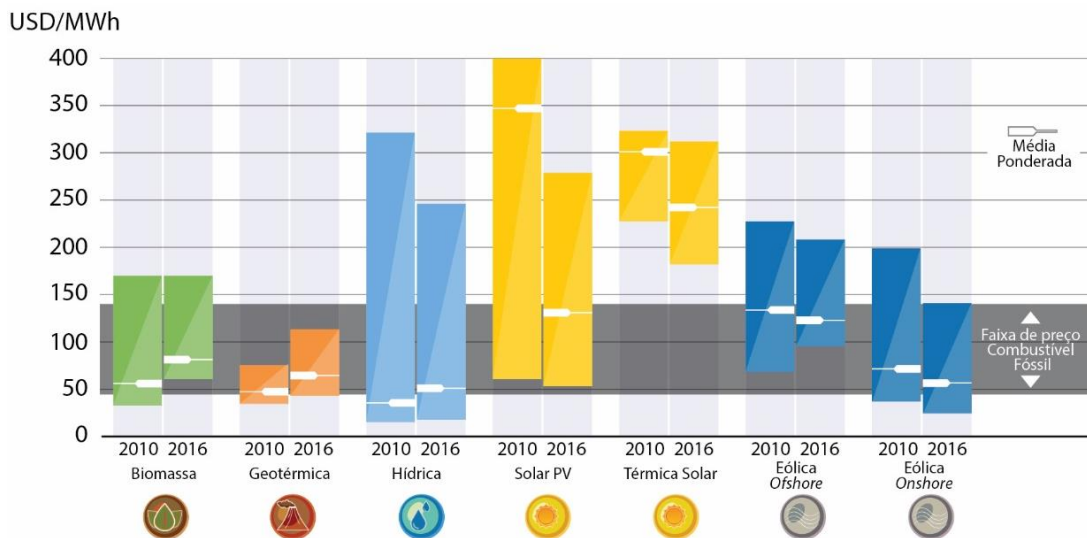


Figura 2 - Preço médio mundial da eletricidade 2010 e 2016
Fonte: IRENA (2017)

A participação brasileira no uso direto e indireto de fontes renováveis de energia no consumo energético tem projeção para aumentar de 39% para 45% até 2040 (IEA, 2017b). Esta projeção para o consumo mundial é de 9% para 16% no mesmo período. Estes dados são congruentes com o objetivo de 45% de ER na composição da matriz energética no Brasil, já para 2030, do Ministério de Minas e Energia (MME, 2015).

Aquila *et al.* (2017) reconhecem o Brasil como o principal produtor de ER da América Latina, mesmo excluindo a energia hidrelétrica, o que pode ser também observado na Tabela 1.

Tabela 1 - Capacidade instalada Energia Renovável na América Latina em 2017

País	FER					Total (MW)	
	Hidrelétrica	Eólica	Solar	Biomassa	Geotérmica	Sem Hidrelétrica	Com Hidrelétrica
Brasil	100319	12294	1097	14583	-	27974	128293
México	12670	4005	570	866	914	6355	19025
Venezuela	15137	50	5	-	-	55	15192
Colômbia	11726	20	-	292	-	312	12038
Argentina	11559	-	-	-	-	-	11559
Chile	6733	1421	2183	483	-	4087	10820

Fonte: IRENA (2018)

Observa-se, a partir da Tabela 1, que até 2017 o Brasil era responsável por mais da metade de toda a eletricidade verde gerada pela soma dos seis maiores produtores de ER da América Latina. Mesmo excluindo a geração hidrelétrica, a produção brasileira de energia renovável representa 39% do total produzido por esse grupo.

A matriz energética brasileira já é considerada limpa. Diferente da média mundial em que, conforme IRENA, IEA e REN21 (2018), somente 23,5% do consumo de energia é proveniente de fontes renováveis (vide Figura 3), o Brasil tem mais da metade de energia consumida gerada com base na hídrica e, conforme dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2018), possui 60,4% de sua matriz oriunda de fonte hidrelétrica, enquanto que para o mundo, essa fonte representa apenas 17,2%.

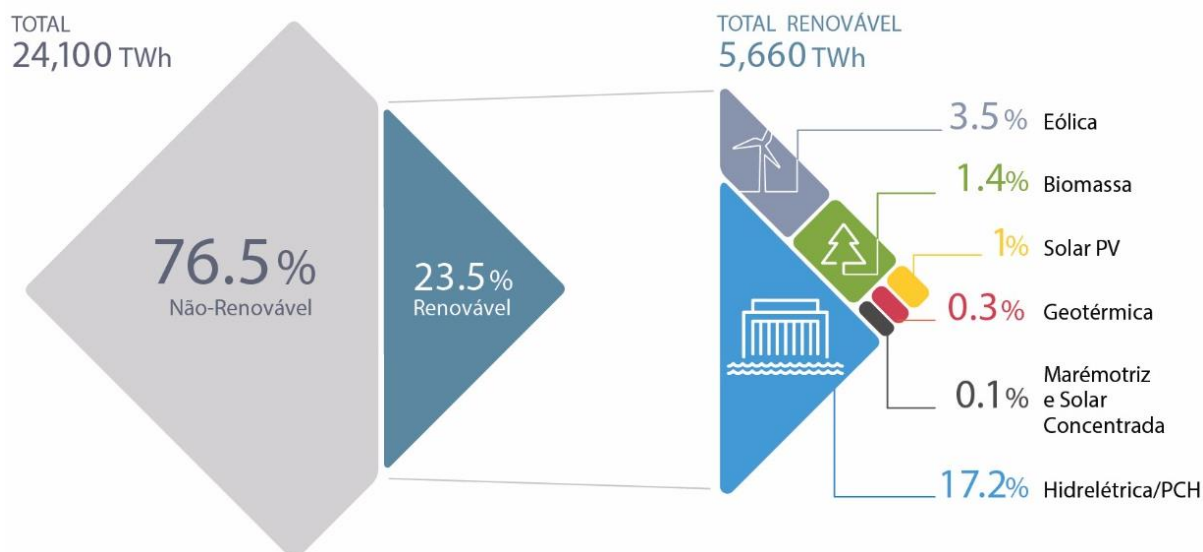


Figura 3 - Geração eletricidade global por fonte
Fonte: IRENA, IEA e REN21 (2018)

No entanto, recentes alterações no regime hidrológico e a dificuldade de gestão operacional pelas concessionárias vem afetando diretamente o sistema de distribuição de energia no país, impactando as tarifas para o consumidor (AQUILA *et al.*, 2017; SCHMIDT, CANCELLA e PEREIRA JUNIOR, 2016). Isso requer ajustes nas políticas governamentais para incentivar a inserção de outras fontes de energia renovável na matriz energética brasileira. Para corroborar essa argumentação, Correa da Silva *et al.* (2016) consideram problemática a adição de nova capacidade hidroelétrica, por razões de custos ambientais e eficiência. Reforçando ainda mais a oportunidade de reconfiguração da matriz energética brasileira com inserção de outras FERs, a ANEEL (2002) declara a existência de condições técnicas locais adequadas para tal, com garantia de autossuficiência energética do país.

Na busca de alternativas à geração hídrica, a energia solar PV, especialmente a geração distribuída com uso de sistemas integrados e conectados à rede elétrica, vem ganhando destaque como solução limpa. Este sistema, além da necessidade de baixa manutenção, faz uso de uma inesgotável fonte de energia – o sol, usando tecnologia cada vez mais eficiente e a preços mais acessíveis. O Brasil aumentou em dez vezes sua capacidade instalada entre 2016 e 2017, segundo dados da IRENA (2018).

Echegaray (2014) e Paulista *et al.* (2017) defendem o uso de energia solar PV pelas condições favoráveis que o Brasil possui para sua aplicação: elevados índices de irradiação solar (com baixas variabilidades) e instabilidade de oferta e oscilação de tarifas de energia. Esta última condição seria uma motivação para empreendimentos de microusinas, dado que a

unidade geradora, teria parte para consumo próprio e outra parte seria vendida para distribuição pela concessionária. Com aproximadamente 8,5 milhões de quilômetros quadrados, o Brasil possui um dos maiores e melhores potenciais para geração de PV, devido suas dimensões continentais com áreas de baixo valor econômico e boas condições geográficas, além da ausência de fenômenos naturais extremos (terremotos, avalanches e ciclones) (ANEEL, 2002; Paulista *et al.* (2017).

Em contrapartida às vantagens de geração de energia solar no Brasil, a partir de sistemas fotovoltaicos, considera-se como desvantagem a necessidade de alto custo de investimento e prazo longo de retorno financeiro, considerando o aumento de escala. Outros fatores a considerar são: elevada carga de impostos na cadeia produtiva; carência de boas linhas de financiamento; equipamentos e tecnologia importados (câmbio e taxas); juros elevados (MARTINS *et al.*, 2008; LACCHINI e SANTOS, 2013; HOLDERMANN, KISSEL e BEIGEL, 2014; ROCHA *et al.*, 2017; SWIFT, 2013).

Pelo discutido, salienta-se a importância deste tema de pesquisa, existindo ainda necessidade de amadurecimento nas percepções e, conforme salienta Correa da Silva *et al.* (2016), nos discursos das partes interessadas sobre a escala de utilidade pública da Energia Solar.

1.2 Justificativa e Relevância

Com intuito de comprovar a relevância do tema desta pesquisa, realizou-se análise bibliométrica, a partir de palavras chaves e estruturada em duas etapas, com base em artigos extraídos da base de dados *Web of Science*. Identificou-se poucas publicações nos anos anteriores ao ano 2000, fato esse que demarcou a pesquisa ao período após tal ano até a data deste trabalho (finalizada em 04 de maio de 2018).

O objetivo da primeira etapa foi mostrar, por meio do emprego das palavras chaves dissociadas, a relevância da técnica de análise de eficiência empregada e do escopo de trabalho. Desta forma, para a realização desta etapa, buscou-se publicações com a mesma técnica utilizada no presente estudo, porém, sem qualquer delimitação de escopo de aplicação. De mesmo modo, pesquisou-se artigos com o escopo de trabalho da presente pesquisa.

Já a segunda etapa, teve como objetivo de demonstrar a consistência do objeto de pesquisa deste trabalho. Para tanto, realizou-se buscas de artigos científicos com a utilização da mesma técnica de análise de eficiência delimitando, desta vez, o escopo de aplicação ao estudo de energia PV, associando-se as palavras chaves.

Para a primeira etapa, por meio da pesquisa das palavras chaves dissociadas, no que se refere à técnica adotada, empregou-se a palavra chave “*Data Envelopment Analysis*” e referente ao escopo de aplicação, utilizou-se a palavra chave “*Photovoltaic Energy*”. Os dados apresentados na Figura 4 e Figura 5 são referentes ao período compreendido entre os anos 2000 a 2018 (até o mês de maio de 2018).

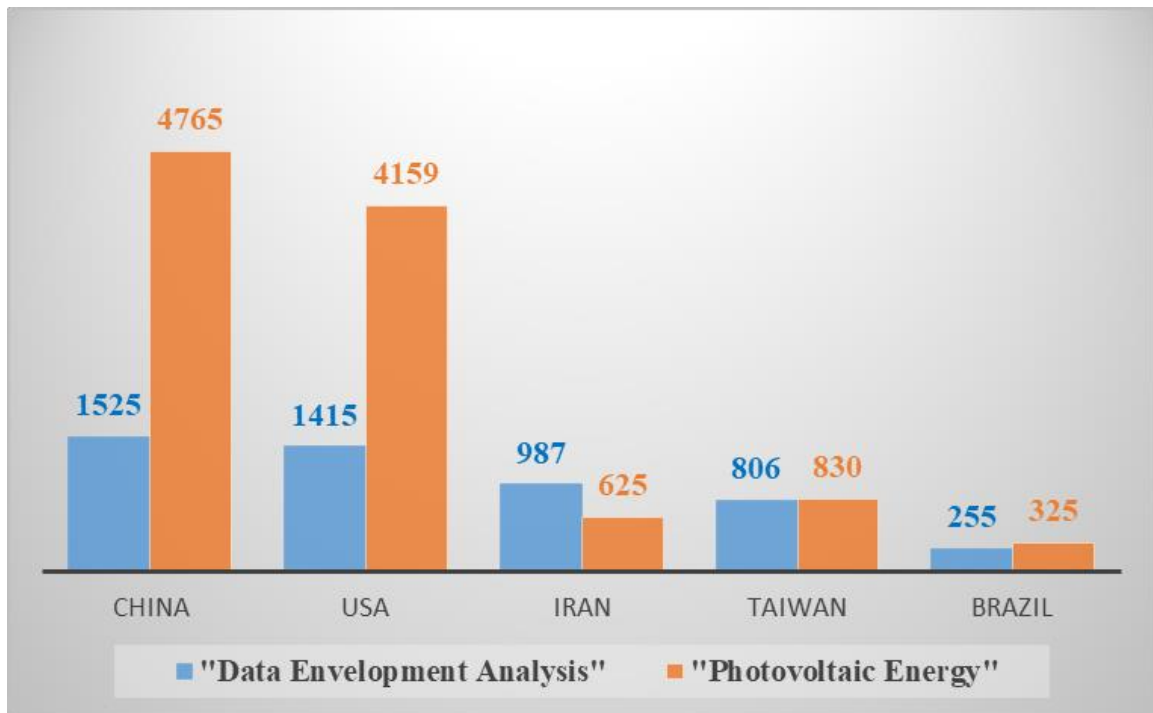


Figura 4 - Artigos publicados por País com palavras chaves dissociadas

A busca na primeira etapa resultou em 22.757 artigos publicados com a palavra chave “*Photovoltaic Energy - PV*” entre os anos 2000 e 2018 (até o mês de maio de 2018), dos quais amplamente concentrados na China e nos Estados Unidos (vide Figura 4). Já no que se refere a palavra chave “*Data Envelopment Analysis - DEA*”, a pesquisa resultou um total de 8.544 artigos, também concentrados nos países mencionados. Vale destacar que o Brasil obteve números bastante inferiores aos países líderes de pesquisas nestas áreas.

Nota-se, pela Figura 5, uma tendência de aumento de pesquisas que empregam a técnica de análise de eficiência e do escopo de trabalho da presente pesquisa. A grande quantidade de trabalhos encontrados evidencia a robustez de utilização da referida técnica, bem como do escopo de análise deste trabalho.



Figura 5 - Artigos publicados por ano com palavras chaves dissociadas

A segunda fase de busca de publicações foi estruturada a partir da associação entre a técnica de análise de eficiência (DEA) e o escopo do trabalho (PV). Novamente, no que se refere à técnica adotada, empregou-se a palavra-chave “*Data Envelopment Analysis*” e referente ao escopo de aplicação, utilizou-se “*Photovoltaic Energy*”. Os dados apresentados nas Figuras 4 e 5 são referentes ao período compreendido entre os anos 2000 a 2018 (até o mês de maio de 2018). Como resultado desta busca, foram achados apenas 21 artigos, concentrando-se na área de Combustíveis e Energia (43%) (vide Figura 7), com 33% do total de publicações sendo dos Estados Unidos (vide Figura 6). Nota-se que o Brasil tem 1 trabalho publicado por Fonseca *et al.* (2018). Este artigo discorre sobre otimização de usinas híbridas com Análise Envoltória de Dados (em inglês, *Data Envelopment Analysis* – DEA) de Supereficiência, sobre composição de sistemas fotovoltaicos com geração a diesel no estado do Amazonas. Os autores mostram que ocorre ineficiência na conjugação destes sistemas, mesmo com ganhos na redução de emissão de poluentes.

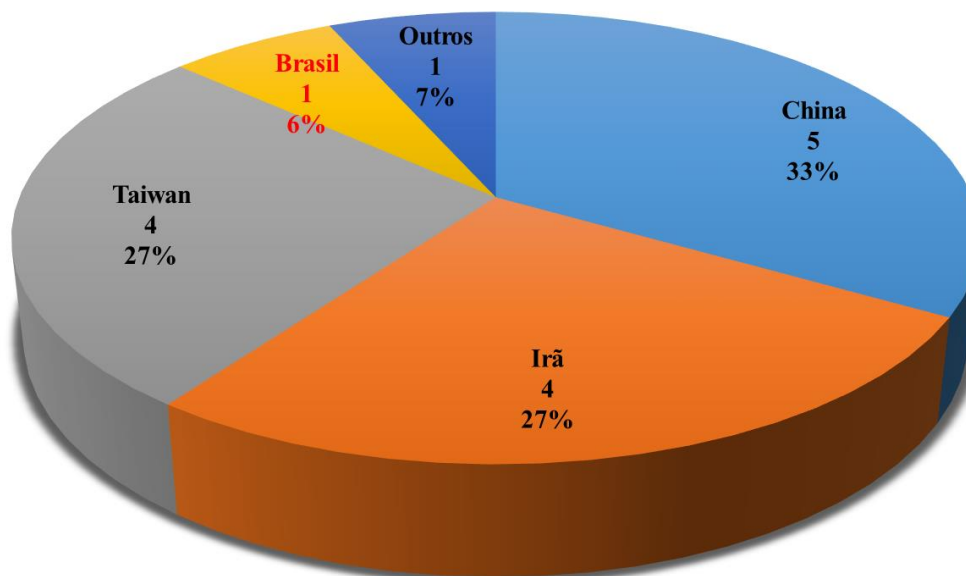


Figura 6 - Artigos publicados com palavras chaves associadas por País

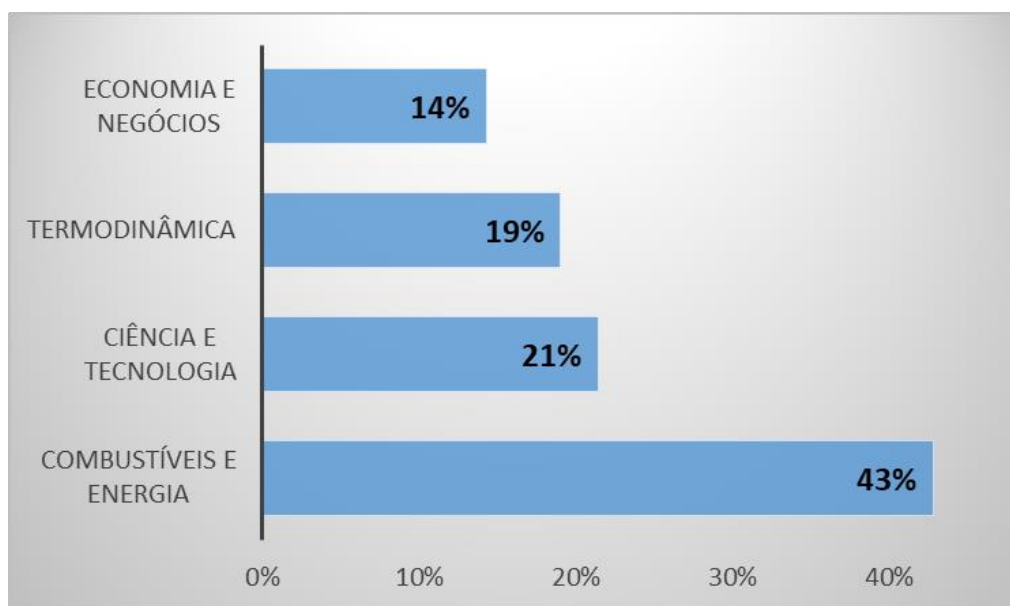


Figura 7 - Área de concentração das pesquisas com palavras chaves associadas

Corroborando com a relevância do objeto de pesquisa observou-se a ocorrência de artigos com a utilização da análise envoltória de dados como técnica de avaliação de eficiência para tomada de decisão sobre instalação de usinas fotovoltaicas em outros países, que não no Brasil (vide Apêndice D, Página 85). Estes trabalhos consideram características técnico-econômicas na análise de eficiência, conforme a abordagem adotada na presente pesquisa com foco no Brasil.

Dentre os trabalhos desenvolvidos em outros países, destacam-se os trabalhos de Sozen, Mirzapour e Çakir (2015), Mostafaeipour *et al.* (2016), Lee *et al.* (2014) e (2015), Azadeh,

Ghaderi e Maghsoudi (2008), Sueyoshi e Goto (2014) e Dehghani *et al.* (2018). Sozen, Mirzapour e Çakir (2015) otimizam a localização de usina considerando 30 cidades da Turquia, levando em conta aspectos econômicos e ambientais. Mostafaeipour *et al.* (2016) estudaram a viabilidade técnica-econômica para construção de usinas PV em 14 regiões da província de Khuzistão no Irã.

Já Lee *et al.* (2015) examinaram 15 cidades no Sul do Taiwan e concluíram que os resultados foram prejudicados pela proximidade entre as cidades/regiões escolhidas. Azadeh, Ghaderi e Maghsoudi (2008) testaram uma sistemática em 25 diferentes cidades do Irã. Os autores consideram que seus resultados significativos para suportar decisões dos responsáveis na criação de políticas energéticas. Lee *et al.* (2014) analisaram o desempenho de 42 empresas instaladas no Taiwan, apontando quais as posições de mercado de cada uma delas e como elas poderiam melhorar os seus negócios. Já Sueyoshi e Goto (2014) realizaram um estudo comparativo provando que as usinas PV em funcionamento na Alemanha são mais eficientes em relação ao uso da terra e aproveitamento do recurso solar que as implantadas nos Estados Unidos. Por fim, Dehghani *et al.* (2018) provaram a eficiência da técnica DEA para escolha de locais de plantas PV no Irã.

Destaca-se, conforme os trabalhos de Lee *et al.* (2017), Azadeh, Sheikhalishahi e Asadzadeh (2011) e Kengpol, Rontlaong e Tuominen (2013), que o problema de seleção de local é uma das tarefas mais importantes e críticas no desenvolvimento e estabelecimento de usinas de ER. Estes trabalhos indicam que, após a escolha do tipo de ER a ser empregada, segue-se como decisão mais importante, a escolha do local de instalação.

Neste sentido, pautado no reduzido número de publicações, bem como na relevância do tema de pesquisa, justifica-se a importância do presente trabalho, sobretudo no Brasil, que faz análise de eficiência relacionando fatores técnico-econômicos para inserção da energia PV no contexto da geração distribuída com instalação de microusinas.

1.3 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é avaliar a eficiência de inserção da energia fotovoltaica no Brasil realizando-se uma análise técnica-econômica a partir da construção de cenários. Esta avaliação será feita em 26 Capitais Brasileiras e no Distrito Federal. A Avaliação será feita considerando a geração distribuída com uso de sistemas integrados e conectados à rede elétrica nestas cidades.

Os seguintes objetivos específicos são elencados:

- Realizar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (microusinas) em cada capital do Brasil e avaliar a viabilidade econômica de cada um deles;
- Aplicar um modelo de análise envoltória de dados para avaliação econômica e técnica de sistemas fotovoltaicos;
- Avaliar e comparar a eficiência em cada região com base no modelo proposto;
- Prever potenciais impactos, considerando incentivos tributários, na adoção de sistemas fotovoltaicos, para apoio à formulação de políticas públicas.

1.4 Delimitações da Pesquisa

Apesar do objetivo geral do presente estudo ser de apresentar uma análise da eficiência da inserção da energia PV no Brasil, os resultados podem ser considerados delimitados por algumas características do estudo, considerando as variáveis técnicas, a perspectiva financeira, a amostra utilizada e a técnica utilizada para análise da eficiência, conforme a exposição a seguir.

Referente às variáveis técnicas: a presente pesquisa adotou como premissa uma condição de energia balanceada (aonde todo o consumo corresponde à geração de uma dada unidade consumidora), sem variação da eficiência dos sistemas (eficiência da microusina considerada de 80%), considerando a vida útil dos equipamentos de 25 anos. Além disso, os dados de irradiação para cada análise prática são de base de dados Meteonorm®, qual seja, não foram medidos especificamente para cada local da amostra, mas são relativos à região da localidade analisada.

Sob a perspectiva financeira: para realização do fluxo de caixa, adotou-se uma condição idêntica e invariável de linha de financiamento e taxa de inflação anual fixada em 5%. As condições de financiamento foram adotadas com base em linha comercial PROGER Banco do Brasil como de: 70% de capital de terceiros e 30% capital próprio, com juros de 11,76% ao ano, prazo de pagamento de 6 anos, modalidade Sistema de Amortização Constante (SAC) e carência para início de pagamento de 1 ano. Também, optou-se pelo Fluxo de Caixa do Capital Próprio (do acionista/empresário) para o cálculo da taxa de desconto do VPL (Valor Presente Líquido).

Com respeito à abrangência da amostra estudada: este trabalho se limitou a estudar a eficiência da inserção de energia PV com base em microusinas instaladas sobre os telhados de

edificações e casas (tornando irrelevante o custo da terra para nosso modelo). Optou-se pela comparação das capitais do Brasil, tanto pela representatividade das mesmas no contexto da economia nacional, quanto pela facilidade na obtenção de dados.

O presente estudo se limitou a utilização do modelo DEA em suas abordagens Charnes, Cooper e Rhodes (CCR), Banker, Charnes e Cooper (BCC) e Supereficiência, para determinação e análise de eficiência, pela possibilidade de considerar a influência de mais de uma variável na análise. Este trabalho privilegia a análise técnico-financeira para avaliar a adoção da energia solar, deixando de enfatizar a discussão matemática da técnica. Apenas foram consideradas as técnicas fundamentadas em DEA, julgadas mais relevantes para a análise proposta, sendo estas as introduzidas na revisão da literatura.

1.5 Estrutura da dissertação

Essa dissertação foi estruturada em cinco capítulos, além desta introdução, com intuito de criar elementos e propor respostas para bem atender aos objetivos elencados.

No Capítulo 2 explicou-se os fundamentos teóricos para estruturação do método proposto. São apresentados a metodologia para análise de eficiência e técnicas de engenharia econômica. Também se mostra a evolução do mercado de energia solar e sua inserção na matriz elétrica brasileira e são descritos conceitos teóricos e práticos de sistemas fotovoltaicos.

No Capítulo 3 discorre-se sobre como foi o desenvolvimento da pesquisa, os métodos adotados, apresentando o modelo conceitual para aplicação do DEA e as variáveis escolhidas. Também é explicada a forma para dimensionamento do sistema fotovoltaico adotado no trabalho. Identificou-se, adicionalmente, as condições experimentais da aplicação prática, bem como os respectivos planejamentos experimentais (cenários) para análise da eficiência com uso do DEA.

O Capítulo 4 apresenta discussão dos resultados obtidos com aplicação do DEA na avaliação da eficiência de inserção da energia fotovoltaica nas 26 Capitais Brasileiras e no Distrito Federal. Apresenta-se uma análise comparativa dos resultados em cada capital, bem como uma análise de sensibilidade em busca do fator mais impactante para o resultado, conforme o cenário para análise.

No Capítulo 5 encerra-se o trabalho, apresentando as conclusões com base nos resultados discutidos no capítulo anterior, além de sugestões para futuros estudos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta revisão sistemática da literatura relacionada ao tema deste estudo. Para tanto, dividiu-se o capítulo em dois: a primeira parte discorre sobre as técnicas escolhidas para análise de eficiência e para avaliação de investimentos em projetos; a segunda parte é relacionada ao tema principal do problema de pesquisa – o sistema solar fotovoltaico e seu desenvolvimento no Brasil.

2.1 Análise de Eficiência

A análise envoltória de dados corresponde a uma técnica não paramétrica de estimação de eficiência relativa entre unidades de produção (DMUs, em inglês, *Decision Making Units*) que possuem o mesmo escopo de operação, isto é, que geram produtos iguais a partir da utilização dos mesmos insumos.

Dois conceitos básicos são estritamente relevantes para se estruturar uma estimação de eficiência por meio de um modelo de Análise Envoltória de Dados, são eles, produtividade e eficiência (VALERIO E PAMPLONA, 2016). Assim como descrito por Coelli *et al.* (1996), estes conceitos referem-se a:

- Produtividade: razão entre a quantidade efetivamente produzida e a respectiva quantidade de insumos utilizados;
- Eficiência: razão entre a produtividade efetivamente alcançada por uma determinada DMU em relação a maior produtividade alcançada entre as DMUs da amostra.

Analiticamente, tem-se as seguintes expressões:

$$P_k = \frac{Y_k}{X_k} \quad (2.1)$$

$$\theta_k = \frac{P_k}{P^*} \quad (2.2)$$

Em que na Equação 2.1, P_k corresponde a produtividade alcançada por uma determinada DMU k e X_k e Y_k correspondem a quantidade total de insumo utilizada e a quantidade total de produto gerada por uma DMU k , respectivamente. Em acréscimo, na Equação 2.2, θ_k corresponde a eficiência estimada para uma determinada DMU k e P^* corresponde a maior produtividade alcançada entre as DMUs da amostra em análise.

Como é possível depreender, as DMUs que possuem a maior produtividade obterão cômputo de eficiência no valor máximo um, as demais DMUs, com produtividades

relativamente menores, obterão proporções desta eficiência, ou seja, obterão cálculos de eficiência menores que um.

Em acréscimo, destaca-se que a técnica DEA, segundo Ferreira e Gomes (2009), realiza a estimação de eficiência relativa entre uma amostra de DMUs levando em consideração apenas os respectivos valores observados de insumos e produtos, sem que qualquer técnica estatística de inferência seja necessária – este é o seu fundamento analítico não paramétrico.

A rigor, a estruturação do modelo DEA não se baseia no simples cálculo das produtividades e posterior comparação, mas uma estratégia de programação matemática diferente é adotada. Em primeiro lugar uma fronteira de eficiência é construída a partir das DMUs com a maior produtividade verificada – esta fronteira corresponde a uma curva envoltória poliangular linear (BANKER *et al.*, 2011) – então, o cálculo das distâncias entre as demais DMUs e a fronteira de eficiência é realizado fornecendo informação a respeito das proporções de eficiência relativa alcançadas.

Em congruência com o demonstrado por Valerio e Pamplona (2016), a Figura 8 expressa o conceito de construção de uma fronteira de eficiência e cálculo da distância.

Tem-se representado na Figura 8 duas DMUs, denotadas por A e B, que utilizam o mesmo insumo para gerar o mesmo produto, denotados por X e Y, respectivamente. Em associação, os insumos e produtos referentes a cada uma das duas DMUs formam as coordenadas do gráfico, denotados (X_a, Y_a) e (X_b, Y_b) para as DMUs A e B, respectivamente.

A reta que parte da origem e passa pela coordenada da DMU representa a própria produtividade da DMU. Neste sentido, a reta que possui o maior coeficiente angular – e, obviamente, maior inclinação – denotará a maior produtividade da amostra de DMUs e, portanto, a fronteira de eficiência.

Na Figura 8 tem-se expresso que a reta que parte da origem e passa pelas coordenadas (X_a, Y_a) possui maior inclinação, significando que a DMU A possui a maior produtividade da amostra fato que define, então, a fronteira de eficiência.

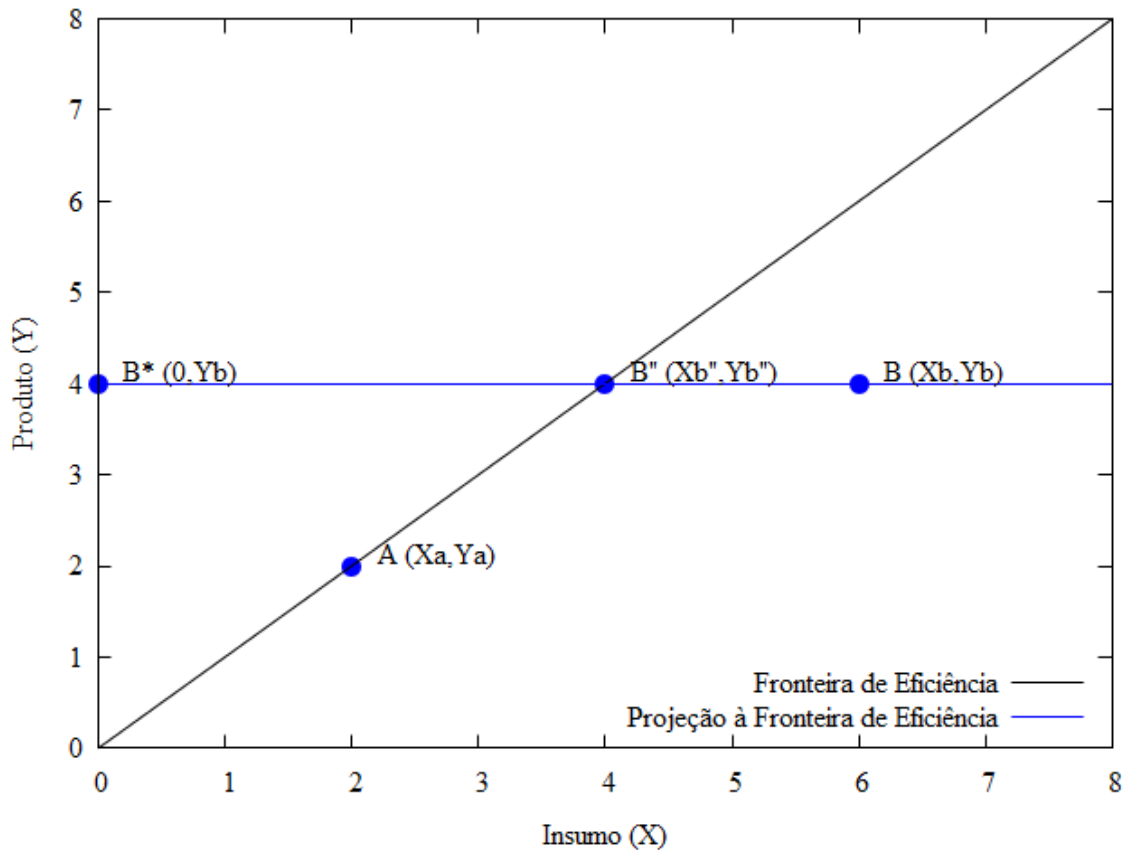


Figura 8 - Fronteira de eficiência
 Fonte: Adaptado de Valerio e Pamplona (2016)

Por outro lado, as DMUs que estão localizadas abaixo da fronteira de eficiência exibem produtividades menores que a produtividade de referência – como visto, a produtividade de referência sempre está localizada na fronteira de eficiência. A distância ortogonal entre a DMU abaixo da fronteira de eficiência e a própria fronteira de eficiência corresponde a proporção de eficiência que a DMU alcançou em relação a DMU de referência – mais uma vez, a DMU de referência é aquela que possui maior produtividade observada –. Isto ocorre pois, ao longo de toda fronteira de eficiência o coeficiente angular é o mesmo e, portanto, compara-se no caso da projeção horizontal, a quantidade de insumo que a DMU com menor produtividade deveria ter utilizado para ser considerada eficiente, dado o seu total de produção observado.

Na Figura 8 tem-se ilustrado que a DMU B está abaixo da fronteira de eficiência e sua distância para a fronteira de eficiência, denotada pela projeção horizontal à fronteira, exhibe qual deveria ser a quantidade de insumo utilizado para que ela alcançasse a mesma produtividade da DMU de referência – neste caso, a DMU A é a referência na proporção que possui maior produtividade.

Desta forma, as coordenadas $(X_{b''}, Y_{b''})$ no ponto B'', localizadas na intersecção entre a fronteira de eficiência e a projeção da DMU B em direção à fronteira de eficiência, exibem qual deveria ser o nível de insumo utilizado $X_{b''}$ para que a DMU B fosse considerada eficiente, dada quantidade total produzida por esta DMU – uma vez que, por se tratar de uma projeção horizontal, Y_b $Y_{b''}$ são iguais.

Ainda segundo demonstração analítica de Coelli *et al.* (1996), o cômputo da eficiência com base na distância da fronteira pode ser definido pelo seguinte sistema:

$$\begin{cases} Y_{b''} = Y_b \\ Y_{b''} = \frac{Y_a}{X_a} X_{b''} \end{cases} \quad (2.3)$$

Pode-se concluir que a abscissa de B'' é denotada por:

$$X_{b''} = \frac{Y_b X_a}{Y_a} \quad (2.4)$$

Esta abscissa de B'' representa, na prática, o nível de insumo que a DMU B deveria ter utilizado para alcançar a produtividade máxima observada, dada a sua quantidade total produzida. Isto pois, a produtividade da DMU A é a maior, devido ao maior nível de seu coeficiente angular α , e a fronteira de eficiência é definida com base nesta produtividade de referência, isto é, com base em:

$$\alpha = \frac{Y_a}{X_a} \quad (2.5)$$

A vista disso, pode-se calcular a eficiência da DMU B, denotada por θ_B , com base em sua distância em relação a fronteira de eficiência. Para tanto, basta calcular quociente entre os segmentos de reta:

$$\theta_B = \frac{\overline{B^*B''}}{\overline{B^*B}} \quad (2.6)$$

Isto ocorre pois o numerador e o denominador da expressão acima condizem com as abscissas de B'' e B, respectivamente, e substituindo essas abscissas no quociente:

$$\theta_B = \frac{\frac{Y_b X_a}{Y_a}}{X_b} = \frac{Y_b}{X_b} \frac{1}{\frac{Y_a}{X_a}} = \frac{P_B}{P_A} \quad (2.7)$$

Conclui-se que a eficiência da DMU B, em função de sua distância em relação a fronteira de eficiência, é a razão entre a sua produtividade e a produtividade da DMU mais

eficiente, que no exemplo é a DMU A. Denotando-se estas produtividades por P_B e P_A as supracitadas produtividades, respectivamente, obtém-se o mesmo conceito de eficiência inicial.

2.1.1 Modelo DEA CCR orientado a insumo

Quando as DMUs em análise utilizam mais de um insumo para gerar mais de um produto, torna-se necessário realizar uma agregação dos insumos e dos produtos observados, transformando-os em insumos virtuais e produtos virtuais. As variáveis virtuais de insumo e de produto são obtidas a partir de uma combinação linear dos valores originais, sendo que, as ponderações da combinação linear são originadas a partir uma programação linear, de forma que, cada DMU possua ponderações que maximizem os níveis de produtividade de cada DMU da amostra.

Este modelo matemático em que as ponderações da combinação linear são originadas com o intuito de mensurar a eficiência das DMUs a partir de seus insumos e produtos virtuais é expresso por:

$$\text{Máx } \theta_k = \sum_{j=1}^s u_j Y_{jk}$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^r v_i X_{ik} = 1 \quad (2.8)$$

$$\left(\sum_{j=1}^s u_j Y_{jz} \right) - \left(\sum_{i=1}^r v_i X_{iz} \right) \leq 0, \forall z$$

$$u_j, v_i \geq 0, \forall i, j$$

Neste caso, existem n DMUs, $z = 1, 2, \dots, n$, que utilizam r insumos, $i = 1, 2, \dots, r$, para produzir s produtos, $j = 1, 2, \dots, s$. Os multiplicadores de ponderação da quantidade X de insumos e Y de produtos são representados por v_i e u_j , respectivamente. E, por fim, θ_k corresponde a eficiência da DMU k , em análise.

Este modelo matemático corresponde, justamente, ao modelo de multiplicadores DEA CCR orientado a insumo e foi desenvolvido pioneiramente por Charnes, Cooper e Rhodes (1978). É dito modelo de multiplicadores visto que ele é pautado em uma soma ponderada e, portanto, cada ponderação corresponde a um multiplicador. É orientado a insumo devido ao

fato de ser pautado em uma projeção horizontal, isto é, levando em consideração a alteração de insumos necessárias para se alcançar a produtividade máxima, mantendo constante o produto observado.

Além disso, este modelo é caracterizado por assumir retornos constantes de escala, ou seja, quaisquer variações nas quantidades utilizadas dos insumos determinarão variações lineares proporcionais nas quantidades geradas de produto (LIU *et al.*, 2013).

Destaca-se, segundo Coelli *et al.* (1996), que é possível realizar as mesmas demonstrações para se trabalhar com o modelo DEA CCR orientado a produto, a partir de projeções verticais à fronteira de eficiência. Também há a possibilidade de se trabalhar a partir da elaboração dual dos modelos referidos, assim como teorema fundamental da dualidade nas condições KKT (condições de otimalidade KKT - Karush-Kuhn-Tucker). Todavia, tais demonstrações fogem do escopo desta dissertação.

2.1.2 Modelo DEA BCC orientado a insumo

Como desenvolvimento complementar ao modelo de multiplicadores DEA CCR orientado a insumo, os autores Banker, Charnes e Cooper (1984) elaboraram o modelo DEA BCC orientado a insumo, em que a hipótese de que todas as DMUs da amostra operam em condições iguais de retorno de escala – mais especificamente, operam em retorno constante de escala – é relaxada (BANKER *et al.*, 2011).

O modelo DEA BCC, consiste na suposição de que as DMUs com baixos níveis de insumos observados operam em retornos crescentes de escala e as DMUs que com altos níveis de insumos observados operam em retornos decrescentes de escala. Portanto, diz-se que o modelo DEA BCC considera retornos variáveis de escala.

Tomando como base o modelo de multiplicadores DEA CCR orientado a insumo, na prática, é adicionada uma variável u^* na função objetivo que representa, justamente o fator de escala da DMU em análise. Quando esta variável assume valor positivo, há o indicativo de que a DMU opera em retornos crescentes de escala, quando esta variável assume valor negativo, há o indicativo de que a DMU opera em retornos decrescentes de escala e, por fim, quando esta variável assume valor zero, há o indicativo de que a DMU opera em retornos constantes de escala. Sendo assim, tem-se:

$$Máx \theta_k = \sum_{j=1}^s u_j Y_{jk} + u^*$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^r v_i X_{ik} = 1 \quad (2.9)$$

$$\left(\sum_{j=1}^s u_j Y_{jz} + u^* \right) - \left(\sum_{i=1}^r v_i X_{iz} \right) \leq 0, \forall z$$

$$u_j, v_i \geq 0, \forall i, j$$

De maneira similar, existem n DMUs, $z = 1, 2, \dots, n$, que utilizam r insumos, $i = 1, 2, \dots, r$, para produzir s produtos, $j = 1, 2, \dots, s$. Os multiplicadores de ponderação da quantidade X de insumos e Y de produtos são representados por v_i e u_j , respectivamente. A eficiência da DMU k , em análise é denotada por θ_k e, por fim, u^* corresponde a variável adicionada para representar o fator de escala da DMU em análise.

Assim como apresentado em Banker *et al.* (2011), na Figura 9 é apresentada a interpretação gráfica da variável adicionada para representar o fator de escala da DMU.

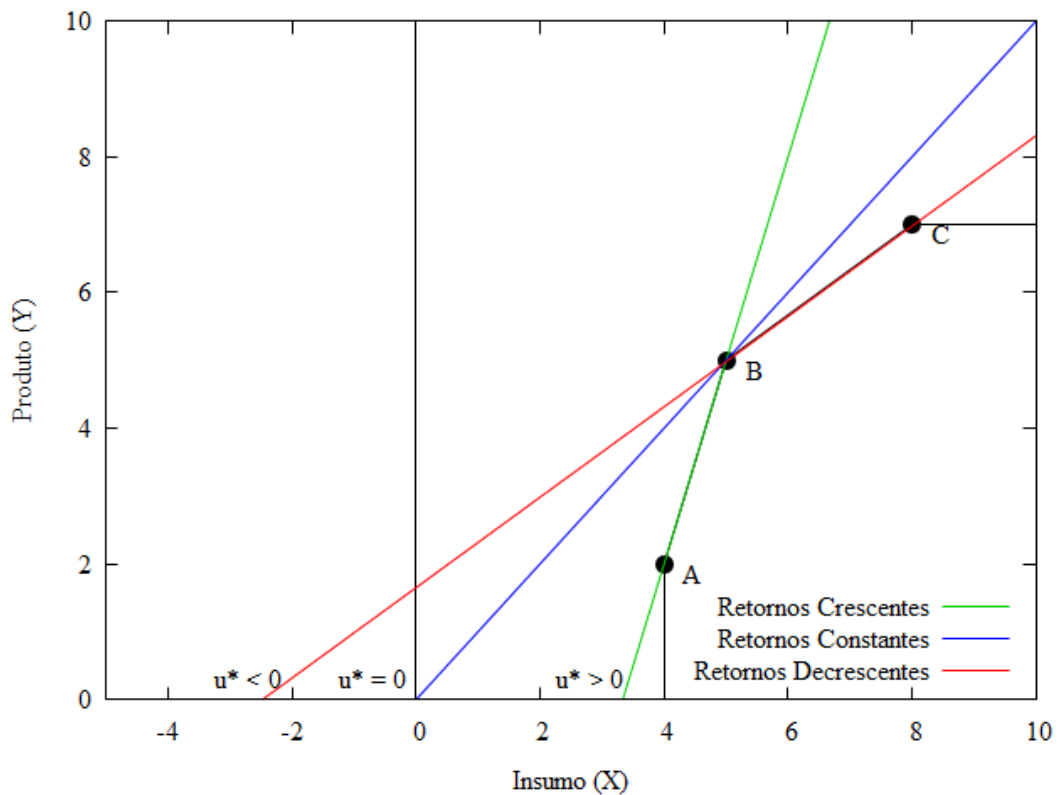


Figura 9 - Fronteira de eficiência e fator de escala

Fonte: Adaptado de Banker *et al.* (2011)

Conforme Banker *et al.* (2011), o modelo DEA BCC constrói a fronteira de eficiência a partir dos segmentos de retas que ligam as DMUs mais produtivas, porém na análise de produtividade está incorporado o fator de retorno de escala.

Na Figura 9, tem-se representado três DMUs, denotadas por A, B e C, delimitando a fronteira de eficiência definida pelos segmentos de reta \overline{AB} e \overline{BC} , com a DMU A operando em retornos crescentes de escala, a DMU B operando em retornos constantes de escala e a DMU C operando em retornos decrescentes de escala.

Como é possível depreender, em comparação com o modelo DEA CCR, o modelo DEA BCC diminui a distância entre as DMUs analisadas e a fronteira de eficiência, justamente, por considerar o fator de escala. Com base na Figura 9, por exemplo, as DMUs A e B tampouco seriam consideradas eficientes.

Também aqui ressalta-se que se pode realizar, conforme Coelli *et al.* (1996), as mesmas demonstrações para se trabalhar com o modelo DEA BCC orientado a produto, a partir de projeções verticais à fronteira de eficiência. Além de também existir a possibilidade de se trabalhar a partir da elaboração dual dos modelos referidos, assim como teorema fundamental da dualidade nas condições KKT. Todavia, tais demonstrações fogem do escopo da dissertação.

2.1.3 Modelo DEA de Supereficiência

Apesar de os modelos DEA serem relevantes em uma análise estruturada de eficiência relativa, um percalço é evidenciado quando o objetivo de pesquisa é estabelecer um ranqueamento entre as DMUs com base no critério de eficiência.

Este percalço está associado ao fato de, por definição, a eficiência relativa máxima alcançada por uma DMU poder assumir o valor um – ou seja, no máximo, a DMU está localizada sobre a fronteira de eficiência – fato que inviabiliza a realização de ranqueamento entre as DMUs eficientes – visto que, obviamente, todas terão o mesmo nível um de eficiência.

Para contornar esta limitação Andersen e Petersen (1993) propuseram relaxar a hipótese de nível máximo de eficiência ao retirar a DMU em análise da construção da fronteira de eficiência na programação matemática, desta forma, o nível de eficiência pode assumir qualquer valor real não-negativo.

Esta extensão pode ser aplicada a ambos os modelos DEA tradicionais e é conhecida por modelo DEA de Supereficiência, tal como segue:

$$\text{Máx } \theta_k = \sum_{j=1}^s u_j Y_{jk}$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^r v_i X_{ik} = 1 \quad (2.10)$$

$$\left(\sum_{\substack{j=1 \\ z \neq k}}^s u_j Y_{jz} \right) - \left(\sum_{\substack{i=1 \\ z \neq k}}^r v_i X_{iz} \right) \leq 0, \forall z / z \neq k$$

$$u_j, v_i \geq 0, \forall i, j$$

Tal que existem n DMUs, $z = 1, 2, \dots, n$, que utilizam r insumos, $i = 1, 2, \dots, r$, para produzir s produtos, $j = 1, 2, \dots, s$. Os multiplicadores de ponderação da quantidade X de insumos e Y de produtos são representados por v_i e u_j , respectivamente. E a eficiência da DMU k , em análise é denotada por θ_k .

Com respeito a diferentes abordagens da aqui apresentada, conforme Coelli *et al.* (1996), é possível trabalhar com o modelo DEA de Superficiência orientado a produto, sendo ainda possível a elaboração dual dos referidos modelos (orientado a insumo e produto). Todavia, tais demonstrações fogem do escopo do presente trabalho.

2.2 Análise Financeira

De acordo com Assaf e Lima (2014), uma proposta de investimento apresenta-se atraente quando seu retorno for superior às taxas de remuneração requeridas pelos detentores do dinheiro. Existe, portanto, uma racionalidade na decisão de investimento, que por sua vez envolve avaliar os resultados de caixa oriundo das alternativas de investimentos e mensurar sua atividade econômica pela comparação com o custo do capital.

Dentre as diversas técnicas para tomadas de decisões e análises de investimentos, o método do Valor Presente Líquido (VPL) é um dos mais utilizados. Ele leva vantagem sobre os demais métodos (*Payback*, Taxa Interna de Retorno - TIR) pelo fato de levar em conta em seus cálculos o valor do dinheiro no tempo, trazendo as entradas e saídas de capital, descontados a uma taxa média de atratividade (TMA) para valores atuais, podendo, portanto, ser facilmente comparado ao investimento inicial, sendo que Temper e Martinez-Alier (2013) abordam o fato de que essa taxa de desconto deve representar o custo do capital.

Desta forma, tem-se a Equação 2.11:

$$VPL = -F_0 + \sum_{i=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (2.11)$$

Sendo F_0 o desembolso do investimento, F_n o valor do fluxo de caixa líquido estimado para o período n e, por fim, i a taxa de desconto representativa do custo de capital.

Em resumo, comparativamente, segundo Ross, Westerfield e Jaffe (2002), o método do VPL é superior aos demais métodos pois:

- (1) Utiliza os fluxos de caixa ao invés de variáveis contábeis;
- (2) Considera todos os fluxos de caixa do projeto;
- (3) Incorpora o valor do dinheiro no tempo quando lida com fluxo de caixa.

Com respeito ao Fluxo de Caixa F_n , conforme Damodaran (2007), tem-se de um lado o fluxo de caixa da empresa ou fluxo de caixa livre e sob outra ótica, tem-se o fluxo de caixa do empresário (capital próprio) ou fluxo de caixa do patrimônio líquido.

O modelo do fluxo de caixa do empresário está focado apenas no fluxo de caixa concebido por acionistas e faz uso do custo do capital próprio (K_e) como taxa de desconto (i) e segue a estrutura conforme o Quadro 1.

Quadro 1 - Estrutura do Fluxo de Caixa do Acionista

FLUXO DE CAIXA DO ACIONISTA
(+) Receita Operacional Líquida
(-) Despesas
(=) LAJI (Lucro antes dos Juros e Impostos)
(-) Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)
(=) LAI (Lucro antes dos Impostos)
(+) Depreciação
(-) Investimentos
(-) Variação do Capital de Giro
(-) Despesas Financeiras
(+) Novas Dívidas
(=) Fluxo de Caixa do Acionista

Fonte: Damodaran (2007)

Para o cálculo de custo do capital próprio (K_e), Mossin (1966) e Litner (1965) foram os precursores no desenvolvimento de uma metodologia, conhecida na literatura como *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), apresentado com a formulação representada pela Equação 2.12.

$$K_e = r_f + \beta x (r_m - r_f) + r_b \quad (2.12)$$

Sendo β (beta alavancado) o risco do projeto em relação ao mercado, e, segundo Pratt (2002), mede a sensibilidade do retorno em excesso das ações em relação a um índice de mercado, r_m o retorno esperado do mercado, a taxa livre de risco r_f e o prêmio de risco país r_b .

Já, o modelo do fluxo de caixa da empresa utiliza o Custo Médio Ponderado de Capital (em inglês, *Weighted Average Cost of Capital – WACC*) como taxa de desconto (i) e consegue medir o fluxo de caixa para todos os detentores de direitos no negócio. Este por sua vez segue a seguinte estrutura (vide Quadro 2).

Quadro 2 - Estrutura do Fluxo de Caixa da Empresa

FLUXO DE CAIXA DA EMPRESA
(+) Receita Operacional Líquida
(-) Despesas
(=) LAJI
(-) IRPJ + CCSL
(=) LAI
(+) Depreciação
(-) Investimentos
(-) Variação do Capital de Giro
(=) Fluxo de Caixa da Empresa

Fonte: Damodaran (2007)

O cálculo do WACC segue a formulação apresentada em Erturk (2012), Aquila *et al.* (2016) e Rocha *et al.* (2017), descrita pela Equação 2.13.

$$WACC = K_d D(1 - t) + K_e E \quad (2.13)$$

Sendo K_d representa o custo de capital de terceiros, D denota a parcela do capital de terceiros aplicado no investimento, t é o imposto de renda, K_e é o custo de capital próprio e E denota a fração do capital total representado pelo capital próprio.

Para cálculo do custo de capital de terceiros (K_d) destaca-se a metodologia indicada pela ANEEL (2016b) e ANEEL (2018c). Essa metodologia considera a soma entre a taxa livre de risco r_f , prêmio de risco de crédito r_c e prêmio de risco país r_b , conforme apresentada a Equação 2.14.

$$K_d = r_f + r_c + r_b \quad (2.14)$$

2.2.1 Análise de Sensibilidade

Na análise de um investimento, mesmo pequenas variações dos dados podem provocar grandes mudanças no VPL. Torna-se importante saber qual é a sua sensibilidade com relação à essas variações. Corre-se um risco elevado, caso o impacto das variáveis for significativo negativamente no resultado. Do contrário, o risco é menor, considerando inclusive que quanto menor for o volume do investimento, menor será o risco (SOARES *et al.*, 2012).

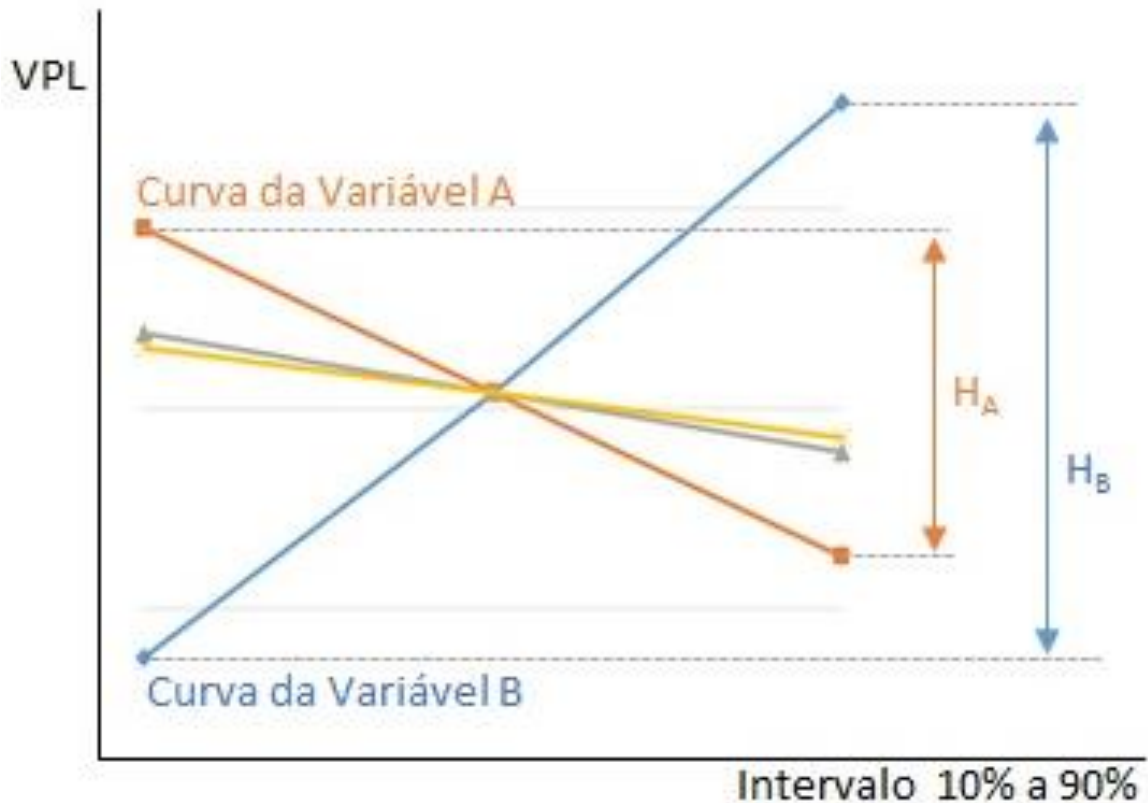


Figura 10 - Análise de Sensibilidade
Fonte: Do autor

Conforme Figura 10, observa-se que $H_B > H_A$, de modo que o impacto da variável B sobre o VPL é maior que o da variável A, sendo esta mais sensível para o resultado do VPL.

2.3 Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

2.3.1 Recurso Solar no Brasil

A energia solar - especialmente a fotovoltaica conectada à rede, é uma forma de energia ainda pouco empregada no Brasil, embora as condições vantajosas de irradiação solar do país. Segundo Holdermann, Kissel e Beigel (2014) a irradiação solar no Brasil é de até 2400 kWh/m² (vide Figura 11).

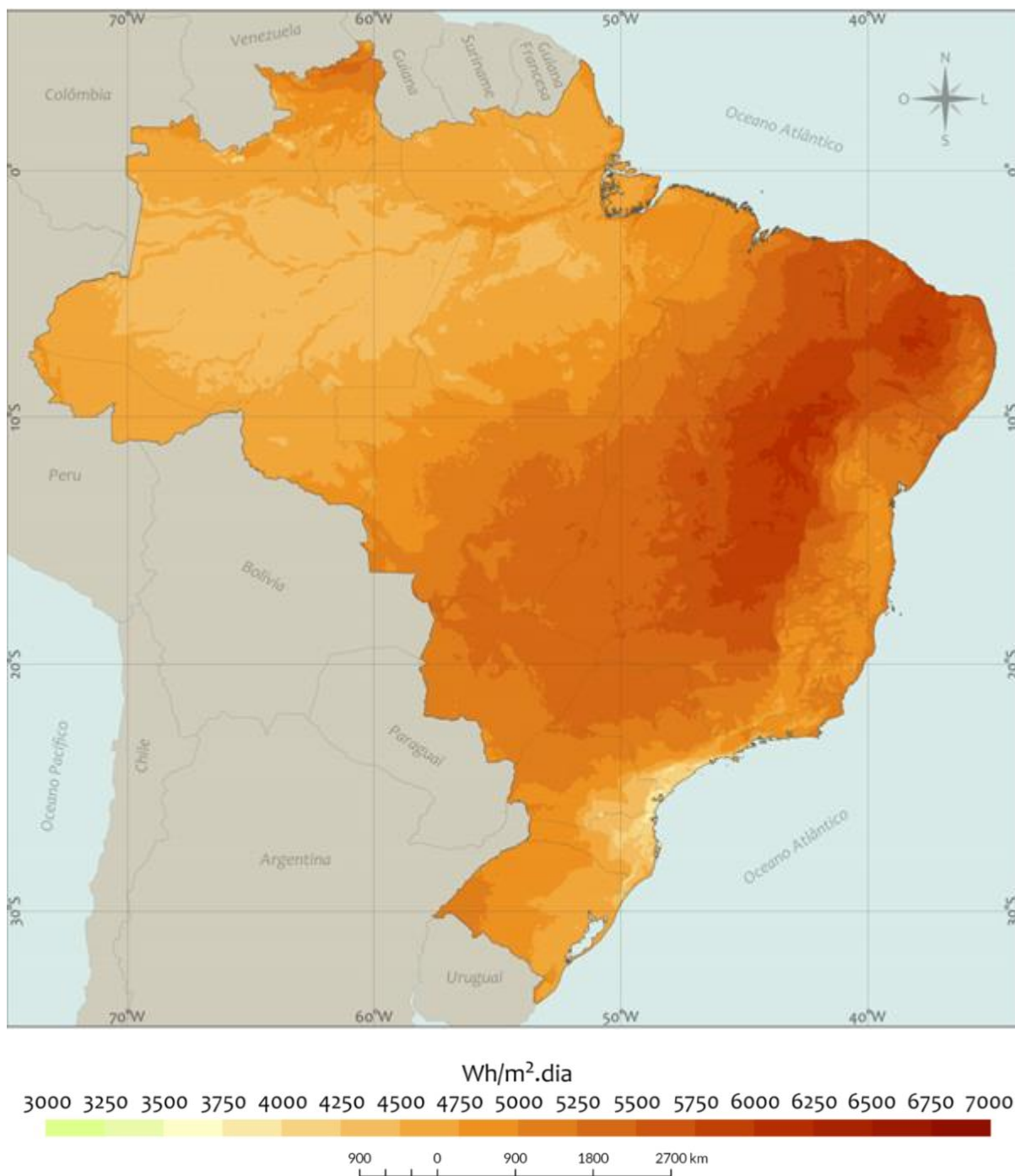


Figura 11 - Irradiação no plano inclinado
Fonte: INPE (2017)

Além dos altos índices de irradiação, o recurso solar também apresenta a qualidade de possuir baixa variabilidade ao longo do ano em todas as regiões brasileiras. A Figura 12 mostra as variabilidades de irradiação para as regiões do Brasil e de outros países de referência em utilização da tecnologia na sua matriz energética, dentre eles a Alemanha, França, Itália, Portugal e Espanha. Observa-se que todas as regiões do Brasil apresentam menor variabilidade

que de qualquer outro destes países, mesmo a região sul com elevada variabilidade comparativamente ao resto do país.

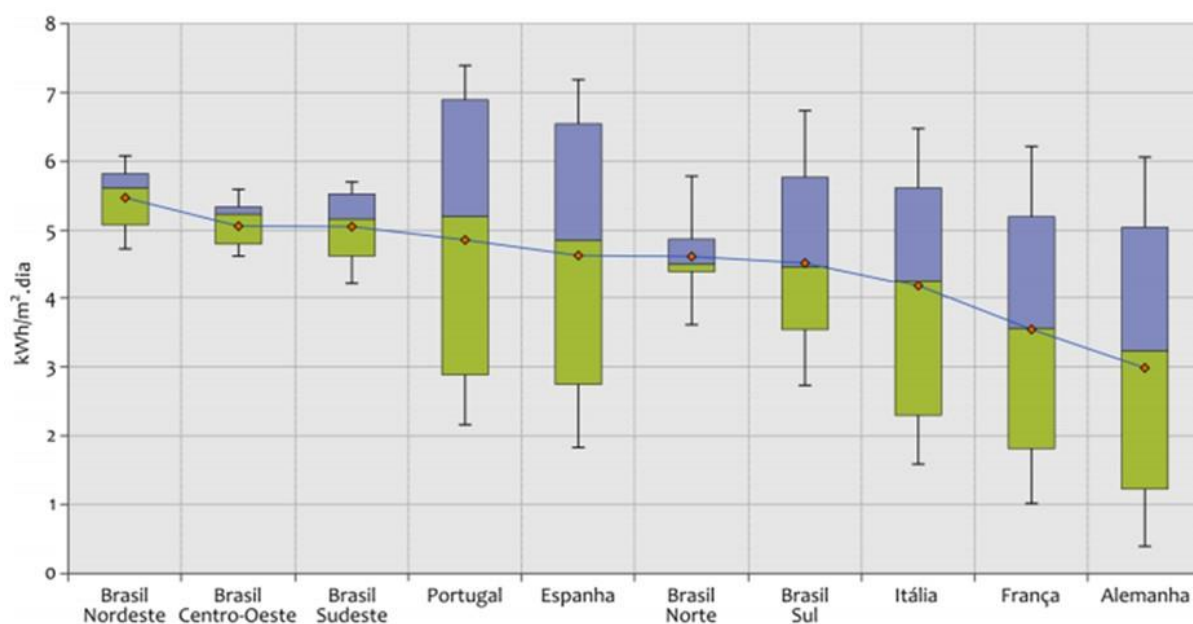


Figura 12 - Valores médios e variabilidade de irradiação horizontal

Fonte: INPE (2017)

Martins *et al.* (2008) explica a variabilidade na Região Sul devido às incursões de frentes frias provenientes de sistemas ciclônicos na região antártica. Esta região apresenta os menores níveis de irradiação solar no plano inclinado no Brasil, com valores anuais entre 1.500 e 2.400 kWh/m² (Figura 11) (INPE, 2017).

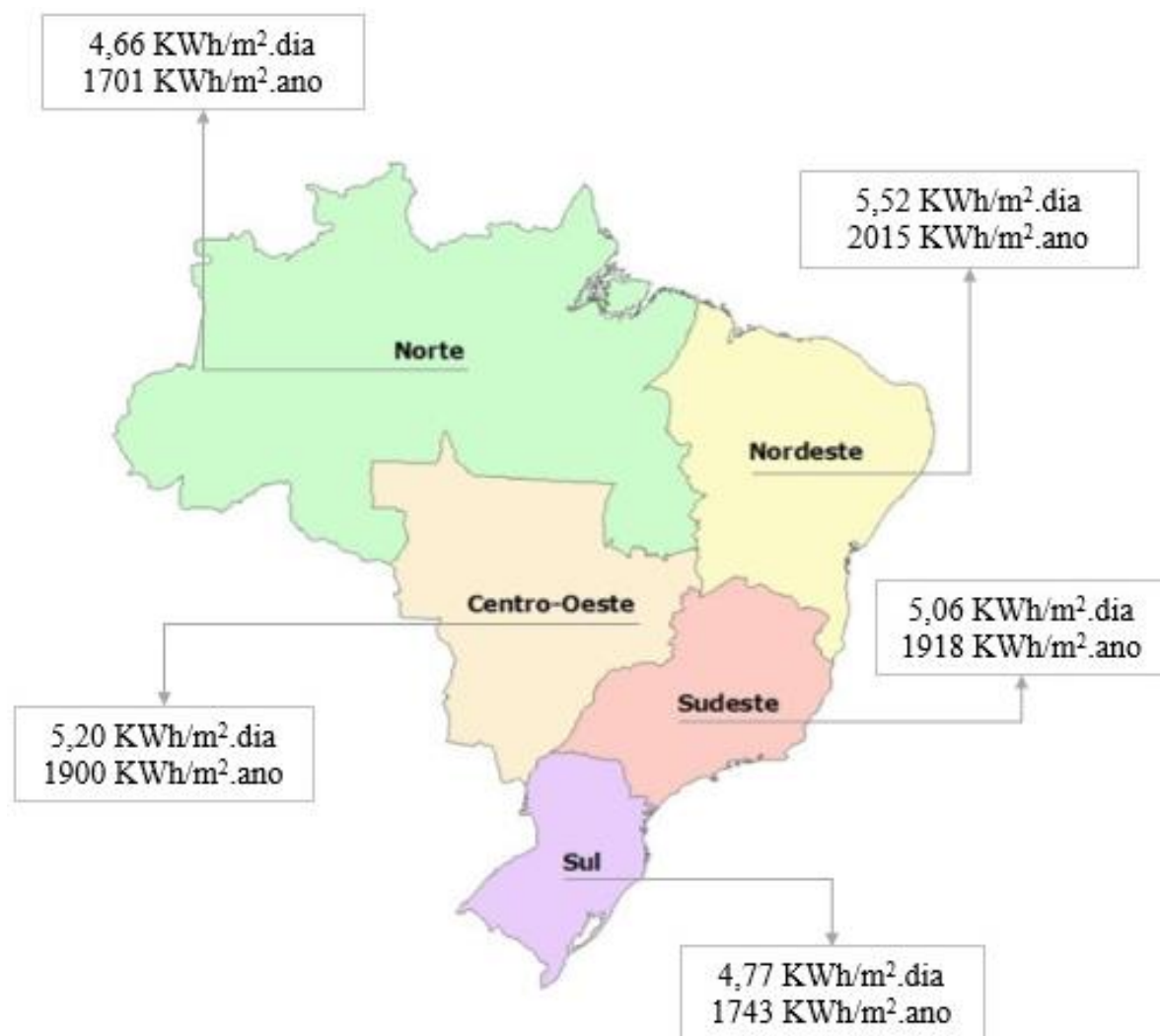


Figura 13 - Síntese média dos níveis de irradiação solar no plano inclinado por região

Fonte: INPE (2017)

Da Figura 13, infere-se que a Região Nordeste com $5,52 \text{ kWh/m}^2$, apresenta as melhores condições nacionais tanto no que diz respeito a menor variabilidade, quanto às maiores médias de irradiação solar no plano inclinado. Nota-se também que a região Sul, com $4,77 \text{ kWh/m}^2$, mesmo estando mais distante da linha do equador, está sujeita a maiores irradiancias médias do que a região Norte, com $4,66 \text{ kWh/m}^2$, o que pode ser justificado, conforme Martins *et al.* (2008), pelos elevados volumes de precipitação e cobertura de nuvens durante os meses de verão.

Quando se comparam os valores acima com os índices observados em alguns países líderes no desenvolvimento e utilização da tecnologia PV, constata-se ser possível gerar mais eletricidade no local de pior índice no Brasil do que na região mais ensolarado da Alemanha (com valores anuais entre 900 e 1.250 kWh/m^2), da França (com uma faixa de 900 a 1.650

kWh/m²) e da Espanha (com um intervalo de 1.200 a 1.850 kWh/m²) (MARTINS *et al.*, 2008; ARIAE-CEER, 2017).

Observa-se a partir do exposto e conforme Tabela 2 que o Brasil, apesar de condições técnicas favoráveis com relação a possibilidade de uso da fonte solar, ainda é dependente da energia proveniente de hidrelétricas.

Tabela 2 - Empreendimentos em operação e potência - Matriz Energética Brasil

Tipo da fonte	Quantidade Empreendimentos	Potência Fiscalizada kW	Potência Fiscalizada %
Usina Hidrelétrica	218	95.619.468	60,4%
Usina Termelétrica	3.001	41.346.179	26,1%
Central Geradora Eólica	510	12.509.743	7,9%
Pequena Central Hidrelétrica	429	5.042.723	3,2%
Usina Termonuclear	2	1.990.000	1,3%
Central Geradora Solar Fotovoltaica	89	1.129.002	0,7%
Central Geradora Hidrelétrica	669	627.159	0,4%
Central Geradora Undi-elétrica	1	50	0,0%
Total	4.919	158.264.324	-

Fonte: ANEEL (2018)

Nota-se, segundo dados da ANEEL (2018) apresentados pelos empreendimentos em operação na Tabela 2 que, em 22 de março de 2018, a capacidade total de geração de energia elétrica no Brasil atingiu a marca de aproximadamente 158 GW. A geração hidroelétrica é responsável por 95,6 GW da potência fiscalizada, representando 60,4% da matriz brasileira. A potência fiscalizada corresponde àquela considerada a partir da operação, enquanto a potência outorgada corresponde àquela considerada no ato de outorga da usina.

Porém, há sinais dessa dependência causar impactos na distribuição de energia, com a ocorrência de *blackouts* e também reações de adeptos à proteção ambiental. Conforme a Agência Nacional de Águas (ANA, 2016), a garantia de atendimento à demanda de energia está exposta à volatilidade na produção de energia firme. Isto é devido a alterações no regime hidrológico. Esta agência mostra preocupação com a disponibilidade hídrica no médio e longo prazos. Isto é confirmado por estudos que apontam uma tendência de redução das precipitações, e conseqüente diminuição da disponibilidade hídrica nas regiões com grande dependência ou em vias de expansão econômica, tais como Norte e Nordeste do Brasil (ANA, 2016).

Com relação aos impactos sociais e ambientais da geração hídrica, Pereira *et al.* (2013) argumentam que a alta dependência da geração de energia hidrelétrica provoca movimentos sociais opostos à instalação de grandes barragens, como ocorreu Usina de Belo Monte na

Região Amazônica. As usinas hidrelétricas requerem a inundação de grandes áreas, prejudicando a biodiversidade e as comunidades do seu entorno, corrobora Angela *et al.* (2011).

Ainda no que se refere aos argumentos favoráveis à adoção da geração solar PV, segundo a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE, 2012), os impactos ambientais são bastante reduzidos para geração de energia com módulos fotovoltaicos, visto que não existe qualquer emissão de poluentes na produção de energia com estes sistemas. Também, a integração de sistemas de geração de energia fotovoltaica as edificações (*Building Integrated Photovoltaics* - BIPV) é adotada afim de evitar os impactos visuais negativos e, em alguns casos, transformando-se em aspectos positivos.

Ressalta-se ainda, conforme exposto por Azadeh, Ghaderi e Nasrollahi (2011) e Azadeh, Ghaderi e Maghsoudi (2008), que, comparativamente às alternativas de fontes renováveis, as plantas fotovoltaicas necessitam bem menos área para sua instalação, conforme Tabela 3.

Tabela 3 - Comparação das dimensões de terra por FER

Tecnologia	Espaço necessário <i>Km²/GW</i>
Biomassa	25600
Eólica	9900
Hidrelétrica	7600
Fotovoltaica	630
Carvão	35
Óleo	20
Gás Natural	20
Nuclear	10

Fonte: Azadeh, Ghaderi e Maghsoudi (2008) e Azadeh, Ghaderi e Nasrollahi (2011)

Observa-se na Tabela 3 que a energia solar PV necessita de 12 vezes menos área em comparação a usinas hidrelétricas, 16 vezes menos área que usinas Eólicas e 41 vezes menos área que aquelas de origem de Biomassa, o que a torna bastante competitiva e favorável também no aspecto de necessidade de terra e espaço para sua construção e instalação.

Além disso, o ganho de escala na produção dos painéis fotovoltaicos, bem como o advento de novas tecnologias de manufatura e materiais em sua composição, está diminuindo os custos referentes aos equipamentos que compõem os sistemas PV. Em contrapartida, os custos das fontes tradicionais de geração estão aumentando (ECHEGARAY, 2014; BARBOSE, WEAVER e DARGHOUTH, 2014). Abramovay (2014) na defesa da adoção desta fonte de energia, indica queda de 65% nos preços de painéis solares, entre 2012 e 2014.

Os custos totais de investimento, também conhecido como *Capital Expenditure* (CAPEX), que por sua vez trata de todos os custos inerentes à construção da usina, desde a fase de design e concepção até início das operações, podendo incluir: Equipamentos e Instalações, Custo da Obra Civil, Seguros e Projetos, estão previstos de reduzir em cerca de 30% em relação aos patamares atuais, durante a próxima década, podendo chegar a até 40% (REN21, 2017).

Conforme observado na Tabela 4, a geração de energia solar PV está presente em diversos estados da federação.

Tabela 4 - Empreendimentos PV em operação por estado

Estado	Potência Fiscalizada kW	%	Número Empreendimentos	%
BA	422.067	37,4%	17	19,1%
PI	270.000	23,9%	9	10,1%
MG	233.880	20,7%	15	16,9%
RN	117.105	10,4%	6	6,7%
SP	6.1217	5,4%	9	10,1%
PE	10.000	0,9%	2	2,2%
CE	5.000	0,4%	1	1,1%
AP	4.039	0,4%	1	1,1%
SC	3.999	0,4%	3	3,4%
MT	900	0,1%	1	1,1%
RJ	470	0,0%	1	1,1%
AM	176	0,0%	14	15,7%
MA	51	0,0%	2	2,2%
RS	49	0,0%	3	3,4%
PR	22	0,0%	3	3,4%
RO	20	0,0%	1	1,1%
MS	1	0,0%	1	1,1%
Total	1.129.002	-	89	-

Fonte: ANEEL (2018)

Analisando-se a Tabela 4, vemos que os 3 maiores estados, em termos de potência fiscalizada são Bahia, Piauí e Minas Gerais, respectivamente com 37,4%, 23,9% e 20,7% do total de 11,2 GW produzidos no Brasil. Há, ainda, conforme ANEEL (2018), a previsão de incremento na capacidade de geração total do país, proveniente de 23 empreendimentos em construção e mais 38 de outras instalações ainda não iniciadas (vide Tabela 5).

Tabela 5 - Resumo empreendimentos previstos

	Quantidade Empreendimentos	Potência Outorgada kW	% Potência
Construção iniciada total	220	9.437.792	-
Usina Termelétrica	28	2.973.244	31,5
Central Geradora Eólica	130	2.912.650	30,9
Usina Termonuclear	1	1.350.000	14,3
Usina Hidrelétrica	6	1.254.100	13,3
Central Geradora Solar Fotovoltaica	23	651.220	6,9
Pequena Central Hidrelétrica	25	286.180	3,0
Central Geradora Hidrelétrica	7	10.398	0,1
Construção não iniciada total	380	8.667.838	-
Usina Termelétrica	115	3.405.867	39,3
Central Geradora Eólica	91	1.977.110	22,8
Pequena Central Hidrelétrica	128	1.681.390	19,4
Central Geradora Solar Fotovoltaica	38	908.291	10,5
Usina Hidrelétrica	7	694.180	8,0
Central Geradora Hidrelétrica	1	1.000	0,0

Fonte: ANEEL (2018)

Destaca-se que do total de 600 empreendimentos previstos (220 empreendimentos atualmente em construção e mais 380 em empreendimentos com construção não iniciada), 61 são para geração de PV, distribuídos pelo Brasil (Tabela 6).

Tabela 6 - Empreendimentos PV previstos por estado (iniciados e não iniciados)

Estado	Quantidade	Potência Outorgada kW	%
MG	11	329.880	21%
SP	10	260.000	17%
BA	10	258.220	17%
CE	8	243.096	16%
TO	11	175.000	11%
PB	5	144.000	9%
PE	3	73.315	5%
GO	2	40.000	3%
RN	1	36.000	2%
Total	61	1.559.511	-

Fonte: ANEEL (2018)

Observa-se que destes 61 empreendimentos PV mostrados na Tabela 6, a sua grande maioria, tanto em quantidade (27 usinas), bem como em potência outorgada (754 MW), estão presentes na Região Nordeste (BA, CE, PB, PE e RN), sendo seguido pela Região Sudeste (MG e SP), com 21 usinas e potência outorgada de 589 MW.

Ainda, conforme o relatório da *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21, 2017), o Brasil foi o terceiro país com maior volume de investimentos em ER no ano de 2016, entre os considerados países de economia emergentes atingindo um total de US\$ 6,8 bilhões. Enquanto os financiamentos para projetos de energia eólica caíram 15% para US\$ 4,9 bilhões, o financiamento de ativos solares aumentou 75% para US\$ 1 bilhão em 2016. Até 2026, segundo o plano decenal de expansão de energia da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2017b), pretende-se atingir a marca de 166,7 GW de capacidade instalada em ER no Brasil, conforme Tabela 7.

Tabela 7 - Objetivos capacidade instalada até 2026 - ER no Brasil

Fonte da Energia	Potência GW	%
Hidráulica	103,5	62%
Eólica	28,4	17%
Biomassa	16,9	10%
Solar	9,7	6%
PCH e CGH	8,2	5%
Capacidade disponível total	166,7	-

Fonte: EPE (2017b)

Embora os impactos negativos de geração de energia por hidrelétricas, observa-se, ainda, que 62% do total previsto da capacidade a ser instalada será de fonte de energia hidráulica (Tabela 7). O restante previsto de capacidade instalada será pela eólica, com 17%, com biomassa com 10% e por último a solar, com 6% do total, o que representará uma capacidade instalada no Brasil de 9,7 GW até 2026.

Um conceito fundamental dentro da energia PV é o da irradiação solar. A irradiação é uma medida normalmente auferida e registrada por estações solarimétricas posicionadas em pontos estratégicos, sendo calculada, conforme Sueyoshi e Goto (2014) e Lee *et al.* (2015), pela média de horas de sol entre o período do nascer e do pôr do Sol que uma dada região possui dentro do período de um ano.

Em geral, os painéis solares são instalados com uma determinada inclinação, sendo portanto, a avaliação do componente "inclinado" é uma informação muito importante para o desenvolvimento de aplicações fotovoltaicas. Desconsiderando a topografia local, a irradiação solar sobre uma superfície inclinada para um ângulo de latitude é a configuração que permite captar a energia solar máxima (MARTINS *et al.*, 2008).

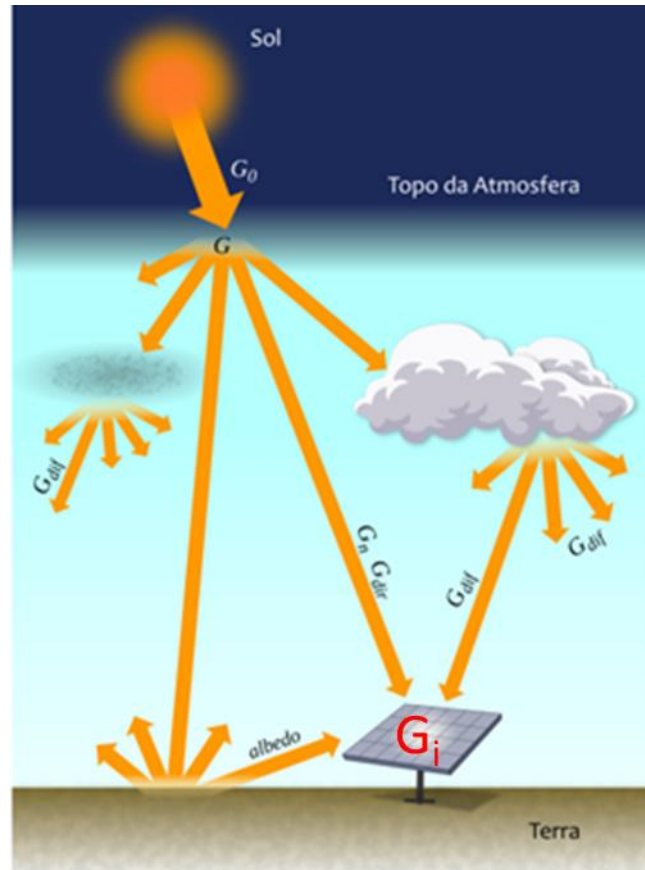


Figura 14 - Componentes da irradiação solar

Fonte: Duffie e Beckman (2013)

Destaca-se, conforme Mcevoy, Markvart e Castaner (2012) e Duffie e Beckman (2013), que a irradiação global G_i (vide Figura 14) é definida como sendo a soma da irradiação direta e da irradiação difusa representando a taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação à superfície da Terra. A irradiação direta incide diretamente do sol e a irradiação difusa incide a partir de difrações e reflexões da luz, incidindo de maneira indireta do sol.

2.3.2 Ambiente Institucional e Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

Diferente de países desenvolvidos, a geração de energia fotovoltaica no Brasil não foi prioridade até próximo do ano de 2010, sendo unicamente associada a pequenos sistemas isolados, com intuito de suprir as necessidades de comunidade isoladas e pequenas propriedades rurais (VILLALVA, 2015).

Em 1979, a empresa da área das telecomunicações Fone-Mat, sediada em São Paulo, foi a pioneira na produção de módulos fotovoltaicos no Brasil, a partir de células importadas dos Estados Unidos da Solarex. Em 1980 instalou-se a Heliodinâmica S.A, sendo no Brasil a

única empresa de capital e tecnologia nacionais, a qual iniciou suas atividades no desenvolvimento de sistemas solares térmicos. Esta empresa, entre 1983 e 1984, iniciou a produção de substratos de silício, células solares e sistemas fotovoltaicos completos (FREITAS *et al.*, 1997).

Conforme evocado por Pinto, Amaral e Janissek (2016), ao longo dos últimos 20 anos, a grande dependência da energia hidrelétrica não tem sido questionada. Porém, desde 2002 o governo brasileiro tem concentrado esforços para diversificação do seu portfólio de energia, seja por iniciativas de desenvolvimento tecnocientífico e projetos de pesquisa para desenvolvimento de novas fontes de energia, bem como de adoção de políticas energéticas que favorecem a formação de mercados para tecnologias ambientalmente de menor impacto ambiental (REIS e CUNHA, 2014).

O número de conexões e consumidores, assim como a potência instalada da micro e minigeração distribuída no Brasil iniciou uma curva de crescimento nunca antes vista a partir de 2013. Isto pode ser justificado, principalmente pela criação da Resolução Normativa N°482/2012 e sua flexibilização e ajustes, segundo a Resolução Normativa N° 687/2015, conforme mostrado na Figura 15.

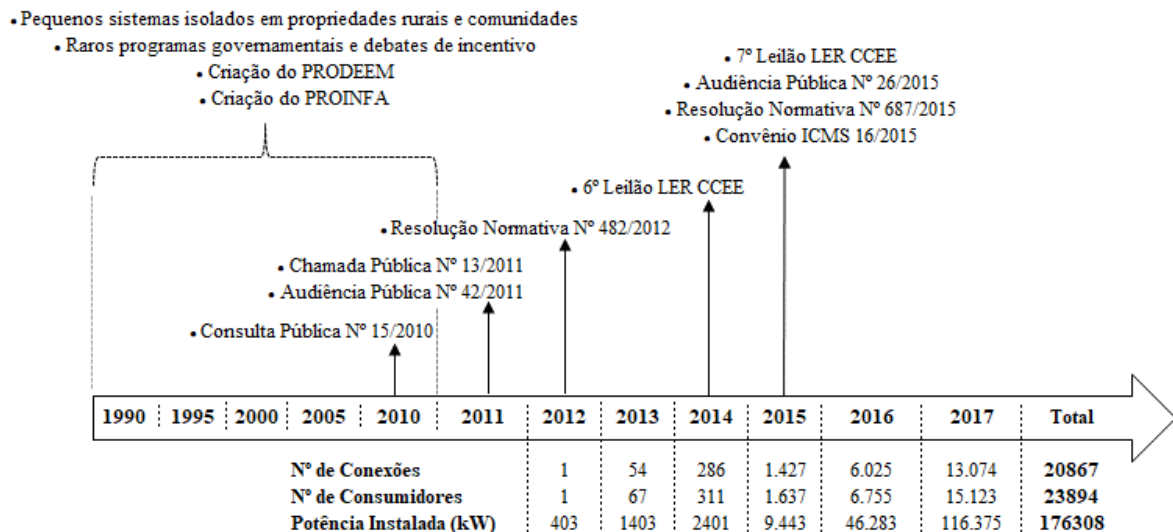


Figura 15 - Políticas governamentais e evolução da micro e minigeração distribuída

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018)

Como pode-se observar na Figura 15, passou-se de 1.427 conexões em 2015 para 13.074 conexões em 2017, assim como o número de consumidores passou de 1.637 a 15.123 nos mesmos períodos, o que comprova a eficácia da adoção de medidas legais para aumento e inserção da mini e microgeração distribuída na matriz energética Brasileira.

➤ **Antes de 2010:**

No ano de 1992, alguns projetos pilotos entre Estados Unidos e Alemanha, propiciou o início da inserção da tecnologia PV no Brasil com a instalação de sistemas isolados em propriedades rurais e cerca de 1500 projetos residenciais na região Nordeste (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

Alguns dos marcos no avanço do desenvolvimento de fontes renováveis na matriz energética brasileira foi, segundo Freitas *et al.* (1997), o início da realização de encontros nacionais para discussão das metas, diretrizes e ações necessárias, tendo gerado com isso:

- Foro permanente de energias renováveis;
- Declaração de Belo Horizonte, em 1994;
- Declaração de Brasília, em 1995;
- Declaração de São Paulo, em 1996;
- Criação do Centro de Estudos e Desenvolvimento Energético da Amazônia (CEDEA), em 1993 em Manaus na Universidade do Amazonas;
- Criação do Centro de Referência em Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRFSESB), em 1995 no Rio de Janeiro no CEPEL;
- Criação do Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO), em 1996 em São Paulo no IEE/IISP;
- Criação Centro Brasileiro de Testes de Turbinas Eólicas em Olinda;
- Criação do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM), sendo esse, instituído em 1994 pelo Governo Federal com objetivo fazer uso de energia de fontes renováveis em localidades isoladas não abastecidas de energia elétrica pela rede convencional;
- Elaboração do “Diretrizes e Plano de Ação para o desenvolvimento das Energias Renováveis Solar, Eólica e de Biomassa no Brasil” que possuía como objetivo a instalação de 50 MW de potência até 2005;
- Criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), pela da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002: Revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, esse importante programa, considerado um marco para o setor de ER

no país, segundo, permitiu a implementação de políticas mais amplas e específicas (AQUILA *et al.*, 2016; DUTRA e SZKLO, 2008). Algumas reformas aplicadas ao setor em 2004 tornaram os leilões de energia como principal mecanismo de contratação de projetos de geração (SILVA *et al.*, 2013).

➤ **Após 2010:**

- Consulta Pública Nº 15/2010, Setembro 2010 e Audiência Pública Nº 42/2011, Junho de 2011: promoveu-se o debate dos dispositivos legais que permitissem a geração distribuída de pequeno porte no Brasil, independentemente de sua fonte: hidráulica, eólica, biomassa, PV, etc. Tendo como ideia central, segundo Villalva (2015) a conexão destes sistemas de geração da própria energia elétrica à rede, operando em paralelo com o autoconsumo;
- Chamada Pública Nº 13/2011, Agosto de 2011 (ANEEL, 2011): Foi o fator determinante para o início do processo de inclusão da energia solar PV na matriz elétrica do Brasil. Promovida pela ANEEL, estimulava a instalação de usinas solares fotovoltaicas de 0,5 MWp a 3 MWp aonde os interessados eram orientados a se associarem a especialistas com objetivo de analisar as melhores tecnologias disponíveis, os impactos na rede elétrica e a necessidade de ajustes fiscais e financeiros;
- Resolução Normativa Nº 482/2012, Abril 2012 (ANEEL, 2012): Conforme ANEEL (2016) essa importante resolução que estabeleceu regras para a assim chamada micro e minigeração distribuída. O limite de potência foi estabelecido em 1 MWp por Unidade Consumidora (UC), permitindo a injeção do excedente na rede elétrica, acumulando créditos a serem compensados em kWh, que passou a ser conhecido como sistema de compensação de energia elétrica (em inglês, *netmetering*, Figura 16);

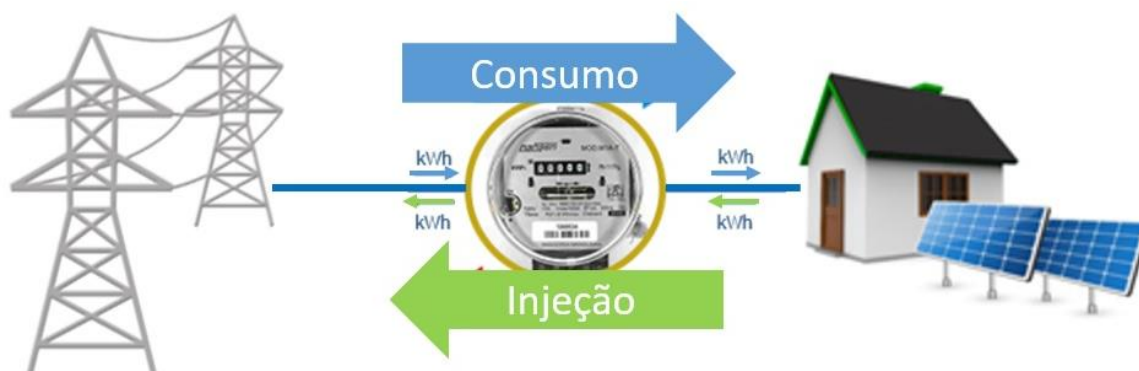


Figura 16 - Sistema de compensação de energia (*netmetering*)
Fonte: Do autor

- 6º Leilão Leilão de Energia de Reserva (LER), 2014 e 7º Leilão LER, 2015: Os leilões de energia tem enorme potencial para impulsionar a inserção da energia PV na matriz nacional. Eles são de responsabilidade da Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE), instituição da ANEEL responsável pela gerência do sistema de energia junto com o Operador Nacional do Sistema (ONS), existem dois tipos de comercialização de energia, conforme Camilo *et al.* (2017):
 - Mercado Regulado (ACR);
 - Mercado desregulamentado (ACL).

As concessionárias nacionais negociam unicamente no mercado regulado (ACR). O valor do leilão é calculado pelas diferentes da região do país: Norte, Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul. A concessionária deve prever sua demanda para atender sua base de clientes e para definir a compra de energia depois, participar de leilões para outorgar a carga necessária.

Tabela 8 - Resultados do 6º e 7º Leilões de Energia de Reserva

Resultados	6º LER	7º LER
Nº de empreendimentos cadastrados	400	382
Potência nominal contratada (MW)	890	834
Preço Inicial de Venda (R\$/MWh)	262	349
Preço Final de Venda (R\$/MWh)	215	302
Deságio Preço de Venda	18%	13%

Fonte: ONS (2017)

Observa-se, conforme a Tabela 8 que os preços finais de venda foram bastante inferiores aos preços iniciais de venda o que prejudicaram a viabilidade econômica de muitos empreendimentos, atrasando suas respectivas instalações e início de suas operações.

- Convênio ICMS 16/2015, Abril de 2015: Realizado pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), com intuito de recolher o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) somente sobre a energia que for consumida em excesso (descontado o que ele tenha produzido). Foi adotada inicialmente alguns estados da federação, sendo progressivamente adotada a diversos outros estados. No ano de 2018, os únicos estados que ainda não gozam deste privilégio são: Amazonas, Amapá, Espírito Santo, Paraná e Santa Catarina;
- Audiência Pública Nº 26/2015, Junho de 2015: Adoção de medidas visando, principalmente, reduzir os custos e tempo para a conexão da geração distribuída, entre outras propostas;

- Resolução Normativa Nº 687/2015, Novembro 2015: Esta resolução, conforme apresentado no Quadro 3, amplia o limite da potência para unidade geradora de energia solar para até 5 MWp, e também o prazo de utilização dos créditos, que passa para 60 meses. Definiu também adequação da cobrança dos tributos federais (PIS/COFINS) e estaduais (ICMS) e permitiu a utilização dos créditos em outras unidades de consumo. Esta resolução criou 3 novas modalidades de unidade geradora (ANEEL, 2016):
 - Geração Compartilhada;
 - Autoconsumo remoto;
 - Empreendimento com múltiplas unidades.

Quadro 3 - Comparativo Resolução Nº 482/2012 e Nº 687/2015

Característica	Resolução Nº 482/2012	Resolução Nº 687/2015
Microgeração	até 100 kW	até 75 kW
Minigeração	entre 100 kW e 1 MW	entre 75 kW e 5 MW
Prazo utilização excedente	36 meses	60 meses
Utilização créditos	somente na UC	diversas Localidades

Fonte: ANEEL (2012), ANEEL (2015), ANEEL (2016)

- Criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), dezembro de 2015: Foi criado, conforme MME (2015), com intuito de ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia (em especial a solar PV), com investimentos da ordem de R\$ 100 bilhões até 2030;
- Chamada Nº 001/2016, novembro de 2016: Aprimoramentos na regulamentação do Programa de Eficiência Energética (PEE), alterando a Resolução Normativa nº 316, de 13 de maio de 2008, destinada à melhoria da eficiência energética e à geração própria de energia em instituições públicas de ensino superior. Busca-se, com essa chamada, estudar os principais entraves à disseminação desta prática em unidades consumidoras do setor público e elaborar projetos que sirvam de estímulo e referência para outras instituições e unidades consumidoras (ANEEL, 2017).

Segundo o EPE (2017), a geração distribuída atingiu uma potência instalada de 72,5 MW ante 16,5 MW do ano anterior, conforme Tabela 9.

Tabela 9 - Capacidade instalada - Geração Distribuída

Ano	2015	2016
Fonte da Energia	Potência (MW)	
Hidráulica	0,8	4,4
Térmica	2,3	11,0
Eólica	0,1	0,2
Solar Fotovoltaica	13,3	56,9
Capacidade disponível total	16,5	72,5

Fonte: EPE (2017)

Conforme observa-se na Tabela 9, um especial destaque para a fonte solar PV com 56,9 MW de capacidade instalada ao final de 2016. Estima-se que até 2024, serão instalados mais de 1,2 milhão de geradores solares fotovoltaicos dentro desta classificação de micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2016), favorecidos, sobretudo, pelo potencial fotovoltaico do Brasil (vide Figura 17).

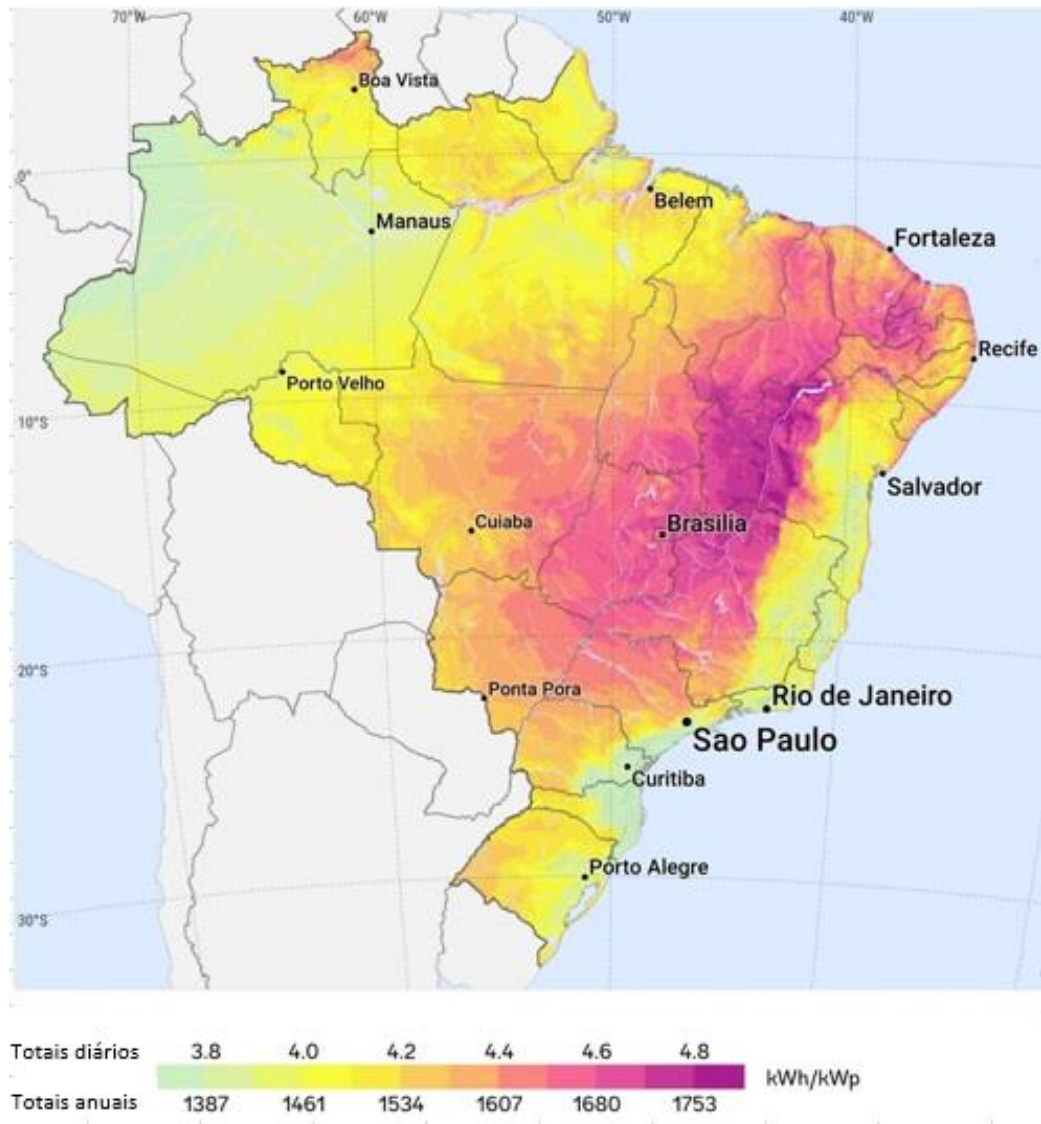


Figura 17 - Potencial fotovoltaico no Brasil
Fonte: The World Bank (2017)

2.3.2.1 Tarifa de Energia

O Brasil é um dos países que maior percentual de encargos tributários tem em sua tarifa de energia, dentre os países da Figura 18.

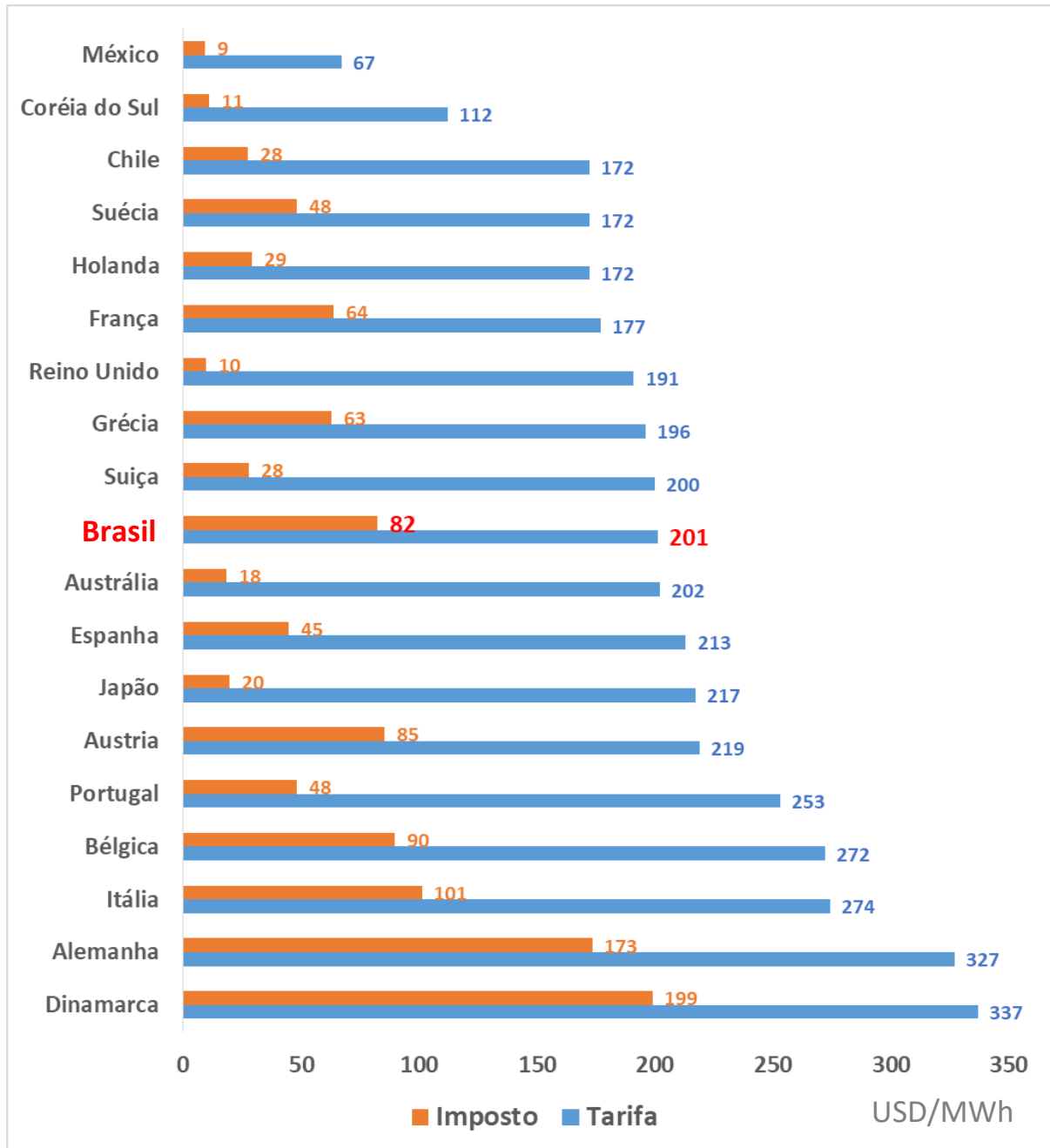


Figura 18 - Tarifas residenciais convertidas pela taxa de câmbio em 2016

Fonte: Adaptado de ABRADDEE (2017)

Além dos encargos e impostos observado conforme Figura 19 na tarifa, o Brasil tem a tarifa apenas menor que a dos países: Austrália, Espanha, Japão, Áustria, Portugal, Bélgica, Itália, Alemanha e Dinamarca. Além do Imposto sobre circulação de Mercadorias (ICMS),

variável para cada estado brasileiro, outros tributos também encarecem a tarifa de energia, conforme explicado no Quadro 4.

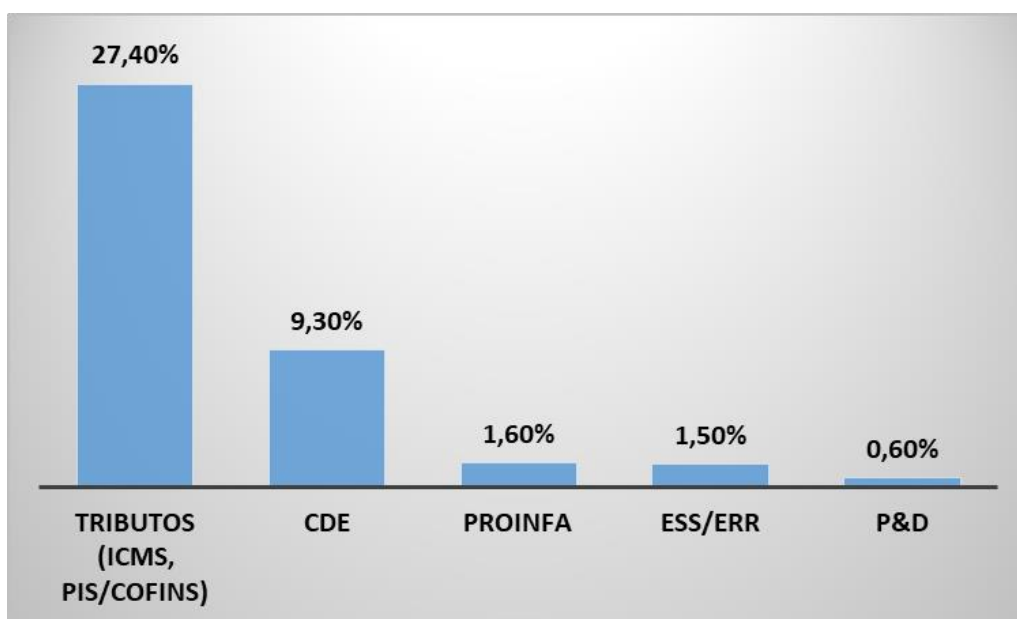


Figura 19 - Encargos e tributos recolhidos na conta de energia
Fonte: Adaptado de ABRADDEE (2017)

Quadro 4 - Encargos e tributos recolhidos na conta de energia

ENCARGO		UTILIDADE
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas; prover a universalização do serviço de energia; subsidiar a tarifa dos consumidores residenciais de baixa renda
ESS	Encargos de Serviço do Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas	Subsidiar as fontes alternativas de energia, em geral mais caras que as fontes convencionais
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas a eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais
ONS	Operador Nacional do Sistema	Prover recurso para o funcionamento do ONS
CFURH	Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica
EER	Encargo de Energia de Reserva	Cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva

Fonte: Adaptado de ABRADDEE (2017)

As escalas dos mercados regionais e a composição de custos de fornecimento podem explicar a diferenciação das tarifas nas regiões brasileiras. A Tabela 10 mostra as tarifas médias por região. A Região Norte tem a tarifa residencial média mais onerosas, pois, é a região de menor densidade energética (ABRADEE, 2017; ANEEL, 2018b).

Tabela 10 - Tarifas média por região sem ICMS - classe residencial B1

Região	Tarifa Média	Máximo	Mínimo	Desvio Padrão
<i>R\$/kWh</i>				
Norte	0,536	0,604	0,457	0,054
Centro Oeste	0,529	0,568	0,482	0,042
Sudeste	0,527	0,712	0,414	0,084
Nordeste	0,511	0,682	0,418	0,069
Sul	0,475	0,626	0,309	0,067
Brasil	0,516	0,712	0,309	

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018b)

3 MÉTODO DE PESQUISA

Neste capítulo será discutido e justificado o método de pesquisa empregado, apresentando as variáveis selecionadas e as técnicas algébricas utilizadas.

Uma pesquisa científica faz uso de um processo formal e sistemático de um método científico para investigar e descobrir soluções para indagações propostas, questionamentos e necessidades, bem como resolver os problemas da vida real, de modo que o referido método é a base indispensável para tal realização (GIL, 2008; SILVA e MENEZES, 2005).

Conforme Figura 20, pesquisas podem ser classificadas com relação a sua natureza, objetivos e abordagem:

Natureza	Aplicada	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Pesquisa Ação</td> </tr> <tr> <td>Estudo de Caso</td> </tr> <tr> <td><i>Soft System Methodology</i></td> </tr> <tr> <td>Experimento</td> </tr> <tr> <td>Modelagem e Simulação</td> </tr> <tr> <td><i>Survey</i></td> </tr> <tr> <td>Método</td> </tr> </tbody> </table>	Pesquisa Ação	Estudo de Caso	<i>Soft System Methodology</i>	Experimento	Modelagem e Simulação	<i>Survey</i>	Método
	Pesquisa Ação								
Estudo de Caso									
<i>Soft System Methodology</i>									
Experimento									
Modelagem e Simulação									
<i>Survey</i>									
Método									
Básica									
Objetivos	Explicativa								
	Exploratória								
	Descritiva								
	Normativa								
Abordagem	Qualitativa								
	Quantitativa								
	Combinada								

Figura 20 - Formas de classificação de pesquisa científica

Fonte: Adaptado de Bertrand e Fransoo (2002) e Silva e Menezes (2005)

Na medida em que essa pesquisa é estruturada com base em uma problematização real e prática e com base nas contribuições de Marconi e Lakatos (2007), o presente trabalho pode ser definido como de natureza aplicada.

Do ponto de vista de seu objetivo (GIL, 2002), a pesquisa é normativa, pois busca identificar fatores que contribuem para ocorrência de fenômenos e elucidar hipóteses que descrevem o tema e, em etapa posterior, testá-las com o intuito de generalizar os resultados explicando as razões, aprofundando assim, o conhecimento da realidade.

Já a abordagem deste trabalho pode ser considerada quantitativa, pois utiliza método de modelagem. Segundo Berto e Nakano (2000) a modelagem compreende o uso de técnicas (matemáticas) algébricas que relacionam variáveis utilizadas para descrever o funcionamento de sistema operacional, podendo ser complementado por simulação. Simulação consiste no uso de técnicas computacionais para avaliar o funcionamento do sistema operacional modelado, de forma a investigar a relação causal e quantitativa entre as variáveis. A simulação pode ser feita em cenários que se diferenciam por diferentes ações inferidas ao sistema. (BERTRAND e FRANSOO, 2002; MORABITO NETO e PUREZA, 2012). A simulação será feita em 3 diferentes cenários, utilizando-se os modelos CCR, BCC e de Supereficiência da técnica Análise Envoltória de Dados em cada cenário e os resultados são comparados para prever possíveis impactos resultantes das ações inferidas.

Segundo Bal, Orkcu e Celebioglu (2010), a análise envoltória de dados tem sido bastante utilizado entre as modelagens quantitativas no suporte de tomadas de decisões, pois possui a característica de adotar diversas variáveis sem a necessidade de transformá-las um padrão comum de unidade e também de possuir uma natureza técnica multiobjetivo que é mais capaz de modelar as dificuldades do mundo real.

Mitroff *et al.* (1974) organizam a implementação do método de modelagem em um ciclo composto por quatro fases, como mostrado na Figura 21. Inicia-se com a identificação do problema, passando para elaboração do modelo conceitual (após identificar as variáveis). Definido o modelo conceitual e identificadas as variáveis passa-se então à criação do modelo científico, em que são estabelecidas as relações entre as variáveis por meio de equações matemáticas. Após implementação do modelo científico, faz-se análise de sensibilidade, por meio de testes com mudança de parâmetros, ou valores, sobre a solução obtida. Repetindo:

Conforme apresentado na Figura 21, o pesquisador:

- 1- Compreende a realidade, o problema e a situação;
- 2- Elabora um modelo conceitual do problema ou sistema que está sendo estudado e decide sobre as variáveis e especificações do modelo: Nota-se que as fases iniciais 1 e 2 de implementação do método de modelagem consiste na elaboração do modelo conceitual, sendo

nesta fase que se deve estruturar as variáveis necessárias e suficientes a serem incluídas no modelo, levando-se em consideração o escopo da problematização da pesquisa (BERTRAND e FRANSOO, 2002; MARTINS *et al.*, 2014).

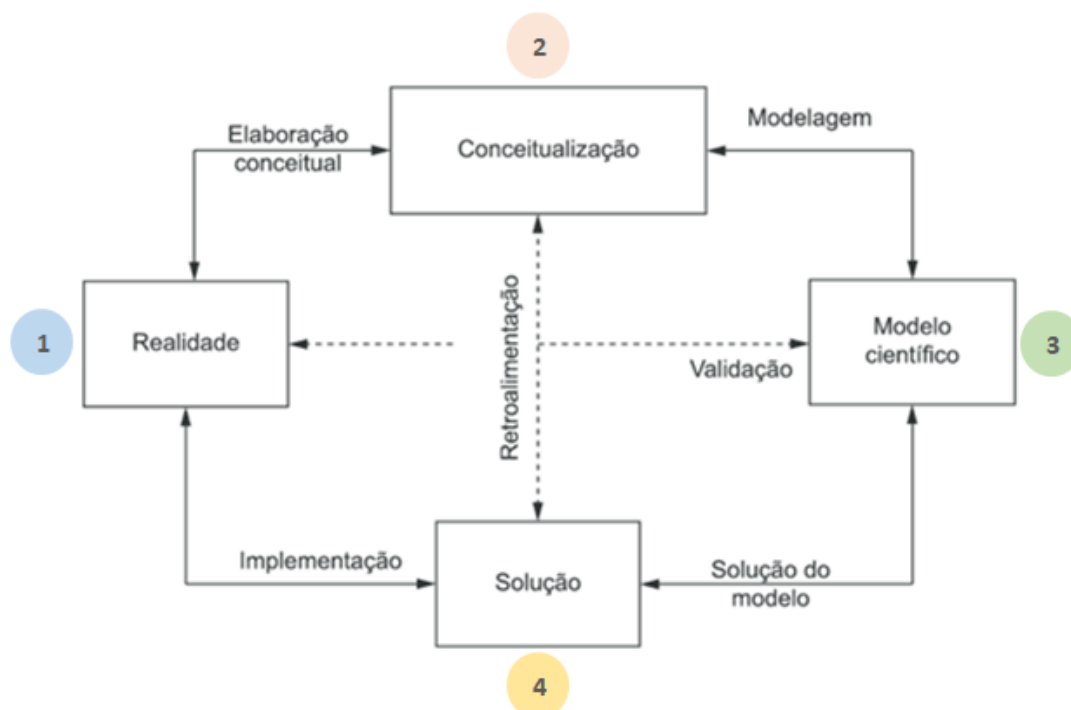


Figura 21 - Visão sistêmica de um problema

Fonte: Mitroff *et al.* (1974)

3- Cria-se o modelo quantitativo/científico pela definição das relações causais entre as variáveis: Considerando o apresentado por Bertrand e Fransoo (2002) e Martins *et al.* (2014), na fase de modelagem científica são definidas as relações causais e as técnicas algébricas apropriadas a serem empregadas para, então, na fase 4 de solução, buscar os resultados do modelo matemático sistematizado.

4- Teste e implementação do modelo matematicamente: Nesta fase, busca-se estender os resultados alcançados na fase de solução pelo modelo científico para o sistema real problematizado. Esta é a análise de sensibilidade. O contexto desta fase diz respeito, tanto ao entendimento geral do objeto estudado, quanto à possibilidade de sugestões de melhoria fundamentada, justamente, nos resultados encontrados pela pesquisa (BERTRAND e FRANSOO, 2002; MARTINS *et al.*, 2014).

Na Figura 22 resume-se os passos adotados para condução da presente pesquisa, em congruência com o modelo da Figura 21, expondo as saídas básicas de cada etapa.

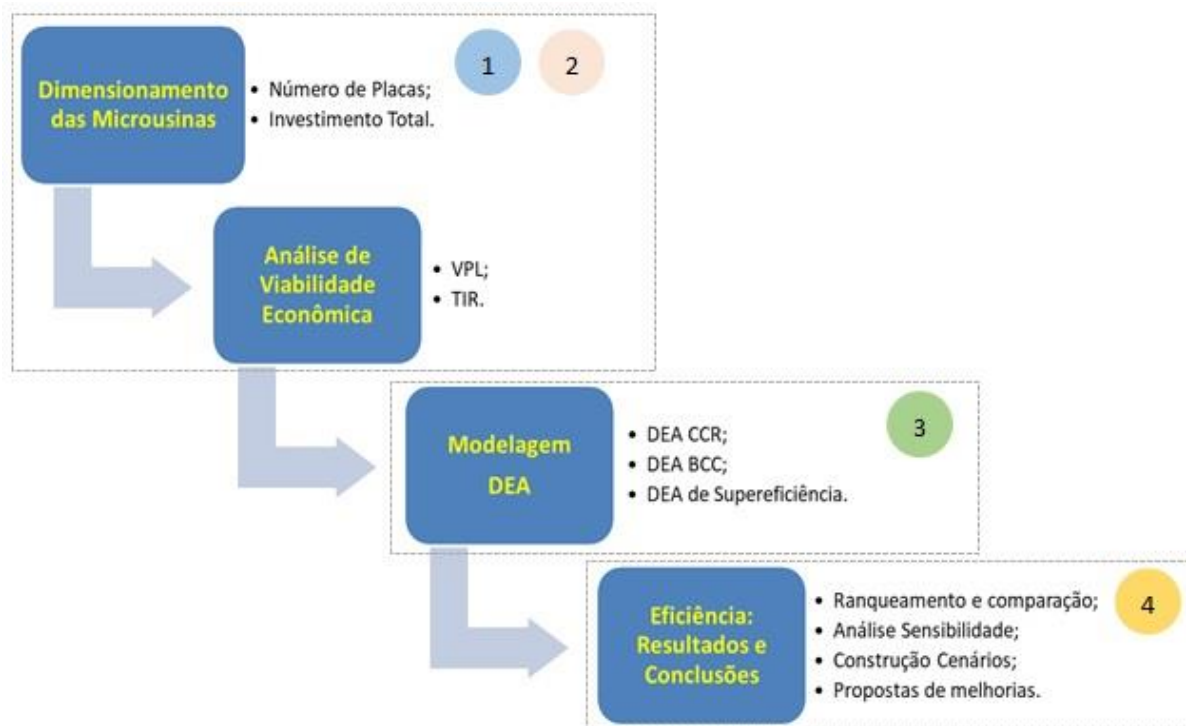


Figura 22 - Etapas de aplicação do estudo
Fonte: Do autor

3.1 Modelo conceitual

O modelo conceitual, entendido como a primeira fase de implementação do método de modelagem corresponde, no caso da presente pesquisa, à definição das variáveis relacionadas aos aspectos técnicos e econômicos que permitam a identificação das causas de eficiência/ineficiência em microusinas fotovoltaicas no Brasil.

A figura 23, apresenta o modelo conceitual para aplicação da técnica DEA, mostrando a integração das variáveis identificadas para representar o problema da pesquisa.

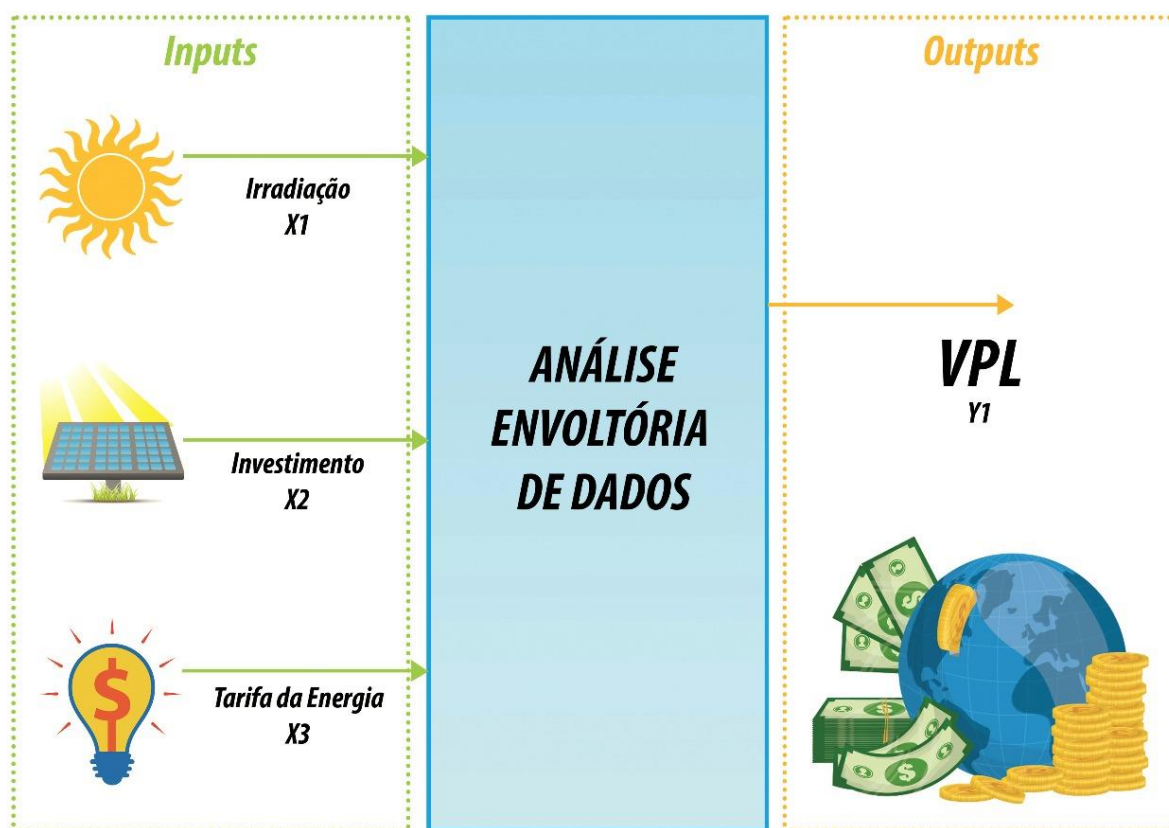


Figura 23 - Modelo conceitual da pesquisa
Fonte: Do autor

Este modelo será implementado pelo CCR, BCC e Superficiência em 3 cenários para realização de análise técnico-econômica de eficiência através do uso do módulo *Solver* do Microsoft® Excel®.

Reforça-se o fato da capacidade do DEA em ser uma técnica multiobjetivo na qual pode-se identificar e simular cenários para realização de análises técnico-econômica de eficiência, assim como fazer uso de fatores observados e/ou calculados em diferentes unidades de medida, sem necessidade de conversão para unidade comum.

3.1.1 Dimensionamento das usinas

O dimensionamento da microusina, realizado com base nos índices de irradiação solar de cada região, tem impacto direto sobre os equipamentos a serem utilizados nos sistemas. A quantidade de placas, inversores, fusíveis e disjuntores, cabos, terminais elétricos e conectores, perfis de alumínio estruturais, entre outros componentes, irão variar de acordo com a potência de pico do sistema a ser calculado em cada DMU.

3.1.1.1 Equipamentos

Parte dos equipamentos são importados, com os preços sujeitos à variação cambial. Isto faz com que estes componentes tenham impacto negativo no investimento de unidade geradora de energia fotovoltaica e sistema para distribuição de energia solar para o cenário e contexto do Brasil. A Figura 24 ilustra o modelo padrão de um sistema fotovoltaico.

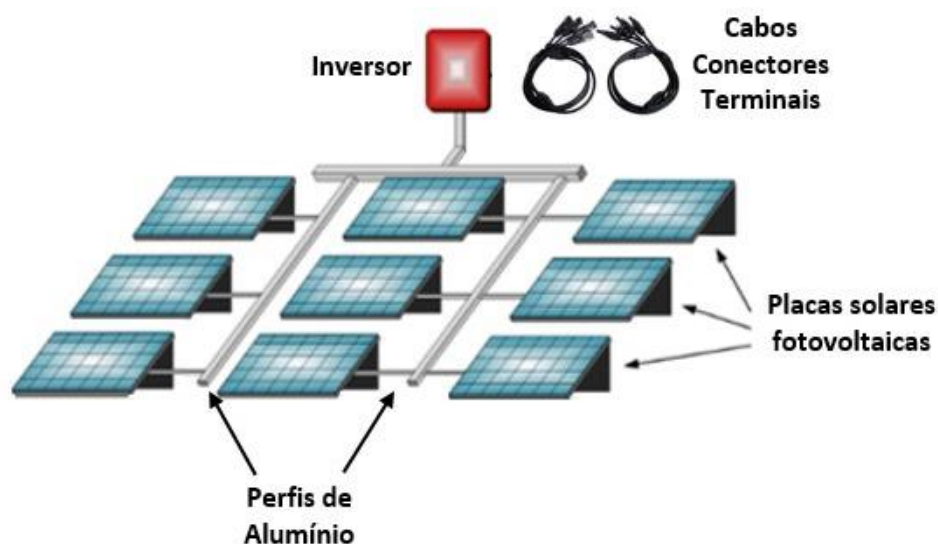


Figura 24 - Microusina solar padrão
Fonte: Do autor

O Quadro 5 apresenta uma lista de componentes e conjuntos dos sistemas para unidade geradora e para distribuição de energia solar. Estes sistemas foram dimensionados em duas classes de potência – Até 23 kWp e Acima de 23 kWp.

Quadro 5 - Lista componentes e conjuntos da microusina

Componente / Conjunto	Potência de Pico	
	Abaixo 23 kWp	Acima 23 kWp
	Quantidade	
INVERSOR ABB 6.0	3	-
INVERSOR FRONIUS ECO 27	-	1
STRING BOX SICES_ONESTO - 2 CORDAS E 2 SAÍDAS	3	-
STRING BOX ABB - 6 CORDAS E 2 SAÍDAS	-	1
K2 SYSTEM_PERFIL DE ALUMINIO SPEEDRAIL 22L 6,1 MT	28	30
K2 SYSTEM_PERFIL DE ALUMINIO SPEEDRAIL 22L 2,03 MT	2	-
K2 SYSTEM_PERFIL DE ALUMINIO SPEEDRAIL 22L 3,05 MT	-	2
K2 SYSTEM_SPEEDCLIP	450	482
K2_SYSTEM_PARAFUSO METALICO AUTOPERFURANTE	900	964
K2 SYSTEM_TERMINAL FINAL 39..41MM FOR CAN	20	24
K2 SYSTEM_TERMINAL INTERMEDIÁRIO 39..44MM FOR CAN/AVP	162	172
CABO SOLAR 6MM<100V_PRETO_NXS_PRY_BAL	220	150
CABO SOLAR 6MM<100V_VERMELHO_NXS_PRY_BAL	220	150
CONECTORES MACHO/FEMEA WEID_CABUR_TE_MC4	8	8

Fonte: Do autor

3.1.1.2 Potência de Pico Calculada

Como premissa para dimensionamento da unidade geradora e do sistema de distribuição de energia solar tem-se um fator α de 80% para a Eficiência do Sistema. O dimensionamento da unidade geradora de energia solar considerou o resultado obtido para a Potência de Pico P_p , calculada como um fator da Energia Compensada ϵ_c sobre a Irradiação G_i tendo em conta a Eficiência do Sistema α de 80%. Adotou-se, ainda, a premissa de um sistema Trifásico, com um Consumo Considerado C_c de 3000 kWh/mês (hipótese de um sistema balanceado, aonde o “Consumo” é idêntico a “Geração”) e uma Disponibilidade de Energia D_e de 100 kWh/mês (conhecida também como Tarifa mínima), tendo respeitado as seguintes formulações:

Energia Compensada ϵ_c , expressa em kWh/dia, conforme Equação 3.5:

$$\epsilon_c = \frac{C_c - D_e}{30} \quad (3.5)$$

Potência de Pico P_p , expressa em kWp, conforme Equação 3.6:

$$P_p = \frac{(\epsilon_c / G_i)}{\alpha} \quad (3.6)$$

A partir das hipóteses assumidas anteriormente, obteve-se a Tabela 11, com a Potência de Pico calculada para cada DMU.

Tabela 11 - Potência de Pico calculada por DMU

	Capital	Potência de Pico <i>kWp</i>
DMU1	Natal	19,9
DMU2	João Pessoa	20,2
DMU3	Teresina	20,9
DMU4	Rio Branco	21,0
DMU5	Recife	21,1
DMU6	Porto Velho	21,6
DMU7	Fortaleza	21,7
DMU8	Maceió	22,0
DMU9	Goiânia	22,3
DMU10	Aracaju	22,5
DMU11	Brasília	22,7
DMU12	Campo Grande	22,8
DMU13	Salvador	23,0
DMU14	São Luís	23,2
DMU15	Cuiabá	23,7
DMU16	Palmas	23,7
DMU17	Vitória	23,9
DMU18	Belém	23,9
DMU19	Manaus	24,6
DMU20	Boa Vista	24,7
DMU21	Macapá	24,9
DMU22	Porto Alegre	26,0
DMU23	Rio de Janeiro	26,1
DMU24	Belo Horizonte	27,9
DMU25	Curitiba	28,0
DMU26	Florianópolis	28,2
DMU27	São Paulo	30,6

Nota-se que os valores calculados e obtidos na Tabela 11 também são inversamente proporcionais a variável “Irradiação”, assim como deu-se no caso do número de placas. Isto significa que, para se gerar uma mesma quantidade de energia, as capitais menos favorecidas nos índices de irradiação, necessitam, por conseguinte, uma maior quantidade de placas solares e maiores Potências de Pico.

O número de placas solares, por sua vez, é obtido através da Equação 3.7:

$$\text{Número de Placas} = \frac{P_p \times 1000}{\text{Potência da Placa}} \quad (3.7)$$

Do trabalho de dimensionamento de nossas microusinas e aplicando-se a Equação 3.7, compilou-se a Tabela 12, que expressa o número de placas solares fotovoltaicas (vide Figura 24), aonde nota-se que o número de placas é inversamente proporcional a variável “Irradiação”, de modo que são necessárias mais placas para suprir uma condição técnica desfavorável. Nossa hipótese foi de utilização de placa solar com Potência de Placa de 275 W.

Tabela 12 - Número de placas solares por capital

	Capital	Número de placas solares
DMU1	Natal	72
DMU2	João Pessoa	73
DMU3	Teresina	76
DMU4	Rio Branco	76
DMU5	Recife	77
DMU6	Porto Velho	79
DMU7	Fortaleza	79
DMU8	Maceió	80
DMU9	Goiânia	81
DMU10	Aracaju	82
DMU11	Brasília	83
DMU12	Campo Grande	83
DMU13	Salvador	84
DMU14	São Luís	84
DMU15	Cuiabá	86
DMU16	Palmas	86
DMU17	Vitória	87
DMU18	Belém	87
DMU19	Manaus	89
DMU20	Boa Vista	90
DMU21	Macapá	91
DMU22	Porto Alegre	95
DMU23	Rio de Janeiro	95
DMU24	Belo Horizonte	101
DMU25	Curitiba	102
DMU26	Florianópolis	103
DMU27	São Paulo	111

3.1.2 Variáveis do Modelo

No que diz respeito à escolha das variáveis de entrada e de saída, Cook, Tone e Zhu (2014) apontam que se o problema do DEA é um problema geral de comparação de eficiências (*benchmarking*) entre as DMUs, salientando a importância da definição dos fatores que caracterizam o modelo.

3.1.2.1 Tarifa de Energia

A tarifa é considerada uma variável importante para análise de eficiência de inserção de energia fotovoltaica no Brasil. Esta importância é por conta das políticas de preços e de impostos, bem como dos encargos setoriais presentes no sistema elétrico brasileiro. Os impostos correspondem a aproximadamente 41% do valor da tarifa brasileira, sendo este encargo o maior entre os países elencados (vide Figura 18).

Como a variável *output* é o VPL, a variável input *Tarifa* tem impacto direto e substancial na análise financeira de retorno de um investimento. Considera-se que, pelo fato de produzir energia e devolver o excesso à rede, quanto maior a tarifa, maior será o retorno financeiro da unidade geradora de energia fotovoltaica.

A Tabela 13 apresenta as tarifas de cada DMU. A cobrança do ICMS é variável. Cada estado cobra um percentual do consumo/circulação do produto energia. Todas as empresas concessionárias são reguladas pela ANEEL.

Tabela 13 - Tarifas por distribuidoras - classe residencial B1

Capital	UF	Tarifa (c/ICMS) R\$/kWh	Distribuidora
Rio de Janeiro	RJ	0,846	Light
Manaus	AM	0,805	AmE
Belém	PA	0,799	Celpa
Cuiabá	MT	0,778	EMT
São Luís	MA	0,768	Cemar
Teresina	PI	0,739	Cepisa
Palmas	TO	0,732	ETO
Campo Grande	MS	0,727	EMS
Porto Alegre	RS	0,721	CEEE-D
Belo Horizonte	MG	0,706	Cemig-D
Maceió	AL	0,688	Ceal
Goiânia	GO	0,685	Celg-D
Rio Branco	AC	0,680	Eletroacre
João Pessoa	PB	0,678	EPB
Macapá	AP	0,655	CEA
Fortaleza	CE	0,649	Enel CE
Vitória	ES	0,647	Escelsa
Brasília	DF	0,643	CEB-DIS
Aracaju	SE	0,641	ESE
Recife	PE	0,640	Celpe
Curitiba	PR	0,621	Copel-DIS
Porto Velho	RO	0,618	Ceron
Florianópolis	SC	0,613	Celelesc-DIS
Salvador	BA	0,607	Coelba
São Paulo	SP	0,560	Eletropaulo
Natal	RN	0,557	Cosern
Boa Vista	RR	0,551	Boa Vista

A maior tarifa é aplicada pela distribuidora Light na capital Rio de Janeiro, com valor de 0,846 R\$/kWh e a menor, com valor de 0,551 R\$/kWh, em Boa Vista, com distribuidora de mesmo nome. Os demais tributos e encargos, além do ICMS, são comuns entre as DMUs, e, portanto, não discriminados no modelo conceitual.

3.1.2.2 Irradiação

O único *input* técnico deste trabalho, do tipo quanto “maior-melhor”, trata-se do fator climatológico associado à energia solar. Azadeh, Ghaderi e Maghsoudi (2008) considera a irradiação solar, o fator mais importante parâmetro na seleção de região candidata para estabelecimento de plantas solares. Estes autores, porém, apontam outros fatores naturais que interferem em seus resultados, dentre eles, a temperatura, a velocidade do vento, a humidade, a pressão de vapor, etc.

O conhecimento do nível de irradiação solar incidente no local onde se instalará a placa do sistema solar permite o cálculo de energia captada, que é por sua vez uma das variáveis básicas para o dimensionamento do sistema para geração distribuída integrado e conectado à rede elétrica nestes locais (REIS e CUNHA, 2014). O Quadro 6 apresenta os valores para cada DMU da variável irradiação solar.

Quadro 6 - Irradiação por DMU

Cidade	Estado	Região	Irradiação <i>kWh/m²</i>
Natal	RN	Nordeste	6,07
João Pessoa	PB	Nordeste	5,99
Teresina	PI	Nordeste	5,79
Rio Branco	AC	Norte	5,75
Recife	PE	Nordeste	5,73
Porto Velho	RO	Norte	5,60
Fortaleza	CE	Nordeste	5,57
Maceió	AL	Nordeste	5,50
Goiânia	GO	Centro Oeste	5,42
Aracaju	SE	Nordeste	5,38
Brasília	DF	Centro Oeste	5,32
Campo Grande	MS	Centro Oeste	5,30
Salvador	BA	Nordeste	5,26
São Luís	MA	Nordeste	5,21
Cuiabá	MT	Centro Oeste	5,09
Palmas	TO	Norte	5,09
Belém	PA	Norte	5,06
Vitória	ES	Sudeste	5,05
Manaus	AM	Norte	4,92
Boa Vista	RR	Norte	4,89
Macapá	AP	Norte	4,86
Porto Alegre	RS	Sul	4,65
Rio de Janeiro	RJ	Sudeste	4,63
Belo Horizonte	MG	Sudeste	4,33
Curitiba	PR	Sul	4,31
Florianópolis	SC	Sul	4,29
São Paulo	SP	Sudeste	3,95

A Tabela 14 sintetiza os valores estatísticos da amostra.

Tabela 14 - Irradiância diária média por região

Região	Média	Máximo	Mínimo	Desvio Padrão
	<i>kWh/m²</i>			
Norte	5,167	5,750	4,860	0,360
Centro Oeste	5,283	5,420	5,090	0,139
Sudeste	4,490	5,050	3,950	0,466
Nordeste	5,611	6,070	5,210	0,307
Sul	4,417	4,650	4,290	0,202
Brasil	4,993	6,070	3,950	

Os dados observados na Tabela 14 mostram que a região Nordeste possui as capitais que, juntas, representam o maior valor médio da amostra, com 5,66 kWh/m². Contudo, conforme observa-se no Quadro 6, a capital com o maior valor absoluto individual – Manaus – com 6,07 kWh/m² de irradiação solar diária, está situada na região Norte. Já a DMU com o menor resultado diário de irradiação – São Paulo – encontra-se na região Sudeste. As capitais do Centro Oeste são as que apresentam a menor dispersão dos índices individuais de suas DMUs, representada pelo menor desvio padrão de 0,139.

Os dados apresentados no Quadro 6 e sintetizados na Tabela 14 foram obtidos por meio de simulações meteorológicas, a partir da base de dados Meteonorm®. Sobre esse aspecto, ressalta-se que o *software* comercial Meteonorm® é um dos mais utilizados para se realizar estimativa de irradiação solar a partir de dados climatológicos.

3.1.2.3 Investimento

Os custos totais de investimento, também conhecido como *Capital Expenditure* (CAPEX) (vide item 2.3.1, Página 29), segundo Boomsma, Meade e Fleten (2012), é uma importante fonte de incerteza para o investidor em fontes de energia Renovável. Isto porque os projetos de ER são intensivos em capital, mais que o de outros projetos. Além de apropriada para análise de eficiência em nosso trabalho, que avalia as condições para inserção da energia solar no Brasil, sob o ponto de vista de incentivos econômicos financeiros, vários autores fizeram uso desta variável, tais como: Sarica e Or (2007), Sueyoshi, Goto e Ueno (2010), Eder e Mahlberg (2018), Saglam (2017b), Ederer (2015), Lee *et al.* (2012), Lee *et al.* (2014), Lins *et al.* (2012), Thakur, Deshmukh e kaushik (2006), Wang *et al.* (2007) e Barros (2008).

Este trabalho utiliza os custos de investimento, como variável *input*, denominada investimento. Esta é uma variável com viés econômico-financeiro e a diminuição em seu valor

(mantendo demais fatores inalterados) indica impacto positivo na eficiência da DMU, sendo portanto, do tipo quanto “menor-melhor”. O resumo dos valores obtidos para o investimento total de cada DMU, nos 3 cenários, é apresentado na Tabela 15.

Tabela 15 - Resumo de Investimentos nos 3 cenários

Capital	Investimento Total (R\$)			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	
DMU1	Natal	89.550	89.550	80.595
DMU2	João Pessoa	90.900	90.900	81.810
DMU3	Teresina	94.050	94.050	84.645
DMU4	Rio Branco	94.500	94.500	85.050
DMU5	Recife	94.950	94.950	85.455
DMU6	Porto Velho	97.200	97.200	87.480
DMU7	Fortaleza	97.650	97.650	87.885
DMU8	Maceió	99.000	99.000	89.100
DMU9	Goiânia	100.350	100.350	90.315
DMU10	Aracaju	101.250	101.250	91.125
DMU11	Brasília	102.150	102.150	91.935
DMU12	Campo Grande	102.600	102.600	92.340
DMU13	Salvador	103.500	103.500	93.150
DMU14	São Luís	104.400	104.400	93.960
DMU15	Cuiabá	106.650	106.650	95.985
DMU16	Palmas	106.650	106.650	95.985
DMU17	Vitória	107.550	107.550	96.795
DMU18	Belém	107.550	107.550	96.795
DMU19	Manaus	110.700	110.700	99.630
DMU20	Boa Vista	111.150	111.150	100.035
DMU21	Macapá	112.050	112.050	100.845
DMU22	Porto Alegre	117.000	117.000	105.300
DMU23	Rio de Janeiro	117.450	117.450	105.705
DMU24	Belo Horizonte	125.550	125.550	112.995
DMU25	Curitiba	126.000	126.000	113.400
DMU26	Florianópolis	126.900	126.900	114.210
DMU27	São Paulo	137.700	137.700	123.930

3.1.2.4 Valor Presente Líquido (VPL)

A variável output escolhida foi o Valor Presente Líquido (VPL) um resultado econômico. Assim fez Qolipour *et al.* (2016) que declara ser este indicador para análise econômico-financeira mais recomendado para uso em projetos de ER (ERTURK, 2012; LI, LU e WU, 2013).

O VPL indica o valor presente de fluxos futuros de pagamentos, sendo esses formados pela diferença entre entradas e saídas de caixa, submetidos a uma taxa de desconto (PETKOVIC *et al.*, 2016). Para cálculo do VPL, como já defendido no item 2.2, será adotado o método CAPM, considerando Fluxo de Caixa do Capital Próprio (do acionista/empresário). A taxa de desconto $i = K_e$, é calculada conforme Quadro 7.

Quadro 7 - Parâmetros de cálculo do Custo do Capital Próprio (descontado inflação)

Parâmetro	Significado	Valor	Fonte
r_f	Taxa Livre de Risco	2,73%	ANEEL (2018c)
r_b	Prêmio do Risco País	3,88%	ANEEL (2018c)
r_m	Prêmio de Risco Mercado	6,64%	ANEEL (2018c)
β	Beta Alavancado	0,43	Equação 3.7
β_d	Beta Desalavancado	1,43	DAMODARAN (2018)
-	Inflação Americana	2,06%	ANEEL (2018c)
D	Parcela do capital de terceiros	70%	Hipótese
E	Parcela do capital próprio	30%	Hipótese
K_e	Capital Próprio	16,13%	Equação 2.12

Uma importante observação a ser destacada, é que nas análises financeiras não foram considerados valores inflacionados ao longo dos períodos. Portanto, foi descontada a taxa de 2,06%, equivalente à taxa de inflação dos EUA, para o valor de K_e .

$$K_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + r_b \quad (2.12)$$

Neste estudo, o beta alavancado foi calculado a partir de um beta desalavancado β_d elencado na tabela de betas setoriais de Damodaran (2018). Na Equação 3.8 é mostrado o cálculo do beta alavancado:

$$\beta = \beta_d \times \left(1 + \frac{D}{E}\right) \quad (3.8)$$

Assim, os resultados financeiros completos dos VPLs de cada DMU da amostra podem ser encontrado nos Apêndices A, B e C, sendo que na presente seção tem-se exemplificado o cálculo da capital de maior VPL no cenário 1 “sem incentivos”, Rio de Janeiro, conforme segue.

No Quadro 8 são apresentados os parâmetros adotados para elaboração do fluxo de caixa do projeto base (DMU Rio de Janeiro).

Quadro 8 - Premissas Técnico-Financeiras (caso base)

Variáveis	Valores	Incidência
Vida útil do projeto	25 anos	-
Perda de Rendimento Placas	2%	Ano 1
Perda de Rendimento Placas	0,80 ao ano	Ano 2 - 25
Aumento de Tarifa	5% ao ano	-
Custos Operacionais	10% das receitas	-
Seguro do Sistema	R\$ 104.000	-
Grau de Alavancagem	70%	-
Taxa de Juros do Financiamento	11,75% ao ano	-
Prazo do Financiamento	6 anos	-

Apresenta-se a seguir, a partir da Tabela 16, os resultados obtidos para Fluxo de Caixa do Acionista do caso base, durante os 25 anos de vida útil do projeto proposto.

A rubrica “Receita” corresponde, em nossa pesquisa, à produção de energia de cada arranjo multiplicada pela tarifa de energia praticada em cada cidade analisada. No entanto, considerou-se uma perda de rendimento dos painéis equivalente a 2,0% no primeiro ano e 0,80% ao longo dos demais anos. De outro lado, considerou-se um incremento de 5,0% ao ano no preço da tarifa fruto das revisões tarifárias.

Tabela 16 - Fluxo de Caixa Acionista (caso base) - até ano 6

Anos	0	1	2	3	4	5	6
Receitas	0	30.509	28.287	35.944	38.356	37.627	36.862
Custo Operação e Manutenção	0	3.051	2.829	3.594	3.836	3.763	3.686
Seguro	4.160	4.160	4.160	4.160	4.160	4.160	4.160
Lucro Antes dos Juros e Impostos (LAJI)	-4.160	23.298	21.298	28.189	30.360	29.704	29.015
Juros	0	11.046	11.046	8.837	6.628	4.418	2.209
Lucro Antes dos Impostos (LAI)	-4.160	12.252	10.252	19.353	23.733	25.286	26.806
Lucro Líquido	-4.160	12.252	10.252	19.353	23.733	25.286	26.806
Amortização	0	0	18.792	18.792	18.792	18.792	18.792
Investimentos	117.450	0	0	0	0	0	0
Liberação de Financiamento	93.960	0	0	0	0	0	0
Fluxo de Caixa	-27.650	12.252	-8.540	561	4.941	6.494	8.014

Nota-se ainda que as variáveis da rubrica “Despesas” são o custo de operação e manutenção e seguro. Refere-se ao custo de operação e manutenção, em que se considerou o valor anual de 10,0% da “Receita”, alinhado com o exposto pelos autores Mcevoy, Markvart e Castaner (2012), dado que, poucos gastos são necessários à manutenção de micrusinas fotovoltaicas conectadas, em geral, associadas a limpeza das placas.

Para a segunda variável do grupo “Despesas” - o Seguro - orçamentos foram solicitados junto à fornecedores de equipamentos fotovoltaicos e chegou-se a um valor médio anual de R\$ 160 multiplicado pela potência de pico do sistema. A soma dessas duas variáveis subtraídas das “Receitas” resultou do Lucro Antes dos Juros e Impostos (LAJI).

A taxa de juros referente a linha de financiamento PROGER Banco do Brasil corresponde à soma de dois componentes, custo financeiro e taxa do BNDES, sendo o primeiro igual a Taxa de Longo Prazo (TLP) e o segundo determinado a partir da negociação entre o BNDES e o cliente, totalizando uma taxa de juros de 11,75% ao ano com carência de 1 ano e prazo de pagamento em 6 anos, conforme observado na Tabela 17.

Tabela 17 - Parcelas do financiamento proposto

Anos	0	1	2	3	4	5	6
Saldo Devedor (R\$)	82.215	82.215	65.772	49.329	32.886	16.443	0
Amortização (R\$)	-	0	16.443	16.443	16.443	16.443	16.443
Juros (R\$)	-	9.665	9.665	7.732	5.799	3.866	1.933
Prestação (R\$)	-	9.665	26.108	24.175	22.242	20.309	18.376

O valor obtido dos juros foi inserido no Fluxo de Caixa do Acionista em seus respectivos anos e, reduzidos do valor obtido anteriormente no LAJI, resultou no Lucro Antes dos Impostos (LAI). Como o regime tributário adotado corresponde ao Simples Nacional, o Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e as Contribuições Sociais sobre o Lucro Líquido (CSLL) incidem diretamente sobre a Receita, deste modo, a depreciação contábil não diminui a respectiva base de incidência destes tributos e, portanto, não foi considerada na estruturação do fluxo de caixa. Deste modo, o LAI torna-se igual ao Lucro Líquido do presente estudo.

Tabela 18 - Fluxo de Caixa Acionista (caso base) - ano 7 até ano 13

Anos	7	8	9	10	11	12	13
Receitas	47.547	36.183	45.233	45.563	42.282	43.810	49.106
Custo Operação e Manutenção	4.755	3.618	4.523	4.556	4.228	4.381	4.911
Seguro	4.160	4.160	4.160	4.160	4.160	4.160	4.160
Lucro Antes dos Juros e Impostos (LAJI)	38.632	28.404	36.550	36.847	33.894	35.269	40.035
Juros	0	0	0	0	0	0	0
Lucro Antes dos Impostos (LAI)	38.632	28.404	36.550	36.847	33.894	35.269	40.035
Lucro Líquido	38.632	28.404	36.550	36.847	33.894	35.269	40.035
Amortização	0	0	0	0	0	0	0
Investimentos	0	0	0	0	0	2.907	0
Liberação de Financiamento	0	0	0	0	0	0	0
Fluxo de Caixa	38.632	28.404	36.550	36.847	33.894	32.362	40.035

Por fim, quanto aos gastos com investimento, destaca-se que estes também foram estimados com base em orçamentos solicitados a empresas fornecedoras de equipamentos fotovoltaicos. Nota-se também, a necessidade técnica de um inversor adicional no 12º ano (valor de R\$ 2.907,00).

Tabela 19 - Fluxo de Caixa Acionista (caso base) - ano 14 até ano 20

Anos	14	15	16	17	18	19	20
Receitas	48.704	62.901	55.556	67.934	69.512	75.352	59.033
Custo Operação e Manutenção	4.870	6.290	5.556	6.793	6.951	7.535	5.903
Seguro	4.160	4.160	4.160	4.160	4.160	4.160	4.160
Lucro Antes dos Juros e Impostos (LAJI)	39.674	52.451	45.841	56.981	58.400	63.657	48.969
Juros	0	0	0	0	0	0	0
Lucro Antes dos Impostos (LAI)	39.674	52.451	45.841	56.981	58.400	63.657	48.969
Lucro Líquido	39.674	52.451	45.841	56.981	58.400	63.657	48.969
Amortização	0	0	0	0	0	0	0
Investimentos	0	0	0	0	0	0	0
Liberação de Financiamento	0	0	0	0	0	0	0
Fluxo de Caixa	39.674	52.451	45.841	56.981	58.400	63.657	48.969

Tabela 20 - Fluxo de Caixa Acionista (caso base) - ano 21 até ano 25

Anos	21	22	23	24	25
Receitas	65.002	63.759	76.682	77.527	79.423
Custo Operação e Manutenção	6.500	6.376	7.668	7.753	7.942
Seguro	4.160	4.160	4.160	4.160	0
Lucro Antes dos Juros e Impostos (LAJI)	54.342	53.223	64.854	65.614	71.481
Juros	0	0	0	0	0
Lucro Antes dos Impostos (LAI)	54.342	53.223	64.854	65.614	71.481
Lucro Líquido	54.342	53.223	64.854	65.614	71.481
Amortização	0	0	0	0	0
Investimentos	0	0	0	0	0
Liberação de Financiamento	0	0	0	0	0
Fluxo de Caixa	54.342	53.223	64.854	65.614	71.481

Tem-se mostrado na Tabela 21 o resumo dos resultados calculados para o VPL de cada DMU nos 3 cenários do presente estudo.

Tabela 21 - Resumo resultados calculados VPL nos 3 cenários

Capital	VPL (R\$)		
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
DMU1 Natal	59.711	59.711	68.252
DMU2 João Pessoa	95.154	95.154	103.824
DMU3 Teresina	109.971	109.971	118.941
DMU4 Rio Branco	91.319	91.319	100.332
DMU5 Recife	78.495	78.495	87.551
DMU6 Porto Velho	68.967	68.967	78.238
DMU7 Fortaleza	77.919	77.919	87.232
DMU8 Maceió	88.212	88.212	97.654
DMU9 Goiânia	85.624	85.624	95.195
DMU10 Aracaju	71.017	71.017	80.674
DMU11 Brasília	70.518	70.518	80.261
DMU12 Campo Grande	95.725	95.725	105.511
DMU13 Salvador	58.062	58.062	67.901
DMU14 São Luís	106.329	106.329	116.287
DMU15 Cuiabá	106.843	106.843	117.015
DMU16 Palmas	92.100	92.100	102.272
DMU17 Vitória	15.283	65.172	25.541
DMU18 Belém	111.537	111.537	121.795
DMU19 Manaus	47.761	110.373	58.319
DMU20 Boa Vista	34.700	34.700	45.301
DMU21 Macapá	29.171	61.776	35.566
DMU22 Porto Alegre	75.937	75.937	87.096
DMU23 Rio de Janeiro	113.800	113.800	125.002
DMU24 Belo Horizonte	60.760	60.760	72.735
DMU25 Curitiba	-19.191	34.145	-7.173
DMU26 Florianópolis	-8.944	30.800	3.159
DMU27 São Paulo	978	978	14.112

3.2 Modelo científico

A segunda fase de implementação do método de modelagem, compreendida pelo modelo científico, será constituído, no presente estudo, pelo cálculo dos níveis de eficiência alcançados pelo processo global proposto, considerando os três modelos explicados no Capítulo 2.1, conforme segue.

Para o modelo DEA CCR orientado a insumo, tem-se a seguinte representação:

$$\theta_k = u_1 Y_{1k}$$

Sujeito a:

$$v_1 X_{1k} + v_2 X_{2k} + v_3 X_{3k} = 1 \quad (3.9)$$

$$(u_1 Y_{1j}) - (v_1 X_{1j} + v_2 X_{2j} + v_3 X_{3j}) \leq 0$$

$$u_j, v_i \geq 0$$

$$j, k = 1, 2, 3, \dots, 27$$

Conforme apresentado na Equação 3.9, característica do nível de eficiência global alcançado pela DMU k – denotado por θ_k – existem 27 DMUs, $j, k = 1, 2, 3, \dots, 27$, que utilizam três insumos, Irradiação, Investimento e Tarifa de Energia para gerar um produto, VPL. Sendo que os multiplicadores dos insumos e produtos das variáveis correspondem a v e u , respectivamente.

Já, a seguinte representação servirá ao modelo DEA BCC orientado a insumo:

$$\theta_k = (u_1 Y_{1k}) + u^*$$

Sujeito a:

$$v_1 X_{1k} + v_2 X_{2k} + v_3 X_{3k} = 1 \quad (3.10)$$

$$[(u_1 Y_{1j}) + u^*] - (v_1 X_{1j} + v_2 X_{2j} + v_3 X_{3j}) \leq 0$$

$$u_j, v_i \geq 0$$

$$j, k = 1, 2, 3, \dots, 27$$

Conforme apresentado na Equação 3.10, característica do nível de eficiência global alcançado pela DMU k – denotado por θ_k – existem 27 DMUs, $j, k = 1, 2, 3, \dots, 27$, que utilizam três insumos, Irradiação, Investimento e Tarifa de Energia

para gerar um produto, VPL. Sendo que os multiplicadores dos insumos e produtos das variáveis correspondem a v e u , respectivamente.

De maneira similar, existem 27 DMUs, $z = 1, 2, \dots, 27$, que utilizam r insumos, $i = 1, 2, \dots, 27$, para produzir s produtos, $j, k = 1, 2, \dots, 27$. Os multiplicadores de ponderação da quantidade $X = 3$ de insumos e $Y = 1$ de produtos são representados por v_i e u_j , respectivamente. A eficiência da DMU k , em análise é denotada por θ_k e, por fim, u^* corresponde a variável adicionada para representar o fator de escala da DMU em análise.

Por fim, o modelo DEA de Supereficiência terá a seguinte formulação:

$$\theta_k = u_1 Y_{1k}$$

Sujeito a:

$$v_1 X_{1k} + v_2 X_{2k} + v_3 X_{3k} = 1 \quad (3.11)$$

$$\left(u_1 Y_{1j} \right) - \left(v_1 X_{1j} + v_2 X_{2j} + v_3 X_{3j} \right) \leq 0, \forall z / z \neq k$$

$$u_j, v_i \geq 0$$

$$j, k = 1, 2, 3, \dots, 27$$

Conforme apresentado na Equação 3.11, característica do nível de eficiência global alcançado pela DMU k – denotado por θ_k – existem 27 DMUs, $j, k = 1, 2, 3, \dots, 27$, que utilizam três insumos, Irradiação, Investimento e Tarifa de Energia para gerar um produto, VPL. Sendo que os multiplicadores dos insumos e produtos das variáveis correspondem a v e u , respectivamente.

Tal que existem n DMUs, $z = 1, 2, \dots, 27$, que utilizam r insumos, $i = 1, 2, \dots, 27$, para produzir s produtos, $j, k = 1, 2, \dots, 27$. Os multiplicadores de ponderação da quantidade X de insumos e Y de produtos são representados por v_i e u_j , respectivamente. E a eficiência da DMU k , em análise é denotada por θ_k .

Foram considerados neste trabalho 27 DMUs, sendo elas as 26 capitais do Brasil mais o Distrito Federal. Fato esse relacionado à característica do presente trabalho estar relacionado a inserção da energia PV no contexto da geração distribuída e, portanto, haver interesse em estar presente próximo aos grandes centros consumidores, tanto em relação a quantidade absoluta de energia consumida, como potencial representado pela população e densidade demográfica de cada capital em seu estado.

3.3 Cenários de Análise

A partir da situação atual do Brasil (que passará a compor o “Cenário 1” do presente estudo), aonde os estados do Amazonas, Amapá, Espírito Santo, Paraná e Santa Catarina não gozam do Convênio ICMS 16/2015, que possui como premissa recolher ICMS somente sobre a energia que for consumida em excesso, propôs-se a simulação de 2 novos cenários, sendo:

Cenário 2: com isenção de ICMS para todos os estados do Brasil;

Cenário 3: com subsídios tarifários para compra / importação de equipamentos e/ou juros menores para financiamento de capital, considerando dessa forma, redução de 10% do capital investido nos cenários anteriores. Conforme exposto por Godoi (2015), o segmento de geração solar fotovoltaica seria mais competitivo, seguindo inclusive o que já existe para a cadeia eólica (isenção de PIS e COFINS dos componentes do sistema), com incentivos por parte do governo federal.

No que se refere aos dados deste trabalho, expostos tanto nos capítulos anteriores quanto nos Apêndices A, B e C, utilizou-se a técnica de consulta a arquivos diversos e cálculos a partir de formulações específicas. O resumo desses dados pode ser visto na Tabela 22.

Esta é uma das técnicas mais adequadas para uma modelagem, sendo que, sua importância está relacionada a possibilidade de obtenção de informações históricas – com maior grau de isenção da percepção e subjetivismo do pesquisador – além de permitir a possibilidade de investigação de processos de mudanças e menores custos (BERTRAND e FRANSOO, 2002; MARTINS *et al.*, 2014).

Tabela 22 - Resumo dados de entrada e saída do modelo

Variável		Cenário 1: Sem incentivos		Cenário 2: Com isenção ICMS		Cenário 3: Com redução investimento	
		Valor	DMU	Valor	DMU	Valor	DMU
Irradiação	<i>Média</i>	5,15	---	5,15	---	5,15	---
	X1	<i>Maior</i>	6,07	<i>Natal</i>	6,07	<i>Natal</i>	<i>Natal</i>
	<i>kWh/m²</i>	<i>Menor</i>	3,95	<i>São Paulo</i>	3,95	<i>São Paulo</i>	<i>São Paulo</i>
Investimento Total	<i>Média</i>	106.850	---	106.850	---	96.165	---
	X2	<i>Maior</i>	137.700	<i>São Paulo</i>	137.700	<i>São Paulo</i>	<i>São Paulo</i>
	<i>R\$</i>	<i>Menor</i>	89.550	<i>Natal</i>	89.550	<i>Natal</i>	<i>Natal</i>
Tarifa de Energia	<i>Média</i>	0,680	---	0,680	---	0,680	---
	X3	<i>Maior</i>	0,846	<i>Rio de Janeiro</i>	0,846	<i>Rio de Janeiro</i>	<i>Rio de Janeiro</i>
	<i>R\$/kWh</i>	<i>Menor</i>	0,551	<i>Boa Vista</i>	0,551	<i>Boa Vista</i>	<i>Boa Vista</i>
VPL	<i>Média</i>	67.324	---	76.146	---	77.355	---
	Y1	<i>Maior</i>	113.800	<i>Rio de Janeiro</i>	113.800	<i>Rio de Janeiro</i>	<i>Rio de Janeiro</i>
	<i>R\$</i>	<i>Menor</i>	-19.191	<i>Curitiba</i>	978	<i>São Paulo</i>	-7.173

4 DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Este capítulo discorre sobre os resultados de implementação do modelo conceitual à técnica DEA, modelos CCR, BCC e de Supereficiência para análise da eficiência de investimentos para inserção da energia solar no Brasil. O capítulo está organizado em 2 seções.

A primeira seção apresenta os resultados apresentados para as 27 DMUs no Cenário 1 (como está regulamentado atualmente). Já na segunda parte, os Cenários 2 (com isenção de ICMS) e Cenário 3 (outros incentivos) são abordados. Por fim, apresentam-se, baseados na análise dos resultados, propostas de incentivos de políticas governamentais para impulsionar a adoção de energia solar no Brasil.

4.1 Cenário 1: Eficiência da inserção de energia fotovoltaica nas condições atuais

Destaca-se a presença da cobrança ICMS para os estados do Amazonas, Paraná, Santa Catarina, Amapá e Espírito Santo, estados em que não se aplicam os benefícios do Convênio ICMS 16/2015, qual seja, há cobrança de ICMS nestes Estados e nos demais não, pelo excesso de energia gerada. Esse cenário passa doravante designado de cenário 1 “sem incentivos”.

➤ Resultados DEA CCR sem incentivos:

Na Tabela 23 é apresentada a estatística descritiva dos desempenhos alcançados pelas capitais do Brasil, a partir da abordagem DEA CCR orientada a insumo

Tabela 23 - Estatística descritiva DEA CCR sem incentivos

	Eficiência	DMU
Média	0,73	-
Máximo	1,00	Belém - Rio de Janeiro - Teresina
Mínimo	0,01	Curitiba
Desvio Padrão	0,29	-

Como pode-se observar a partir dos valores ilustrados na Tabela 23, existe uma distância grande absoluta entre as capitais posicionadas na fronteira de eficiência – eficiência 1,00 – com relação às capitais menos eficientes. Além disso, observa-se um baixo valor geral médio, de 0,73 e um alto valor de desvio padrão de 0,29. A ampla gama de valores posicionados distantes do referido valor de eficiência demonstra, que na conjuntura atual as DMUs apresentam diferentes valores de retornos para investimentos em unidades geradoras de energia solar.

Na Tabela 24 apresenta-se os escores calculados por capital e exposto em 4 faixas de eficiência relativa.

Tabela 24 - Resultados DEA CCR sem incentivos

Faixa Eficiência	Qtidade DMUs	% DMUs na faixa	DMUs	Eficiência
Até 0,50	5	19%	Curitiba	0,01
			Florianópolis	0,10
			São Paulo	0,21
			Vitória	0,31
			Macapá	0,43
Entre 0,51 e 0,79	4	15%	Manaus	0,51
			Boa Vista	0,56
			Belo Horizonte	0,70
			Salvador	0,73
Entre 0,80 e 0,99	15	56%	Brasília	0,80
			Porto Alegre	0,80
			Aracaju	0,80
			Natal	0,81
			Porto Velho	0,82
			Fortaleza	0,86
			Recife	0,87
			Goiânia	0,88
			Maceió	0,89
			Palmas	0,90
			Campo Grande	0,93
			Rio Branco	0,93
			João Pessoa	0,96
			São Luís	0,98
			Cuiabá	0,98
Igual a 1,00	3	11%	Belém	1,00
			Teresina	1,00
			Rio de Janeiro	1,00

Nota-se um grande o número de DMUs situados abaixo do valor médio de 0,79, representando 34% de nossa amostra. Além disso, 19% das mesmas estão dentro faixa de menor eficiência – até 0,50 – com valor mínimo de 0,01 representado por Curitiba. As DMUs com VLP de menor eficiência relativa são Florianópolis, São Paulo, Vitória e Macapá (com índice de eficiência de 0,10, 0,21; 0,31e e 0,43, respectivamente). Pode-se inferir que Curitiba teve o menor valor relativo de VPL de toda a amostra, demonstrando ser o estado que apresenta inviabilidade técnico-econômica para instalação do sistema fotovoltaico.

Das DMUs com escore de eficiência entre 0,51 e 0,79 – destaca-se especialmente a capital Manaus, que, apesar de seus elevados índices de irradiação global e valor de investimento dentro da média e tarifa de energia acima da média, ocupa a 22º posição de eficiência relativa geral.

Ressalta-se que, junto com Curitiba, Vitória, Florianópolis e Macapá, a capital mencionada acima – Manaus – não gozam do benefício da política de isenção do ICMS sobre

o excedente gerado e devolvido a rede elétrica. Isto é uma indicação que o ICMS, onera substancialmente os resultados econômicos e financeiros do sistema, principalmente do VPL, sendo responsável pela ineficiência apresentada pelas DMUs.

As capitais Boa Vista, Belo Horizonte e Salvador também apresentam eficiência na faixa média (entre 0,51 e 0,79).

Na terceira faixa, com resultados maiores que a média, porém ainda não pertencentes a fronteira de eficiência, encontram-se 56% de nossa amostra. Podem ter especial destaque as DMUs Cuiabá, São Luís e João Pessoa, com eficiência próxima do grupo das 3 capitais que apresentam maior índice de eficiência.

As capitais consideradas eficientes, que são as DMUs que determinam a fronteira de eficiência da abordagem DEA CCR, são Teresina, Rio de Janeiro e Belém.

➤ **Resultados DEA BCC sem incentivos:**

Os valores obtidos com a abordagem DEA BCC orientada a insumo, qual seja considerado retorno de escala, são segmentados em 3 faixas, conforme Tabela 25.

As 3 capitais eficientes – Belém, Rio de Janeiro e Teresina (11% da amostra) apresentam fatores constantes, com respectivos fatores de escala igual a zero. Ressalta-se ainda a inexistência de retornos de escala decrescentes, reforçando com isso, a constatação do impacto positivo dos elevados índices de irradiação global média possuem sobre a eficiência relativa das DMUs.

Tabela 25 - Resultados DEA BCC sem incentivos

Eficiência BCC	Retorno de Escala	Qtidade DMUs	% DMUs na faixa	DMUs	Eficiência
Menor que 1,00	Crescente	3	11%	Manaus	0,9990
				Aracaju	0,9991
				Macapá	0,9992
Igual a 1,00	Constante	3	11%	Teresina	1,00
				Rio de Janeiro	
				Belém	
				Maceió	
				Florianópolis	
				Rio Branco	
				João Pessoa	
				Recife	
				Campo Grande	
				São Luís	
				Natal	
				Porto Velho	
				Fortaleza	
				Goiânia	
				Cuiabá	
Igual a 1,00	Crescente	21	78%	Palmas	1,00
				Vitória	
				Porto Alegre	
				Belo Horizonte	
				Curitiba	
				Brasília	
				Salvador	
				Boa Vista	
				São Paulo	

➤ **Resultados DEA CCR de Supereficiência sem incentivos:**

Os resultados da Tabela 26 foram obtidos do modelo DEA CCR de Supereficiência orientada a insumo. Pretende-se avaliar a extrapolação das DMUs com relação a fronteira de eficiência, permitindo o ranqueamento completo da amostra de DMUs.

Tabela 26 - Resultados DEA CCR de Supereficiência sem incentivos

Faixa Eficiência	Qtidade DMUs	DMUs	Eficiência
Maior que 1,00	3	Belém	1,0001
		Teresina	1,1003
		Rio de Janeiro	1,1118

Destaca-se a DMU Rio de Janeiro na 1ª colocação em termos eficiência relativa. Esta é a DMU com maior tarifa de energia de toda a amostra, impactando positivamente o resultado do seu VPL. Na 2ª posição, Teresina, possui um dos maiores índices de irradiação global. Em

seguida, na 3º colocação e fechando a faixa das capitais eficientes, encontra-se Belém, com bons índices médios de irradiação, tarifa e de investimento.

4.2 Propostas de incentivos sobre cenário atual da eficiência de inserção da energia fotovoltaica

Nesta seção discorre-se sobre os resultados obtidos por meio da simulação de implantação de propostas de alterações de variáveis técnico-econômicas, bem como das políticas governamentais, com intuito de melhorar a eficiência relativa geral das DMUs.

Na primeira parte, realizou-se uma análise de sensibilidade com intuito de identificar os parâmetros de entrada mais relevantes para os resultados do VPL de cada DMU, em seguida, nas segundas e terceiras etapas desta seção, discorreu-se sobre os dois novos cenários de propostos, sendo o cenário 2 relativo aos impactos gerais da extensão do benefício da isenção da cobrança do ICMS para a totalidade dos estados da federação e, o cenário 3, relativo ao fator mais impactante a ser trabalhado conforme análise de sensibilidade que segue.

4.2.1 Análise de Sensibilidade

Assim como realizado em estudos técnicos financeiros, propôs-se nesta seção avaliar o impacto no resultado de *output* – o VPL – simulando diferentes condições dos *inputs* – Irradiação, Tarifa de Energia e Investimento. Adicionou-se também a Taxa de Juros neste exercício. O intuito geral é de se determinar qual dentre elas é mais impactante para o resultado diante de sua alteração, de modo a permitir análises sobre alternativas possíveis para maximizar as eficiências relativas das DMUs da amostra.

Para tanto, optou-se por utilizar-se os dados do Rio de Janeiro, Salvador e Curitiba, capitais que obtiveram, respectivamente, o valor máximo, médio e mínimo de eficiência relativa no modelo DEA CCR orientado a insumo com dados real do cenário atual no Brasil – “sem incentivos” – conforme Figura 25, Figura 26 e Figura 27.

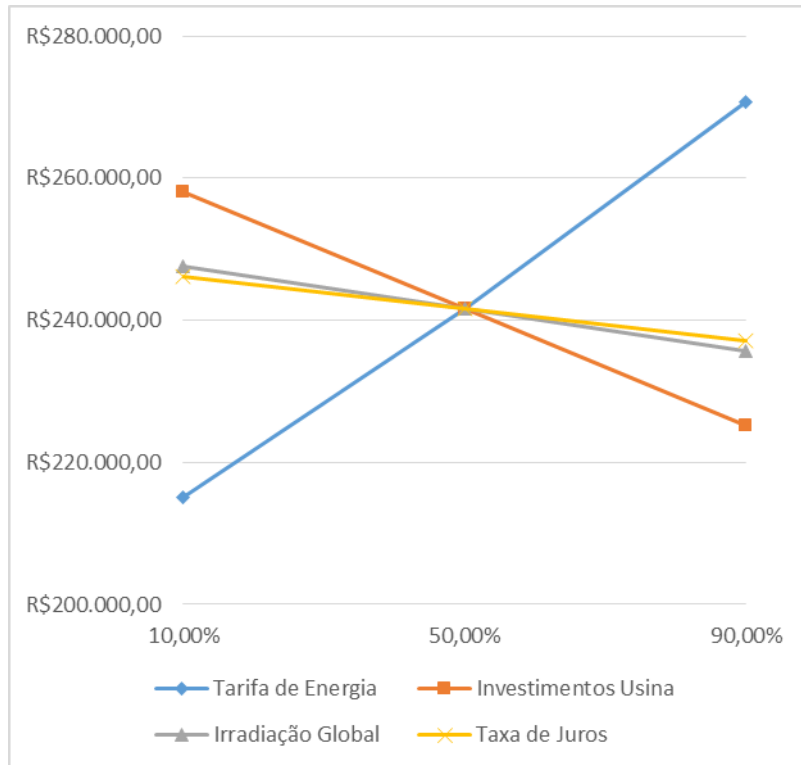


Figura 25 - Análise Sensibilidade VPL - Rio de Janeiro

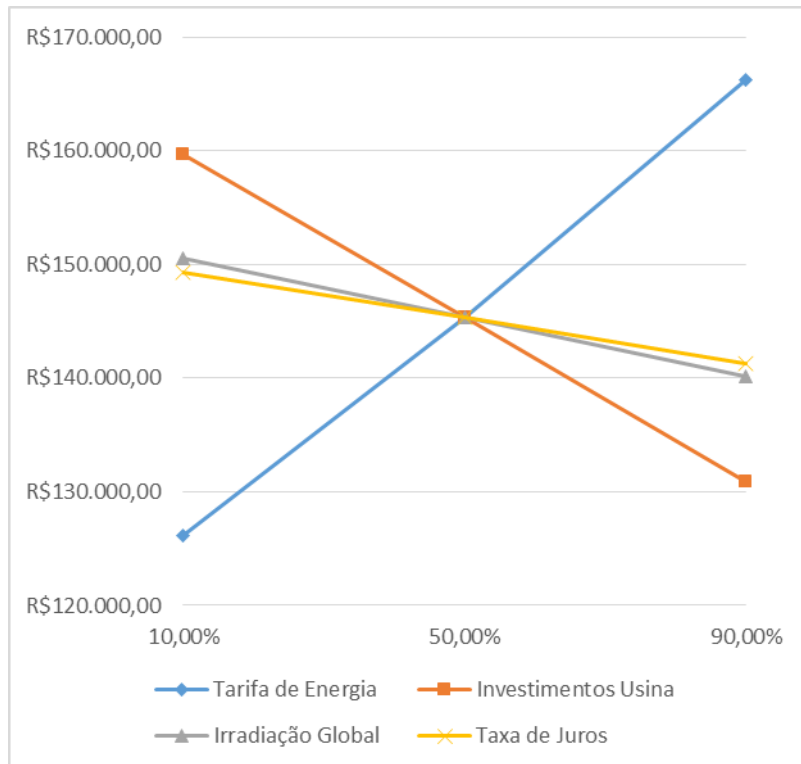


Figura 26 - Análise Sensibilidade VPL - Salvador

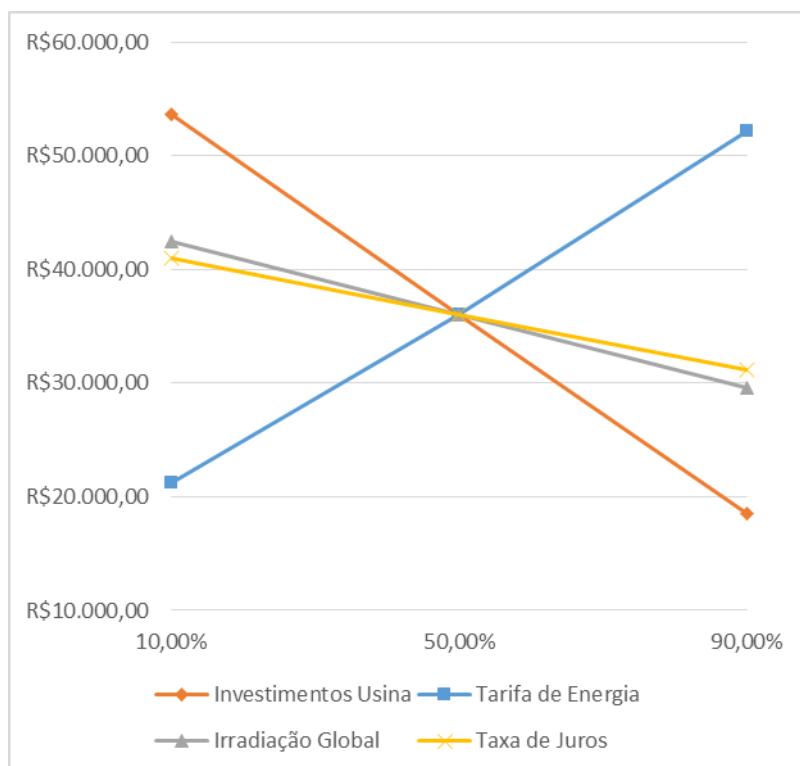


Figura 27 - Análise Sensibilidade VPL - Curitiba

Nota-se a partir dos gráficos de análise de sensibilidade expressos pela Figura 25, Figura 26 e Figura 27, que, independente do resultado da eficiência relativa e do posicionamento da DMU no ranqueamento geral da amostra, os fatores que são mais sensíveis no resultado do VPL são os que possuem maior variação vertical (conforme item 2.2.1), ou seja, no caso do presente estudo, “Tarifa de Energia” e “Investimento”. Isto significa que uma mesma variação destas variáveis (que seja positiva ou negativa) tem maior influência sobre o resultado do VPL.

Considerando que as variáveis “Investimento” e “tarifa” são as mais influentes na eficiência do VLP para análise de viabilidade técnica e econômica para inserção de energia fotovoltaica na matriz energética brasileira, são analisadas as variações nestes fatores em dois Cenários. O primeiro supõe-se isenção de ICMS em todas as DMUs. O segundo cenário propõe redução de 10% no montante de investimento usina. Estas condições são colocadas para potencializar a inserção de energia limpa na matriz brasileira.

4.2.2 Cenário 2: Resultados com isenção ICMS

Parte-se da premissa que, a adoção de medidas de isenção de impostos com consequente redução no montante necessário para investimentos, tem a vantagem de movimentar a economia, além de incentivar empreendimentos para adoção de energia solar (SOUZA e CAVALCANTE, 2016).

Os resultados obtidos com aplicação do Convênio ICMS 16/2015 em toda nossa amostra (incluindo, portanto, as 5 capitais que atualmente não gozam do benefício, quais sejam – Vitória, Florianópolis, Macapá, Curitiba e Manaus) nos modelos CCR, BCC e de supereficiência caracteriza o Cenário 2, designado cenário “com isenção ICMS”.

Souza e Cavalcante (2016) indicam que esta é uma política governamental considerada simples, já realizada em 82% dos estados do Brasil e eficaz para o retorno financeiro do consumidor e incentivo para a inserção da energia PV na matriz energética nacional e constitui um apoio complementar à geração distribuída.

➤ **Resultados DEA CCR com isenção ICMS:**

Adotando-se a abordagem DEA CCR orientada a insumo, com não retenção do ICMS sobre o excedente produzido para a totalidade da amostra de DMUs, obteve-se valores de eficiência relativa, cuja síntese é apresentada na Tabela 27, com dados de estatística descritiva das eficiências relativas alcançadas das DMUs.

Tabela 27 - Estatística descritiva DEA CCR com isenção ICMS

	Eficiência	DMU
Média	0,75	-
Máximo	1,00	Teresina - Rio de Janeiro
Mínimo	0,01	São Paulo
Desvio Padrão	0,24	-

Os resultados e dados estatísticos obtidos neste cenário 2 indicam um aumento de 3% da média geral dos índices de eficiência, passando de 0,73 na condição cenário 1 “sem incentivos” para 0,75 na presente condição cenário 2 “com isenção ICMS”. Agrega-se ainda que o valor mínimo, antes representado pelos 0,01 da capital Curitiba, passa a 0,01 agora em São Paulo. Desta feita, individualmente, nota-se que a Curitiba obteve vantagem em termos de eficiência relativa com isenção de ICMS. A eficiência relativa da DMU São Paulo continua baixa, podendo ser atribuída ao fato de possuir o menor índice de irradiação global, o maior valor de investimento e um valor de tarifa de energia abaixo da média dentre as capitais estudadas. Este último fator pode justificar seu decréscimo neste cenário de isenção do ICMS, quando a condição é igual para toda a amostra.

Nota-se ainda que o desvio padrão da amostra observada, passou de 0,29 – sem incentivos – a 0,24 com o advento da isenção do ICMS. Fato esse que demonstra a condição favorável no sentido da extensão da referida política pública a todos os estados do Brasil, pois diminui, de maneira geral, a lacuna entre os valores máximos e mínimos.

Na Tabela 28 apresentam-se os resultados da análise do Cenário 2, CCR, expostos em 4 faixas de eficiência relativa. O número de DMUs situados abaixo da faixa até 0,50 diminuiu de 19% para 15% entre o Cenário 1 e 2, respectivamente, obedecendo ao Convênio ICMS 16/2015 e estendendo a isenção do ICMS para toda amostra.

Ainda, observa-se que dentre as 5 capitais com índices abaixo de 0,50 no cenário 1 “sem incentivos”, quais sejam, São Paulo, Curitiba, Florianópolis, Vitória e Macapá, 2 delas migram de faixa – Macapá e Vitória – dando lugar a capital Boa Vista que neste cenário passou a menor faixa. Nota-se também que Natal, Brasília, Aracajú, Porto Alegre e Porto Velho desceram de faixa, estando neste cenário entre 0,51 e 0,79.

Já na faixa superior, houve a migração de faixa da DMU Belém, passando a não ser mais tida como eficiente e se posicionando na faixa intermediária entre 0,80 e 0,99.

Tabela 28 - Resultados DEA CCR com isenção ICMS

Faixa Eficiência	Qtidade DMUs	% DMUs na faixa	DMUs	Eficiência
Até 0,50	4	15%	São Paulo	0,01
			Florianópolis	0,35
			Curitiba	0,38
			Boa Vista	0,42
Entre 0,51 e 0,79	9	33%	Belo Horizonte	0,62
			Salvador	0,64
			Macapá	0,64
			Vitória	0,68
			Natal	0,72
			Brasília	0,74
			Aracaju	0,74
			Porto Alegre	0,75
			Porto Velho	0,75
Entre 0,80 e 0,99	12	44%	Fortaleza	0,81
			Recife	0,82
			Goiânia	0,84
			Maceió	0,86
			Palmas	0,88
			Rio Branco	0,90
			Campo Grande	0,90
			João Pessoa	0,94
			São Luís	0,97
			Cuiabá	0,97
			Manaus	0,99
			Belém	0,99
Igual a 1,00	2	7%	Rio de Janeiro	1,00
			Teresina	1,00

➤ **Resultados DEA BCC com isenção ICMS:**

A partir da abordagem DEA BCC orientada a insumo, obteve-se a Tabela 29, tendo as 27 DMUs sido segmentadas em 3 faixas com relação às suas eficiências relativas e retornos de escala. Analisando-se a mesma, percebe-se uma alteração na matriz de 3 DMUS – Maceió, Manaus e Belém – sendo representada pela saída de Manaus da faixa de eficiência e retorno de escala – menor que 1,00 e crescente – para a faixa de retorno de escala também crescente, porém com eficiência agora igual a 1,00. A capital Maceió foi quem substituiu Manaus na faixa menor que 1,00 e crescente.

Também, Belém deixou a faixa igual a 1,00 e constante para também se juntar a Manaus na faixa igual a 1,00 e crescente. Diante disso, essa última faixa – eficiência igual a 1,00 e retorno crescente – passa a ter 81% do total de DMUs, contra os 78% da simulação anterior, “sem incentivo”.

Tabela 29 - Resultados DEA BCC com isenção ICMS

Eficiência BCC	Retorno de Escala	Qtidade DMUs	% DMUs na faixa	DMUs	Eficiência
Menor que 1,00	Crescente	3	11%	Aracaju	0,9991
				Macapá	0,9994
				Maceió	0,9997
Igual a 1,00	Constante	2	7%	Teresina	1,00
				Rio de Janeiro	
Igual a 1,00	Crescente	22	81%	Florianópolis	1,00
				Recife	
				Rio Branco	
				Vitória	
				Manaus	
				Boa Vista	
				Natal	
				João Pessoa	
				Fortaleza	
				Brasília	
				Belém	
				Porto Velho	
				Goiânia	
				Campo Grande	
				Salvador	
São Luís					
Cuiabá					
Palmas					
Porto Alegre					
Belo Horizonte					
Curitiba					
São Paulo					

➤ **Resultados DEA CCR de Supereficiência com isenção ICMS:**

A Tabela 30 mostra os resultados das capitais tida como eficientes e presentes na fronteira de eficiência, pela abordagem DEA CCR de Supereficiência orientada a insumo.

Tabela 30 - Resultados DEA CCR de Supereficiência com isenção ICMS

Faixa Eficiência	Qtidade DMUs	DMUs	Eficiência
Maior que 1,00	2	Rio de Janeiro	1,0956
		Teresina	1,1194

A capital Belém saiu da faixa das DMUs eficientes e houve alteração no ranqueamento das 1º e 2º colocadas. Rio de Janeiro passou para a segunda colocação tendo sua eficiência passado de 1,1118 para 1,0956 e Teresina passou a ser a primeira colocada, tendo sua eficiência relativa passado de 1,1003 para 1,1194, principalmente da alteração dos dados de entrada geral das DMUs do modelo, não representando efetivamente, grande significância no resultado específico da DMU.

Com intuito de mostrar as alterações de posições do ranqueamento geral das DMUs nos dois cenários – 1 “sem incentivos” e 2 “com isenção ICMS” – construiu-se a Tabela 31. Ela mostra o impacto nas capitais que não se beneficiam do Convênio ICMS 16/2015, quais sejam Manaus, Curitiba, Vitória, Florianópolis e Macapá.

Tabela 31 - Ranqueamento DMUs cenários sem incentivos e com isenção ICMS

Cenário 1: Sem incentivos			Cenário 2: Com isenção ICMS		
DMU	Eficiência	#	DMU	Eficiência	#
Rio de Janeiro	1,11	1	Teresina	1,12	1
Teresina	1,10	2	Rio de Janeiro	1,10	2
Belém	1,00	3	Belém	1,00	3
Cuiabá	0,98	4	Manaus	0,99	4
São Luís	0,98	5	Cuiabá	0,97	5
João Pessoa	0,96	6	São Luís	0,97	6
Rio Branco	0,93	7	João Pessoa	0,94	7
Campo Grande	0,93	8	Campo Grande	0,90	8
Palmas	0,90	9	Rio Branco	0,90	9
Maceió	0,89	10	Palmas	0,88	10
Goiânia	0,88	11	Maceió	0,86	11
Recife	0,87	12	Goiânia	0,84	12
Fortaleza	0,86	13	Recife	0,82	13
Porto Velho	0,82	14	Fortaleza	0,81	14
Natal	0,81	15	Porto Velho	0,75	15
Aracaju	0,80	16	Porto Alegre	0,75	16
Porto Alegre	0,80	17	Aracaju	0,74	17
Brasília	0,80	18	Brasília	0,74	18
Salvador	0,73	19	Natal	0,72	19
Belo Horizonte	0,70	20	Vitória	0,68	20
Boa Vista	0,56	21	Macapá	0,64	21
Manaus	0,51	22	Salvador	0,64	22
Macapá	0,43	23	Belo Horizonte	0,62	23
Vitória	0,31	24	Boa Vista	0,42	24
São Paulo	0,21	25	Curitiba	0,38	25
Florianópolis	0,10	26	Florianópolis	0,35	26
Curitiba	0,01	27	São Paulo	0,01	27

Observa-se, pelo ranqueamento das DMUs e pelo ganho de eficiência relativa (Tabela 32), que estas 5 capitais melhoraram sua performance em 129% em termos de eficiência relativa no Cenário 2, relativamente ao que apresentam no cenário 1. Curitiba, deslocou-se da 27º para a 25º colocação, tendo seu score de eficiência aumentado de 0,01 para 0,38. Como representa o maior incremento relativo, foi retirada da análise da média de eficiência, por ser tratado como um *outlier*. Já Florianópolis, apesar de continuar na mesma posição, teve seu desempenho relativo melhorado em 252%, tendo sua eficiência atingido 0,35. A capital Vitória, por sua vez, ganhou 4 posições, tendo obtido a 24º posição e 0,68 de eficiência, contra os 0,31 da simulação anterior.

Destaque especial deu-se a Manaus, que, tendo incrementado sua eficiência em 93%, com índice de 0,990, saltou da 22º colocação no Cenário 1 para se tornar a 4º colocada, atrás apenas de Rio de Janeiro, Belém e Teresina no Cenário 2. O fato de Manaus possuir valores médios para irradiação e investimento, assim como uma tarifa de energia acima da média,

fizeram que o relaxamento da condição de oneração do ICMS trouxesse um ganho substancial sobre o VPL e consequentemente sobre o resultado geral da eficiência da referida DMU.

Tabela 32 - Incremento da eficiência das capitais atualmente sem convênio ICMS

DMU	Eficiência Cenário 1	#	Eficiência Cenário 2	#	Incremento
Manaus	0,513	22	0,990	4	93%
Macapá	0,430	23	0,645	21	50%
Vitória	0,305	24	0,678	20	122%
Florianópolis	0,099	26	0,349	26	252%
Curitiba	0,010	27	0,383	25	-
Incremento médio da amostra					129%

As demais capitais, não tiveram mudanças significativas em seu escore, ou mesmo não tiveram alteração alguma nos mesmos, tendo sido apenas impactadas pelas movimentações das DMUs citadas anteriormente e consequentemente suas posições ligeiramente alteradas no ranqueamento global.

4.2.3 Cenário 3: Resultados com redução do investimento

A redução de 10% sobre o valor total de investimento de cada DMU passa a caracterizar o terceiro cenário - cenário 3 “com redução investimento”.

A Tabela 33 apresenta a síntese dos resultados deste cenário da redução da variável “Investimento Usina”, com dados da estatística descritiva das eficiências relativas, adotando-se a abordagem DEA CCR orientada a insumo. Observa-se aumento de 7% na média geral dos índices de eficiência, passando de 0,73 a 0,78 e o desvio padrão passou de 0,29 – sem incentivos – a 0,25 com redução do investimento. O valor mínimo, da capital Curitiba, passa de 0,01 para 0,16.

Tabela 33 - Estatística descritiva DEA CCR com redução investimento

	Eficiência	DMU
Média	0,78	-
Máximo	1,00	Rio de Janeiro - Teresina
Mínimo	0,16	Curitiba
Desvio Padrão	0,25	-

A Tabela 34 apresenta os resultados do cenário 3, expostos nas mesmas 4 faixas de eficiência relativa dos cenários anteriores.

Tabela 34 - Resultados DEA de Supereficiência com redução investimento

Faixa Eficiência	Qtidade DMUs	% DMUs na faixa	DMUs	Eficiência
Até 0,50	5	19%	Curitiba	0,16
			Florianópolis	0,25
			São Paulo	0,38
			Vitória	0,41
			Macapá	0,49
Entre 0,51 e 0,79	4	15%	Manaus	0,57
			Boa Vista	0,66
			Belo Horizonte	0,76
			Salvador	0,79
Entre 0,80 e 0,99	15	56%	Brasília	0,84
			Porto Alegre	0,84
			Aracaju	0,85
			Porto Velho	0,86
			Natal	0,86
			Fortaleza	0,89
			Goiânia	0,90
			Recife	0,90
			Maceió	0,92
			Palmas	0,92
			Campo Grande	0,94
			Rio Branco	0,95
			João Pessoa	0,98
São Luís	0,98			
Cuiabá	0,99			
Igual a 1,00	3	11%	Belém	1,00
			Teresina	1,09
			Rio de Janeiro	1,12

Nota-se que o número de DMUs com índices de eficiência relativa abaixo de 0,79 diminuiu de 34% para 26% , seguindo o ocorrido com o cenário 2 “com isenção ICMS”, relativamente ao cenário 1. Porém, destaca-se uma diferença nestas mudanças. Diferente do ocorrido no cenário 2 “com isenção ICMS”, as capitais Curitiba, Florianópolis e Vitória continuaram na pior faixa – até 0,50. As capitais Belo Horizonte e Salvador saltaram para a faixa – entre 0,80 e 1,00 – tendo as demais capitais permanecidas em suas faixas no cenário 3 “com redução investimento” com relação ao cenário 1 “sem incentivos”.

Com intuito de estudar os maiores impactos da redução do valor total do investimento sobre a eficiência relativa de cada DMU, construiu-se a Tabela 35.

Tabela 35 - Comparação eficiência sem incentivos e com redução investimento

DMU	Eficiência Cenário 1	#	Eficiência Cenário 3	#	Incremento
Salvador	0,73	19	0,79	19	8%
Belo Horizonte	0,70	20	0,76	20	9%
Manaus	0,51	22	0,57	22	11%
Macapá	0,43	23	0,49	23	14%
Boa Vista	0,56	21	0,66	21	18%
Vitória	0,31	24	0,41	24	34%
São Paulo	0,21	25	0,38	25	78%
Florianópolis	0,10	26	0,25	26	155%
Incremento médio da amostra					41%

A partir do exposto na Tabela 35 observa-se que as DMUs com menor valor de eficiência relativa, em sua maioria, foram as mais afetadas positivamente pela ação de redução 10% de investimento no Cenário 3, obtendo em média uma performance 41% melhor em termos de eficiência relativa, comparado ao cenário 1 “sem incentivos”. Iniciando por Salvador, que passou de 0,73 para 0,709 e Belo Horizonte que passou de 0,70 para 0,76. Em seguida teve-se a parcela das capitais com aumento de eficiência relativa individual maior que os 10% de redução no valor do investimento. A 2ª DMU que mais se beneficiou da redução do montante a ser investido foi São Paulo, auferindo incremento de 78% em seu resultado. Encerra-se a lista das maiores favorecidas com a capital de pior valor absoluto de eficiência, Florianópolis, que passou de 0,10 a 0,25 representando aumento de 155%.

A redução de 10% no montante de investimento pode se dar por meio de subsídios pela isenção de impostos seja para fabricação de componentes localmente, ou redução dos impostos de importação. Esta redução aumentaria a vantagem relativa do VPL, representariam uma vantagem competitiva média de 7%.

A tabela 36 norteia a comparação dos resultados do ranqueamento geral das capitais nos 3 cenários propostos. Observa-se que a classificação das DMUs permanecem iguais nos cenários 1 e 3 (com incentivo para redução de investimento). Já a isenção do ICMS para o excedente da energia gerada, favorece especialmente as DMUs que não se valem do Convênio ICMS 16/2015.

Tabela 36 - Ranqueamento DMUs nos 3 cenários

Cenário 1: Sem incentivos			Cenário 2: Com isenção ICMS			Cenário 3: Com redução investimento		
DMU	Eficiência	#	DMU	Eficiência	#	DMU	Eficiência	#
Rio de Janeiro	1,11	1	Teresina	1,12	1	Rio de Janeiro	1,12	1
Teresina	1,10	2	Rio de Janeiro	1,10	2	Teresina	1,09	2
Belém	1,00	3	Belém	1,00	3	Belém	1,00	3
Cuiabá	0,98	4	Manaus	0,99	4	Cuiabá	0,99	4
São Luís	0,98	5	Cuiabá	0,97	5	São Luís	0,98	5
João Pessoa	0,96	6	São Luís	0,97	6	João Pessoa	0,98	6
Rio Branco	0,93	7	João Pessoa	0,94	7	Rio Branco	0,95	7
Campo Grande	0,93	8	Campo Grande	0,90	8	Campo Grande	0,94	8
Palmas	0,90	9	Rio Branco	0,90	9	Palmas	0,92	9
Maceió	0,89	10	Palmas	0,88	10	Maceió	0,92	10
Goiânia	0,88	11	Maceió	0,86	11	Recife	0,90	11
Recife	0,87	12	Goiânia	0,84	12	Goiânia	0,90	12
Fortaleza	0,86	13	Recife	0,82	13	Fortaleza	0,89	13
Porto Velho	0,82	14	Fortaleza	0,81	14	Natal	0,86	14
Natal	0,81	15	Porto Velho	0,75	15	Porto Velho	0,86	15
Aracaju	0,80	16	Porto Alegre	0,75	16	Aracaju	0,85	16
Porto Alegre	0,80	17	Aracaju	0,74	17	Porto Alegre	0,84	17
Brasília	0,80	18	Brasília	0,74	18	Brasília	0,84	18
Salvador	0,73	19	Natal	0,72	19	Salvador	0,79	19
Belo Horizonte	0,70	20	Vitória	0,68	20	Belo Horizonte	0,76	20
Boa Vista	0,56	21	Macapá	0,64	21	Boa Vista	0,66	21
Manaus	0,51	22	Salvador	0,64	22	Manaus	0,57	22
Macapá	0,43	23	Belo Horizonte	0,62	23	Macapá	0,49	23
Vitória	0,31	24	Boa Vista	0,42	24	Vitória	0,41	24
São Paulo	0,21	25	Curitiba	0,38	25	São Paulo	0,38	25
Florianópolis	0,10	26	Florianópolis	0,35	26	Florianópolis	0,25	26
Curitiba	0,01	27	São Paulo	0,01	27	Curitiba	0,16	27

Ainda, quando se compara os 3 cenários, conforme Tabela 37, nota-se que as médias de eficiência relativas geral das amostras são maiores no cenário 2 e 3, bem como os desvios padrões são menores. Pode-se alcançar maiores valores individuais de eficiência, bem como pode-se ter menores valores mínimos. Tais dados, fortalecem os cenários aqui propostos sobre a discussão das benfeitorias possíveis com advento de políticas públicas de redução de impostos.

Tabela 37 - Resultados estatísticos eficiência nos 3 cenários

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Média	0,740	0,762	0,789
Desvio Padrão	0,296	0,247	0,251
Máximo <i>DMU</i>	1,112 (Rio de Janeiro)	1,119 (Teresina)	1,117 (Rio de Janeiro)
Mínimo <i>DMU</i>	0,010 (Curitiba)	0,012 (São Paulo)	0,163 (Curitiba)

5 CONCLUSÕES

Estruturou-se esse capítulo de modo a consolidar as principais contribuições geradas a partir dos resultados obtidos com a aplicação da análise envoltória de dados para determinação da eficiência relativa de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no contexto da geração distribuída no Brasil.

Neste sentido, as conclusões aqui contidas podem ser utilizadas como ferramenta de informação, tanto para investidores e consumidores em geral, quanto para formuladores de políticas públicas governamentais, na medida que se efetua um diagnóstico atual do desempenho das capitais do País em um importante contexto – busca de alternativas, limpas e e viáveis, para a geração de energia elétrica.

Destaca-se ainda que esta etapa encerra o ciclo de implementação do método de pesquisa estruturado, como descrito por Mitroff *et al.* (1974), no contexto deste estudo. Ainda, com a finalidade de realizar sugestões de pesquisas futuras a serem desenvolvidas, ao fim deste capítulo, uma última seção é inserida.

5.1 Conclusões Gerais e Principais Contribuições do Trabalho

A presente dissertação foi pautada com o objetivo geral de avaliar a eficiência de inserção da energia fotovoltaica no Brasil por meio de sistemas conectados à rede e instalados nas 26 Capitais Brasileiras e no Distrito Federal. Esta escolha foi devido a estas cidades serem as grandes concentradoras de riqueza e conseqüentemente da demanda de energia elétrica, no contexto na geração distribuída a partir da geração solar PV.

De uma forma mais específica, a partir dos dados obtidos e calculados conforme apresentados a partir da elaboração do modelo deste trabalho, foram discriminadas quais DMUs apresentam condições mais favoráveis uma em relação as outras. A partir da detecção das ineficiências e de quais fatores mais contribuía para tal, propôs-se cenários de otimização para torná-las mais eficientes.

Pela revisão bibliográfica sobre o tema, em especial para o Brasil, constatou-se que, apesar do escopo do trabalho (energia solar PV) e da ferramenta utilizada serem bastantes observadas na amostra dos artigos pesquisados, há ainda uma carência de trabalhos científicos que abordam a conjugação da técnica DEA para análise do potencial de inserção de sistemas fotovoltaicos no Brasil, diferente do quem vem acontecendo em países desenvolvidos, sendo, portanto, um dos elementos motivacionais desta pesquisa.

Para tanto, fundamentou-se a exposição teórica da técnica de análise de eficiência empregada – qual seja, a Análise Envoltória de Dados – em alguma de suas diferentes abordagens – Modelo DEA CCR, Modelo DEA BCC e Modelo DEA de Supereficiência – todas elas orientadas a insumo. Tais perspectivas concebem um entendimento do instrumental, e dos resultados, de análise de eficiência das DMUs da análise, inclusive, a realidade brasileira neste contexto teórico.

Em seguida, estruturou-se a fundamentação técnica com respeito a energia solar PV e, de maneira complementar, descrevendo o ambiente de regulamentação desta fonte no Brasil. Tal percurso foi de extrema valia na medida em que permitiu identificar alguns pontos fundamentais sobre o tema, dentre eles a ausência de organização e de verdadeiros incentivos governamentais para a tecnologia, que pudessem fomentar a proliferação de sistemas fotovoltaicos no contexto da geração distribuída.

Deste modo, o método de pesquisa utilizado permitiu a definição de variáveis insumos e produtos representativas e relevantes para o retorno financeiro de microusinas. O modelo conceitual levou à análise da eficiência relativa das DMUs da amostra, permitindo ainda a identificação das causas de ineficiência e a possibilidade de interferir sobre elas.

A partir dos cenários elaborados foi possível identificar que as 5 capitais que hoje não estão inseridas no benefício do ICMS instituído pelo Convênio ICMS 16/2015 – quais sejam, Macapá, Vitória, Florianópolis, Curitiba e Manaus – são extremamente afetadas em termos de resultados de retorno financeiro. Estas capitais apresentaram melhor eficiência se beneficiadas pelas medidas já adotadas nas demais 22 capitais de nosso país.

Por fim, pela análise de sensibilidade sobre as variáveis do modelo, conclui-se que, benefícios gerais para a economia nacional podem ser obtidos com a adoção de medidas legais para redução do valor total do investimento na usina. Este fator foi comprovado ser um dos mais sensíveis para a eficiência. Indica-se que a diminuição dos impostos na cadeia produtiva, entre eles o IPI, PIS/PASEP, COFINS e os Impostos sobre Importação de Máquinas e Componentes necessários à fabricação, a exemplo do proporcionado pela REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura) e do PADIS (Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores), bem como do Projeto de Lei (PL) 8.322/2014 (Isenção de impostos sobre importação de células fotovoltaicas), poderá incentivar o aumento na adoção de energia solar no Brasil.

A partir das considerações acima, pode-se concluir que o método utilizado neste trabalho para analisar a inserção da energia PV no Brasil pela geração distribuída, com emprego de uma análise de eficiência foi avaliado e aplicado com êxito. Portanto, espera-se que os resultados e as propostas apresentadas neste trabalho possam suportar a iniciativa pública e privada em suas futuras tomadas de decisões.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

Vislumbram-se os seguintes trabalhos futuros como eventuais e possíveis desdobramentos desta pesquisa:

- Discriminação de como a eficiência se altera por meio de políticas públicas a partir do cômputo do Índice Malmquist, sendo implementado a partir do procedimento não paramétrico de construção de fronteira característico do DEA;
- Aplicação do estudo a partir de miniusinas, com potências maiores permitindo que o excedente produzido agregue ainda mais ao retorno financeiro.
- Avaliar a correlação entre as variáveis de modo a fortalecer o modelo DEA e utilização da folga de cada variável associada às DMUs ineficientes, em relação a metas de eficiência para complementar a análise de sensibilidade do modelo proposto.

APÊNDICE A – Resumo dos dados no cenário 1

Capital	CCR	CCR	BCC			Input			Output	Potência		Número de Placas Solares	
		<i>Super-eficiência</i>	<i>Eficiência</i>	<i>Folga</i>	<i>Retorno à Escala</i>	<i>Irradiação</i> <i>kWh/m²</i>	<i>Tarifa (c/ICMS)</i> <i>R\$/kWh</i>	<i>Investimento</i> <i>R\$</i>	<i>VPL</i> <i>R\$</i>	<i>Pico</i> <i>kWp</i>	<i>ICMS</i>		
DMU1	Natal	0,810	0,810	1,000	0,518	Crescente	6,07	0,557	89.550	59.711	19,9	25%	72
DMU2	João Pessoa	0,964	0,964	1,000	0,310	Crescente	5,99	0,678	90.900	95.154	20,2	27%	73
DMU3	Teresina	1,000	1,100	1,000	0,000	Constante	5,79	0,739	94.050	109.971	20,9	25%	76
DMU4	Rio Branco	0,929	0,929	1,000	0,648	Crescente	5,75	0,680	94.500	91.319	21,0	25%	76
DMU5	Recife	0,873	0,873	1,000	0,901	Crescente	5,73	0,640	94.950	78.495	21,1	25%	77
DMU6	Porto Velho	0,816	0,816	1,000	0,759	Crescente	5,60	0,618	97.200	68.967	21,6	20%	79
DMU7	Fortaleza	0,855	0,855	1,000	0,876	Crescente	5,57	0,649	97.650	77.919	21,7	27%	79
DMU8	Maceió	0,893	0,893	1,000	0,994	Crescente	5,50	0,688	99.000	88.212	22,0	25%	80
DMU9	Goiânia	0,876	0,876	1,000	0,749	Crescente	5,42	0,685	100.350	85.624	22,3	29%	81
DMU10	Aracaju	0,805	0,805	0,999	0,999	Crescente	5,38	0,641	101.250	71.017	22,5	27%	82
DMU11	Brasília	0,798	0,798	1,000	0,857	Crescente	5,32	0,643	102.150	70.518	22,7	25%	83
DMU12	Campo Grande	0,926	0,926	1,000	0,778	Crescente	5,30	0,727	102.600	95.725	22,8	25%	83
DMU13	Salvador	0,728	0,728	1,000	0,941	Crescente	5,26	0,607	103.500	58.062	23,0	27%	84
DMU14	São Luís	0,978	0,978	1,000	0,853	Crescente	5,21	0,768	104.400	106.329	23,2	27%	84
DMU15	Cuiabá	0,980	0,980	1,000	0,572	Crescente	5,09	0,778	106.650	106.843	23,7	27%	86
DMU16	Palmas	0,903	0,903	1,000	1,000	Crescente	5,09	0,732	106.650	92.100	23,7	25%	86
DMU17	Vitória	0,305	0,305	1,000	1,000	Crescente	5,05	0,647	107.550	15.283	23,9	25%	87
DMU18	Belém	1,000	1,000	1,000	0,000	Constante	5,06	0,799	107.550	111.537	23,9	25%	87
DMU19	Manaus	0,513	0,513	0,999	0,998	Crescente	4,92	0,805	110.700	47.761	24,6	25%	89
DMU20	Boa Vista	0,560	0,560	1,000	0,974	Crescente	4,89	0,551	111.150	34.700	24,7	17%	90
DMU21	Macapá	0,430	0,430	0,999	0,999	Crescente	4,86	0,655	112.050	29.171	24,9	18%	91
DMU22	Porto Alegre	0,802	0,802	1,000	0,963	Crescente	4,65	0,721	117.000	75.937	26,0	30%	95
DMU23	Rio de Janeiro	1,000	1,112	1,000	0,000	Constante	4,63	0,846	117.450	113.800	26,1	32%	95
DMU24	Belo Horizonte	0,698	0,698	1,000	0,784	Crescente	4,33	0,706	125.550	60.760	27,9	30%	101
DMU25	Curitiba	0,010	0,010	1,000	1,000	Crescente	4,31	0,621	126.000	-19.191	28,0	29%	102
DMU26	Florianópolis	0,099	0,099	1,000	0,999	Crescente	4,29	0,613	126.900	-8.944	28,2	25%	103
DMU27	São Paulo	0,213	0,213	1,000	1,000	Crescente	3,95	0,560	137.700	978	30,6	25%	111

APÊNDICE B – Resumo dos dados no cenário 2

Capital	CCR	CCR	BCC			Input			Output	Potência		Número de Placas Solares	
		<i>Super-eficiência</i>	<i>Eficiência</i>	<i>Folga</i>	<i>Retorno à Escala</i>	<i>Irradiação</i> <i>kWh/m²</i>	<i>Tarifa (c/ICMS)</i> <i>R\$/kWh</i>	<i>Investimento</i> <i>R\$</i>	<i>VPL</i> <i>R\$</i>	<i>Pico</i> <i>kWp</i>	<i>ICMS</i>		
DMU1	Natal	0,720	0,720	1,000	0,635	Crescente	6,07	0,557	89.550	59.711	19,9	25%	72
DMU2	João Pessoa	0,943	0,943	1,000	0,426	Crescente	5,99	0,678	90.900	95.154	20,2	27%	73
DMU3	Teresina	1,000	1,119	1,000	0,000	Constante	5,79	0,739	94.050	109.971	20,9	25%	76
DMU4	Rio Branco	0,902	0,902	1,000	0,709	Crescente	5,75	0,680	94.500	91.319	21,0	25%	76
DMU5	Recife	0,824	0,824	1,000	0,920	Crescente	5,73	0,640	94.950	78.495	21,1	25%	77
DMU6	Porto Velho	0,750	0,750	1,000	0,812	Crescente	5,60	0,618	97.200	68.967	21,6	20%	79
DMU7	Fortaleza	0,806	0,806	1,000	0,900	Crescente	5,57	0,649	97.650	77.919	21,7	27%	79
DMU8	Maceió	0,861	0,861	1,000	0,995	Crescente	5,50	0,688	99.000	88.212	22,0	25%	80
DMU9	Goiânia	0,840	0,840	1,000	0,795	Crescente	5,42	0,685	100.350	85.624	22,3	29%	81
DMU10	Aracaju	0,744	0,744	0,999	0,999	Crescente	5,38	0,641	101.250	71.017	22,5	27%	82
DMU11	Brasília	0,737	0,737	1,000	0,900	Crescente	5,32	0,643	102.150	70.518	22,7	25%	83
DMU12	Campo Grande	0,905	0,905	1,000	0,815	Crescente	5,30	0,727	102.600	95.725	22,8	25%	83
DMU13	Salvador	0,643	0,643	1,000	0,986	Crescente	5,26	0,607	103.500	58.062	23,0	27%	84
DMU14	São Luís	0,971	0,971	1,000	0,875	Crescente	5,21	0,768	104.400	106.329	23,2	27%	84
DMU15	Cuiabá	0,974	0,974	1,000	0,638	Crescente	5,09	0,778	106.650	106.843	23,7	27%	86
DMU16	Palmas	0,877	0,877	1,000	1,000	Crescente	5,09	0,732	106.650	92.100	23,7	25%	86
DMU17	Vitória	0,678	0,678	1,000	0,972	Crescente	5,05	0,647	107.550	65.172	23,9	25%	87
DMU18	Belém	0,999	0,999	1,000	0,140	Crescente	5,06	0,799	107.550	111.537	23,9	25%	87
DMU19	Manaus	0,990	0,990	1,000	0,643	Crescente	4,92	0,805	110.700	110.373	24,6	25%	89
DMU20	Boa Vista	0,423	0,423	1,000	1,000	Crescente	4,89	0,551	111.150	34.700	24,7	17%	90
DMU21	Macapá	0,645	0,645	0,999	0,999	Crescente	4,86	0,655	112.050	61.776	24,9	18%	91
DMU22	Porto Alegre	0,749	0,749	1,000	0,976	Crescente	4,65	0,721	117.000	75.937	26,0	30%	95
DMU23	Rio de Janeiro	1,000	1,096	1,000	0,000	Constante	4,63	0,846	117.450	113.800	26,1	32%	95
DMU24	Belo Horizonte	0,621	0,621	1,000	0,836	Crescente	4,33	0,706	125.550	60.760	27,9	30%	101
DMU25	Curitiba	0,383	0,383	1,000	1,000	Crescente	4,31	0,621	126.000	34.145	28,0	29%	102
DMU26	Florianópolis	0,349	0,349	1,000	0,914	Crescente	4,29	0,613	126.900	30.800	28,2	25%	103
DMU27	São Paulo	0,012	0,012	1,000	1,000	Crescente	3,95	0,560	137.700	978	30,6	25%	111

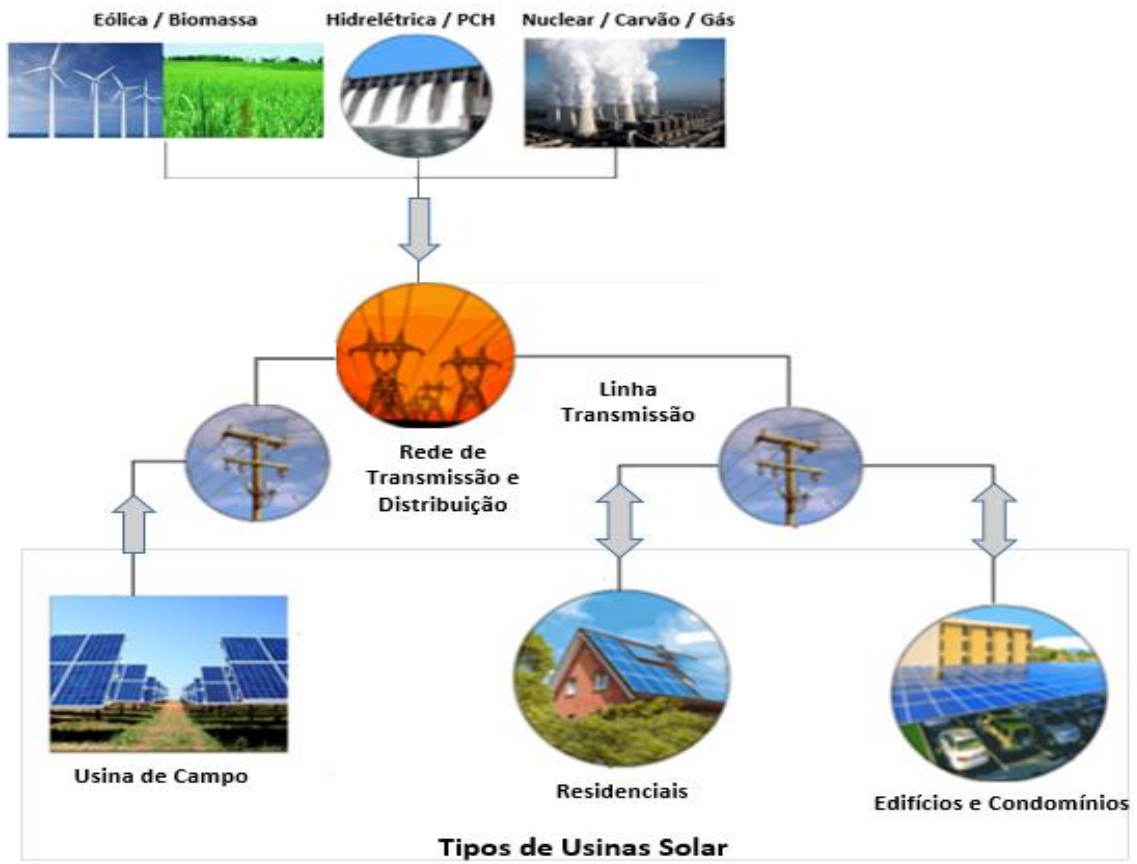
APÊNDICE C – Resumo dos dados no cenário 3

Capital	CCR	CCR	BCC			Input			Output	Potência		Número de Placas Solares	
		<i>Super-eficiência</i>	<i>Eficiência</i>	<i>Folga</i>	<i>Retorno à Escala</i>	<i>Irradiação</i> <i>kWh/m²</i>	<i>Tarifa (c/ICMS)</i> <i>R\$/kWh</i>	<i>Investimento</i> <i>R\$</i>	<i>VPL</i> <i>R\$</i>	<i>Pico</i> <i>kWp</i>	<i>ICMS</i>		
DMU1	Natal	0,863	0,863	1,000	0,424	Crescente	6,07	0,557	80.595	68.252	19,9	25%	72
DMU2	João Pessoa	0,976	0,976	1,000	0,231	Crescente	5,99	0,678	81.810	103.824	20,2	27%	73
DMU3	Teresina	1,000	1,088	1,000	0,000	Constante	5,79	0,739	84.645	118.941	20,9	25%	76
DMU4	Rio Branco	0,947	0,947	1,000	0,585	Crescente	5,75	0,680	85.050	100.332	21,0	25%	76
DMU5	Recife	0,905	0,905	1,000	0,886	Crescente	5,73	0,640	85.455	87.551	21,1	25%	77
DMU6	Porto Velho	0,861	0,861	1,000	0,722	Crescente	5,60	0,618	87.480	78.238	21,6	20%	79
DMU7	Fortaleza	0,889	0,889	1,000	0,857	Crescente	5,57	0,649	87.885	87.232	21,7	27%	79
DMU8	Maceió	0,916	0,916	1,000	0,993	Crescente	5,50	0,688	89.100	97.654	22,0	25%	80
DMU9	Goiânia	0,903	0,903	1,000	0,716	Crescente	5,42	0,685	90.315	95.195	22,3	29%	81
DMU10	Aracaju	0,849	0,849	0,999	0,999	Crescente	5,38	0,641	91.125	80.674	22,5	27%	82
DMU11	Brasília	0,843	0,843	1,000	0,832	Crescente	5,32	0,643	91.935	80.261	22,7	25%	83
DMU12	Campo Grande	0,942	0,942	1,000	0,750	Crescente	5,30	0,727	92.340	105.511	22,8	25%	83
DMU13	Salvador	0,790	0,790	1,000	0,931	Crescente	5,26	0,607	93.150	67.901	23,0	27%	84
DMU14	São Luís	0,983	0,983	1,000	0,835	Crescente	5,21	0,768	93.960	116.287	23,2	27%	84
DMU15	Cuiabá	0,985	0,985	1,000	0,502	Crescente	5,09	0,778	95.985	117.015	23,7	27%	86
DMU16	Palmas	0,924	0,924	1,000	1,000	Crescente	5,09	0,732	95.985	102.272	23,7	25%	86
DMU17	Vitória	0,408	0,408	1,000	1,000	Crescente	5,05	0,647	96.795	25.541	23,9	25%	87
DMU18	Belém	1,000	1,000	1,000	0,000	Constante	5,06	0,799	96.795	121.795	23,9	25%	87
DMU19	Manaus	0,572	0,572	0,999	0,998	Crescente	4,92	0,805	99.630	58.319	24,6	25%	89
DMU20	Boa Vista	0,662	0,662	1,000	0,962	Crescente	4,89	0,551	100.035	45.301	24,7	17%	90
DMU21	Macapá	0,488	0,488	0,999	0,999	Crescente	4,86	0,655	100.845	35.566	24,9	18%	91
DMU22	Porto Alegre	0,844	0,844	1,000	0,956	Crescente	4,65	0,721	105.300	87.096	26,0	30%	95
DMU23	Rio de Janeiro	1,000	1,117	1,000	0,000	Constante	4,63	0,846	105.705	125.002	26,1	32%	95
DMU24	Belo Horizonte	0,763	0,763	1,000	0,725	Crescente	4,33	0,706	112.995	72.735	27,9	30%	101
DMU25	Curitiba	0,163	0,163	1,000	1,000	Crescente	4,31	0,621	113.400	-7.173	28,0	29%	102
DMU26	Florianópolis	0,253	0,253	1,000	0,998	Crescente	4,29	0,613	114.210	3.159	28,2	25%	103
DMU27	São Paulo	0,379	0,379	1,000	0,937	Crescente	3,95	0,560	123.930	14.112	30,6	25%	111

APÊNDICE D – Autores e países com artigos DEA e ER

Autores	País	Fonte
Jha e Shrestha (2006)	Nepal	Hídrica
Sarica e Or (2007)	Turquia	Hídrica e Eólica
Azadeh, Ghaderi e Maghsoudi (2008)	Irã	Fotovoltaica
Barros (2008)	Portugal	Hidrelétrica
Madlener, Antunes e Dias (2009)	Áustria	Biogás
Azadeh, Ghaderi e Nasrollahi (2011)	Irã	Eólica
Azadeh, Sheikhalishahi e Asadzadeh (2011)	Genérico	Solar
Lee <i>et al.</i> (2012)	Taiwan	Fotovoltaica
Halkos e Tzeremes (2012)	Grécia	Hídrica e Eólica
Kengpol, Rontlaong e Tuominen (2013)	Tailândia	Solar
Iribarren, Martin-Gamboa e Dufour (2013)	Espanha	Eólica
Lee <i>et al.</i> (2014)	Taiwan	Fotovoltaica
Azadeh, Golkhandan e Moghaddam (2014)	Irã	Eólica
Sueyoshi e Goto (2014)	USA e Alemanha	Fotovoltaica
Iribarren <i>et al.</i> (2014)	Espanha	Eólica
Sozen, Mirzapour e Çakir (2015)	Turquia	Solar
Lee <i>et al.</i> (2015)	Taiwan	Fotovoltaica
Ederer (2015)	Offshore	Eólica
Sameiea e Arvanb (2015)	Irã	Eólica
Kim <i>et al.</i> (2015)	Korea	Eólica e Fotovoltaica
Mostafaepour, Qolipour e Mohammadi (2016)	Irã	Fotovoltaica
Qolipour <i>et al.</i> , (2016)	Irã	Eólica
Wu <i>et al.</i> (2016)	China	Eólica
Jebali, Essid e Khraief (2017)	Países Mediterrâneos	Renováveis
Saglam (2017)	USA	Eólica
Saglam (2017b)	USA	Eólica
Khanjarpanah, Jabbarzadeh e Seyedhosseini (2018)	Irã	Eólica e Fotovoltaica
Eder e Mahlberg (2018)	Áustria	Biogás
Dehghani <i>et al.</i> (2018)	Irã	Fotovoltaica

APÊNDICE E – Tipos de fontes de energia interligadas



REFERÊNCIAS

ABRAMOVAY, R. Inovações para que se democratize o acesso à energia, sem ampliar as emissões. **Ambiente & Sociedade**, v.17, n. 3, 01-18, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS (ANA). **Mudanças Climáticas e Recursos Hídricos: Avaliações e Diretrizes para Adaptação**. 2016. Disponível em: <<http://www3.ana.gov.br/portal/ANA/todos-os-documentos-do-portal/documentos-soe/mudancas-climaticas/mudanca-climatica-e-recursos-hidricos-2013-avaliacoes-e-diretrizes-para-adaptacao/mudancas-climaticas-e-recursos-hidricos-ana-2016.pdf>>. Acesso em: 18 de Março de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2002. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf>. Acesso em: 5 de Março de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. Projeto estratégico. Chamada Nº 013/2011**. 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2011-ChamadaPE13-2011.pdf>. Acesso em: 05 de Abril de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012**. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa Nº 687, de 24 de Novembro de 2015**. 2015

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Cadernos Temáticos Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2016 Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 23 de Março de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica n°33/2016 - SGT/ANEEL**. 2016b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/005/documento/ntecnica_33_sgt_ap_caiua.pdf>. Acesso em: 14 de Fevereiro de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Revista de Eficiência Energética**. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876444/RevistaEfici%C3%AanciaEnerg%C3%A9tica_03_2017.pdf/91170b2e-74ef-b9cb-78e0-81884fc62c7f>. Acesso em: 09 de Abril de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações de Geração. Capacidade de Geração do Brasil**. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 22 de Março de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tarifas B1**. 2018b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/654800/14927318/TarifasB1+-+09-04-2018-2.xlsx/136fde07-d01a-5402-7d96-80633a716fd1>>. Acesso em: 14 de Abril de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 23/2018-SRM/ANEEL**. 2018c. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/016/documento/nt-23-2018-srm-aneel-31012018.pdf>>. Acesso em: 12 de Abril de 2018.

ANDERSEN, P.; PETERSEN, N. C. A Procedure for Ranking Efficient Units in Data Envelopment Analysis. **Management Science**, v.39, n.10, 1261-1264, 1993.

ANGELA, M.; SANTOS, F. R.; BRITO, G. W.; JUNIOR, J. U.; JUNIOR, E. F. C. Hydro, thermal and photovoltaic power plants: A comparison between electric power generation, environmental impacts and CO2 emissions in the Brazilian scenario. **International Journal of Energy and Environment**, v.2, n.5, 921-932, 2011.

AQUILA, G.; PAMPLONA, E. O.; DE QUEIROZ, A. R.; PAULO, R. J.; FONSECA, M. N. An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.70, 1090-1098, 2017.

AQUILA, G.; ROCHA, L. C. S.; JUNIOR, P. R.; PAMPLONA, E. O.; QUEIROZ, A. R.; PAIVA, A. P. Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v.137, 1100-1108, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica**. 2017. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/material-de-divulgacao/3702-estudo-comparativo-de-tarifas-2017-ref-2016-abradee>>. Acesso em: 12 de Abril de 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA (ABINEE). **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 21 de Março de 2018.

ASSOCIAÇÃO IBEROAMERICANA DE ENTIDADES REGULADORAS DE ENERGIA-COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (ARIAE-CEER). **ARIAE-CEER High-level Roundtable**. 2017. Disponível em: <<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/277b53b6-6168-dced-abb2-480aa724d3f5>>. Acesso em: 23 de Março de 2018.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G. **Curso de Administração Financeira**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2014.

AYDIN, Z. D.; KINCAY, U. Thermal performance analysis of a solar energy sourced latent heat storage. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.50, 1213-1225, 2015.

AZADEH, A.; GHADERI, S. F.; MAGHSOUDI, A. Location optimization of solar plants by an integrated hierarchical DEA PCA approach. **Energy Policy**, v.36, 3993-4004, 2008.

AZADEH, A.; GHADERI, S. F.; NASROLLAHI, M. Location optimization of wind plants in Iran by an integrated hierarchical Data Envelopment Analysis. **Renewable Energy**, v.36, 1621-1631, 2011.

AZADEH, A.; SHEIKHALISHAHI, M.; ASADZADEH, S. A flexible neural network-fuzzy data envelopment analysis approach for location optimization of solar plants with uncertainty and complexity. **Renewable Energy**, v.36, 3394-3401, 2011.

AZADEH, A.; GOLKHANDAN, A. R.; MOGHADDAM, M. Location optimization of wind power generation – transmission systems under uncertainty using hierarchical fuzzy DEA: A case study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.30, 877-885, 2014.

BAL, H.; ORKCU, H.; CELEBIOGLU, S. Improving the discrimination power and weights dispersion in the data envelopment analysis. **Computer & Industrial Engineering**, v.37, n.1, 2010.

BANKER, R. D.; CHARNES, A.; COOPER, W. W. Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis. **Management Science**, v.30, n.9, 1078-1092, 1984.

BANKER, R. D.; COOPER, W. W.; SEIFORD, L. M.; ZHU, J. **Handbook on Data Envelopment Analysis**. 2. ed. Boston: Springer, 2011.

BARBOSE, G. L.; WEAVER, S.; DARGHOUTH, N. R. **Tracking the Sun VII: An Historical Summary of the Installed Price of Photovoltaics in the United States from 1998-2013**. 2014. Disponível em: <http://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/tracking_the_sun_vii_report.pdf>. Acesso em: 12 de Fevereiro de 2018.

BARROS, C. P. Efficiency analysis of hydroelectric generating plants: a case study for Portugal. **Energy Economics**, v.30, 59-75, 2008.

BERTO, R. M. V. S.; NAKANO, D. N. **A Produção Científica nos Anais do Encontro Nacional de Engenharia de Produção: Um Levantamento de Métodos e Tipos de Pesquisa**. Produção, v.9, n.2, 65-76, 2000.

BERTRAND, W. M; FRANSOO, J. C. Operations management research methodologies using quantitative modeling. **International Journal of Operations and Production Management**. v.2, 241-264, 2002.

BOOMSMA, T. K.; MEADE, N.; FLETEN, S.-E. Renewable Energy Investments under Different Support Schemes: A Real Options Approach. **European Journal of Operational Research**, v.220, 225-237, 2012.

CAMILO, H. F.; UDAETA, M. E. M.; GIMENES, A. L. V.; GRIMONI, J. A. B. Assessment of photovoltaic distributed generation – Issues of grid connected systems through the consumer side applied to a case study of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.71 712-719, 2017.

CHARNES, A.; COOPER, W. W.; RHODES, E. Measuring the efficiency of decision making units. **European Journal of Operational Research**, v.2, n.6, 429-444, 1978.

CORREA DA SILVA, R.; MARCHI NETO, I.; SEIFERT, S. S. Electricity supply security and the future role of renewable sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.59, 328-342, 2016.

COELLI, T. J.; RAO, D. S. P.; O'DONNELL, C. J.; BATTESE, G. E. **An introduction to efficiency and productivity analysis**. 2. ed. New York: Springer, 1996.

COOK, W. D.; TONE, K.; ZHU, J. Data envelopment analysis: Prior to choosing a model. **Omega**, v.44, 1-4, 2014.

DAMODARAN, A. **Avaliação de Empresas**. 2. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.

DAMODARAN ONLINE: HOME PAGE FOR ASWATH DAMODARAN. 2018. Disponível em: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>. Acesso em: 28 de março de 2018.

DEHGHANI, E.; JABALAMELI, M. S.; PISHVAEE, M. S.; JABARZADEH, A. Integrating information of the efficient and anti-efficient frontiers in DEA analysis to assess location of solar plants: A case study in Iran. **Journal of Industrial and Systems Engineering**, v.11, 2018.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. 3. ed. New York: John Wiley & Sons, 2013.

DUTRA, R. M.; SZKLO, A. S. Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation. **Renewable Energy**, v.33, 65-76, 2008.

ECHEGARAY, F. Understanding stakeholders' views and support for solar energy in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v.63, 125-133, 2014.

EDER, A.; MAHLBERG, B. Size, Subsidies and Technical Efficiency in Renewable Energy Production: The Case of Austrian Biogas Plants. **Energy Journal**, v.39, 185-210, 2018.

EDERER, N. Evaluating capital and operating cost efficiency of offshore wind farms: A DEA approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.42, 1034-1046, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balço Energético Nacional 2017 - Ano base 2016**. 2017. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>. Acesso em: 01 de Fevereiro de 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. 2017b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>. Acesso em: 15 de Fevereiro de 2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **International Energy Statistics**. 2015. Disponível em: <<https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/>>. Acesso em: 19 de Abril de 2018.

ERTURK, M. The evaluation of feed-in tariff regulation of Turkey for onshore wind energy based on the economic analysis. **Energy Policy**, v.45, 359-367, 2012.

FONSECA, M. N.; PAMPLONA, E. O.; DE QUEIROZ, A. R.; VALERIO, V. E. M.; AQUILA, G.; SILVA, S. R. Multi-objective optimization applied for designing hybrid power generation systems in isolated networks. **Solar Energy**, v.161, 207-219, 2018.

FREITAS, M. A. V.; STEMMER, C. E.; MOREIRA, J. R.; CAMPOS, I. A.; ZILLESS, R.; FABRIZY, M. P.; FEITOSA, E.; CORRÊA, F.; FAGÁ, M. T. W.; FEDRIZZI, M. C.; MAZZON, L. A.; PEREIRA, O. S. O Foro Permanente das Energias Renováveis e o Desenvolvimento das Energias Solar, Eólica, da Biomassa e das Pequenas Centrais Hidroenergéticas no Brasil. **Revista Brasileira de Energia**, v.6, n.1, 1997.

FUSS, S.; SZOLGAYOVA, J.; OBERSTEINER, M.; GUSTI, M. Investment under market and climate policy uncertainty. **Applied Energy**, v.85, n.8, 708-721, 2008.

GIL, A. C. **Métodos e Técnicas de Pesquisa Social**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2002.

GODOI, M. **Nova lei deverá promover mais atratividade à solar fotovoltaica**. 2015. Disponível em <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/4929419/nova-lei-devera-promover-mais-atratividade-a-solar-fotovoltaica>>. Acesso em: 10 de Fevereiro de 2018.

FERREIRA, C. M. DE C.; GOMES, A. P. **Introdução à Análise Envoltória de Dados**. Teoria, Modelos e Aplicações. Viçosa: UFV, 2009.

GOMEZ, M. F.; SILVEIRA, S. A potential pathway for universal electricity access. **Energy Policy**, v.82, 23-37, 2015.

GOUVEIA, F. **Tecnologia nacional para extrair petróleo e gás do pré-sal**. Conhecimento & Inovação [online]. v.6, n.1, 30-35, 2010.

HALKOS, G. E.; TZEREMES, N. G. Analyzing the Greek renewable energy sector: A Data Envelopment Analysis approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, 2884-2893, 2012.

HOLDERMANN, 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. **Energy Policy**, v.67, 612-617, 2014.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS Espaciais (INPE). **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2017. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf>. Acesso em: 20 de Fevereiro de 2018.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. 2014. Disponível em: <<http://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>>. Acesso em: 18 de Fevereiro de 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Key World Energy Statistics**. 2017. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>>. Acesso em: 15 de Março de 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **PVPS Trends 2017 in Photovoltaic Applications**. 2017b. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_Trends_2017_in_Photovoltaic_Applications.pdf>. Acesso em: 16 de Março de 2018.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable energy and jobs annual review**. 2016. Disponível em: <www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Jobs_Annual_Review_2016.pdf>. Acesso em: 18 de Março de 2018.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **REthinking Energy**. 2017. Disponível em: <www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REthinking_Energy_2017.pdf>. Acesso em 15 de Fevereiro de 2018.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable capacity statistics**. 2018. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2018.pdf>. Acesso em: 10 de Abril de 2018.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Global Renewable Generation Continues its Strong Growth, New IRENA Capacity Data Shows**. 2018b. Disponível em: <http://irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2018.pdf>. Acesso em: 10 de Abril de 2018.

IRENA, IEA e REN21. 2018. **Renewable Energy Policies in a Time of Transition**. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf>. Acesso em: 12 de Abril de 2018.

IRIBARREN, D.; MARTIN-GAMBOA, M.; DUFOUR, J. Environmental benchmarking of wind farms according to their operational performance. **Energy**, v.61, 589-97, 2013.

IRIBARREN, D.; VAZQUEZ-ROWE, I.; RUGANI, B.; BENETTO, E. On the feasibility of using emergy analysis as a source of benchmarking criteria through data envelopment analysis: a case study for wind energy. **Energy**, v.67, 527-37, 2014.

JEBALI, E.; ESSID, H.; KHRAIEF, N. The analysis of energy efficiency of the Mediterranean countries: A two-stage double bootstrap DEA approach. **Energy**, 2017, v.134, 991-1001, 2017.

JHA, D. K.; SHRESTHA, R. Measuring Efficiency of Hydropower Plants in Nepal Using Data Envelopment Analysis. **Power Systems, IEEE Transactions**, v.21, 1502-1511, 2006.

JIANG, H. A novel approach for forecasting global horizontal irradiance based on sparse quadratic RBF neural network. **Energy Conversion & Management**, v.152, 266-80, 2017.

JIANG, H.; DONG, Y. Forecast of hourly global horizontal irradiance based on structured Kernel Support Vector Machine: a case study of Tibet area in China. **Energy Conversion & Management**, v.142, 307-21, 2017.

KENGPOL, A.; RONTLAONG, P.; TUOMINEN, M. A Decision Support System for Selection of Solar Power Plant Locations by Applying Fuzzy AHP and TOPSIS: An Empirical Study. **Journal of Software Engineering and Applications**. v.6, 470-481, 2013.

- KHANJARPANA, H.; JABBARZADEH, A.; SEYEDHOSSEINI, S. M. A novel multi-period double frontier network DEA to sustainable location optimization of hybrid wind-photovoltaic power plant with real application. **Energy Conversion & Management**, v.159, 175-188, 2018.
- KIM, K.-T.; LEE, D. J.; PARK S.-J.; ZHANG, Y; SULTANOV, A. Measuring the efficiency of the investment for renewable energy in Korea using data envelopment analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.47, 694-702, 2015.
- LACCHINI, C.; SANTOS, J. C. V. Photovoltaic energy generation in Brazil - Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. **Renewable Energy**, v. 52, 183-189, 2013.
- LEE, A. H. I.; LIN, C. Y.; KANG, H. Y.; LEE, W. H. An Integrated Performance Evaluation Model for Photovoltaics Industry. **Energies**, v.5, 1271-1291, 2012.
- LEE, A. H. I.; KANG, H.-Y.; LIN, C.-Y. A Performance Evaluation Model Using FAHP/DEA and the Malmquist Productivity Index to Assess the Photovoltaics Industry in Taiwan. **Journal of Testing and Evaluation**, v.42, 1-18, 2014.
- LEE, A. H. I.; KANG, H.-Y.; LIN, C.-Y.; SHEN, K.-C. An Integrated Decision-Making Model for the Location of a PV Solar Plant. **Sustainability Journal**, v.7, 13522-13541, 2015.
- LEE, A. H. I.; KANG, H.-Y.; LIOU, U.-J. A Hybrid Multiple-Criteria Decision-Making Approach for Photovoltaic Solar Plant Location Selection. **Sustainability Journal**, 2017.
- LI, C.-B.; LU, G.-S.; WU, S. The investment risk analysis of wind power project in China. **Renewable Energy**, v.50, 481-487, 2013.
- LINS, M. E.; OLIVEIRA, L. B.; DA SILVA, A. C. M.; ROSA, L. P.; PEREIRA, A. O. Performance assessment of alternative energy resources in Brazilian power sector using data envelopment analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, 898-903, 2012.
- LITNER, J. The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. **Review of Economic and Statistics**, v.47, n.1, 13-37, 1965.
- LIU, J. S.; LU, L. Y. Y.; LU, W.-M.; LIN, B. J. Y. A survey of DEA applications. **Omega**, 2013.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 1. ed. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 2003.
- LUTHRA, S.; KUMAR, S.; GARG, D.; HALEEM, A. Barriers to renewable/sustainable energy technologies adoption: Indian perspective. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.41, 762-776, 2015.
- MADLENER, R.; ANTUNES, C.; DIAS, L. C. Assessing the performance of biogas plants with multi-criteria and data envelopment analysis. **European Journal of Operational Research**. v.197, 1084-1094, 2009.
- MARCONI, M. DE A.; LAKATOS, E. M. **Metodologia do Trabalho Científico**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2007.
- MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; SILVA, S. A. B.; ABREU, S. L.; COLLE, S. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. **Energy Policy**, v.36, 2843-2854, 2008.

MARTINS, R. A.; MELLO, C. H. P.; TURRIONI, J. B. **Guia para Elaboração de Monografia e TCC em Engenharia de Produção**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2014.

MCEVOY, A.; MARKVART, T.; CASTANER, L. **Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications**. 2 ed. Academic Press, 2012.

MITROFF, I. I.; BETZ, F.; PONDY, L. R.; SAGASTI, F. On Managing Science in the Systems Age: Two Schemas for the Study of Science as a Whole Systems Phenomenon. **Interfaces**, v. 4, 46-58, 1974.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **ProGD. Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica**. 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3013891/15.12.2015+Apresenta%C3%A7%C3%A3o+ProGD/bee12bc8-e635-42f2-b66c-fa5cb507fd06?version=1.0>>. Acesso em: 09 de Abril de 2018.

MORABITO NETO, R.; PUREZA, V. **Modelagem e Simulação**. In: MIGUEL, P. A. C. (Orgs). Metodologia de Pesquisa em Engenharia de Produção e Gestão de Operações. Rio de Janeiro: Elsevier, cap. 8, 169-198, 2012.

MOSSIN, J. Equilibrium in a capital asset market. **Econometria**, v.34, n.4, 768-783, 1996.

MOSTAFAEIPOUR, A.; QOLIPOUR, M.; MOHAMMADI, K. Evaluation of installing photovoltaic plants using a hybrid approach for Khuzestan province, Iran. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.60, 60-74, 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Boletim Técnico EPE-ONS-CCEE - Carga, Mercado e Geração de Energia Elétrica do SIN**. 2017. Disponível em: <http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/BoletimTecnicoEPE-ONS-CCEE_MercadoeCarga-2017.pdf>. Acesso em: 20 de Março de 2018.

PAULISTA, C. R.; MACHADO, T. S.; JOAO JOSE DE ASSIS RANGEL, J. J. A.; MENDES, C. Análise da expansão da geração elétrica fotovoltaica e emissões de dióxido de carbono. **Revista Produção e Desenvolvimento**, v.3, 12-25, 2017.

PEREIRA JR., A. O.; COSTA, R. C.; COSTA, C. V.; MARRECO, J. M.; LA ROVERE, E. L. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, r.23, 49-59, 2013.

PETKOVIC, D.; SHAMSHIRBAND, S.; KAMSIN, A.; LEE, M.; ANCIC, O.; NIKOLIC, V. Survey of the most influential parameters on the wind farm net present value (NPV) by adaptive neuro-fuzzy approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.57, 1270-1278, 2016.

PINTO, J. T. M.; AMARAL, K. J.; JANISSEK, P. R.; Deployment of photovoltaic in Brazil: scenarios, perspectives and policies for low-income housing. **Solar Energy**, v.133, 73-84, 2016.

PRATT, S. P. **Cost of Capital Estimation and Applications**, 2. ed. John Wiley & Sons Inc., 2002.

QOLIPOUR, M.; MOSTAFAEIPOUR, A.; SHAMSHIRBAND, S.; ALAVI, O.; GOUDARZI, H.; PETKOVIC, D. Evaluation of Wind Power Generation Potential Using a three hybrid approach for households in Ardebil Province, Iran. **Energy Conversion & Management**, v.118, 295-305, 2016.

REIS, L. B.; CUNHA, E. C. N. **Energia Elétrica e Sustentabilidade** - MANOLE - Coleção Ambiental, 2. ed., 2014.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2017 Global Status Report**. 2017. Disponível em: <http://www.ren21.net/gsr_2017_full_report_en>. Acesso em: 21 de Fevereiro de 2018.

ROCHA, L. C. S.; AQUILA, G.; PAMPLONA, E. O.; DE PAIVA, A. P.; CHIEREGATTI, B. G.; LIMA, J. S. B. Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives. **Journal of Cleaner Production**, v.168, 1448-1462, 2017.

ROCHA, L. C. S.; AQUILA, G.; PAULO, R. J.; DE PAIVA, A. P.; PAMPLONA, E. O.; CHIEREGATTI, B. G.; LIMA, J. S. B.; BALESTRASSI, P. P. A stochastic economic viability analysis of residential wind power generation in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v.90, 412-419, 2018.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. **Administração financeira**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2002.

SAGLAM, U. Assessment of the productive efficiency of large wind farms in the United States: An application of two-stage data envelopment analysis. **Energy Conversion & Management**, v.153, 188-215, 2017.

SAGLAM, U. A two-stage data envelopment analysis model for efficiency assessments of 39 state's wind power in the United States. **Energy Conversion & Management**, v.146, 52-67, 2017b.

SAMEIEA, H.; ARVANB, M. A simulation-based Data Envelopment Analysis (DEA) model to evaluate wind plants locations. **Decision Science Letters**, v.4, 165-180, 2015.

SARICA, K.; OR, I. Efficiency assessment of Turkish power plants using data envelopment analysis. **Energy**, v.32, 1484-1499, 2007.

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA JUNIOR, A. O. The effect of windpower on long-term variability of combined hydro-wind resources: The case of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.55, 131-141, 2016.

SILVA, E. L.; MENEZES, E. M. **Metodologia da Pesquisa e Elaboração de Dissertação**. 4. ed. Florianópolis: UFSC. 138p, 2005.

SILVA, N. F.; ROSA, L. P.; FREITAS, M. A. V.; PEREIRA, M. G. Wind energy in Brazil: From the power sector's expansion crisis model to the Favorable environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.22, 686-697, 2013.

SOARES, I.; MOREIRA, J.; PINHO, C.; COUTO, J. **Decisões de Investimento - Análise Financeira de Projetos**. 4. ed. Lisboa: Sílabo, 2015.

SOUZA, L. E. V.; CAVALCANTE, A. M. G. Towards a sociology of energy and globalization: Interconnectedness, capital, and knowledge in the Brazilian solar photovoltaic industry. **Energy Research & Social Science**, v.21, 145-154, 2016.

SOZEN, A.; MIRZAPOUR, A.; ÇAKIR, M.T. Selection of the best location for solar plants in Turkey. **Journal of Energy in Southern Africa**, v.26, 52-63, 2015.

SUEYOSHI, T.; GOTO, M. Photovoltaic power stations in Germany and the United States: A comparative study by data envelopment analysis. **Energy Economics**, v.42, 271-288, 2014.

SUEYOSHI, T.; GOTO, M.; UENO, T. Performance analysis of US coal-fired power plants by measuring three DEA efficiencies. **Energy Policy**, v.38, 1675-1688, 2010.

SWIFT, K. D. A comparison of the cost and financial returns for solar photovoltaic systems installed by business owners in different locations across the United States. **Renewable Energy**, v.57, 137-143, 2013.

TEMPER, L.; MARTINEZ-ALIER, J. The god of the mountain and Godavarman: Net Present Value, indigenous territorial rights and sacredness in a bauxite mining conflict in India. **Ecological Economics**, v.96, 79-87, 2013.

THAKUR, T.; DESHMUKH, S. G.; KAUSHIK, S. C. Efficiency evaluation of the state owned electric utilities in India. **Energy Policy**, v.34, 2788-2804, 2006.

THE WORLD BANK. **Solar resources data Solargis**. 2017. Disponível em: <http://globalsolaratlas.info/api/download/Brazil/Brazil_PVOUT_mid-size-map_156x175mm-300dpi_v20170926.png>. Acesso em: 19 de Fevereiro de 2018.

VALERIO, V. E. M.; PAMPLONA, E. O. **Eficiência e Produtividade do Mercado de Crédito Brasileiro: Uma abordagem por Análise Envoltória de Dados**. 1. ed. Saarbrücken: OmniScriptum GmbH & Co. KG, 2016.

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

WU, Y.; HU, Y.; XIAO, X.; MAO, C. Efficiency assessment of wind farms in China using two stage data envelopment analysis. **Energy Conversion & Management**, v.123, 46-55, 2016.

ZHAO, S. R.; TAN, D. Y. Clean, efficient, affordable and reliable energy for a sustainable future energy saving path way exploration of CCS integrated with solar energy: literature research and comparative analysis. **Energy Conversion & Management**; v.102, 66-80, 2015.