

## INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO CEARÁ PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

Indira Ponte Ribeiro

# VIABILIDADE FINANCEIRA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO ESTADO DO CEARÁ

Maracanaú, Ceará

#### Indira Ponte Ribeiro

# VIABILIDADE FINANCEIRA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO ESTADO DO CEARÁ

Dissertação apresentada ao Programa de Pósgraduação em Energias Renováveis do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará como requisito parcial para a obtenção do título de mestra em energias renováveis. Área de concentração: Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Auzuir Ripardo de Alevandria

Coorientadora: Profa. Dra. Érika da Justa

Texeira Rocha

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Ficha catalográfica elaborada pelo Bibliotecário

Gláucio Barreto de Lima - CRB-3/995

R484 Ribeiro, Indira Ponte.

Viabilidade financeira de sistemas de geração distribuída no Estado do Ceará / Indira Ponte Ribeiro -- 2018.

71 f.

Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) - Instituto Federal de Educação Ciência e
Tecnologia do Ceará, campus Maracanaú, 2018.
Orientador: Prof. Dr. Auzuir Ripardo de
Alexandria.

Coorientadora: Profa. Dra. Érika da Justa Teixeira Rocha.

1. ENERGIA EÓLICA - CEARÁ. 2. ENERGIA SOLAR - CEARÁ. 3. ENERGIA RENOVÁVEL - CUSTOS. I. Título. 333.92

Sistema AutoCata(Desenvolvido por Cledson Oliveira) SIBI/PROEN - Biblioteca Rachel de Queiroz - IFCE-Maracanaú

#### INDIRA PONTE RIBEIRO

# VIABILIDADE FINANCEIRA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO ESTADO DO CEARÁ

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-graduação em Energias Renováveis do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Energias Renováveis, área de concentração Energias Renováveis.

Aprovada em 18 / 06 / 2018.

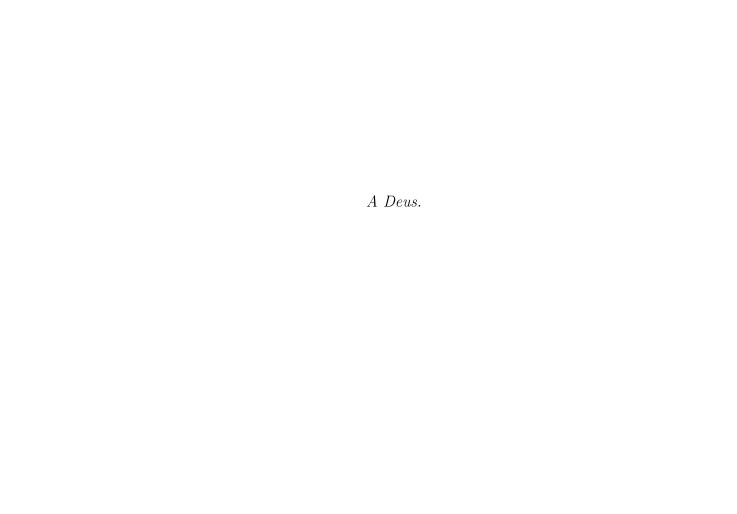
#### BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Auzyir Ripardo de Alexandria (Orientador)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará - IFCE

Profa. Dra. Erika da Justa Teixeira Rocha
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará - IFCE

Profa. Dra. Marlene Pinheiro Gonçalves Faculdade Ari de Sá FAS

Prof. Dr. Francisco Frederico dos Santos Matos Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará - IFCE



# Agradecimentos

À Deus, pela luz, força e inspiração necessárias ao longo dessa jornada.

A meus pais, Sammy e Silvia, meus exemplos de dedicação e hombridade. Obrigada por todo o incentivo, compreensão, paciência e companheirismo. Obrigada por todos os esforços para me tornar quem sou hoje.

A minha irmã, Terry (Marina), pelos cuidados com meu bem-estar, pelos conselhos e pelos momentos de descontração.

A todos os meus mestres, pelo conhecimento repassado, em especial ao orientador desse trabalho, Auzuir, por todas as oportunidades fornecidas para o meu crescimento profissional.

A todos os meus amigos e colegas que me apoiaram nessa jornada, meus sinceros agradecimentos.



## Resumo

O maior incentivo ao uso de fontes renováveis de energia, associada aos aumentos no custo para geração de energia, como consequência da queda contínua no volume de água armazenado nos reservatórios, estimulou o crescimento expressivo de sistemas de geração distribuída. No entanto, apesar das suas vantagens, esse modelo de geração de energia ainda enfrenta barreiras ao seu crescimento, como a falta de informações sobre a viabilidade financeira desses sistemas. Desta forma, esse trabalho tem como objetivo analisar financeiramente a viabilidade de projetos de geração distribuída para as fontes eólica e fotovoltaica, ambas abundantes no estado do Ceará, por meio do custo nivelado de energia (LCOE). O trabalho também se propõe a analisar a influência de parâmetros como o fator de capacidade – através da comparação com estados concorrentes ao Ceará, como Bahia e Rio Grande do Sul-, investimento inicial e políticas de incentivo à GD, representado pela isenção do ICMS, no valor do LCOE. Os resultados mostram que, para ambas as fontes, o projeto apresenta competitividade em relação ao custo médio da energia para consumidores do Grupo A do estado. Comparando todos os resultados, observou-se que o fator de capacidade foi o parâmetro que mais impactou nos resultados. Realizando a análise por fonte, constatou-se que, para a fonte fotovoltaica, o fator de capacidade foi o parâmetro que mais influenciou, enquanto que, para a fonte eólica o maior impacto foi gerado pela incidência do ICMS sobre a energia gerada.

Palavras-chaves: Energia eolica; Energia fotovoltaica; Geração distribuída; LCOE; Viabilidade financeira.

## Abstract

The increase of the incentive of renewable energy sources' use, associated with increases in cost for energy generation, as a consequence of the continuous drop in the volume of water in reservoirs, stimulated the expressive growth of distributed generation systems. However, despite its advantages, this model of energy generation still faces barriers to its growth. Thus, this work aims to financially analyze the feasibility of distributed generation projects for wind and photovoltaic sources, both abundant in the state of Ceará, through Levelized Cost of Energy (LCOE). It also aims to analyze the influence of parameters such as capacity factor-through comparisons with states competing with Ceará, as Bahia and Rio Grande do Sul-, initial investment and incentives policies for DG, represented by the exemption of ICMS, in the value of the LCOE. The results show that, for both sources, the project is competitive in relation to the average energy cost for Group A consumers' of the state. The results also show that, for the photovoltaic source, the capacity factor was the parameter that influenced the most in the value of LCOE, while for the wind source the greatest impact was generated by the incidence of ICMS on the generated energy.

**Key-words**: Wind energy; Photovoltaic energy; Distributed generation; LCOE; financial viability.

# Lista de ilustrações

Figura 1 –	Evolução da capacidade instalada GD até 2017 (ANEEL, 2017)	17
Figura 2 –	Influência da radiação na curva I - V (CRESESB/CEPEL, 2014)	22
Figura 3 –	Influência da temperatura na curva I - V (CRESESB/CEPEL, 2014)	22
Figura 4 –	Curva de potência de um aerogerador (CRESESB/CEPEL, 2013)	24
Figura 5 -	Função densidade de probabilidade de Weibull com fator de forma igual	
	a 1, 2 e 3 e fator de escala igual a 8 (Adaptado de Masters (2004)) $$	25
Figura 6 –	Energia média anual produzida pelo sistema fotovoltaico	43
Figura 7 –	Energia média anual produzida pelo sistema eólico	43
Figura 8 -	Energia média anual produzida pelo sistema eólico na Bahia	46
Figura 9 –	Energia média anual produzida pelo sistema eólico no Rio Grande do Sul.	46
Figura 10 –	Energia média anual produzida pelo sistema fotovoltaico na Bahia	47
Figura 11 –	Energia média anual produzida pelo sistema fotovoltaico no Rio Grande	
	do Sul	47

# Lista de tabelas

_	Licenciamento ambiental para geração distribuída	29
_	Premissas para o cálculo do LCOE	44
_	Tabela resumo do LCOE para o caso base	51
_	Tabela resumo dos resultados dos testes de sensibilidade para o fator	
	de capacidade eólico	52
_	Tabela resumo dos resultados dos testes de sensibilidade para o fator	
	de capacidade fotovoltaico	53
Tabela 6 –	Tabela resumo dos resultados dos testes de sensibilidade para a influência	
	da cadeia produtiva	54
_	Tabela resumo dos resultados dos testes de sensibilidade para a influência	
	do ICMS	54
_	Resumo dos resultados	55
_	Resumo da Revisão Bibliográfica-parte 1	67
) –	Resumo da Revisão Bibliográfica-parte 2	68
1 –	Resumo da Revisão Bibliográfica-parte 3	69
2 –	Resumo da Revisão Bibliográfica-parte 4	70
		<ul> <li>Tabela resumo dos resultados dos testes de sensibilidade para o fator de capacidade fotovoltaico</li></ul>

# Lista de abreviaturas e siglas

ABEEólica Associação Brasileira de Energia Eólica

ABINEE Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

APP Aerogerador de Pequeno Porte

BIG Banco de Informações da Geração

BNDES Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CHESF Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

CIGRÉ International Council of Large Electric Systems

CoE Custo da Energia

COFINS Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONFAZ Conselho Nacional de Política Fazendária

CRESESB Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito

CSP Solar de Concentração

EPE Empresa de Pesquisa Energética

FF Fator de forma

FIRJAN Federação das Indústrias do Rio de Janeiro

FV Fotovoltaico

GD Geração Distribuída

GEE Gases de Efeito Estufa

HOMER Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resorces

ICMS — Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Pres-

tação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de

Comunicação

 $I_s c$  Corrente de curto-circuito

IEA Agência Internacional de Energia

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

iNDC Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas

LCOE Custo Nivelado de Energia

MMA Ministério do Meio Ambiente

MME Ministério de Minas e Energia

NEA Nuclear Energy Agency

NPC Custo Presente Líquido

NREL National Renewable Energy Laboratory

OECD Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

ONS Operador Nacional do Sistema

PIS/PASEP Programa de Integração Social e do Programa de Formação do Pa-

trimônio do Servidor Público

PCH Pequenas Centrais Hidrelétricas

PPT Programa Priotário de Termelétricas

PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

REN Resolução Normativa

SAM System Advisor Model

SIN Sistema Interligado Nacional

SWERA Solar and Wind Energy Resource Assessment

TIR Taxa Interna de Retorno

TMA Taxa Mínima de Atratividade

TUSD Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Distribuição

UC Unidade Consumidora

 $V_{o}c$  Tensão de circuito aberto

VPL Valor Presente Líquido

# Sumário

1	INTRODUÇÃO 13
1.1	Justificativa
1.2	Objetivos
1.2.1	Objetivo Geral
1.2.2	Objetivos Específicos
1.3	Produção Científica
1.4	Escopo do Trabalho
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E ESTADO DA ARTE 20
2.1	Sistemas de geração de energia
2.1.1	Geração Solar Fotovoltaica
2.1.2	Geração Eólica
2.2	Geração Distribuída
2.2.1	Ações de Incentivo à Geração Distribuída no Brasil
2.3	Análise financeira
2.3.1	Conceitos de análise de investimentos
2.3.2	Fatores que impactam o LCOE de projetos eólicos e fotovoltaicos 33
2.4	Viabilidade financeira de sistemas de geração distribuída 34
2.5	Gargalos da geração distribuída
2.6	Conclusões do Capítulo
3	METODOLOGIA
3.1	Metodologia de cálculo da viabilidade financeira 40
3.2	Caso Base
3.2.1	Premissas gerais dos projetos
3.2.2	Energia gerada
3.2.3	Custo líquido presente
3.2.4	Estudos de sensibilidade
3.2.4.1	Influência do fator de capacidade
3.2.5	Influência do investimento inicial
3.2.6	Influência dos impostos
3.3	Conclusões do Capítulo
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO 50
4.1	Análise dos resultados
4.2	Análise da sensibilidade

4.2.1	Fator de capacidade e disponibilidade do recurso energético	51
4.2.2	Influência da Cadeia Produtiva	53
4.2.3	Influência dos impostos	54
4.3	Discussão dos resultados	55
4.4	Conclusões do Capítulo	55
5	CONCLUSÕES	57
5.1	Trabalhos futuros	58
	REFERÊNCIAS	59
	APÊNDICES	65
	APÊNDICE A-TABELA RESUMO DA REVISÃO BIBLI- OGRÁFICA	66

# 1 Introdução

O desenvolvimento da sociedade está fortemente relacionado com a energia elétrica, sendo o seu consumo um dos parâmetros de avaliação do nível de desenvolvimento de um país. Esta dependência, no entanto, expõe certas preocupações quanto ao futuro da humanidade. O aumento no consumo de energia, apesar de evidenciar melhorias no padrão de vida, também evidencia a possibilidade de esgotamento dos recursos naturais para a sua geração, bem como os impactos ambientais associados a esta prática.

O Brasil ilustra bem esse caso: com uma matriz energética fortemente apoiada na geração hidroelétrica, encontra-se em um período de incerteza quanto ao abastecimento de energia, pois 70 % do potencial hidroelétrico a se aproveitar estão na Amazônia e no Cerrado, ou seja, em zonas que envolvem muito debate quanto à definição de políticas e práticas de manejo ambiental sustentável (EPE, 2007). Essa incerteza relacionada ao futuro da fonte hidrelétrica, associada às quedas contínuas do volume armazenado nos reservatórios da região Nordeste, reacendeu o debate sobre a expansão e diversificação da matriz energética nacional.

No histórico energético brasileiro, houve momentos em que o atendimento da demanda foi colocado em risco, devido a períodos de seca, falta de investimentos em geração e transmissão ou motivos externos ao país. Essas crises evidenciaram a necessidade de investimento e fortalecimento de outras fontes, a fim de garantir a continuidade de fornecimento de energia, tendo como consequência a criação de programas de incentivo à diversificação da matriz energética.

Para se analisar as mudanças na matriz energética, faz-se necessário iniciar o estudo de dois grandes eventos ocorridos na década de 1970 e um no início dos anos 2000 que impactaram o setor energético e as políticas de aproveitamento de recursos naturais.

Em 1972, ocorreu em Estocolmo, Suécia, a Conferência da Organização das Nações Unidas (ONU) sobre o meio ambiente e o desenvolvimento sustentável. Na conferência, iniciaram-se os debates relacionados aos conceitos de desenvolvimento sustentável, impactos ambientais das ações antrópicas e uso eficiente de recursos naturais, incluindo os energéticos, temas cuja importância cresceu nas últimas décadas, dentro do contexto da economia de baixo carbono (FILHO, 2014). Em 1973, com o apoio dos Estados Unidos aos israelenses durante a Guerra do Yom Kipur, os membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) decidiram boicotar economicamente os países que ajudaram Israel. Como consequência, observou-se um disparo no preço dos barris de petróleo, que chegaram a quadruplicar. Na mesma década, a Guerra Irã-Iraque (1979) foi responsável por causar a segunda crise de abastecimento deste insumo, com o preço dos barris de petróleo mais que

dobrando. As crises afetaram diversos países, especialmente os em desenvolvimento, como o Brasil (BERNI; BAJAY, 2006), evidenciando a dependência energética deste insumo, e forçando os países afetados a repensar a sua postura em relação a este combustível. Para o Brasil, país que, no final dos anos 1970 importava 80% da sua necessidade de consumo de petróleo (BARAT; NAZARETH, 1984), foram adotadas diversas medidas para enfrentar o aumento dos preços, sendo convertidas no II Plano Nacional de Desenvolvimento - PND (BRITO, 2012). Essas medidas tiveram como um dos objetivos a autossuficiência em insumos básicos, especialmente energia, através da diversificação das fontes energéticas, promovendo ações como:

- Incentivo à hidrelétricas: O II Plano Nacional de Desenvolvimento estabeleceu como prioridade a construção de usinas de médio e grande porte, como Itaipu, Sobradinho e Tucuruí (MORETTO et al., 2012). Esta priorização tornou o sistema gerador de energia elétrica nacional quase que exclusivamente hidráulico nas duas últimas décadas do século XX, promovendo a independência nacional no setor de energia (FILHO, 2014);
- Programa Nacional do Álcool Proálcool (1975-1990): financiado pelo governo brasileiro, este programa visava à substituição em larga escala dos combustíveis veiculares derivados do petróleo por etanol. Concedendo financiamentos para a construção de usinas de álcool, o programa visava ao desenvolvimento das técnicas e aperfeiçoamento dos insumos para a produção deste combustível. No entanto, com a redução do preço dos barris e o aumento do preço do açúcar, o etanol foi perdendo competitividade, desestimulando o governo a manter os preços com os subsídios e garantias de compra pela Petrobras, levando ao seu encerramento em 1990.
- Programa Nuclear Brasileiro (1930-presente): tendo suas primeiras ações iniciadas nos anos 1930, foi apenas durante o Regime Militar (1964-1985) que se estabeleceu uma política nuclear voltada para a aquisição de usinas, capazes de gerar eletricidade e de criar condições para o estabelecimento de um complexo nuclear autônomo no país. Assim, em 1972 foi assinado contrato com a Westinghouse, dando início às obras de Angra 1, a qual entrou em operação em 1982. Após a suspensão do contrato com a Westinghouse, em 1975 assinou-se contrato com a Alemanha Ocidental, o qual previa a transferência de tecnologia. Deste contrato, iniciou-se a construção de Angra 2, em 1976, entrando em operação em 2001. Durante o Governo Lula, o programa foi revitalizado, resultando na inclusão da fonte nuclear no Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), propondo uma capacidade adicional de 5345 MW a ser instalada até 2030 (EPE, 2007). Para alcançar este objetivo, o plano apoiou a conclusão de Angra 3, cujas obras se iniciaram em 2010, além de recomendar a construção de mais 4 usinas (EPE, 2007).

No início do século XXI, a falta de investimentos em empreendimentos de geração e transmissão de energia, associada a uma estiagem prolongada que reduziu a capacidade armazenada em reservatórios de hidrelétricas no Sudeste e no Nordeste, resultou em uma crise energética popularmente conhecida como Crise do Apagão (2001-2002). Durante esses anos, diante da capacidade limitada de produzir energia suficiente para o atendimento do consumo de energia tanto residencial quanto industrial, o governo federal implantou uma rigorosa política de racionamento de energia, determinando de imediato uma redução compulsória de 20 % do consumo de eletricidade (OGLOBO, 2013). Esta crise evidenciou a energia como um importante gargalo para o crescimento econômico brasileiro, levando o governo federal a investir em expansão dos sistemas de transmissão, facilitando a conexão das demais regiões do país à região Sul, que não foi afetada pelo "Apagão" devido ao fato de seus reservatórios estarem cheios na época. Outra medida adotada foram os investimentos em outras fontes de energia, visando a segurança de abastecimento (PINTO, 2013). Neste sentido, têm-se como exemplos os programas abaixo:

- Programa Prioritário de Termelétricas PPT (2000-2003): lançado no governo Fernando Henrique por meio do Decreto nº 3.371 e pela Portaria MME nº 43, o programa tinha como objetivo aumentar a capacidade de geração de energia no Brasil em mais de 15 GW. Lançado antes da Crise do Apagão e focando seus incentivos no uso do gás natural como combustível, o PPT estabeleceu condições atrativas para investimentos em termelétricas deste tipo, garantindo preço especial do gás natural reajustado anualmente para as usinas termelétricas do programa, garantindo a compra da energia produzida por estes empreendimentos pelas distribuidoras e criando uma linha de crédito especial pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Além disso, fez-se necessária a participação expressiva da Petrobras, responsável por 12 usinas no total, e o relaxamento do limite de integração vertical entre geração e distribuição para dar continuidade aos investimentos (ABEGAS, 2015). No entanto, o programa não foi capaz de alcançar seu objetivo de evitar um racionamento. Em fevereiro de 2001, antes mesmo que a maioria das usinas entrasse em operação, o governo federal instituiu o racionamento de eletricidade.
- Programa de Incentivo a Fontes Alternativas PROINFA (2002): criada no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME) pela Lei nº 10.438/2002, revisada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 e regulamentada pelo decreto nº 5.025/2004, o PROINFA tem como objetivo a diversificação da matriz energética, aumentando a segurança no abastecimento, de forma a valorizar as características e potencialidades regionais e locais, e ao mesmo tempo garantindo a redução de emissão de gases de efeito estufa (GEE). Dividido em 2 fases, a primeira previa a implantação de 3300 MW de capacidade instalada a curto prazo, distribuída pelas fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa, estabelecendo uma tarifa de compra de

energia para projetos com contratos para 20 anos, enquanto que a segunda estava voltada para a implantação em longo prazo, de forma que as fontes acima citadas atendessem a 10 % do consumo anual de energia elétrica, em um período de 20 anos, o qual deveria incorporar o prazo e os resultados da primeira fase, e com a adoção de um índice de nacionalização de 90 % dos equipamentos (DUTRA; SZKLO., 2006). Para a fonte eólica, o PROINFA teve papel fundamental para a criação e fortalecimento da cadeia produtiva (VILLALVA; GAZOLI, 2012). No entanto, o programa excluiu a fonte solar, apesar do seu enorme potencial de exploração.

Nos últimos anos, vem se observando mudanças na política energética mundial. Com preocupações cada vez mais crescentes quanto ao aquecimento global, as nações vêm alterando suas políticas energéticas, substituindo fontes convencionais por usinas a fontes alternativas, como a solar e a eólica. Iniciativas como o Acordo de Paris vêm reforçar esse fato, com as suas premissas de redução da emissão de GEE, com o compromisso de manter o aumento da temperatura média global em bem menos de  $2^{\circ}C$  acima dos níveis pré-industriais e de envidar reforços para limitar o crescimento da temperatura a  $1,5^{\circ}C$  acima dos níveis pré-industriais (MMA, 2016). Para o alcance destas metas, os governos se envolveram nas construções dos seus próprios compromissos, através das chamadas Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas (iNDC). Com a aprovação pelo Congresso Nacional, o Brasil concluiu o processo de ratificação do acordo, tornando as metas brasileiras compromissos oficiais. Desta forma, o país se comprometeu a, até 2030, atingir participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética, incluindo a expansão do uso de fontes renováveis, além da hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% (MMA, 2016).

Para se alcançar as metas expostas acima, faz-se necessário investimento em obras de transmissão. No entanto, alguns estados vêm apresentando limitações na sua capacidade de escoamento de energia. Recentemente, a exclusão dos estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul do 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016, exclusivo para empreendimentos de geração de energia eólica e solar fotovoltaica, reacendeu o debate acerca da importância de planos de ação para garantir a expansão da rede de transmissão. Os estados, apesar de possuírem grandes potenciais eólicos, tiveram a capacidade de escoamento remanescente de suas linhas de transmissão consideradas nulas, conforme nota técnica emitida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema (ONS) e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Segundo a nota, nesses estados, a ausência de margem para conexão de novos empreendimentos se deve a obras de linhas de transmissão atrasadas ou não realizada (ONS; EPE; ANEEL, 2016). O Ceará, por sua vez, encontrava-se com problemas no escoamento de energia, devido a carência de linhas de transmissão e subestações, estando atualmente em situação relativamente confortável (DIARIODONORDESTE, 2018).

Diante do exposto, as usinas descentralizadas se apresentam como uma alternativa viável para contornar tanto o problema da dependência da fonte hídrica quanto da limitação no escoamento de energia de novos parques. Regulamentada pela Resolução Normativa nº 482 de 2012, a geração distribuída representa um marco regulatório no Brasil, beneficiando a população e trazendo vantagens para o sistema elétrico, como:

- Redução na emissão dos gases do efeito estufa;
- Diminuição dos impactos ambientais associados a geração de energia;
- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda;
- Aumento da estabilidade do sistema elétrico e;
- Redução dos investimentos para implantação de centrais geradoras.

Passados 6 anos desde a publicação da Resolução Normativa 482 (REN 482), conforme o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, existem até o presente momento 29.235 usinas enquadradas na condição de geração distribuída, nas quais 29.045 são solares fotovoltaicas, 55 são centrais eólicas, 46 são usinas hidrelétricas e 90 são térmicas a biomassa. Isso resulta em uma potência instalada total de 344.210,64 MW (ANEEL, 2017).

O crescimento no número de empreendimentos de geração distribuída, de 2012 até 2017 é ilustrado pela Figura 1. Observa-se que, entre 2016 e 2017, esses sistemas apresentaram uma taxa de crescimento de 178 %.



Figura 1 – Evolução da capacidade instalada GD até 2017 (ANEEL, 2017).

Neste novo ambiente do setor energético brasileiro, as decisões de investimento devem ser baseadas tanto no critério de potencial a ser explorado da fonte quanto em uma análise de viabilidade financeira do empreendimento. Assim, para que se realize a avaliação da viabilidade do projeto, é indispensável analisar quais os principais parâmetros que influenciam na sua viabilidade.

#### 1.1 Justificativa

O maior incentivo ao uso de fontes consideradas "limpas" foi um dos fatores que estimulou o crescimento expressivo dessas fontes em sistemas de geração distribuída. No entanto, a falta de informações sobre o assunto, associada a barreiras como alto custo dos equipamentos, financiamento desses empreendimentos e os incentivos ofertados ainda limitam a expansão destes sistemas. Diante do exposto, surge a necessidade de analisar financeiramente usinas de geração distribuída, compilando pesquisas realizadas no Brasil e no mundo, e analisando quais fatores mais impactam o custo de geração de energia desses sistemas e o onde concentrar os esforços para torná-los mais competitivos.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo Geral

Este trabalho visa avaliar a viabilidade financeira atual de sistemas de minigeração distribuída baseados nas matrizes eólica e fotovoltaica, por meio do cálculo do custo nivelado de energia (LCOE).

## 1.2.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos deste trabalho, podem-se citar:

- Analisar os gargalos para a geração distribuída;
- Analisar a influência do fator de capacidade no LCOE;
- Comparar o valor do LCOE da energia eólica e fotovoltaica distribuída no Ceará com estados concorrentes, como Bahia e Rio Grande do Sul;
- Analisar o impacto do custo inicial dos projetos no valor do LCOE;
- Analisar a influência de impostos no valor do LCOE.

## 1.3 Produção Científica

É importante atentar que, durante o tempo em que a aluna se dedica às pesquisas no PPGER, a discente já publicou um artigo, em tema diretamente ligado às linhas de pesquisa do programa:

• RIBEIRO, I. P.;MATOS, F.F.S ;ALEXANDRIA, A.R..Avaliação computacional da influência da temperatura na potência de um painel fotovoltaico. **Revista Conexões:** Ciência e Tecnologia, v. 10, n. 5, p. 28-33, 2017.

Outro artigo foi redigido e submetido à Revista American Journal of Climate Change:

• RIBEIRO, I. P.; ANDRADE, P.C.F.; ROCHA, E..J.T.; ALEXANDRIA, A.R.. Analysis Of Influence Factors On Clearness Index For The City Of Fortaleza. Submetido em 2018.

## 1.4 Escopo do Trabalho

No próximo capítulo, a fundamentação teórica e revisão da literatura são apresentadas. Primeiramente, são mostrados os princípios da geração de energia por fonte solar fotovoltaica e eólica. Em seguida, são apresentados os conceitos, o histórico e as ações de incentivo para a geração distribuída no Brasil, assim como as ferramentas para análise financeira de investimentos e a revisão da literatura referente à viabilidade financeira desses sistemas de geração, seus fatores de influência e seus gargalos.

No capítulo 3 são apresentados os parâmetros para a metodologia do estudo, baseados nos estudos listados no capítulo 2. Esse capítulo é dividido em duas partes: a apresentação dos parâmetros de estudo para o Ceará e para as análises de sensibilidade. Os resultados e as suas discussão e validação são feitos no capítulo 4.

O capítulo 5 apresenta as conclusões do estudo. Nesse capítulo são apresentados os pontos positivos da metodologia e o que deve ser melhorado. São apresentadas, também, as sugestões de trabalhos futuros.

# 2 Fundamentação teórica e estado da arte

Neste capítulo, a base teórica para o desenvolvimento deste trabalho sobre viabilidade financeira de sistemas de geração distribuída eólicos e fotovoltaicos é apresentada. Serão apresentados os princípios de geração de energia por fontes solar fotovoltaica e eólica e os fatores que influenciam na produção de energia, as regulamentações para o setor de geração distribuída, as definições dos parâmetros de análise financeira e os gargalos para o desenvolvimento desses sistemas. Por fim, é realizada uma revisão bibliográfica sobre a atratividade desses sistemas, no Brasil e no mundo, analisando-se quais fatores mais influenciam no custo de geração de energia de tais sistemas.

## 2.1 Sistemas de geração de energia

#### 2.1.1 Geração Solar Fotovoltaica

A geração de energia por fonte fotovoltaica ocorre por meio do efeito fotovoltaico, que é o fenômeno físico que permite a conversão direta da luz em eletricidade, ocorrendo quando a luz, ou a radiação eletromagnética do Sol, incide sobre uma célula composta de materiais semicondutores com propriedades específicas (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Um semicondutor é um material que não é classificado nem como condutor nem como isolante, podendo ter suas propriedades modificadas pela adição de materiais dopantes ou impurezas. Uma célula fotovoltaica convencional é composta por uma junção de duas camadas de material semicondutor, uma do tipo P, que apresenta menos elétrons que um semicondutor puro, percebido pela presença de lacunas nessa camada, e outra do tipo N, que possui excedente de elétrons. Devido a essa diferença de concentração de elétrons entre as camadas, os elétrons da camada N fluem para a camada P, criando um campo elétrico dentro de uma zona de depleção no interior da célula, também chamada de barreira de potencial. Com a união das camadas P e N, os elétrons excedentes da camada N migram para a camada P, preenchendo os espaços vazios das lacunas, originando um campo elétrico entre as camadas e criando uma barreira de potencial entre elas. Os elétrons e as lacunas permanecem presos dentro dessa barreira quando a célula não está iluminada.

Com a incidência da radiação eletromagnética solar sobre a camada N, os elétrons excedentes recebem energia suficiente para vencer a barreira de potencial e se mover para a camada P, formando uma corrente elétrica quando os condutores elétricos formam um circuito entre as camadas.

Os painéis ou módulos fotovoltaicos são formados por um agrupamento de células conectadas eletricamente. Uma célula fotovoltaica isolada consegue gerar uma tensão de

aproximadamente 0,6 V, sendo necessário um arranjo em série delas para produzir tensões de saída maiores (VILLALVA; GAZOLI, 2012). A corrente gerada por uma célula depende de sua área, pois a corrente varia conforme a quantidade de luz recebida. Para um módulo convencional, a corrente fornecida é de aproximadamente 8 A (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A tensão elétrica de um painel fotovoltaico depende de sua corrente e vice-versa. A relação entre esses dois parâmetros é expressa através da curva I-V, que fornece os parâmetros elétricos que caracterizam a célula ou painel fotovoltaico:

- Tensão de circuito aberto  $(V_{oc})$ : é a máxima tensão que o equipamento pode produzir, sendo a tensão medida entre os terminais quando não há corrente elétrica circulando;
- Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ): é a máxima corrente que o equipamento é capaz de produzir, sendo a corrente medida quando a tensão nos terminais é nula. Depende da área da célula fotovoltaica, da irradiação solar e da distribuição espectral, das propriedades óticas e da probabilidade de coleta de pares elétron-lacuna formados (CRESESB/CEPEL, 2014);
- Fator de forma (FF): razão entre a máxima potência e o produto da tensão de circuito aberto com a corrente de curto-circuito;
- Eficiência(η): fator que define quão eficiente é o processo de conversão da energia solar em energia elétrica. Medido pela razão entre a potência produzida pela célula e a potência solar incidente;
- Ponto de máxima potência: o ponto em que o módulo alcança a maior produção de energia.

Para células fotovoltaicas terrestres, sem concentração, a curva I - V é determinada nas condições padrões de teste, ou seja, sob radiação de  $1000W/m^2$ , temperatura da célula de  $25^{\circ}C$  e espectro solar AM1, 5 (CRESESB/CEPEL, 2014). Uma característica peculiar dos módulos é que eles podem somente fornecer valores de corrente, tensão e potência que estejam de acordo com as curvas (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A curva I - V, e, consequentemente, a energia produzida por um painel fotovoltaico, é afetada por dois fatores: a radiação e a temperatura. As modificações nas curvas I - V nessas duas condições são apresentadas nas Figuras 2 e 3. Observa-se que a corrente máxima que o módulo pode fornecer varia proporcionalmente à irradiância, aumentando significativamente a produção de energia quando o painel recebe muita luz. Já em relação à temperatura, observa-se o oposto: a corrente fornecida pelo módulo pouco se altera, mas a tensão nos terminais reduz conforme o aumento da temperatura, diminuindo a potência fornecida pelo módulo, deslocando o ponto de máxima potência.

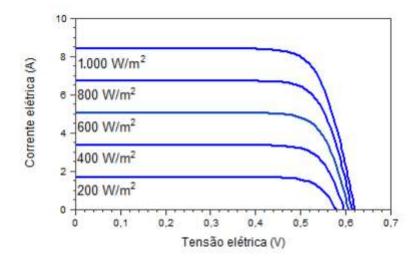


Figura 2 – Influência da radiação na curva I - V (CRESESB/CEPEL, 2014).

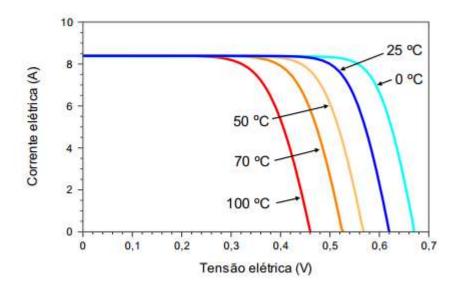


Figura 3 – Influência da temperatura na curva I - V (CRESESB/CEPEL, 2014).

Para o desenvolvimento técnico e econômico de um projeto de geração fotovoltaica, é essencial o cálculo da estimativa da energia produzida diariamente pelo sistema, levandose em consideração a variação dos fatores que influenciam a energia gerada. Caso esteja disponível a informação sobre a energia solar disponível diariamente no local da instalação, é possível a utilização do método da insolação para calcular a energia produzida pelo módulo fotovoltaico. Nesse método, tem-se como premissa que o módulo será instalado de forma a maximizar o aproveitamento da energia do Sol, com correta orientação, inclinação dos painéis e utilização do recurso do MPPT, sendo a energia produzida limitada apenas pela eficiência do módulo.

A informação sobre a energia solar diária é encontrada na forma da insolação, expressa em watt-hora por metro quadrado por dia  $(Wh/m^2/dia)$  (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Os dados de insolação disponíveis referem-se a média anual. O dimensionamento usando esses dados pode levar à falta de energia nos meses de inverno e excesso de energia durante o verão. Assim, recomenda-se a adoção da insolação no pior mês do ano para garantir o abastecimento das instalações (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A energia produzida pelo módulo é definida por:

$$E = \eta * I_m * A_m, \tag{2.1}$$

em que  $\eta$  é o rendimento do módulo,  $I_m$  é a irradiação global sobre o módulo, medida em  $kWh/m^2/dia$  e  $A_m$  é a área do módulo.

A relação entre irradiação e a sua conversão em energia elétrica pode ser combinada por meio do fator de capacidade, que representa o nível de atividade de uma instalação em um determinado período. Este parâmetro mede a relação entre a energia gerada em um intervalo de tempo e a capacidade nominal do sistema multiplicada pelo número de horas do ano (ABINEE, 2012).

O fator de capacidade de um sistema fotovoltaico depende tanto da irradiação solar quanto do fator de desempenho, que é o parâmetro que mede a qualidade da instalação, ou seja, quanto da energia não é aproveitada pelo sistema.

#### 2.1.2 Geração Eólica

O vento pode ser definido como o deslocamento de massas de ar causado pela diferença de aquecimento da Terra pela radiação solar, podendo, assim, ser considerado uma forma indireta de energia solar, representando a conversão da energia térmica em energia cinética. A conversão da energia cinética do vento em energia elétrica é realizada através de turbinas eólicas, ocorrendo essa conversão em duas etapas: na turbina, que remove a porção da energia cinética disponível para conversão em energia mecânica, e no gerador, que a recebe e converte em energia elétrica, a qual é transmitida para a rede da concessionária (PINTO, 2013).

A movimentação do ar produz energia e a energia cinética deste movimento é a energia eólica. A quantidade de energia que o vento transfere para o rotor dependerá de fatores como a densidade do ar, a área de varredura do rotor e o deslocamento de uma massa de ar a uma determinada velocidade. Assim, pode-se calcular a potência do vento associada ao deslocamento da massa de ar conforme a equação 2.2:

$$P = \frac{\rho A v^3}{2} \tag{2.2}$$

em que A é a área de varredura do rotor, v é a velocidade do vento e  $\rho$  é a densidade do ar.

A conclusão mais relevante que se pode extrair da Equação 2.2 é que a potência disponível pelo vento é diretamente proporcional ao cubo da velocidade. Isso implica que, por exemplo, um aumento de 25% na velocidade resulta em um aumento de quase 100% da potência.

Por existir proporcionalidade entre a potência disponível do vento e o cubo da velocidade do vento, pequenas variações nesse último parâmetro resultam em variações relevantes. Como nos primeiros 100 metros acima do solo a velocidade do vento sofre forte influência do atrito que o ar experimenta ao se mover pela superfície da Terra, as características do terreno onde serão instalados os aerogeradores são fatores relevantes para o cálculo da geração de energia (PINTO, 2013). Uma expressão frequentemente usada para caracterizar o efeito da rugosidade do terreno com a velocidade do vento é a equação do modelo exponencial, também conhecida como lei de potência ou fórmula da altitude de Hellman:

$$v = v_0 * \left(\frac{H}{H_0}\right)^{\alpha},\tag{2.3}$$

em que v é a velocidade do vento na altura H,  $v_0$  é a velocidade na altura de referência  $H_0$  (geralmente de 10 m) e  $\alpha$  é o expoente de altitude, ou coeficiente de Hellman, sendo uma função do terreno onde o vento sopra.

A relação da potência da turbina e da velocidade do vento é representada através das curvas de potência da turbina, como na Figura 4. Pela sua análise, observa-se que existem 3 velocidades básicas:

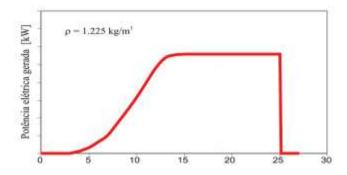


Figura 4 – Curva de potência de um aerogerador (CRESESB/CEPEL, 2013)

- Velocidade de partida: velocidade de vento mínima na qual a máquina fornece potência útil;
- Velocidade nominal do vento: velocidade na qual é alcançada a potência nominal da turbina;

• Velocidade de corte: máxima velocidade de vento permitida, na qual é possível a entrega de potência. Para ventos acima deste valor, a turbina é desligada, devido ao risco de danos que ventos fortes podem causar à turbina.

O vento é uma variável estocástica e sua velocidade é uma variável aleatória contínua (PINTO, 2013). Por este motivo, a discretização dos dados de vento é necessária para facilitar a sua análise, na forma de uma função de densidade de probabilidade. A função mais frequentemente usada como ponto de partida para caracterizar as estatísticas da velocidade de vento é chamada função densidade de probabilidade de Weibull, descrita por:

$$f(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k},\tag{2.4}$$

em que v é a velocidade do vento, k é o fator de forma e c é o fator de escala.

Como o próprio nome indica, o fator de forma altera o formato da função, conforme observado na Figura 5, para 3 valores distintos de k. Observa-se que, para k=1, a curva se assemelha a uma função exponencial decrescente, e provavelmente não seria uma boa região para turbinas eólicas, pois a maioria dos ventos está localizada na região de baixas velocidades. Para k=2, o vento apresenta velocidade moderadamente constante, porém com períodos com velocidades maiores que as localizadas próximas ao pico da função. Para k=3, a função se assemelha ao formato de um sino, e a região da curva estaria onde boa parte dos ventos sopra, moderadamente constantes como os ventos alísios (PINTO, 2013).

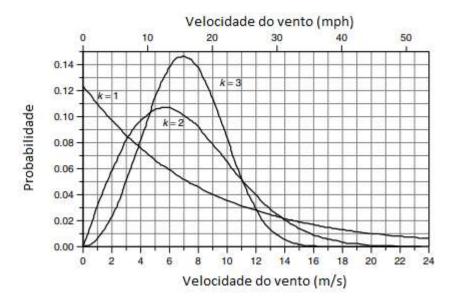


Figura 5 – Função densidade de probabilidade de Weibull com fator de forma igual a 1, 2 e 3 e fator de escala igual a 8 (Adaptado de Masters (2004))

O fator de capacidade  $(F_c)$  é a taxa de representa a relação entre a energia gerada em um determinado período e a sua capacidade de produção nesse mesmo período, calculando os limites da produção de potência que são inerentes às propriedades do vento. Geralmente, o fator de capacidade de uma turbina varia entre 40% e 50% (PINTO, 2013). Este é calculado por:

$$F_c = \frac{EAG}{8760 * P_n},\tag{2.5}$$

em que  $P_n$  é a potência nominal do vento e EAG é a energia anual gerada, dada por:

$$EAG = \sum [f(v)P(v)] * 8760,$$
 (2.6)

em que f(v) é a frequência percentual de ocorrência da velocidade do vento, P(v) a potência produzida pela turbina na velocidade de vento v e 8760 é o total de horas de um ano.

## 2.2 Geração Distribuída

Não há consenso quanto à definição de geração distribuída, possivelmente por ser uma forma de energia pouco utilizada nos últimos anos. Desta forma, podem-se encontrar diversas definições, que variam segundo fatores como modo de conexão à rede, capacidade instalada, recursos primários utilizados, localização e tecnologias (ZILLES et al., 2012).

Para o Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), a geração distribuída é definida como uma forma de geração de energia por usinas de pequeno porte, conectadas ao sistema de distribuição e localizadas próximas ao consumo (ZILLES et al., 2012). O International Council of Large Electric Systems (CIGRÉ), por sua vez, define geração distribuída como unidades geradoras cuja capacidade instalada varia entre 50 MW e 100 MW, normalmente conectadas à rede de distribuição, sendo uma forma de geração planejada e despachada de forma descentralizada, sem haver um órgão comandando as suas ações. Para a Agência Internacional de Energia (IEA), a geração distribuída é uma usina geradora que atende a um cliente no local ou fornece suporte a rede de distribuição, conectada à rede em tensões de nível de distribuição, gerando energia através de tecnologias como motores, pequenas e microturbinas, células combustíveis e sistemas fotovoltaicos (OECD/IEA, 2002). De forma geral, a geração distribuída pode ser entendida como produção energética próxima ao consumo.

Em 1978, em resposta à crise do petróleo da década de 1970, surgiu nos Estados Unidos o incentivo inicial à geração distribuída, através das mudanças na legislação promovidas pela *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA), sendo ampliadas em 1992 com a desregulamentação da geração de energia pelo *Energy Policy Act* (GONÇALVES, 2004). A partir de então outros países começaram a alterar a sua legislação energética (GONÇALVES, 2004). No Brasil, a geração distribuída iniciou o seu desenvolvimento em 2004, ao

ser mencionada na Lei nº 10.848/04 como uma das possíveis fontes de geração de energia, e no decreto nº 5.163/04, o qual, no seu artigo 14, é definida como a produção de energia elétrica por empreendimento de permissionários, agentes concessionários ou autorizados, conectados diretamente na rede elétrica de distribuição do consumidor, excetuando-se as hidrelétricas com capacidade instalada superiores a 30 MW e as termelétricas, incluindo as de cogeração, com eficiência energética inferior a 75 %, exceto as movidas a biomassa ou resíduos de processos. Segundo o mesmo decreto, é permitido o comércio de energia de forma livre entre os geradores distribuídos e consumidores livres ou concessionárias. Neste último caso, no artigo 15, há uma restrição à compra de energia, limitando-a a até 10 % de sua carga, desde que a aquisição seja precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente distribuidor. Quanto aos limites impostos às termelétricas, estes foram posteriormente revistos pela Resolução Normativa (REN) nº 228/06, estabelecendo, desta forma, requisitos mais bem elaborados e mais coerentes ao atendimento a critérios de eficiência energética, para então certificar essas usinas como geradoras distribuídas.

O conceito atualmente aceito de geração distribuída veio através da Resolução Normativa nº 482/12 da ANEEL, caracterizando a figura da microgeração e da minigeração, definindo os mecanismos de compensação de energia, as fontes beneficiadas e os procedimentos de acesso à rede. Posteriormente alterada pela REN nº 687/15 da ANEEL, têm-se as seguintes definições:

- Microgeração distribuída: são pequenos sistemas, com potência até 75 kW, que utilize fontes renováveis ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL.
   Podem ser conectados à redes monofásicas ou trifásicas de baixa tensão;
- Minigeração distribuída: são sistemas com potência entre 75 kW e 3 MW, para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes, incluindo cogeração qualificada, podendo ser conectadas em redes de média e alta tensão. São construídos com o objetivo de suprir total ou parcialmente a demanda de energia elétrica dos seus consumidores.

A REN nº 482/12 prevê a utilização do sistema de *net metering*, ou medida da energia líquida, como sistema de compensação. Assim, para este sistema, a rede elétrica funciona como uma bateria, armazenando a energia gerada, sendo enviada para a rede quando há excedente e compensada na forma de créditos. Segundo a regulamentação atual, o consumidor tem o período de até 60 meses para utilizar os créditos gerados. Ao final deste período, os créditos serão perdidos, sem remuneração pela energia produzida. O sistema de compensação também propõe a cobrança de, no mínimo, o custo de disponibilidade para consumidores de baixa tensão, ou Grupo B, e da demanda contratada, para consumidores de alta tensão, ou Grupo A.

A resolução também prevê limites para a potência instalada na microgeração e na minigeração. Para consumidores do Grupo B, este limite é a capacidade instalada no local de consumo, enquanto que para consumidores do Grupo A, o limite é a demanda contratada.

A REN nº 687/15 também trouxe mudanças quanto à modalidade de consumo da energia, autorizando o autoconsumo remoto (quando a energia pode ser produzida em um terreno diferente do ponto de consumo, desde que sejam da mesma titularidade e estejam na mesma área de concessão), geração compartilhada (caracterizada pela união de consumidores por meio de consórcio ou cooperativa, dentro da mesma área de concessão ou permissão, que possua unidade consumidora com geração distribuída em local diferente em local diferente das unidades consumidoras) e múltiplas unidades consumidoras.

#### 2.2.1 Ações de Incentivo à Geração Distribuída no Brasil

Visando incentivar a geração distribuída no Brasil, uma série de ações foram adotadas pelo governo. Além das já citadas atualizações na REN nº 482/2012, promovidas pela REN nº 687/2015, estão as seguintes medidas:

- Isenção de ICMS: regulamentada pelo Convênio ICMS nº 16, de 22 de abril de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), essa medida isentou a cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre a energia injetada pelo consumidor na rede da distribuidora, incidindo este imposto apenas sobre o saldo da energia que ele receber da distribuidora e não conseguir compensar (MME, 2015). A adesão do estado do Ceará a esta medida se deu pelo Decreto nº 31853, de 14 de dezembro de 2015. No entanto, a isenção se aplica somente a projetos de até 1 MW de potência e para a geração na mesma unidade de consumo ou no autoconsumo remoto;
- Alíquota zero de PIS/COFINS: formalizada pela Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, convertida da Medida Provisória 675, esta medida estabeleceu a cobrança de alíquota zero do Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep) e da Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) a energia injetada pelo consumidor na rede da distribuidora e não compensada (MME, 2015);
- Redução do Imposto de Importação: até o dia 31 de dezembro de 2016, a alíquota do Imposto de Importação incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica esteve reduzida de 14 % para 2 %, conforme Resolução CAMEX nº 64, de 22 de julho de 2015 (MME, 2015);

- Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída no Brasil (ProGD): lançado no final de 2015, o ProGD tem por objetivo a ampliação da geração distribuída com base em fontes renováveis, principalmente a fotovoltaica (MME, 2015). O programa também tem por premissa o auxílio a criação de linhas de crédito e de financiamento de projetos de GD no país, além de incentivar a indústria de componentes e equipamentos, com foco no desenvolvimento produtivo, tecnológico e na inovação (BAJAY et al., 2018);
- Apoio do BNDES: o apoio do banco aos projetos de geração distribuída se apresenta na adoção de taxas diferenciadas para a instalação de sistemas de geração distribuída, a partir de fontes renováveis, e para ações de eficiência energética em hospitais e escolas públicas (BAJAY et al., 2018). Em 2018, o BNDES aprovou mudanças no Programa Fundo Clima, no subprograma Máquinas e Equipamentos Eficientes, autorizando pessoas físicas a ter acesso a financiamento para a instalação de sistemas de aquecimento solar e sistemas de cogeração (VALOR, 2018);
- Apoio do BNB: lançada no final de maio de 2016, a linha FNE Sol é a primeira linha de financiamento do BNB para a implantação de sistemas de micro e minigeração distribuída através de fontes renováveis (BLUESOL, 2018). Inicialmente disponibilizada somente para empresas e cooperativas, a partir de 2018 a linha também deve atender a pessoas físicas (NORDESTE, 2018)
- Licenciamento ambiental: em 2016, o Conselho Estadual do Meio Ambiente (COEMA) publicou a Resolução 03/2016, a qual dispõe sobre os critérios e procedimentos simplificados para a implantação de sistemas de geração distribuída. A Tabela 1 apresenta as licenças exigidas conforme a potência do projeto.

Potência Instalada Licença exigida
Até 2 MW Isento
Entre 2 MW e 3 MW Autodeclaração
Acima de 3 MW Licença ambiental simplificada
Biomassa e biogás até 5 MW Licença ambiental simplificada

Tabela 1 – Licenciamento ambiental para geração distribuída

#### 2.3 Análise financeira

Nessa seção, algumas ferramentas de análise financeira de projetos de geração de energia são apresentadas, assim como os fatores que mais influenciam na atratividade financeira de projetos eólicos e fotovoltaicos e os resultados relativos à viabilidade da geração distribuída obtidos no Brasil e no mundo.

#### 2.3.1 Conceitos de análise de investimentos

A tomada de decisão relativa a qualquer projeto envolve uma série de avaliações, sejam elas técnicas, sociais, ambientais ou econômicas. Apesar que, geralmente, nem todas essas avaliações serem consideradas no momento de decisão, devido a finitude dos recursos financeiros, o conhecimento das vantagens, desvantagens e riscos financeiros de um projeto devem ser levadas em consideração.

Existem vários métodos de avaliação financeira de projetos na área de energia, dentre os quais se destacam o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno, o *payback* e o custo nivelado de energia.

O Valor Presente Líquido (VPL) é uma ferramenta matemático-financeira utilizada para calcular o valor presente de uma série de pagamentos futuros, descontados a uma taxa específica, chamada de taxa de desconto. O uso do fluxo de caixa descontado se dá por 2 motivos: o dinheiro de hoje vale mais que o dinheiro de amanhã e um dinheiro seguro vale mais que um dinheiro incerto (BREAKLEY; MYERS; ALLEN, 2013). A expressão para o cálculo do VPL é dada pela Equação 2.9:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{F_{C_t}}{(1+r)^t},$$
(2.7)

onde  $I_0$  é o investimento inicial,  $F_{C_t}$  representa o fluxo de caixa descontado e r a taxa de descontos.

O resultado do VPL é usado para a tomada de decisão do tipo aceitar-rejeitar, pois podem pertencer a 3 cenários distintos:

- VPL > 0: as receitas superam o valor investido, logo o projeto é considerável economicamente viável;
- VPL = 0: as receitas igualam-se ao valor investidos, logo é indiferente investir ou não no projeto;
- VPL < 0: o valor investido supera as receitas, logo o projeto é economicamente inviável, do ponto de vista econômico.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é definida como a taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas de caixa ao investimento inicial, ou seja, é a taxa r que faz o valor do VPL se igualar a zero (BREAKLEY; MYERS; ALLEN, 2013). É expressa de forma geral por

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{Fc_t}{(1+TIR)^t},$$
(2.8)

onde  $I_0$  representa o investimento inicial.

Para interpretar o resultado da TIR, é necessário fazer uma comparação com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que representa o percentual mínimo de retorno que um projeto deve gerar para ser aceito. Assim, observa-se que:

```
• TIR > TMA: VPL > 0;
```

• TIR = TMA: VPL = 0;

• TIR < TMA: VPL < 0

O payback, ou tempo de retorno sobre o investimento, é um dos métodos mais simples de análise de investimentos. Ele indica a quantidade de períodos que decorrerão até os fluxos de caixa acumulados estimáveis igualarem o montante do investimento inicial (BREAKLEY; MYERS; ALLEN, 2013) O payback pode ser:

- Simples: dado pela soma dos valores dos fluxos de caixa medidos, período a período, até que a soma se iguale ao investimento inicial. Este método, no entanto, não considera uma taxa de juros para corrigir o valor do dinheiro no tempo, tornando-o um método matematicamente incorreto (WRPRATES, 2018). Isso ocorre porque o fluxo de caixa não é levado para o presente, logo podem ocorrer erros quanto ao período para o projeto se pagar;
- Descontado: mais confiável que o payback simples, no payback descontado todos os fluxos de caixa devem ser descontados por uma taxa, normalmente a TMA, em relação ao período ao qual o fluxo está associado.

O Custo Nivelado de Energia (LCOE) é o método atualmente aceito para comparação entre diferentes tecnologias de geração de energia elétrica (SILVA, 2017), possibilitando a avaliação de diferentes tipos de negócio quando existem diferentes escalas de operação, investimento e tempo de operação. É uma ferramenta recomendada quando a classificação de diferentes alternativas de investimento se faz necessária, e também na verificação da viabilidade de determinado projeto dada uma tarifa energética, sendo uma aproximação do valor presente da tarifa mínima que determinado projeto requer para a sua viabilização.

O LCOE relaciona os custos envolvidos e a energia gerada pelo empreendimento, ao longo da sua vida útil, representando o quanto um produtor de energia elétrica deveria obter de receita por kWh, de modo a cobrir os investimentos, os juros, as despesas operacionais e remunerar adequadamente os investidores. Não há definição ou consenso dentre os autores perante as unidades de apresentação do LCOE, sendo geralmente representado em centavos de dólar americanos por quilowatts.

De forma geral, conforme apresentado por Branker, Pathak e Pearce (2011) o LCOE pode ser definido por

$$LCOE = \frac{Custos\ ao\ longo\ da\ vida\ útil}{Energia\ gerada\ ao\ longo\ da\ vida\ útil} = \frac{\sum_{t=0}^{T} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{T} \frac{E_t}{(1+r)^t}},$$
 (2.9)

em que  $C_t$  representa os custos no período t,  $E_t$  a energia gerada no período t e r a taxa de desconto.

Ouyang e Lin (2014) analisaram o LCOE de empreendimentos eólico, solar fotovoltaico e biomassa, baseado em 17 plantas chinesas, para 3 valores diferentes de taxas de desconto. Os resultados mostraram que as tarifas feed-in <sup>1</sup> adotadas para as fontes eólica e fotovoltaica somente cobria o LCOE para a menor taxa de juros estudada, enquanto que para a biomassa a tarifa cobriu o LCOE para todos os valores de juros, indicando que é necessária uma revisão da política da tarifa feed-in, reajustando-a continuamente, com base nos valores de LCOE.

Jong, Kiperstok e Torres (2015) compararam a viabilidade econômica de diversas fontes, sendo elas as chamadas alternativas (solar, eólica, biomassa e maremotriz) e as chamadas convencionais (hidrelétrica, termelétrica e nuclear), calculando o LCOE para 13 projetos diferentes no Brasil. O estudo também considerou a influência dos custos ambientais e sociais de cada fonte. Os resultados mostraram que, para uma taxa de juros de 5%, o LCOE da fonte eólica se aproxima ao da hidrelétrica, que por sua vez obteve os menores valores de LCOE, enquanto a fonte solar fotovoltaica obteve os valores mais elevados. Os autores apontam que a tecnologia fotovoltaica, tanto para geração distribuída quanto centralizada, está subdesenvolvida no Brasil devido aos elevados preços associados à necessidade de importação de equipamentos e à ausência de políticas de governo eficazes para incentivá-la e elevar a competitividade da fonte.

Parrado et al. (2016) calcularam o LCOE de 3 projetos de 50 MW cada, todos baseados na fonte solar e localizados no deserto do Atacama, Chile: uma usina fotovoltaica (FV), uma solar de concentração (CSP) e uma híbrida FV-CPS, para 2 cenários diferentes, analisando tanto o LCOE quanto a projeção destas tecnologias até o ano 2050. Os resultados mostraram alta competitividade das plantas fotovoltaicas e solar de concentração, alegando que os resultados se devem às altas taxas de irradiação no local. Ao se comparar os valores do LCOE das 3 plantas, observou-se que, em ambos os cenários, as tecnologias FV e CSP apresentaram valores inferiores aos obtidos pela planta híbrida, mas por possuir um maior fator de capacidade, a planta híbrida se torna uma opção mais atraente para o atendimento da indústria mineradora, presente na área de estudo, garantindo energia continuamente

sistema de tarifação criado na Europa para incentivar o uso de energias renováveis. Possui sistema de de medição com dois medidores, de forma semelhante ao net metering, no entanto, no sistema feed-in, o consumidor é premiado com a instalação do sistema de energia renovável, recebendo pagamento pela energia que o sistema exportar para a rede elétrica

para este setor, que é, atualmente, basicamente atendido por fontes não renováveis. Assim, este empreendimento ainda possuiria como vantagem a redução na emissão de GEE.

Alguns autores, como Joskow (2011), no entanto, consideram que o uso dessa ferramenta apresenta sérias ressalvas, uma vez que o LCOE é estimado adotando como premissa um perfil de geração de energia homogêneo ao longo do tempo, fato incompatível com fontes como eólica e solar, uma vez que as intensidades dos ventos e da irradiação variam ao longo do dia e do ano. Para tentar corrigir as imprecisões da metodologia do LCOE, foi desevolvida pela IEA uma metodologia alternativa, na qual são abordados os custos evitados com a introdução de novas fontes, pelo deslocamento de despachos mais custosos, economizando assim os MW da reserva girante (MEDEIROS, 2017).

#### 2.3.2 Fatores que impactam o LCOE de projetos eólicos e fotovoltaicos

Por considerar tanto os custos ao longo da vida útil quanto a energia produzida por determinado sistema, o LCOE é afetado por diversos fatores, sendo necessária a realização de testes de sensibilidade para se conhecer o impacto de cada um.

Analisando a parcela relativa à produção de energia, tem-se como fatores de influência a disponibilidade do recurso, o fator de capacidade e a tecnologia utilizada. Na parcela de custos de geração, participam custos de operação e manutenção, investimento inicial, subsídios e financiamentos e impostos.

Por fator de capacidade, entende-se a relação entre a produção efetiva da usina em um determinado período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período. Assim, por exemplo, para uma usina com fator de capacidade de 40 %, isso significa que durante 40 % do ano há produção de energia, enquanto nos outros 60 % essa produção não é significativa. Para empreendimentos eólicos, há uma maior sensibilidade para este parâmetro, observando-se que uma redução de 10 % no fator de capacidade resulta em aumento de 8,5% no custo de geração (BLANCO, 2009). O impacto do fator de capacidade também foi observado por Bean, Blazquez e Nezamuddin (2017), que também constataram a sua influência sobre o valor financiado do projeto.

Para a fonte solar fotovoltaica, Reichelstein e Yorston (2013) verificaram que o fator de capacidade, que é dependente da localização geográfica para esta fonte, é o parâmetro que mais influencia no LCOE, observando que uma redução pela metade no fator de capacidade praticamente dobra o LCOE. Os autores também apontaram que, além do fator de capacidade, o investimento inicial e a taxa de desconto utilizada são os fatores de maior impacto na viabilidade do projeto.

A influência da disponibilidade do recurso no LCOE foi constatado por Campos et al. (2016). Nesse trabalho, os autores observaram que os menores valores de LCOE foram alcançados em regiões onde ocorre os maiores valores de irradiação solar, chegando

inclusive a atingir a paridade tarifária em algumas localidades.

Weida, Kumar e Madlener (2016) analisaram o LCOE de projetos eólicos e fotovoltaicos para a Alemanha, para 2015 e estimando os resultados para 2030. A avaliação envolveu a divisão do território em 3 áreas distintas, com condições climatológicas bem específicas. Os resultados apontam que os empreendimentos eólicos instalados nos locais de maior potencial apresentaram as maiores viabilidades técnico-econômicas. A fonte eólica também registrou o menor LCOE, no local de melhor condição climatológica, seguido pelo projeto fotovoltaico na localidade de maior irradiação.

Devido à possibilidade de comparação do LCOE com as tarifas energéticas, este último fator também representa um impacto nas avaliações financeiras. Em sua dissertação de mestrado, Nakabayashi (2014) analisou a sensibilidade do LCOE de sistemas fotovoltaicos para as tarifas energéticas e observou que, para reajustes maiores nas tarifas, a viabilidade desses sistemas se tornou mais elevada.

Yuan et al. (2014) analisaram a sensibilidade de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída para fatores como investimento inicial, tarifa energética e financiamento dos projetos. Os resultados apontaram que a viabilidade desses projetos foi alcançada em locais com as maiores tarifas e com os maiores valores de irradiação, considerando-se financiamento de 80 % do projeto. A influência do financiamento no LCOE também foi constatada por Calazans et al. (2015) que observaram que o financiamento de 90 % do valor do empreendimento a baixas taxas de juros reduziu consideravelmente o LCOE.

Em sua pesquisa acerca da viabilidade financeira de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, Rodrigues et al. (2016) se propuseram a identificar quais os países com as melhores oportunidades de investimento nestes sistemas, tomando por base a regulamentação adotada em cada país. O estudo envolveu análise para 13 países, incluindo o Brasil, e foi feito para projetos de 1 kW e 5 kW, para 4 casos distintos de autoconsumo. Para o Brasil, que tomou como referência a cidade de Goiânia, os resultados de todos os cenários indicaram inviabilidade, sendo esse fato justificado pelo alto investimento inicial.

## 2.4 Viabilidade financeira de sistemas de geração distribuída

Apesar de possuir valores mais elevados para instalação de sistemas, a fonte fotovoltaica é a mais utilizada em unidades consumidoras que aderiram à geração distribuída, respondendo por mais de 99 % do total de Unidades Consumidoras (UCs) no país (ANEEL, 2017). Esta supremacia deve-se tanto ao fato do recurso solar ser abundante em todo o território nacional quanto aos baixos custos de operação e à facilidade de instalação em áreas urbanas e em qualquer espaço vazio em que haja incidência de luz. A fonte eólica, por sua vez, apesar de já possuir um mercado bem desenvolvido para aerogeradores de grande porte, possui uma participação tímida na geração distribuída, por exigir condições

mais específicas de funcionamento, como a instalação em locais com bons regimes de vento.

Desta forma, percebe-se que a análise de viabilidade financeira de sistemas de geração distribuída envolve a análise de variáveis distintas dos custos de instalação, operação e manutenção dos sistemas, como fator de capacidade, irradiação no local, área disponível, presença de subsídios, tarifas energéticas e consumo energético.

Albadi e El-Saadany (2008) realizaram uma avaliação técnico-econômica completa de projetos de geração distribuída baseados na fonte eólica, analisando o impacto de impostos e incentivos no VPL e na TIR dos projetos. O trabalho é voltado para a análise da influência dos impostos sobre o rendimento provincial, subsídio do custo de capital, impostos sobre a propriedade e incentivos federais a geração de energia eólica. Na análise da influência dos impostos, os autores observaram que esses causaram uma queda de 13% do VPL do projeto. A análise de sensibilidade relativa à mudança dos valores do investimento inicial, custo de operação e manutenção e taxa de desconto apresentou tendência de queda da viabilidade com o aumento desses parâmetros. No caso dos custos de operação e manutenção, um aumento de 1,5% para 2,5% do investimento inicial se torna suficiente para deteriorar a viabilidade do projeto.

Dutra e Guedes (2012) elaboraram um estudo voltado para o uso de aerogeradores de pequeno porte na geração distribuída. Para tanto, os autores calcularam a viabilidade desse sistema através do custo nivelado de energia (LCOE), abordando o potencial eólico da região Nordeste, focando principalmente nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte, considerando diferentes valores para o fator de capacidade. Os resultados apontam que, para a maioria dos estados da região, existe viabilidade para turbinas de pequeno porte para fatores de capacidade superiores a 25 %.

EPE (2012) analisou a competitividade da fonte fotovoltaica para a geração distribuída, em relação à tarifa energética, através do cálculo do LCOE, para projetos de diferentes classes de consumo: residencial (5 kW e 10 kW), comercial (100 kW) e industrial (1000 kW). O menor valor, de 402 R\$/MWh, foi obtido para a classe industrial, mas, devido à grande diversidade de situações tarifárias nesse setor, não foi possível chegar a uma conclusão sobre a viabilidade desses projetos. Para as classes residencial e comercial, com os valores de 602 e 541 R\$/MWh para a classe residencial e 463 R\$/MWh para a classe comercial, observou-se a existência de situações em que esses projetos se tornam competitivos frente às tarifas energéticas.

Holdermann, Kissel e Beigel (2014) analisaram por meio do software PV\*Sol a viabilidade financeira de sistemas solares fotovoltaicos para consumidores do Grupo B, em especial os da classe residencial e comercial, para as 63 concessionárias de energia do país, em 2 análises distintas: considerando as condições de mercado na época e analisando a influência de políticas de incentivo, como menores taxas de desconto e redução no valor do investimento. Na primeira análise, os autores constataram inviabilidade do sistema,

enquanto que no último observou-se viabilidade em parte considerável do território, em especial nas regiões Nordeste e Centro-oeste.

Nakabayashi (2014) analisou a viabilidade econômico-financeira de sistemas foto-voltaicos de geração distribuída sob a ótica do consumo residencial. O estudo foi feito para as 27 capitais brasileiras, calculando VPL, TIR e payback, e comparando o LCOE com as tarifas energéticas de cada cidade e estimando a probabilidade de viabilidade desses sistemas para o ano 2020. Os resultados apontam que, para a maioria das capitais, existe viabilidade desses sistemas, considerando os reajustes aprovados em 2014, e que as estimativas para 2020 indicam que a probabilidade da viabilidade da microgeração FV ultrapasse os 90 %.

Calazans et al. (2015) analisaram a viabilidade de um sistema fotovoltaico conectado à rede em associação com um banco de baterias para uma residência hipotética em Recife, Pernambuco usando o software SAM. O estudo envolveu análise de LCOE, VPL e payback do sistema para duas condições distintas: com e sem incentivos para financiar o projeto. Em ambos os estudos, observou-se viabilidade do sistema, no entanto para o caso com incentivo, com financiamento de 90 % do projeto e taxa de juros mais baixa, foi constatado que o projeto se tornou mais viável e competitivo

Krishnan et al. (2016) analisaram, através do tempo de *payback* e da TIR a viabilidade financeira de dois sistemas fotovoltaicos, de 2 kW e 3 kW, em Kerala, Índia, em duas situações distintas: com e sem subsídio. Os resultados mostraram que, para ambas as potências, o aumento do consumo diário elevou o valor da TIR e reduziu o tempo de *payback*, tornando-os viáveis a partir de certos valores de unidade de potência consumida e que o uso de subsídios reduziu o tempo de payback e aumentou o valor da TIR.

Texeira, Coriolano e Rocha (2016) analisaram a viabilidade financeira de um sistema de microgeração fotovoltaico conectado à rede do Campus João Câmara do IFRN, uma região com altos valores de irradiação, através do VPL, TIR e tempo de *payback*, a partir de estimativas de consumo. Os resultados comprovam a viabilidade do sistema, com VPL com valor positivo, TIR superior à taxa de juros e *payback* inferior a vida útil do equipamento.

Abu-Hijleh (2016) analisou, através do software HOMER, a viabilidade do uso de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico conectado à rede para fornecimento de energia para uma residência típica dos Emirados Árabes Unidos. Por meio de uma combinação de fatores como potência da turbina eólica e de sistemas fotovoltaicos, tarifas energéticas e taxas de juros, o software calculou o custo de energia elétrica destes sistemas híbridos. O autor observa que o sistema é viável para altos valores de tarifa e baixas taxas de juros, mas a condição mais viável não envolve o fornecimento de energia por sistemas renováveis, devido aos preços elavados dos equipamentos e ao baixo custo de geração de energia por fontes fósseis nos Emirados Árabes.

Campos et al. (2016) analisam o potencial da geração distribuída fotovoltaica em cidades chilenas, que são um dos locais mais promissores para a tecnologia de geração fotovoltaica, devido às altas taxas de irradiação, altas tarifas energéticas e rápida urbanização. No trabalho, os autores calculam o LCOE deste sistema para a cidade de Concepción, extrapolando-as em seguida para cidades chilenas com mais de 15000 habitantes. O estudo do potencial foi realizado em 2 cenários: apenas para autoconsumo e utilizando toda a área disponível nas construções para instalação dos sistemas. Os resultados apontaram viabilidade desses sistemas, em especial para a região norte do país, onde se observou geração de excedentes e alcance da paridade tarifária.

Hosseinalizadeh et al. (2017) analisaram economicamente através do HOMER o uso de aerogeradores de pequeno porte no setor residencial iraniano. A análise calculou o custo da energia (CoE) e custo presente líquido (NPC) desses sistemas para 88 regiões iranianas, visando a identificação das condições mais vantajosas para investimento, comparando os efeitos de diferentes parâmetros, como fatores climáticos e econômicos. Os resultados apontam que em 30 % das regiões analisadas existe viabilidade do uso de aerogeradores de pequeno porte. Os resultados também apontaram que ventos com velocidade igual ou superior a 5 m/s criam condições apropriadas para viabilidade e que a tarifa energética e a energia demandada pouco afeta o custo efetivo, enquanto que o investimento inicial e o valor adotado para a tarifa feed-in influenciam significativamente o CoE.

# 2.5 Gargalos da geração distribuída

Apesar do seu crescimento contínuo, o setor de geração distribuída apresenta uma série de gargalos.

Segundo estudo conduzido pela Greener com empresas do setor fotovoltaico, no mercado brasileiro, além das dificuldades enfrentadas pelo mercado em relação às condições macroeconômicas, algumas incertezas contribuem com o aumento no receio de empreendedores em investir nesses sistemas, sendo os itens mais incertos ao mercado a cobrança da Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Distribuição (TUSD), financiamento, tarifa de energia e preço dos equipamentos (GREENER, 2017).

Nos seus trabalhos sobre viabilidade financeira de projetos de geração distribuída, alguns autores apontam as barreiras para o desenvolvimento e aumento da competitividade desses sistemas. Jannuzzi e Melo (2012) concluem em seu artigo que a adoção de políticas de incentivo são importantes tanto para se criar a cadeia produtiva para o setor solar fotovoltaico quanto para tornar esta fonte mais competitiva em relação às demais. Krishnan et al. (2016) concluem que o uso de subsídios para incentivar a fonte fotovoltaica apresentou efeitos positivos na análise de viabilidade econômica, tornando os sistemas mais vantajosos do que na condição sem subsídio. Conclusão semelhante foi obtida por Calazans et al.

(2015), que observou que o financiamento e a adoção de uma taxa de juros mais baixa tornaram o sistema mais viável e competitivo.

Em seu estudo sobre a inserção da fonte fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, EPE (2014) calculou a sensibilidade do ICMS sobre a competitividade do micro e minigerador distribuído de energia. Os resultados apontam que a cobrança do ICMS sobre o consumo líquido de energia reduziu o LCOE da fonte fotovoltaica para uma residência típica em 19%, quando comparada com a cobrança sobre o consumo bruto, adiantando a paridade tarifária em 4 anos.

O papel das políticas públicas na difusão de fontes renováveis de energia foi estudado por Castro, Jannuzzi e Junior (2016). Neste artigo, fatores como impostos (PIS/COFINS e ICMS), tarifas energéticas, número de consumidores conectados à rede da concessionária e preço da tecnologia tiveram sua influência na difusão de sistemas fotovoltaicos analisado em 50 concessionárias. Os resultados mostraram que a isenção do PIS/COFINS, a adoção de tarifas energéticas mais elevadas e a queda nos preços de equipamentos estimula a difusão do sistema, enquanto que a cobrança do ICMS faz o papel inverso, indicando a importância da atuação do estado na expansão da fonte fotovoltaica.

Em seu artigo, Rocha et al. (2017) analisaram os impactos da isenção do ICMS, bem como o retorno e os riscos de projetos de microgeração fotovoltaica para 4 cidades brasileiras: Belém, Petrolina, Uberaba e Uruguaiana. O estudo foi feito para dois casos com e sem a isenção do imposto, analisando-os financeiramente a partir do VPL, TIR e payback, usando a simulação de Monte Carlo para consideração das incertezas associadas ao projeto. Os resultados apontam que a isenção do imposto se apresenta como um importante complemento para o sistema de net metering, aumentando a probabilidade de viabilidade do projeto em todas as cidades. Em todos as cidades, para o caso de não-isenção, observouse inviabilidade dos projetos. Os autores também apontaram que o alto custo inicial do projeto permanece como fator limitante de alto impacto para o projeto de expansão da microgeração fotovoltaica, recomendando a continuidade das políticas de incentivo até que a tecnologia amadureça.

Para o mercado de aerogeradores de pequeno porte (APP), observam-se problemas semelhantes. Em sua pesquisa de mercado com fabricantes de APPs, potenciais consumidores e não-produtores (concessionárias de energia, órgãos reguladores, academia, dentre outros), Pereira, Dutra e Montezano (2015) buscaram identificar a visão desses agentes para o mercado e os desafios e oportunidades para o setor. Os resultados obtidos com os fabricantes indicam que a resolução atual não é suficiente para garantir uma expansão no segmento de APPs, sugerindo como linhas de ação a adoção de incentivos como financiamento, além da possibilidade de venda de eletricidade através de um mecanismo do tipo feed-in. Os não-produtores apontaram a necessidade de desenvolvimento e fortalecimento da cadeia produtiva nacional e de adoção de políticas públicas adequadas para a promoção

da GD por APPs. A análise do interesse de potenciais consumidores em investirem nesses sistemas reforça os pontos acima citados, sugerindo que agentes públicos e privados avaliem as estratégias possíveis no médio e longo prazo para fomentar o setor.

# 2.6 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo, foram apresentados os fundamentos para a geração de energia pelas fontes eólica e fotovoltaica, bem como as ferramentas para análise financeira e a definição, os fatores de influência e os gargalos da geração distribuída. Os dados apresentados neste capítulo servirão de subsídio para o estudo desenvolvido neste trabalho, cuja metodologia será descrita no próximo capítulo.

# 3 Metodologia

O presente capítulo descreve a metodologia de cálculo do LCOE para projetos de geração distribuída, voltadas para fonte eólica e fotovoltaica. Ele está dividido em duas partes: a primeira, contemplando os cálculos da viabilidade financeira para o caso base, e a segunda, voltada aos estudos de sensibilidade do LCOE aos seguintes fatores: fator de capacidade e disponibilidade do recurso energético, cadeia produtiva e influência de impostos.

## 3.1 Metodologia de cálculo da viabilidade financeira

Os estudos de viabilidade se baseiam em plantas de 1 MW, considerando 100% da energia voltada para autoconsumo, garantindo a isenção de ICMS, conforme Decreto Estadual nº31.853/2015. Para analisá-las e compará-las, optou-se por utilizar o LCOE como parâmetro de estudo, devido à facilidade de comparação entre fontes e tarifas energéticas.

Para o cálculo do LCOE, optou-se por utilizar a metodologia proposta pela *Nuclear Energy Agency* (NEA), IEA e Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD). A equação é escrita assumindo que o valor presente líquido de todas as receitas se iguala ao custo anual líquido de todo o projeto, ao longo da sua vida útil. O cálculo do LCOE é dado por

$$LCOE = \frac{\sum_{t} ((II_{t} + O\&M_{t} + Combustivel_{t} + Carbono_{t} + Decomis_{t}) * (1 + r)^{-t})}{\sum_{t} (Energia_{t} * (1 + r)^{-t})},$$

$$(3.1)$$

em que:

- $II_t$  é o investimento inicial;
- $O\&M_t$  são os custos com operação e manutenção do empreendimento no período t;
- $Energia_t$  é o total de energia produzida no período t;
- $Combustivel_t$  é o total pago em combustiveis no período t;
- ullet Carbono, são os custos com carbono no período t e
- $Decomis_t$  são os custos com decomissionamento.

Para as análises deste estudo, voltadas para as fontes eólica e solar, não são considerados os custos com combustível nem custos de decomissionamento. Os custos com

venda de carbono também serão excluídos, por serem uma modalidade não previstas para a geração distribuída.

#### 3.2 Caso Base

Para se iniciar o estudo da viabilidade proposta neste trabalho, faz-se necessário determinar as premissas e os dados de entrada do projetos que servirão de base para as comparações entre as fontes eólica e fotovoltaica e entre os projetos e a tarifa da concessionária local.

A definição dos parâmetros para o caso base deste estudo está dividida em três tópicos: premissas gerais dos projetos, parâmetros para o cálculo da energia gerada e parâmetros para o cálculo do custo presente líquido.

### 3.2.1 Premissas gerais dos projetos

Os estudos de viabilidade se baseiam em plantas de 1 MW, valor limite para a isenção de ICMS, conforme Decreto estadual nº 31.853/2015. Também foi adotada como premissas a disponibilidade de ponto de conexão na rede da distribuidora, eliminando a necessidade de obras de reforço da rede, e a instalação dos sistemas no litoral do Ceará, fora da área urbana, a fim de se reduzir a perda de potência por rugosidade do terreno. Outra premissa adotada é a instalação em terreno amplo o suficiente para que o espaçamento entre os módulos fotovoltaicos minimizasse as perdas por sombreamento e para reduzir os efeitos da esteira do vento, causados pelas turbinas eólicas.

Em relação aos equipamentos utilizados para a geração de energia, optou-se pela escolha por painéis de silício policristalinos, os mais comuns no mercado, para os sistemas fotovoltaicos, e pela instalação dos aerogeradores em torres de 100 metros, para os sistemas eólicos.

### 3.2.2 Energia gerada

Para o cálculo da estimativa de geração de energia pelos sistemas eólico e solar fotovoltaico, foi necessária a coleta de dados dos recursos eólico e solar, buscando-os em bancos de dados do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) e do Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), do Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2013) e do "Boletim Anual de Geração Eólica 2016" (ABEEÓLICA, 2016). Para os cálculos da energia produzida, são necessários dados de irradiação solar média, fator de capacidade, velocidade média dos ventos e fator K de Weibull. As simulações da energia produzida por ambos os sistemas foram feitas utilizando o software SAM.

Para o sistema solar fotovoltaico, o software oferece uma lista de cidades com seus respectivos valores de irradiação solar diária média. Para o Ceará, a cidade disponível é Fortaleza, com valor médio de irradiação de  $5,56kWh/m^2/dia$ .

Outra premissa adotada foi a taxa anual de degradação dos módulos de 0.5% a.a., uma vez que esse valor varia entre 0.5% a 1% ao ano, embora valores inferiores sejam alcançados na prática (SUNPOWER, 2008).

Para a análise do projeto eólico, as premissas adotadas se baseiam em informações coletadas do Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, de dados da ABEEólica e do NREL. Assim, considerou-se velocidade média dos ventos de 8,5 m/s, fator K de 4 e expoente de altitude de 0,15, relativo a um terreno com grama alta ao nível do solo.

Conforme orientações do Guia de Microgeradores Eólico (ANEEL, 2017), para a escolha do aerogerador, deve-se atentar para:

- Velocidade mínima de vento para funcionamento do aerogerador;
- Velocidade de vento em que o aerogerador alcança a potência máxima;
- Velocidade máxima em que o aerogerador desliga.

Desta forma, buscou-se no banco de aerogeradores disponíveis no *software* SAM aqueles cuja potência nominal fosse inferior a 1 MW e cuja capacidade de geração alcançasse o máximo para a velocidade média do vento. Para atender a esses requisitos, foi feita a escolha pelo gerador EWT Directwind 54 250 kW, formando um parque com 4 aerogeradores. Como premissa para a taxa de degradação da turbina, adotou-se o percentual de 1,6 % a.a., conforme estudo de Staffell e Green (2014). Para as perdas pelo efeito esteira, considerou-se o valor de 10% (RENEWABLEGREENENERGYPOWER, 2013).

As Figuras 6 e 7 representam a produção média anual de energia para os sistemas fotovoltaico e eólico ao longo da vida útil prevista para os projetos, respectivamente. Em ambos os gráficos, é fácil de se observar a queda anual da produção de energia, em decorrência dos fatores anuais de degradação. Observa-se também que, pelo mesmo motivo, o sistema eólico apresenta uma queda mais significativa que o sistema fotovoltaico.

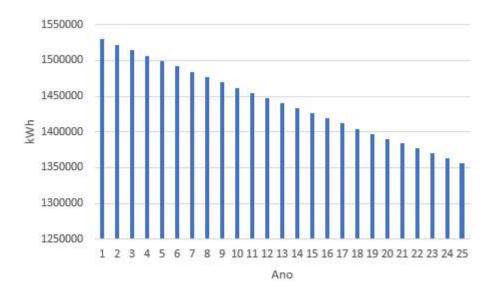


Figura 6 – Energia média anual produzida pelo sistema fotovoltaico.

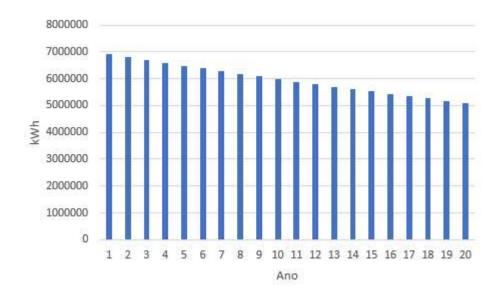


Figura 7 – Energia média anual produzida pelo sistema eólico.

### 3.2.3 Custo líquido presente

Para o cálculo dos custos presentes líquido dos projetos, retirou-se as informações do estudo "Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasiliera" (ABINEE, 2012), da pesquisa "Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs", do NREL (2016) e do artigo elaborado por Jong, Kiperstok e Torres (2015).

Para o sistema fotovoltaico, foi feita uma pesquisa com empresas do setor, apontando o valor médio de R\$4.500,00/kW para o investimento inicial. Multiplicando-se pela potência do projeto, obtêm-se valor de R\$4.500.000,00. Foi adotado o valor de 1% do investimento inicial para custos de operação e manutenção, conforme ABINEE (2012), sendo esse valor

reajustado anualmente conforme a inflação. Devido à escolha pelo uso de valores médios para o investimento inicial, desconsiderou-se a incidência de impostos sobre o investimento inicial.

Para o investimento inicial do projeto eólico, adotou-se o valor de US\$ 2346/kW, previsto como valor médio de sistemas eólicos entre 1MW e 10 MW pelo NREL (2016). Multiplicando-se pela potência do projeto, obtêm-se um investimento inicial de R\$ 7.741.800,00 <sup>1</sup>. Pelo mesmo motivo citado para a fonte fotovoltaica, desconsiderou-se a incidência de impostos sobre o investimento inicial. Devido a sua maior complexidade, em virtude da presença de partes móveis, adotou-se um percentual mais elevado de custos de operação e manutenção, estabelecendo como premissa o valor de 5% do investimento inicial, sendo esse valor reajustado anualmente conforme a inflação.

Para ambos os sistemas, foram previstas substituições dos inversores a cada 10 anos. Para o projeto eólico, adotou-se como custo de susbtituição o valor de 20% do investimento inicial (RENEWABLEGREENENERGYPOWER, 2013). Para o projeto fotovoltaico, foi realizada consulta de preços típicos médios no *site* Portal Solar, adotando, desta forma o valor de R\$ 600.000,00. Para ambos os projetos, foram previstas 1 troca de inversor.

O tempo de vida útil dos dois projetos foi fixado em 20 anos. Em relação à taxa de desconto, escolheu-se a taxa SELIC como taxa de juros devido ao fato dela ser a taxa básica de juros da economia brasileira. Para este trabalho, adotou-se o valor de 3% a.a. para a inflação. Assim, a taxa de desconto adotada para o projeto é de 10,21 % a.a, calculada conforme a equação:

$$\frac{1 + taxa \ de \ desconto}{1 + inflação} - 1 \tag{3.2}$$

O resumo das premissas citadas acima está apresentado na Tabela 1

Custos anuais de O&M	1 % do investimento inicial (fotovoltaico)
Custos anuais de O&M	5 % do investimento inicial (eólico)
Taxa nominal de desconto	10,21 % a.a.
Investimento inicial	4.500,00 R\$/kW (fotovoltaico)
investimento iniciai	R\$ 7741,8,00/kW (eólico)
Vida útil do projeto	20 anos

Tabela 2 – Premissas para o cálculo do LCOE

Fonte: ABINEE (2012); Sunpower (2008); Jong, Kiperstok e Torres (2015); Staffell e Green (2014)

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> para a cotação de US\$ 1 = R\$ 3,30

#### 3.2.4 Estudos de sensibilidade

Nesta sessão, são analisados os fatores comumente apontados como altamente relevantes no valor do LCOE: fator de capacidade, investimento inicial e incentivos fiscais.

#### 3.2.4.1 Influência do fator de capacidade

Conforme citado anteriormente, o valor do LCOE sofre a influência de diversos parâmetros, como fator de capacidade, investimento inicial, presença de subsídios, disponibilidade do recurso energético e tecnologia. Assim, nesta segunda parte do estudo, é feita uma análise da sensibilidade do LCOE dos projetos eólico e fotovoltaico aos parâmetros fator de capacidade e disponibilidade do recurso energético.

Para a análise de ambos os projetos, os cálculos serão refeitos tomando como referência localidades nos estados da Bahia e do Rio Grande do Sul. A escolha desses estados foi realizada levando em consideração as diferenças no regime de ventos e na latitude, a qual influencia no valor da irradiação global incidente, a fim de se observar mudanças mais significativas na energia gerada ao longo do ano por ambos os sistemas.

De forma semelhante ao caso base, os dados para cálculo da energia média gerada pela fonte eólica foram obtidos dos atlas eólico brasileiro e do boletim da ABEEólica. As premissas para a etapa de cálculo financeiro do LCOE, como custos de operação e manutenção, valor do investimento (R\$/kW), taxa nominal de desconto, fator de degradação e vida útil, foram mantidos os mesmos. A potência, de 1 MW, e a altura de medição, de 100 metros, também foram mantidas.

Assim, para o Rio Grande do Sul, adotou-se o valor de 2,4 como fator K e 7,5 m/s como velocidade média. Para a Bahia, os valores adotados foram de 3 e 5,5 m/s, respectivamente.

Em posse desses dados, calculou-se a energia média produzida anualmente por sistemas instalados em ambos os estados, através do *software* SAM. Os resultados obtidos para os estados do Rio Grande do Sul e Bahia são apresentados nas Figuras 8 e 9, respectivamente. Calculando-se a variação na energia média gerada ao longo do período de estudo, observa-se que as simulações para a Bahia apresentaram redução de 39,1% em relação à média cearense, enquanto que, para o Rio Grande do Sul a queda calculada foi de 18,3%.

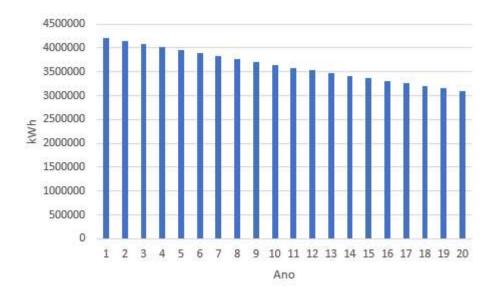


Figura 8 – Energia média anual produzida pelo sistema eólico na Bahia.

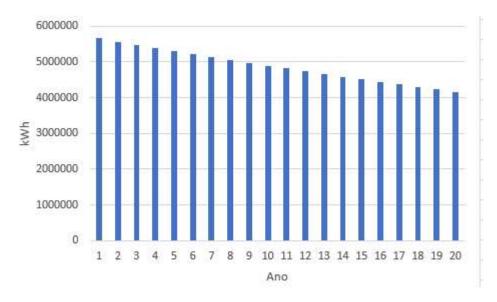


Figura 9 – Energia média anual produzida pelo sistema eólico no Rio Grande do Sul.

De forma semelhante ao caso base, os dados para cálculo da energia média gerada pela fonte fotovoltaica foram retirados do banco de dados do CRESESB e do SWERA. As premissas para a etapa de cálculo financeiro do LCOE, como custos de operação e manutenção, valor do investimento (R\$/kW), taxa nominal de desconto, fator de degradação e vida útil, foram mantidos os mesmos, assim como o limite de potência em 1 MW.

Para o Rio Grande do Sul, adotou-se o valor de  $4,48kWh/m^2/dia$  para a irradiação solar diária média mensal no plano inclinado nos dados do CRESESB, tomando como referência Santa Maria, cidade gaúcha cujos dados são disponibilizados pelo software. Para a Bahia, o valor adotado foi de  $5,4kWh/m^2/dia$ , tomando como referência a cidade de Salvador, cidade cujos dados são disponibilizados no SAM.

Em posse desses dados, calculou-se a energia média produzida anualmente por sistemas instalados em ambos os estados, através do software SAM. Os resultados obtidos para os estados da Bahia e do Rio Grande do Sul são apresentados nas Figuras 10 e 11, respectivamente. Calculando-se a geração de energia média no período considerado, observa-se que a simulação para a Bahia apresentou queda de 6,5% em relação à geração média cearense, enquanto que para o Rio Grande do Sul a alteração na irradiação promoveu uma redução de 37,6%.

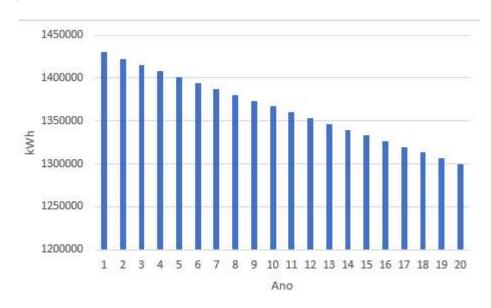


Figura 10 – Energia média anual produzida pelo sistema fotovoltaico na Bahia.

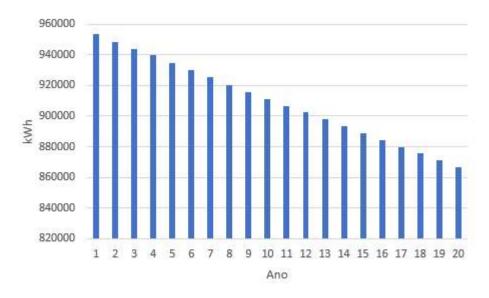


Figura 11 – Energia média anual produzida pelo sistema fotovoltaico no Rio Grande do Sul.

#### 3.2.5 Influência do investimento inicial

O investimento inicial é um dos fatores que mais impactam no valor do LCOE. Para a fonte eólica, ele representa 80% dos custos totais do projeto ao longo da sua vida útil (BLANCO, 2009), enquanto que para a fonte fotovoltaica os painéis representam aproximadamente 60% dos custos totais do sistema (YUAN et al., 2014).

Para a realização deste estudo, a abordagem adotada envolve a tendência de redução dos preços dos sistemas, resultantes do aumento da escala de produção dos equipamentos de geração de energia. Para o desenvolvimento deste estudo, foram realizadas consultas às curvas de aprendizagem para as fontes energéticas estudadas.

Para mensurar o impacto que esse aumento de escala pode resultar para a fonte fotovoltaica, diversos autores estimaram uma taxa de aprendizagem, a partir de dados históricos, que pudesse mensurar a velocidade de queda dos custos, causada pelo aumento da capacidade instalada (EPE, 2014). No seu estudo Solar Photovoltaics: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, IRENA (2012) estimou que essa taxa varie entre 15% e 22%, adotando para seu estudo uma redução de 18% para cada vez que a produção acumulada dobrasse. Assim, para esta análise, será tomada como premissa uma redução de 18% nos custos dos painéis, que equivalem a 60% do custo inicial, resultando em um investimento inicial de R\$ 4.014.000,00, considerando que a capacidade instalada duplicou. As demais premissas serão mantidas iguais ao do caso base.

Para a fonte eólica, a literatura existente sobre a análise dos custos de parques onshore se encontra desatualizada, geralmente sem estudos para o período posterior ao ano de 2009, gerando incertezas quanto a proximidade da realidade (IRENA, 2017). Diante deste gargalo, fez-se a escolha pela adoção da curva apresentada no estudo The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction to 2025 (IRENA, 2016), avaliando dados compilados de parques eólicos onshore instalados nos 12 países com maior capacidade instalada dessa fonte, o que inclui os parques brasileiros, compreendendo o período entre 1983 e 2014. Os resultados que, para o período analisado, observou-se uma redução média de 7% no investimento total para cada vez que a capacidade acumulada duplicou. Assim, a premissa adotada para este estudo foi a queda de 7% do investimento inicial, resultando em um investimento inicial de R\$ 7.202.943,00, considerando a duplicação da capacidade instalada. As demais premissas permanecem as mesmas.

### 3.2.6 Influência dos impostos

A incidência do ICMS em sistemas de geração distribuída é um fator relevante para a sua viabilidade, conforme apontado por Castro, Jannuzzi e Junior (2016), Rocha et al. (2017) e EPE (2014). Caso tributado apenas sobre o consumo líquido, é capaz de reduzir em 19% o custo nivelado da geração por fonte fotovoltaica para uma residência

típica, elevando a potência instalada prevista para a GD em 2023 de 835 MWp para 1,3 GWp (EPE, 2014).

Para a análise da influência desse fator, foi adotada como premissa a revogação do Decreto nº 31.853/2015, que autoriza a isenção do ICMS para projetos de até 1 MW para autoconsumo no Ceará. A escolha pela análise da incidência deste imposto estadual deve-se ao fato da ampliação da isenção do ICMS estar em debate no Ceará.

Para o cálculo da parcela referente ao ICMS, consultou-se a alíquota do ICMS para a energia na Lei nº 12.670/96, obtendo-se o valor de 25%. Como o ICMS é um imposto "por dentro", ou seja, ele compõe o valor final da mercadoria, a alíquota equivalente é de 33%, sendo esse valor obtido do cálculo:

$$ICMS = 1 - \frac{1}{1 - alíquota} \tag{3.3}$$

Esse percentual será aplicado para 100% da energia gerada por ambos os sistemas, considerando-se o reajuste tarifário.

Para o reajuste tarifário, foi adotado o valor de 6.8% a.a., calculado a partir da média dos reajustes observados pelos consumidores atendidos pela Enel Distribuição Ceará entre os anos de 2008 e 2017, compreendendo um período de 10 anos.

# 3.3 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foi apresentada a metodologia de cálculo do LCOE para os projetos de geração distribuída. Foi apresentado também a metodologia para execução dos estudos de sensibilidade, a partir de parâmetros indicados na revisão da literatura. Os resultados dos cálculos, assim como a discussão dos mesmos, serão apresentados no próximo capítulo.

# 4 Resultados e discussão

Nesse capítulo, os resultados para o caso base e para os estudos de sensibilidade são apresentados e discutidos, visando uma análise da influência dos parâmetros escolhidos para estudo.

### 4.1 Análise dos resultados

Em posse dos resultados da geração de energia e dos dados de entrada para a análise financeira, calculou-se o LCOE dos dois projetos, segundo a metodologia descrita pela Equação 3, obtendo-se como resultados os valores de 397,68 R\$/MWh para o sistema fotovoltaico e de 253,54 R\$/MWh para o sistema eólico no caso base. Apesar de apresentar custo de instalação mais elevado, o projeto eólico apresentou valor de LCOE mais baixo, devido principalmente à maior quantidade de energia gerada. Este fato pode ser justificado tanto pelos regimes de vento favoráveis no estado, além do maior rendimento das máquinas e da maior taxa de disponibilidade do sistema.

Por se tratarem de projetos de minigeração, a comparação foi realizada para o Grupo A de consumidores. O custo médio da energia elétrica para o Grupo A cearense foi calculado conforme metodologia adotada por FIRJAN (2016), resultando no valor de 493,24 R\$/MWh. Comparando os valores, percebe-se que, para ambos os casos, o sistema de geração distribuída apresenta custos inferiores, sendo ambas as alternativas atrativas. Essa atratividade é explicada pelo fato do LCOE ser interpretado como o preço mínimo por kWh que uma usina geradora de eletricidade teria de obter para compensar o seu investimento ao longo do ciclo de vida e, por ser esse valor inferior ao custo da energia pela concessionária, a adoção de qualquer um desses sistemas geraria lucro. Como, para ambos os casos, adotou-se como premissa a instalação desses projetos em local afastado do ponto de consumo, em condições mais favoráveis a um maior aproveitamento dos recursos energéticos, os sistemas alcançaram valores de custo nivelado inferiores e mais competitivos face à tarifa de consumo. Comparando os resultados de ambos os projetos, observa-se que o projeto eólico obteve valores mais competitivos. Isso pode ser justificado pela maior taxa de disponibilidade e maior rendimento dessa fonte. No entanto, o alto investimento inicial adotado para a fonte eólica tornou essa diferença menos significativa. Comparando-se o resultado da fonte fotovoltaica com o calculado por EPE (2012), devido à igualdade de porte, percebe-se que os valores obtidos nesse trabalho são aproximadamente iguais, com diferença inferior a 1%. A Tabela 3 resume os resultados obtidos.

Parâmetro	R\$/MWh
LCOE eólico	253,54
LCOE fotovoltaico	397,68
Custo Médio Energia Elétrica CE Grupo A	493,24

Tabela 3 – Tabela resumo do LCOE para o caso base

Apesar dos resultados se mostrarem competitivos, quando comparados ao custo médio com energia elétrica para o setor industrial, algumas ressalvas devem ser feitas. Devido à diversidade de situações tarifárias para o Grupo A, a comparação do LCOE calculado com o valor médio para a tarifa não permite uma conclusão precisa acerca da viabilidade do projeto. Além disso, devido à adoção de valores médios para os investimentos iniciais, existe um risco significativo dos valores calculados para o LCOE não serem compatíveis com o mercado. No caso do projeto eólico, o levantamento feito por NREL (2016) apontou desvio padrão de US\$ 770,00, para um valor médio de US\$ 2.346,00, indicando que o valor médio pode não estar alinhado ao observado na prática.

### 4.2 Análise da sensibilidade

### 4.2.1 Fator de capacidade e disponibilidade do recurso energético

Para os casos analisados no estudo de sensibilidade, obteve-se, para a fonte eólica, os valores de R\$ 303,87/MWh para o Rio Grande do Sul e R\$ 407,85/MWh para a Bahia. Se comparados com a tarifa média calculada para o Ceará, todos os projetos apresentam viabilidade.

Dentre os estados analisados, o Ceará é o que apresenta o menor LCOE, refletindo o comportamento esperado do LCOE em relação ao potencial do recurso energético. O elevado resultado da Bahia, em relação aos outros estados, deve-se ao fato do potencial energético eólico baiano não ser tão expressivo na costa litorânea, local escolhido para realizar o estudo. Calculando o fator de capacidade para cada empreendimento, obteve-se 65,50 % para o Ceará, 53,57% para o Rio Grande do Sul e 39,92 % para a Bahia. Observa-se que os projetos com os menores fatores de capacidade apresentaram LCOE mais elevado, conforme apontado por Jong, Kiperstok e Torres (2015).

Tomando o Ceará como referência, observa-se um aumento de 19,85 % no LCOE com queda de 11,93 % do fator de capacidade para a comparação com o Rio Grande do Sul e um aumento de 60,86 % para uma redução de 25,58 % no fator de capacidade para a comparação com a Bahia. Deve-se também comentar que a conclusão apontada por Dutra e Guedes (2012) relativa a viabilidade de projetos eólicos com fator de capacidade acima de 25% foi observada nesse estudo, com todos os resultados apresentando competitividade

frente ao custo médio da energia para o Ceará. O resumo dos resultados obtidos está apresentado na Tabela 4

Tabela 4 – Tabela resumo dos resultados dos testes de sensibilidade para o fator de capacidade eólico

	CE	RS	BA
LCOE eólico (R\$/MWh)	253,54	303,88	407,85
FC%	65,50	53,57	39,92
Var. % LCOE	-	19,85	60,86

A relação entre as variação no fator de capacidade e no LCOE apontadas por Blanco (2009) não foi constatada nesse estudo. Isso pode ser justificado pelo fato daquela pesquisa ter sido conduzida há 10 anos, para usinas instaladas em países europeus, cujas características de vento não correspondem às observadas no Ceará. Além disso, nesses 10 anos que separam os estudos, ocorreram mudanças nas tecnologias de geração de energia eólica, alterando a capacidade de produção de energia e o rendimento dos equipamentos.

As simulações realizadas neste estudo apresentaram diferentes relações entre as variações no fator de capacidade e no LCOE. Para se obter a correlação entre estas variáveis, seria necessário reproduzir o estudo realizado por Blanco (2009), tomando como referência os parques instalados no país.

Para os casos analisados no estudo de sensibilidade para os projetos fotovoltaicos, obtiveram-se os valores de 664,42 R\$/MWh para o Rio Grande do Sul e 443,06 R\$/MWh para a Bahia. Dentre os estados analisados, o Rio Grande do Sul foi o que apresentou o maior LCOE, sendo este resultado esperado, por possuir os menores valores de irradiação dentre os estados considerados. Assim como para os projetos eólicos, os resultados refletiram o comportamento esperado do LCOE em relação ao potencial do recurso. Quando comparado com a tarifa energética média calculada para o Ceará, apenas o projeto do Rio Grande do Sul se apresenta inviável.

Quanto à variação percentual, tomando o Ceará como referência, a Bahia apresentou LCOE 11,41% superior, enquanto o aumento observado para o Rio Grande do Sul foi de 67,07%.

Calculando o fator de capacidade para cada empreendimento, obteve-se 17,5 % para o Ceará, 16,1 % para a Bahia e 10,9 % para o Rio Grande do Sul. Desta forma, tomando o Ceará como referência, observou-se um aumento de 6,79 % no LCOE com queda de 1,4 % do fator de capacidade e um aumento de 60,41 % para uma redução de 6,6 % no fator de capacidade. Da mesma forma que ocorreu com a fonte eólica, os resultados confirmam a correlação negativa existente entre fator de capacidade e LCOE, como apontado por Reichelstein e Yorston (2013). O resumo dos resultados obtidos está apresentado na Tabela 5

	CE	BA	RS
LCOE fotovoltaico	414,21 R\$/MWh	443,06 R\$/MWh	664,42 R\$/MWh
FC%	17,5%	16,1%	10,9%
Var. do LCOE conf. FC%	-	11.41%	67.07%

Tabela 5 – Tabela resumo dos resultados dos testes de sensibilidade para o fator de capacidade fotovoltaico

Comparando os resultados com os apontados por Reichelstein e Yorston (2013), não foi possível observar a relação apontada pelos autores. As variações observadas na comparação entre Ceará e Bahia foram pequenas, sendo o percentual de aumento no LCOE equivalente a aproximadamente o sêxtuplo do percentual de queda do fator de capacidade. Para a comparação entre Ceará e Rio Grande do Sul, essa relação é de quase 10 vezes.

#### 4.2.2 Influência da Cadeia Produtiva

O resultado da simulação para a fonte eólica apontou valor de 230,96 R\$/MWh, representando uma queda de 8,9% quando comparado com o caso base (253,54 R\$/MWh). A redução observada no LCOE assumiu um valor próximo ao percentual de redução no investimento inicial, comprovando a sensibilidade do LCOE a este parâmetro. Isso pode ser justificado pelo alto peso do investimento inicial nos custos totais do projeto, além deste fator também impactar nos custos de operação e manutenção.

Para a fonte fotovoltaica, obteve-se LCOE de R\$ 372,80/MWh, inferior em 6,26% em relação ao caso base (397,69 R\$/MWh). Deve-se observar que a redução se aplicou apenas aos custos relativos aos painéis, responsáveis por 60% do investimento inicial, resultando em uma redução de 10,8% do investimento inicial. Caso se considerasse a queda nos custos de todos os componentes do sistema, a redução observada seria mais considerável. A redução nos custos iniciais do projeto tornou a fonte fotovoltaica bastante competitiva, alcançando o 4º menor LCOE calculado na pesquisa, tornando-se mais viável que o projeto eólico na Bahia.

Vale destacar ainda que o percentual de redução de 18% é visto como conservador, uma vez que pesquisas realizadas por institutos de renome, como o Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fraunhofer ISE apontam que o preço dos módulos caiu em 24% a cada vez que o volume de vendas dobra (FRAUNHOFER-ISE, 2018). Assim, dada a supremacia da fonte fotovoltaica na geração distribuída, é provável que esta fonte em breve consiga se tornar mais competitiva que a eólica.

O resumo dos resultados está apresentado na Tabela 6. Observa-se que, em relação aos estudos realizados até o momento neste trabalho, o resultado obtido para o projeto eólico é o mais competitivo.

Tabela 6 – Tabela resumo dos resultados dos testes de sensibilidade para a influência da cadeia produtiva

	Eólico	Fotovoltaico
LCOE caso base	253,54 R\$/MWh	397,68 R\$/MWh
LCOE modificado	230,96 R\$/MWh	372,80 R\$/MWh
Var. do LCOE	-8,9%	-6,26%

### 4.2.3 Influência dos impostos

Nas análises envolvendo a incidência do ICMS na energia gerada, obtiveram-se os valores de R\$ 437,68/MWh para a fonte eólica e R\$ 582,21/MWh para a fonte fotovoltaica, representando uma variação em relação ao caso base de 72,63% e 46,40%, respectivamente. Observa-se que a variação para a fonte eólica foi maior que a para a fonte fotovoltaica, pois, como o ICMS incide sobre a energia gerada, um aumento nesse parâmetro resulta em um maior valor arrecadado para esse tributo, elevando o valor final do LCOE. Observa-se também que a tendência de queda apontada por EPE (2014) não foi comprovada, possivelmente devido à diferença de porte das instalações analisadas. O resumo dos resultados obtidos está apresentado na Tabela 7

Tabela 7 – Tabela resumo dos resultados dos testes de sensibilidade para a influência do ICMS

	Eólico	Fotovoltaico
LCOE sem ICMS	253,54 R\$/MWh	397,68 R\$/MWh
LCOE com ICMS	437,68 R\$/MWh	582,21 R\$/MWh
Var. do LCOE	72,63%	46,40%

Para a fonte fotovoltaica, a incidência do imposto tornou o projeto inviável, frente à tarifa adotada. Já para a fonte eólica, o LCOE com a aplicação do ICMS ainda se mostrou competitivo, apesar da alta variação em relação ao caso base. Vale ressaltar, no entanto, que a tarifa aqui analisada considerou a incidência tanto do ICMS quanto do PIS/COFINS. Possivelmente, caso fosse considerada a incidência do PIS/COFINS, imposto que incide apenas sobre a energia consumida e não compensada, independente do porte da usina de geração distribuída e da modalidade da geração, o projeto da fonte eólica não alcançaria a paridade tarifária, uma vez que o aumento da carga tributária geraria um aumento no valor do LCOE.

Apesar do projeto eólico ainda apresentar competitividade em relação à tarifa, os resultados apresentados neste estudo de sensibilidade comprovam a importância do ICMS para aumentar a viabilidade da geração distribuída, como apontado por Rocha et al. (2017) e Castro, Jannuzzi e Junior (2016).

### 4.3 Discussão dos resultados

Ao analisar os resultados do LCOE para os 3 estados e para todas as fontes, percebe-se que os menores valores foram obtidos para os projetos eólicos para Ceará no caso base e no simulado para a influência da cadeia produtiva, seguido pelo projeto eólico do Rio Grande do Sul. Tal resultado converge para o apontado por Weida, Kumar e Madlener (2016), em que os projetos eólicos situados em regiões com maior potencial apresentam maior viabilidade que os fotovoltaicos.

Comparando os resultados obtidos para todos os estudos, percebe-se que os maiores valores de LCOE foram obtidos para o projeto fotovoltaico projetado para o Rio Grande do Sul, seguido pelo projeto fotovoltaico considerando a incidência de ICMS na energia injetada.

Analisando os resultados por fonte, percebe-se que, contrariando o apontado por autores como Blanco (2009) e Bean, Blazquez e Nezamuddin (2017), o fator de capacidade não foi o fator mais influente para a eólica. Isso pode ser justificado pela escolha dos locais de análise, cujo potencial apresentou fator de capacidade acima do limite indicado como viável por Dutra e Guedes (2012). A análise dos resultados indica que a incidência do ICMS apresentou uma influência sobre o LCOE superior à do fator de capacidade, reforçando a necessidade de adoção de políticas de incentivo para a geração distribuída.

Para a fonte fotovoltaica, as maiores variações foram geradas pela influência do fator de capacidade, incidência de impostos e investimento inicial. A força do fator de capacidade comprova o apontado no estudo de Reichelstein e Yorston (2013), ainda que a relação entre fator de capacidade e LCOE não tenha se mantido próxima a apontada pelo estudo.

A Tabela 8 apresenta o resumo de todos os resultados apresentados neste capítulo.

Parâmetro	Eólica	Fotovoltaico
Menor LCOE	253,54 R\$/MWh (caso base Ceará)	372,80 R\$/MWh (infl. cad. prod.)
Maior LCOE	437,67 R\$/MWh (inf. ICMS)	664,42 R\$/MWh (RS)
Maior variação	Incidência ICMS	Fator de Capacidade
Menor variação	Cadeia Produtiva	Cadeia Produtiva
Melhor resultado	230,96 R\$/MWh (infl. cadeia produt	civa)
Pior resultado	664,42 R\$/MWh (fotovoltaico RS)	
Custo Médio da E	nergia para o Grupo A: 493,24 R\$/M	Wh

Tabela 8 – Resumo dos resultados

## 4.4 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados dos cálculos do LCOE para os projetos eólico e fotovoltaico, baseado nas especificações descritas no capítulo

anterior. Os resultados validam a hipótese da importância dos parâmetros escolhidos no LCOE, embora o fator apontado na literatura como de maior impacto para a fonte eólica não esteja em conformidade com o esperado. No próximo capítulo são apresentadas as conclusões e sugeridos os trabalhos futuros.

# 5 Conclusões

Nesta dissertação é realizada uma análise de viabilidade financeira de sistemas de geração distribuída, através do Custo Nivelado de Energia (LCOE), para o Ceará. O estudo foi feito para as fontes eólica e fotovoltaica, abundantes no estado, e foi dividido em duas partes: um caso base, em que o LCOE dos projetos foi comparado com o custo médio da energia para clientes do Grupo A, e os estudos de sensibilidade, no quais, tomando-se como base fatores identificados na revisão da literatura, modificaram-se parâmetros no cálculo do LCOE, de modo a observar seu comportamento mediante essas alterações.

Os resultados indicaram viabilidade de ambos os projetos no Ceará, frente ao custo médio da energia, com 253,54 R\$/MWh para a eólica e 397,68 R\$/MWh para fotovoltaico contra 493,24 R\$/MWh do custo médio da energia. Comparando-se os resultados do caso base com os estudos de sensibilidade, observa-se que os projetos com os menores LCOE foram obtidos nos locais com os melhores recursos energéticos, sendo o melhor resultado obtido para o projeto eólico calculado para o Ceará, o qual também possui o fator de capacidade mais elevado. O pior resultado foi obtido para o projeto fotovoltaico calculado para o Rio Grande do Sul (664,42 R\$/MWh), fato que pode ser justificado por esse estado possuir os menores níveis de irradiação analisados.

Analisando os resultados por fonte, o fator de maior influência para a fonte fotovoltaica foi o fator de capacidade, enquanto que, para a fonte eólica, este foi o 2º parâmetro de maior impacto. Este fato pode ser justificado pela escolha dos locais de estudo, pois em todos os estados os projetos eólicos apresentaram fator de capacidade competitivos. Para ambas as fontes, é evidente a relevância da isenção do ICMS para aumentar a competitividade desses projetos, uma vez que o estudo envolvendo a sua incidência apontou inviabilidade do empreendimento fotovoltaico e aproximou bastante o LCOE do projeto eólico do custo médio da energia.

De forma geral, é possível verificar a posição de destaque do Ceará no contexto energético. Também é possível de se observar as vantagens do uso do LCOE como ferramenta de análise financeira, devido a possibilidade de realizar comparações entre fontes energéticas e entre fonte e tarifa ou custo médio da energia para o consumidor.

O trabalho, no entanto, apresenta ressalvas quanto aos seus resultados, devido aos níveis consideráveis de incerteza associados ao uso de valores médios para o investimento inicial, os quais podem não corresponder a valores praticados no mercado. Além disso, o uso do LCOE supõe a homogeneidade da energia gerada, fato incompatível com as características variáveis de geração das fontes eólica e fotovoltaica. As análises apresentadas neste estudo podem ser complementadas pela avaliação do custo nivelado evitado (LACE).

### 5.1 Trabalhos futuros

Como trabalhos futuros, sugere-se:

- Calcular a relação entre o fator de capacidade e o LCOE de projetos para as fontes eólica e fotovoltaica em operação no Brasil;
- Calcular o LCOE de sistemas híbridos solar fotovltaico/eólico;
- Calcular o LCOE para projetos envolvendo sistemas de armazenamento de energia;
- Análise da influência de outros fatores de impacto no LCOE, como linhas de financiamento;
- Análise da viabilidade da geração distribuída por meio do Custo Nivelado Evitado (LACE).

- ABEEóLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2016**. Associação Brasileira de Energia Eólica, 2016. Disponível em: <a href="http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/05/424\_Boletim\_Anual\_de\_Geracao\_Eolica\_2016\_Alta.pdf">http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/05/424\_Boletim\_Anual\_de\_Geracao\_Eolica\_2016\_Alta.pdf</a>. Acesso em: 31-07-2017.
- ABEGAS. A integração truncada das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, 2015. Disponível em: <a href="http://www.abegas.org.br/Site/?p=51538">http://www.abegas.org.br/Site/?p=51538</a>. Acesso em: 27-07-2017.
- ABINEE. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, 2012. Disponível em: <a href="http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf">http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf</a>>. Acesso em: 08-05-2017.
- ABU-HIJLEH, B. Use of hybrid pv and wind turbine-grid connected system in a local emirati home in Dubai-uae. In: [S.l.: s.n.], 2016. p. 463–468.
- ALBADI, M.; EL-SAADANY, E. The role of taxation policy and incentives in wind-based distributed generation project viability: Ontario sop case study. In: . Calgary, AB, Canada: [s.n.], 2008. Power Symposium, 2008. NAPS '08. 40th North Amercian. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/5307308/">http://ieeexplore.ieee.org/document/5307308/</a>. Acesso em: 01-11-2017.
- ANEEL. Banco de Informações de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Disponível em: <a href="https://goo.gl/XiBw5T">https://goo.gl/XiBw5T</a>. Acesso em: 01-08-2017.
- BAJAY, S. et al. Eficiência Energética E Geração Distribuída Reflexões Para O Setor Elétrico De Hoje E Do Futuro. 1. ed. Campinas: International Energy Initiative IEI Brasil, 2018.
- BARAT, J.; NAZARETH, P. Transporte e energia no brasil: as repercussões da crise do petróleo. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, v. 14, n. 1, 1984. Disponível em: <a href="http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/6188/1/PPE\_v14\_n01\_Transporte.pdf">http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/6188/1/PPE\_v14\_n01\_Transporte.pdf</a>. Acesso em: 04-07-2018.
- BEAN, P.; BLAZQUEZ, J.; NEZAMUDDIN, N. Assessing the cost of renewable energy policy options-a spanish wind case study. **Renewable Energy**, v. 103, p. 180–186, 2017.
- BERNI, M. D.; BAJAY, S. V. O contexto dos biocombustíveis para o transporte rodoviário no brasil. In: **6° Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural**. Campinas (SP): [s.n.], 2006. Disponível em: <a href="http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n6v2/085.pdf">http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n6v2/085.pdf</a>>. Acesso em: 25-05-2018.
- BLANCO, M. I. The economics of wind energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 13, n. 6, p. 1372–1382, 2009.
- BLUESOL. FNE SOL do Banco do Nordeste é a Melhor Linha De Financiamento Solar Para Você Ou Sua Empresa. 2018. Disponível em: <a href="http://blog.bluesol.com.br/fne-sol-banco-do-nordeste/">http://blog.bluesol.com.br/fne-sol-banco-do-nordeste/</a>. Acesso em: 10-07-2018.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 4470–4482, 2011.

BREAKLEY, R. A.; MYERS, S.; ALLEN, F. Princípios de Finanças Corporativas. 10. ed. Porto Alegre: AMGH Editora Ltda, 2013.

BRITO, T. Segurança energética e interdependência: um estudo sobre o petróleo no brasil. In: ENERGÉTICO, V. C. B. de P. (Ed.). **Energia Para o Século XXI: Sociedade e Desenvolvimento**. Curitiba, Paraná: [s.n.], 2012.

CALAZANS, A. et al. Economic analysis of a photovoltaic system connected to the grid in Recife, Brazil. In: . [S.l.: s.n.], 2015. Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015 IEEE 42nd.

CAMPOS, P. et al. Potential of distributed photovoltaics in urban Chile. **Solar Energy**, v. 135, p. 43–49, 2016.

CASTRO, R. D. de; JANNUZZI, G. M.; JUNIOR, P. D. A importância das políticas públicas na difusão de fontes renováveis de energia. In: . Curitiba, Paraná: [s.n.], 2016. Smart Energy 2016.

CEARá. Atlas do Potencial Eólico. Ceará: Governo do Ceará, 2000.

CRESESB/CEPEL. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito, 2001. Disponível em: <a href="http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf">http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf</a>>. Acesso em: 08-10-2017.

CRESESB/CEPEL. Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito, 2013. v. 1. Disponível em: <a href="http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf">http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf</a>. Acesso em: 10-08-2017.

CRESESB/CEPEL. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito; CEPEL – Centro de pesquisas de Energia Elétrica, 2014. Disponível em: <a href="http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\_de\_Engenharia\_FV\_2014.pdf">http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\_de\_Engenharia\_FV\_2014.pdf</a>>. Acesso em: 22-10-2017.

CRESESB/CEPEL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. 2017. Disponível em: <a href="http://www.cresesb.cepel.br/">http://www.cresesb.cepel.br/</a>. Acesso em: 01-08-2017.

DIARIODONORDESTE. **Escoamento deixa de ser gargalo**. 2018. Disponível em: <a href="http://diariodonordeste.verdesmares.com.br/cadernos/negocios/escoamento-deixa-de-ser-gargalo-1.1902932">http://diariodonordeste.verdesmares.com.br/cadernos/negocios/escoamento-deixa-de-ser-gargalo-1.1902932</a>. Acesso em: 20-05-2018.

DUTRA, R. M.; GUEDES, V. G. Evaluation of the new brazilian regulation concerning low voltage distribution network: an oportunity for small wind turbines. In: . Bremen-Germany: [s.n.], 2012. Proceedings of German Wind Energy Conference-DEWEK. Disponível em: <a href="http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/artigo/DEWEK2012.pdf">http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/artigo/DEWEK2012.pdf</a>. Acesso em: 01-06-2017.

DUTRA, R. M.; SZKLO., A. S. A energia eólica no brasil: Proinfa e o novo modelo do setor elétrico. In: XI Congresso Brasileiro de Energia-CBE. Rio de Janeiro: [s.n.], 2006. II, p. 842–868. Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia-CBE. Disponível em: <a href="http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/artigo/CBE\_XI-Artigo2.pdf">http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/artigo/CBE\_XI-Artigo2.pdf</a>.

- EIA. Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement. 2013. Disponível em: <a href="https://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology\_supplement.pdf">https://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology\_supplement.pdf</a>.
- EPE. Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2007. Disponível em: <a href="http://www.epe.gov.br/PNE/20080111\_1.pdf">http://www.epe.gov.br/PNE/20080111\_1.pdf</a>>.
- EPE. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2012. Disponível em: <a href="http://antigo.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos\_23/NT\_EnergiaSolar\_2012.pdf">http://antigo.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos\_23/NT\_EnergiaSolar\_2012.pdf</a>. Acesso em: 04-02-2018.
- EPE. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2014. Disponível em: <a href="https://goo.gl/ppDGWf">https://goo.gl/ppDGWf</a>. Acesso em: 20-01-2018.
- FILHO, A. V. A política energética do brasil. **Cadernos Adenauer**, n. 3, 2014. Disponível em: <a href="http://www.kas.de/wf/doc/15617-1442-5-30.pdf">http://www.kas.de/wf/doc/15617-1442-5-30.pdf</a>>. Acesso em: 10-07-2018.
- FIRJAN. Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil? Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <a href="http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumis/portal/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A559C8BA0015633013F8D39B4&inline=1">http://www.firjan.com.br/lumi
- FRAUNHOFER-ISE. **Photovoltaics Report**. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, 2018. Disponível em: <a href="https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf">https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf</a>. Acesso em: 10-04-2018.
- GONÇALVES, L. Contribuições para o Estudo Teórico e Experimental de Sistemas de Geração Distribuída. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004.
- GREENER. Análise do Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 2º Semestre de 2017. São Paulo, 2017.
- 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, p. 612–617, 2014.
- HOSSEINALIZADEH, R. et al. Economic analysis of small wind turbines in residential energy sector in Iran. Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 20, p. 58–71, 2017.
- IRENA. Solar Photovoltaics: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. International Renewable Energy Agency, 2012. v. 1: Power Sector. Disponível em: <a href="http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE\_Technologies\_Cost\_Analysis-SOLAR\_PV.pdf">http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE\_Technologies\_Cost\_Analysis-SOLAR\_PV.pdf</a>. Acesso em: 04-02-2018.

IRENA. The Power to Change: Solar and Wind Cost Rediction Potential to 2025. International Renewable Energy Agency, 2016. Disponível em: <a href="http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena\_power\_to\_change\_2016.pdf">http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena\_power\_to\_change\_2016.pdf</a>.

- IRENA. Onshore Wind Industry Learning Fast. 2017. Disponível em: <a href="http://www.irena.org/newsroom/articles/2017/Mar/Onshore-Wind-Industry-Learning-Fast">http://www.irena.org/newsroom/articles/2017/Mar/Onshore-Wind-Industry-Learning-Fast</a>. Acesso em: 30-08-2018.
- JANNUZZI, G. M.; MELO, C. A. de. Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potencial impacts for 2030. **Energy for Sustainable Development**, v. 17, p. 40–46, 2012.
- JONG, P. de; KIPERSTOK, A.; TORRES, E. A. Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 725–739, 2015.
- JOSKOW, P. L. Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity genereating technologies. **The American Economic Review: Papers & Proceedings**, v. 101, n. 3, p. 238–241, 05 2011.
- KRISHNAN, A. et al. An analysis of economic feasibility of distributed generation using solar pv system in the perspective of a domestic consumer in Kerala. In: . Coimbatore, India: [s.n.], 2016. 10th International Conference on Intelligent Systems and Control (ISCO), 2016. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7727000/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7727000/</a>>. Acesso em: 31-05-2017.
- MASTERS, G. M. Renewable and efficient electric power systems. New Jersey: John Wiley and Sons, 2004. Disponível em: <a href="http://www.a-ghadimi.com/files/Courses/Renewable%20Energy/REN\_Book.pdf">http://www.a-ghadimi.com/files/Courses/Renewable%20Energy/REN\_Book.pdf</a>. Acesso em: 20-01-2018.
- MEDEIROS, L. LCOE, LACE e ICB: Análise Comparativa dos Custos de Capital e O&M da Geração de Energia e a Curva do Pato (Duck Chart). 2017. Disponível em: <a href="https://pt.linkedin.com/pulse/lcoe-lace-e-icb-an%C3%A1lise-comparativa-dos-custos-de-om-c%C3%A2mara-medeiros">https://pt.linkedin.com/pulse/lcoe-lace-e-icb-an%C3%A1lise-comparativa-dos-custos-de-om-c%C3%A2mara-medeiros</a>. Acesso em: 30-06-2018.
- MMA. Acordo de Paris. Ministério do Meio Ambiente, 2016. Disponível em: <a href="http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris">http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris</a>. Acesso em: 27-07-2017.
- MME. Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar. Ministério de Minas e Energia, 2015. Disponível em: <a href="http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/-/asset\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030">http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/-/asset\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030</a>. Acesso em: 21-02-2018.
- MORETTO, E. et al. Histórico, tendências e perspectivas no planejamento espacial de usinas hidrelétricas brasileiras: A antiga e atual fronteira amazônica. **Ambiente & Sociedade**, v. 15, n. 3, 2012. Disponível em: <a href="http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\_arttext&pid=S1414-753X2012000300009">http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\_arttext&pid=S1414-753X2012000300009</a>. Acesso em: 10-07-2018.
- NAKABAYASHI, R. Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras. Dissertação (Mestrado) Universidade de São Paulo, 2014.

NORDESTE, D. do. Governo Libera FNE Sol para Pessoas Físicas. 2018. Disponível em: <a href="http://diariodonordeste.verdesmares.com.br/cadernos/negocios/governo-libera-fne-sol-para-pessoas-fisicas-1.1918860">http://diariodonordeste.verdesmares.com.br/cadernos/negocios/governo-libera-fne-sol-para-pessoas-fisicas-1.1918860</a>>. Acesso em: 10-07-2018.

NREL. Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs. National Renewable Energy Laboratory, 2016. Disponível em: <a href="http://www.nrel.gov/analysis/tech\_lcoe\_re\_cost\_est.html">http://www.nrel.gov/analysis/tech\_lcoe\_re\_cost\_est.html</a>>. Acesso em: 31-05-2017.

OECD/IEA. Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets. Paris, France: International Energy Agency, 2002.

OGLOBO. Da falta de estrutura fez-se a 'crise do apagão' no Brasil do início do século XXI. 2013. Disponível em: <a href="http://acervo.oglobo.globo.com/fatos-historicos/da-falta-de-estrutura-fez-se-crise-do-apagao-no-brasil-do-inicio-do-seculo-xxi-9396417">http://acervo.oglobo.globo.com/fatos-historicos/da-falta-de-estrutura-fez-se-crise-do-apagao-no-brasil-do-inicio-do-seculo-xxi-9396417</a>. Acesso em: 27-07-2017.

ONS; EPE; ANEEL. 2º LER/2016: Quantitativos Da Capacidade Remanescentre Do Sin Para Escoamento De Geração Pela Rede Básica, DIT E ICG, publisher = Operador Nacional do Sistema, Empresa de Pesquisa Energética and Agência Nacional de Energia Elétrica, url = https://goo.gl/3X6WAV, urlaccessdate = 31-07-2017, 2016.

OUYANG, X.; LIN, B. Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. **Energy Policy**, v. 70, p. 64–73, 2014.

PARRADO, C. et al. 2050 LCOE (levelized cost of energy) projection for a hybrid PV(photovoltaic)-CSP(concentrated solar power) plant in the atacama desert, Chile. **Energy**, v. 94, p. 422–430, 2016.

PEREIRA, M. G.; DUTRA, R. M.; MONTEZANO, B. E. M. Avaliação de mercado de aerogeradores de pequeno porte à luz da resolução aneel n.482/2012: resultado da pesquisa realizada com agentes do setor. In: . Foz do Iguaçu-Brasil: [s.n.], 2015. XXIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Disponível em: <a href="https://www.researchgate.net/publication/273760634\_AVALIACAO\_DO\_MERCADO\_DE\_AEROGERADORES\_DE\_PEQUENO\_PORTE\_A\_LUZ\_DA\_RESOLUCAO\_ANEEL\_N\_4822012\_RESULTADO\_DA\_PESQUISA\_REALIZADA\_COM\_AGENTES\_DO\_SETOR>. Acesso em: 31-05-2017.

PINTO, M. de O. Fundamentos de Energia Eólica. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

REICHELSTEIN, S.; YORSTON, M. The prospects for cost competitive solar PV power. **Energy Policy**, v. 55, p. 117–127, 2013.

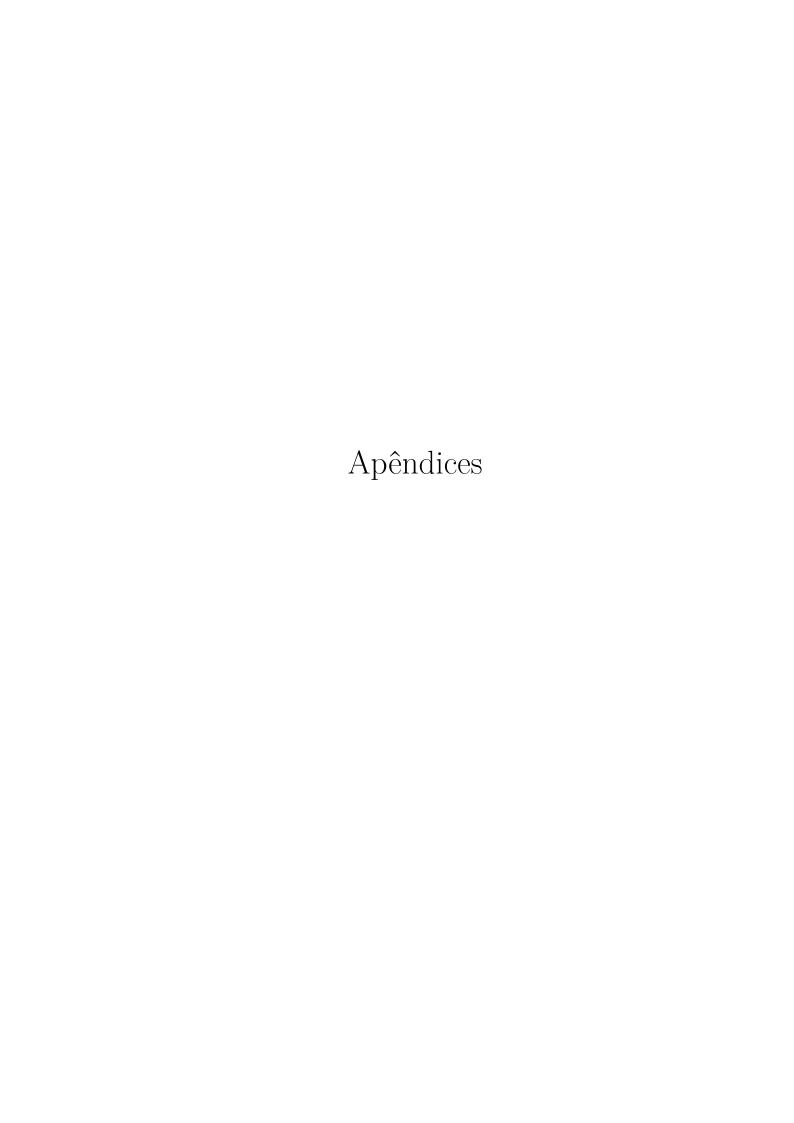
RENEWABLEGREENENERGYPOWER. **How much wind turbines cost**. 2013. Disponível em: <a href="http://www.renewablegreenenergypower.com/how-much-wind-turbines-cost/">http://www.renewablegreenenergypower.com/how-much-wind-turbines-cost/</a>>.

ROCHA, L. C. S. et al. 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, p. 1448–1462, 12 2017.

RODRIGUES, S. et al. Economic feasibility analysis of small scale pv systems in different countries. Solar Energy, v. 131, p. 81–95, 06 2016.

SAID, M.; EL-SHIMY, M.; ABDELRAHEEM, M. Photovoltaics energy: Improved modeling and analysis of the levelized cost of energy (lcoe) and grid parity-egypt case study. Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 9, p. 37–48, 2015.

- SILVA, L. R. M. D. Comparação dos custos de geração de energia elétrica entre tecnologias despacháveis e intermitentes no Brasil. Dissertação (Mestrado) Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2017.
- SILVA, R. Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, 2015. (Textos para discussão n 166). Disponível em: <a href="https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td166">https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td166</a>. Acesso em: 28-01-2018.
- STAFFELL, I.; GREEN, R. How does wind farm performance decline with age? Renewable Energy, v. 66, p. 775–786, 2014.
- SUNPOWER. The Drivers of the Levelized Cost of Electricity for Utility-Scala Photovoltaics. [S.l.], 2008. Disponível em: <a href="http://www.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/white-papers/wp-levelized-cost-drivers-electricity-utility-scale-photovoltaics.pdf">http://www.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/white-papers/wp-levelized-cost-drivers-electricity-utility-scale-photovoltaics.pdf</a>. Acesso em: 06-08-2017.
- SWERA. Solar and Wind Energy Resource Assessment. 2017. Disponível em: <a href="https://openei.org/apps/SWERA/">https://openei.org/apps/SWERA/></a>. Acesso em: 01-08-2017.
- TEXEIRA, A. C.; CORIOLANO, A. C. F.; ROCHA, A. V. Viability analysis of a grid-connected photovoltaic system in ifrn, campus joão câmara. **Revista HOLOS**, v. 1, n. 32, p. 285–294, 2016.
- VALOR. BNDES Expande Financiamento De Energia Solar A Pessoas Físicas. 2018. Disponível em: <a href="https://www.valor.com.br/financas/5572285/">https://www.valor.com.br/financas/5572285/</a> bndes-expande-financiamento-de-energia-solar-pessoas-fisicas>. Acesso em: 30-06-2018.
- VILLALVA, M.; GAZOLI, J. Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações. 1. ed. São Paulo: Ed. Erica, 2012.
- WEIDA, S.; KUMAR, S.; MADLENER, R. Financial viability of grid-connected solar PV and wind power systems in germany. **Energy Procedia**, v. 106, p. 35 45, 2016. Energy Economics Iberian Conference, EEIC 2016, 4-5 February 2016, Lisbon, Portugal.
- WRPRATES. Qual a diferença entre payback simples e descontado? 2018. Disponível em: <a href="http://www.wrprates.com/qual-e-a-diferenca-entre-payback-simples-e-descontado/">http://www.wrprates.com/qual-e-a-diferenca-entre-payback-simples-e-descontado/</a>. Acesso em: 04-02-2018.
- YUAN, J. et al. The economy of distributed pv in China. Energy, v. 78, p. 939–949, 2014.
- ZILLES, R. et al. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.



# APÊNDICE A – TABELA RESUMO DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Tabela 9 — Resumo da Revisão Bibliográfica-parte 1

Autor	Publicação	País	Fonte	Ferramenta	Palavras-chave
Albadi e El-Saadany	2008	Canadá	Eólica e FV	VPL e TIR	Wind-based distributed generation; Power generation economics; Economic viability; Incentive programs; Taxation policies
ВІапсо	2008	Multi	Eólica	LCOE	Wind energy; Supply chain; Economics; Cost-benefit analysis
Branker, Pathak e Pearce	2011	Canadá	FV	TCOE	Photovoltaic; Levelized cost; LCOE; Grid parity; Solar economics
Dutra e Guedes	2012	Brasil	Eólica	TCOE	ı
Jannuzzi e Melo	2012	Brasil	FV	-	Solar energy; Grid-connected photovoltaics; Policy mechanisms; Diffusion scenarios
Reichelstein e Yorston	2013	EUA	$\mathrm{FV}$	LCOE	Solar power; Levelized cost of electricity; Public subsidies
Holdermann, Kissel e Beigel	2014	Brasil	FV		Photovoltaics; Net metering; Brazil
Ouyang e Lin	2014	China	Multi.	LCOE	Levelized cost of electricity; Renewable energy; Feed-in tariffs
Yuan et al	2014	China	FV	LCOE	Distributed PV; Levelized cost of electricity (LCOE); China

Tabela  $10-{\rm Resumo}$ da Revisão Bibliográfica-parte 2

Autor	Publicacão	País	Fonte	Ferramenta	Palavras-chaves
Calazans et al.	2015	Brasil	FV	VPL payback LCOE	Distributed micro-generation; Economic and financial analysis; Incentive instruments; Photovoltaic system; Solar energy; System Advisor Model
Jong, Kiperstok e Torres	2015	Brasil	Múltiplas	LCOE	Renewable energy; Solar; Wind power; Wave power; Hydroelectricity; Levelized cost of electricity
Pereira, Dutra e Montezano	2015	Brasil	Eólica	t	Energia eólica; Mercado de fontes renováveis de energia; Sustentabilidade; Microgeração; Aerogerador de pequeno porte
Said, El-Shimy e Abdelraheem	2015	Egito	FV	LCOE	Photovoltaics; Energy production; Effective lifetime; Levelized cost of energy; Grid parity
Campos et al.	2016	Chile	FV	LCOE	Sustainable energy; Photovoltaics; Distributed energy; Urban energy; Grid-parity
Castro, Jannuzzi e Drumond Junior	2016	Brasil	FV	ı	Geração distribuída; Energia fotovoltaica; Incentivos fiscais; ICMS; PIS/COFINS

Tabela 11 — Resumo da Revisão Bibliográfica-parte 3

Palavras-chave	ı	Viabilidade econômica; Energia solar; Geração distribuída; Microgeração; Análise de sensibilidade; Simulação de Monte Carlo	LCOE; PV; CSP; Mining industry; Solar resource; Hybrid	Grid-tie rooftop; PV system; Discounted payback; Economic assessment; Energy policy	Energy; Photovoltaic; Power grid; Solar; Renewable	PV and wind energy; Germany; RETScreen; Multi-region analysis; Cost & GHG analysis
Ferramenta	$\operatorname{TIR}_{\operatorname{payback}}$	VPL TIR paybackLCOE	TCOE	VPL TIR payback	VPL TIR payback	TCOE
Fonte	${ m FV}$	FV	FV	FV	FV	Eólica e FV
País	Índia	Brasil	Chile	Múltiplos	Brasil	Alemanha
Publicação	2016	2016	2016	2016	2016	2016
Autor	Krishnan et al	Nakabayashi	Parrado et al.	Rodrigues et al.	Texeira, Coriolano e Rocha	Weida, Kumar e Madkener

Tabela 12 — Resumo da Revisão Bibliográfica-parte $4\,$ 

Autor Bean, Blazquez e Nezamuddin Hosseinalizadeh	Publicação 2017 2017	País Espanha Irã	Fonte Eólica Eólica	Ferramenta LCOE	Palavras-chave Feed-in tariffs; Feed-in premiums; Investment credits; Production tax credits; Spanish onshore wind; Levelized cost of eletricity Small wind turbines; Economic analysis; Residential energy sector; Feed-in tariffs Solar PV power:
Rocha et al.	2017	Brasil	FV	VPL	Stochastic analysis; Financial risk; Incentives strategies