



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ÁLVARO DE ARAÚJO CAVALCANTI

**AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE MICRO E
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA ATRAVÉS DA ANÁLISE DE ENVOLTÓRIA DE
DADOS**

Recife
2018

ÁLVARO DE ARAÚJO CAVALCANTI

**AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE MICRO E
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA ATRAVÉS DA ANÁLISE DE ENVOLTÓRIA DE
DADOS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Linha de Pesquisa: Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

Orientador: Prof^o. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves

Coorientador: Prof^o. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo

Recife

2018

Catálogo na fonte
Bibliotecária Maria Luiza de Moura Ferreira, CRB-4 / 1469

- C376a Cavalcanti, Álvaro de Araújo.
Avaliação de desempenho em sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração distribuída através da análise de envoltória de dados / - 2018.
158 folhas, il., tab., abr. e sigl.
- Orientador: Prof. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves.
Coorientador: Gustavo Medeiros de Souza Azevedo.
- Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2018.
Inclui Referências e Apêndices.
1. Engenharia Elétrica. 2. Eficiência de unidades produtivas. 3. Sistemas fotovoltaicos. 4. Análise envoltória de dados. 5. Geração distribuída. I. Neves, Francisco de Assis dos Santos (Orientador). II. Azevedo, Gustavo Medeiros de Sousa (Coorientador). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-073



Universidade Federal de Pernambuco
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE
TESE DE DOUTORADO DE

ÁLVARO DE ARAÚJO CAVALCANTI

TÍTULO

**“AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE
MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA ATRAVÉS
DA ANÁLISE DE ENVOLTÓRIA DE DADOS”**

A comissão examinadora composta pelos professores: FRANCISCO DE ASSIS DOS SANTOS NEVES, DEE/UFPE; GUSTAVO MEDEIROS DE SOUZA AZEVEDO, DEE/UFPE; FABRICIO BRADASCHIA, DEE/UFPE; LEONARDO RODRIGUES LIMONGI, DEE/UFPE; ADIEL TEIXEIRA DE ALMEIDA FILHO, DEP/UFPE e DJAMEL FAWZI HADJ SADOK, CIN/UFPE, sob a presidência do primeiro, consideram o candidato **ÁLVARO DE ARAÚJO CAVALCANTI APROVADO.**

Recife, 12 de dezembro de 2018.

MARCELO CABRAL CAVALCANTI
Coordenador do PPGE

FRANCISCO DE ASSIS DOS SANTOS NEVES
Orientador e Membro Titular Interno

ADIEL TEIXEIRA DE ALMEIDA FILHO
Membro Titular Externo

GUSTAVO MEDEIROS DE SOUZA AZEVEDO
Coorientador e Membro Titular Interno

DJAMEL FAWZI HADJ SADOK
Membro Titular Externo

FABRICIO BRADASCHIA
Membro Titular Interno

LEONARDO RODRIGUES LIMONGI
Membro Titular Interno

Dedico este trabalho a todos os profissionais que desempenham suas atividades em prol do desenvolvimento da geração de energia solar fotovoltaica, pesquisando, ensinando, projetando, instalando e mantendo sistemas de geração, contribuindo para que um maior número de pessoas possa ter acesso a energia elétrica com sustentabilidade econômica, social e ambiental.

AGRADECIMENTOS

A jornada, de um pouco mais de quatro anos, foi marcada por tantos aprendizados, inúmeros desafios, momentos difíceis, que muitas vezes forças eram requeridas para vencer barreiras e chegar aos objetivos.

As palavras-chave para resumir o sucesso da caminhada foram: persistência, dedicação, fé e humildade. A persistência caminhou todo o tempo como um trabalho de conquista do dia-a-dia, alinhada com a dedicação às atividades e a fé em Deus para o fortalecimento para seguir adiante. A humildade teve seu peso importantíssimo nas etapas do processo de aprendizado, buscando a ajuda da esposa, filhas, professores e colegas de disciplinas.

Agradeço ao Pai criador da gente, da terra, do sol, do universo, de tudo que se encontra ao alcance de nossos sentidos, que nos dá a oportunidade de experimentar desta trilha chamada vida, de forma colaborativa, harmoniosa, desfrutando da natureza e aprimorando a tecnologia em prol da humanização.

Aos meus pais, Clodomir Barros Cavalcanti (em memória) e Elita Coelho de Araújo Cavalcanti, pela dedicação e carinho na formação da minha pessoa. E aos meus tios, conselheiros em toda a caminhada, Edinaldo Coelho e Maria Eunice Xavier.

À minha esposa, Ana Lisboa, companheira há mais de quarenta e um anos, musa inspiradora, incentivadora para as conquistas dos meus sonhos e mãe da nossa constelação três marias: Danielle Maria, Andrea Maria e Renata Maria. Todas estiveram próximas, vivenciando todas as emoções durante esta jornada, apoiando e torcendo para ir adiante, juntamente com os incentivos dos genros Carlos Galberto e Felipe Veloso.

Ao Professor Doutor Francisco de Assis dos Santos Neves, orientador da tese, agradeço a amizade e o acolhimento à proposta de pesquisa multidisciplinar, acreditando na possibilidade de interação de múltiplos saberes, oferecendo valiosas contribuições para o trabalho. Obrigado por acompanhar esta jornada e a conquista de um sonho.

Ao Professor Doutor Adiel Teixeira de Almeida Filho, pelas sugestões no desenvolvimento da pesquisa, as quais vieram fortalecer a inter-relação das engenharias elétrica e de produção.

Ao Coorientador Professor Doutor Gustavo Medeiros de Souza Azevedo e demais docentes que aceitaram e participaram da Comissão Examinadora, Doutor Fabrício Bradaschia, Doutor Leonardo Rodrigues Limongi e Doutor Djamel Fawzi Hadj Sadok, agradeço pela análise e sugestões para a melhoria do trabalho.

Ao amigo Engº. Max Xavier, pelo acolhimento na Queiroz Galvão Energia, possibilitando a interação com profissionais de mercado e geração de energia, contribuindo para a definição do escopo da pesquisa.

Aos amigos da Celpe, em especial ao Engº. Gustavo Alencar, pelo apoio imprescindível de informações que subsidiaram o desenvolvimento da pesquisa.

Agradeço à Companhia Eletromecânica e Gerenciamento de Dados S/A – Ceneged, à Usina Fotovoltaica Arena Pernambuco, ao Cindacta 3 (responsável pelo Parque Fotovoltaico Fernando de Noronha I), à Celpe (responsável pelo Parque Fotovoltaico Fernando de Noronha II), ao Grupo de Pesquisa em Redes e Telecomunicações (GPRT) da Universidade Federal de Pernambuco e ao Engenho Sanhaçu, pelo acesso às instalações dos sistemas fotovoltaicos, contribuindo com a pesquisa de campo.

Aos compadres George Passos e Tereza Navarro, pela amizade e apoio em todos os momentos da vida.

A Christina Malta, pelas revisões e aprimoramentos dos textos durante todo o percurso da pós-graduação e sempre.

Muitíssimo obrigado a todos, pela conquista e realização de mais um projeto de vida.

RESUMO

A microgeração e minigeração distribuída vem como uma solução para o suprimento de energia elétrica sem a necessidade de grandes investimentos, permitindo também que o consumidor possa reduzir os custos com a energia consumida da distribuidora de energia elétrica. No entanto, para que estes investimentos tenham o retorno esperado é necessário que haja cuidados especiais e que as melhores práticas possam ser replicadas, garantindo a produtividade projetada. Os equipamentos de geração fotovoltaica são caracterizados por terem longos períodos de garantia oferecidos pelo fabricante. No entanto, a eficiência da geração depende de diversos fatores, como instalação, operação e manutenção. Este trabalho utiliza a técnica de Análise de Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis* - DEA), para verificar o desempenho de sistemas fotovoltaicos geridos pela população. Ao longo da análise foram coletados dados referentes a 123 unidades de micro e mini geração distribuídas numa área de 98,5 mil km², na região Nordeste do Brasil. O estudo considerou a capacidade fotovoltaica instalada, irradiação solar, temperatura, desempenho dos inversores, custo do sistema, geração de eletricidade realizada e custo da energia gerada. Foram verificadas, em Pernambuco, altas dispersões de desempenho entre os sistemas fotovoltaicos e que cerca de 90% das instalações avaliadas podem ter seus níveis de eficiência melhorados. A análise buscou entender os fatores impactantes para o bom desempenho das unidades geradoras, como também identificou as unidades de geração eficientes que servirão de referências para as unidades ineficientes, possibilitando a busca das melhores práticas a serem implementadas, com a finalidade de aumentar seus níveis de eficiência. A pesquisa pode subsidiar o investidor na mitigação dos riscos de perda de desempenho, as instaladoras a disponibilizar um serviço de manutenção das instalações e a concessionária na utilização do DEA para o acompanhamento com *smart grid* do consumo e geração, contribuindo com a operação do sistema e a previsão do balanço energético.

Palavras-chave: Eficiência de unidades produtivas. Sistemas fotovoltaicos. Análise envoltória de dados. Geração distribuída.

ABSTRACT

Distributed microgeneration and mini-generation comes as a solution for the supply of electricity without the need for large investments, also allowing the consumer to reduce costs with the energy consumed from the electric power distributor. However, for these investments to have the expected return, special care needs to be taken and best practices can be replicated, ensuring projected productivity. Photovoltaic generation equipment is characterized by having long warranty periods offered by the manufacturer. However, the generation efficiency depends on several factors, such as installation, operation and maintenance. This work uses the technique of Data Envelopment Analysis (DEA), to verify the performance of photovoltaic systems managed by the population. During the analysis, data were collected on 123 micro and mini-generation units distributed in an area of 98,500 km², in the Northeast region of Brazil. The study considered installed photovoltaic capacity, solar irradiation, temperature, inverter performance, system cost, electricity generation and cost of energy generated. Performance dispersions verified in Pernambuco between photovoltaic systems were very high and about 90% of the evaluated installations can have their efficiency levels improved. The analysis sought to understand the factors impacting the good performance of the generating units, as well as identifying the efficient generation units that will serve as references for the inefficient units, enabling the search for the best practices to be implemented, with the purpose of increasing their levels of efficiency. The research can support the investor in the mitigation of performance risks, the availability of maintenance service of the facilities and the use of the DEA to follow up with smart grid consumption and generation, contributing to the operation of the system and with an energy balance forecast.

Keywords: Efficiency of productive units. Photovoltaic systems. Data envelopment analysis. Distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Geração distribuída fotovoltaica.....	19
Figura 2 –	Etapas de realização da pesquisa.....	23
Figura 3 –	Estrutura da tese.....	25
Figura 4 –	Sistema isolado.....	29
Figura 5 –	Sistema híbrido.....	29
Figura 6 –	Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	30
Figura 7 –	Inventores Gerald Pearson, Daryl Chapin e Calvin Fuller.....	32
Figura 8 –	Célula de silício com uma camada ultrafina de boro.....	33
Figura 9 –	Bateria solar Bell.....	33
Figura 10 –	Evolução da eficiência das células de silício.....	34
Figura 11 –	Eficiências de diversos tipos de células e módulos.....	35
Figura 12 –	Válvula de Fleming.....	35
Figura 13 –	Thyratron a vapor de mercúrio.....	36
Figura 14 –	Primeiro transistor e seus inventores.....	37
Figura 15 –	Interface de eletrônica de potência entre fonte e carga.....	37
Figura 16 –	Capacidade global adicionada e acumulada anualmente.....	38
Figura 17 –	Os 10 principais mercados mundiais – 2017.....	40
Figura 18 –	Representatividade no incremento da capacidade global – 2017	41
Figura 19 –	Sistema fotovoltaico na Região Amazônica.....	43
Figura 20 –	Cadeia de produção do módulo fotovoltaico.....	44
Figura 21 –	Capacidade instalada da GD no Brasil – mar. 2018.....	45
Figura 22 –	Quantidade de unidades geradoras.....	46
Figura 23 –	Evolução da GD em Pernambuco - até mar/2018.....	46
Figura 24 –	Normalização da geração distribuída no Brasil.....	47
Figura 25 –	Etapas do procedimento de acesso.....	48
Figura 26 –	Processo de transformação.....	51
Figura 27 –	Fronteira de eficiência.....	54
Figura 28 –	Orientação aos <i>inputs</i> e <i>outputs</i>	54
Figura 29 –	Representação das fronteiras CCR e BCC.....	57
Figura 30 –	Crescimento dos sistemas fotovoltaicos em Pernambuco.....	63

Figura 31 –	Porte dos sistemas fotovoltaicos em Pernambuco (2016).....	64
Figura 32 –	Balanco Energético de um Sistema Fotovoltaico.....	66
Figura 33 –	Preço do Sistema Fotovoltaico de 1,3 – 14,3 kWp.....	66
Figura 34 –	Preço do Sistema Fotovoltaico de 19,5 – 100,1 kWp.....	67
Figura 35 –	Preço do Sistema Fotovoltaico de 130 – 982,8 kWp.....	67
Figura 36 –	Potência instalada por área das 193 DMUs	68
Figura 37 –	Irradiação média anual	69
Figura 38 –	Temperatura média anual	69
Figura 39 –	Fator de dimensionamento do inversor (FDI)	70
Figura 40 –	Custo do sistema fotovoltaico.....	71
Figura 41 –	Rendimento global do sistema PR	71
Figura 42 –	Fator de capacidade FC	72
Figura 43 –	Custo de energia gerada.....	72
Figura 44 –	Potência instalada por área.....	74
Figura 45 –	Irradiação média anual	74
Figura 46 –	Temperatura média anual	74
Figura 47–	Fator de dimensionamento do inversor	75
Figura 48 –	Custo do sistema fotovoltaico.....	75
Figura 49 –	Rendimento global do sistema	75
Figura 50 –	Fator de capacidade.....	76
Figura 51 –	Custo de energia gerada.....	76
Figura 52 –	Tela de abertura do Siad	78
Figura 53 –	Entrada de dados de DMUs, inputs e outputs	78
Figura 54 –	Entrada de dados das variáveis	79
Figura 55 –	Resultados do cálculo da eficiência	79
Figura 56 –	Eficiências de sistemas fotovoltaicos – DMUs 1-49	84
Figura 57 –	Eficiências de sistemas fotovoltaicos – DMUs 50-100	84
Figura 58 –	Eficiências de sistemas fotovoltaicos – DMUs 103-164	84
Figura 59 –	Cálculo dos valores de eficiência para a DMU-3.....	86
Figura 60 –	Marcas de inversores instalados	88
Figura 61 –	Potência dos inversores instalados	88
Figura 62 –	Eficiência dos inversores-INV01-INV34	91

Figura 63 –	Eficiência dos inversores-INV35-INV68	92
Figura 64 –	Quantidade de módulos por potência.....	93
Figura 65 –	Participação percentual por potência do módulo.....	94
Figura 66 –	Eficiências por modelo de módulo – CCR e BCC	98
Figura 67 –	Distribuição de medidas de eficiência	100
Figura 68 –	Localização de Pernambuco e dos sistemas fotovoltaicos	101
Figura 69 –	Irradiação e temperatura por município.....	102
Figura 70 –	Distribuição dos sistemas fotovoltaicos por município	102
Figura 71 –	Interdependência (CCR) com as variáveis ambientais.....	103
Figura 72 –	Interdependência (BCC) com variáveis ambientais.....	103
Figura 73 –	Interdependência de eficiências –DMU2 a DMU140 – CCR ...	104
Figura 74 –	Interdependência de eficiências – DMU1 a DMU83 – BCC	105
Figura 75 –	Interdependência de eficiências – DMU87 a DMU164 – BCC .	105
Figura 76 –	Controle da vegetação e manutenção dos painéis da DMU-2 .	106
Figura 77 –	Vista parcial dos painéis da DMU-11.	107
Figura 78 –	Instalações da DMU-13 na cobertura de estacionamento.....	107
Figura 79 –	Painéis da DMU-140.	108
Figura 80 –	Inspeção no sistema de captação solar da DMU94	109
Figura 81 –	Captação de dados para monitoramento	109
Figura 82 –	Comparação visual entre os painéis sujos e limpos da DMU-46.	110
Figura 83 –	Sombreamento na DMU-28 em Fernando de Noronha.....	111
Figura 84 –	Acúmulo de poeira na borda inferior da moldura.....	112
Figura 85 –	Instalação sobre telhado da DMU-94	112
Figura 86 –	Painéis com alto nível de sujidade (poeira) da DMU-3.....	113
Figura 87 –	Excrementos de aves em painel da DMU-3	114
Figura 88 –	Sujidade proveniente da fumaça da chaminé da cachaaaria. ...	114
Figura 89 –	Crescimento da vegetação sob os módulos – DMU-3	115
Figura 90 –	Falta de controle da vegetação na DMU-3	115
Figura 91 –	Oxidação nos suportes dos painéis.....	116
Figura 92 –	Oxidação nas conexões	116
Figura 93 –	Centro de monitoramento da DMU-28	117
Figura 94 –	Monitoramento da DMU-46	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Preço médio global de módulos fotovoltaicos	42
Tabela 2 –	Quantidade de unidades de geração distribuída no Brasil	45
Tabela 3 –	Tensão de conexão	49
Tabela 4 –	Valores de referência das distorções harmônicas totais	49
Tabela 5 –	Proteções mínimas para sistemas de micro e minigeração	50
Tabela 6 –	Geração anual de usinas fotovoltaicas idênticas (kWh)	52
Tabela 7 –	Produtividade de usinas fotovoltaicas	53
Tabela 8 –	Cálculo das projeções ao <i>input</i> e ao <i>output</i>	54
Tabela 9 –	Análise comparativa das pesquisas relacionadas	61
Tabela 10 –	Análise comparativa das variáveis para aplicação do DEA.....	62
Tabela 11 –	Análise e expurgos de sistemas fotovoltaicos	73
Tabela 12 –	Variáveis de <i>Inputs</i> e <i>Outputs</i>	77
Tabela 13 –	Eficiências dos trios para a definição das variáveis - CCR.....	80
Tabela 14 –	Eficiências dos trios para a definição das variáveis - BCC.....	80
Tabela 15 –	Seleção de variáveis – modelo CCR <i>output</i>	82
Tabela 16–	Seleção de variáveis – modelo BCC <i>output</i>	82
Tabela 17 –	Resultados das iterações de eficiência CCR e BCC <i>output</i>	83
Tabela 18 –	<i>Benchmarks</i> e respectivos impactos nas DMUs ineficientes.....	85
Tabela 19 –	Valores das variáveis das DMUs <i>Benchmarks</i>	85
Tabela 20 –	Valores para a eficiência das DMUs.....	86
Tabela 21–	Características das DMUs <i>benchmarks</i>	87
Tabela 22 –	Dados técnicos dos inversores.....	89
Tabela 23 –	Seleção de variáveis pelo modelo CCR	90
Tabela 24 –	Seleção de variáveis pelo modelo BCC	90
Tabela 25 –	Resultados das iterações para a seleção de variáveis.....	91
Tabela 26 –	<i>Benchmarks</i> nos modelos CCR e BCC	92
Tabela 27 –	Características dos módulos fotovoltaicos	93
Tabela 28 –	Dados para compor o conjunto de variáveis.....	95

Tabela 29 –	Eficiências dos trios de variáveis.....	96
Tabela 30 –	Seleção de variáveis – modelo CCR	97
Tabela 31 –	Seleção de variáveis – modelo BCC	97
Tabela 32 –	Resultados das iterações para a seleção de variáveis.....	97
Tabela 33 –	Relação dos fabricantes, modelos e eficiências dos módulos...	99
Tabela 34 –	<i>Check-list</i> das práticas recomendadas	119

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta tensão
BCC	Banker, Charnes e Cooper
BT	Baixa tensão
c.a.	Corrente alternada
c.c.	Corrente contínua
CCR	Charnes, Cooper e Rhodes
Celpe	Companhia Energética de Pernambuco
Chesf	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CRS	Retorno constante de escala (<i>constant return to scale</i>)
DEA	Análise Envoltória de Dados (<i>Date Envelopment Analysis</i>)
DTT	Distorção harmônica total de tensão
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras
FC	Fator de capacidade
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
GD	Geração distribuída
GTO	Tiristor com desligamento pelo <i>gate</i> (<i>Gate turn-off thyristor</i>)
$H_{t,\beta}$	Irradiância incidente no plano do gerador
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>)
IGBT	Transistor bipolar de porta isolada (<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>)
ISO	Organização Internacional de Padrões (<i>International Standards Organization</i>)
MT	Média tensão
MUSD	Montante de uso do sistema de distribuição
NR	Norma regulamentadora
NREL	Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos da América (<i>National Renewable Energy Laboratory</i>)

$P_{c.a.máx}$	Potência elétrica máxima de saída do inversor
P_{FV}	Potência ativa fornecida pelo SFCR
P_{FV}°	Potência nominal do gerador fotovoltaico
P&D	Pesquisa e desenvolvimento.
PR	Rendimento global do sistema (<i>performance ratio</i>)
Prodeem	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
Prodist	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.
SCR	Retificador controlado de silício (<i>silicon controlled rectifier</i>)
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica
SFV	Sistema fotovoltaico
Siad	Sistema Integrado de Apoio à Decisão
STC	Condições padrão de ensaio (<i>standard test conditions</i>)
THD	Distorção harmônica total (<i>total harmonic distortion</i>)
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFV	Usina fotovoltaica
$V_{c.a.}$	Tensão fornecida pela rede
V_{mp}	Tensão de máxima potência
V_N	Tensão nominal
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
VRS	Retornos variáveis de escala (<i>variable returns to scale</i>)
Wp	Watt-pico
Y_F	Produtividade do sistema (<i>final yield</i>)
Y_R	Produtividade de referência (<i>reference yield</i>)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	MOTIVAÇÃO	19
1.2	OBJETIVOS DA PESQUISA	20
1.2.1	Objetivo geral	20
1.2.2	Objetivos específicos	21
1.3	METODOLOGIA	21
1.3.1	Etapa I – Levantamento de dados.....	21
1.3.2	Etapa II – Definição da amostra de Sistema Fotovoltaico	22
1.3.3	Etapa III – Aplicação da análise envoltória de dados (Date Envelopment Analysis - DEA)	22
1.3.4	Análise de interdependência.....	23
1.3.5	Validação dos resultados	24
1.4	ORGANIZAÇÃO DA TESE	24
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO DA LITERATURA.....	26
2.1	SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA...	26
2.1.1	Fontes convencionais.....	26
2.1.2	Fontes renováveis	27
2.1.3	Tipos de sistema fotovoltaico	28
2.1.4	Células fotovoltaicas	30
2.1.5	Eletrônica de potência	35
2.2	MERCADO GLOBAL	37
2.3	CENÁRIO NACIONAL BRASILEIRO.....	42
2.3.1	Evolução da geração fotovoltaica	42
2.3.2	Normalização e padronização	46
2.3.3	Acesso ao sistema de distribuição.....	48
2.3.4	Critérios técnicos e operacionais	48
2.4	ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS.....	51
2.4.1	Produtividade	51
2.4.2	Eficácia e eficiência	52
2.4.3	Definição da análise envoltória de dados	55

2.5	ESTADO DA ARTE SOBRE A APLICAÇÃO DO DEA NO SETOR ELÉTRICO	58
3	APLICAÇÃO DA ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS	63
3.1	CÁLCULO DAS EFICIÊNCIAS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.	63
3.1.1	Características dos sistemas de micro e minigeração conectados à rede.....	63
3.1.2	Levantamento de dados das unidades geradoras	64
3.1.3	Identificação e cálculo de indicadores de desempenho.....	67
3.1.4	Definição da amostra	73
3.1.5	Seleção das Variáveis	77
3.1.6	Aplicação dos modelos CCR e BCC	83
3.1.7	Identificação das unidades benchmarks para cada DMU ineficiente.....	85
3.2	APLICAÇÃO DO DEA EM INVERSORES	87
3.2.1	Características dos inversores	87
3.2.2	Levantamento de dados dos inversores	88
3.2.3	Seleção das variáveis	89
3.2.4	Aplicação dos modelos CCR e BCC	91
3.3	APLICAÇÃO DO DEA EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	92
3.3.1	Características dos módulos	92
3.3.2	Levantamento de dados dos módulos fotovoltaicos	94
3.3.3	Seleção de variáveis	95
3.3.4	Aplicação dos modelos CCR e BCC	98
3.4	DISTRIBUIÇÃO DE MEDIDAS DE EFICIÊNCIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	100
4	AVALIAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	101
4.1	ANÁLISE DE INTERDEPENDÊNCIA DAS EFICIÊNCIAS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM AS VARIÁVEIS AMBIENTAIS.	101
4.2	ANÁLISE DE INTERDEPENDÊNCIA DAS EFICIÊNCIAS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E RESPECTIVOS EQUIPAMENTOS	104
4.3	VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS	106
4.3.1	Identificação de práticas dos sistemas eficientes	106

4.3.2	Estudo de casos de DMUs ineficientes	108
4.4	FATORES DE DESEMPENHO E MELHORES PRÁTICAS	111
4.4.1	Sombreamento	111
4.4.2	Temperatura ambiente	112
4.4.3	Sujidade	113
4.4.4	Vegetação	114
4.4.5	Oxidação	115
4.4.6	Monitoramento	116
4.4.7	Melhores práticas	118
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS	120
5.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	120
5.2	TRABALHOS FUTUROS	122
5.3	PUBLICAÇÕES	123
5.3.1	Publicações associadas à tese de Doutorado	123
5.3.2	Publicação de artigo em área correlata	123
	REFERÊNCIAS	124
	APÊNDICE A – DEFINIÇÃO DA AMOSTRA (123 DMUS)	130
	APÊNDICE B – CÁLCULO DAS EFICIÊNCIAS DOS TRIOS PARA A ESCOLHA DE VARIÁVEIS - CCR	134
	APÊNDICE C – CÁLCULO DAS EFICIÊNCIAS DOS TRIOS PARA A ESCOLHA DE VARIÁVEIS - BCC	137
	APÊNDICE D – ITERAÇÕES PELO NÚMERO DE VARIÁVEIS E MODELOS	140
	APÊNDICE E – BENCHMARKS CCR E BCC	144
	APÊNDICE E - VALORES PARA A EFICIÊNCIA DAS DMUs	147
	APÊNDICE G – DADOS TÉCNICOS DOS INVERSORES	151
	APÊNDICE H – ITERAÇÕES PARA A SELEÇÃO DE VARIÁVEIS .	155
	APÊNDICE I – EFICIÊNCIA DOS INVERSORES – CCR E BCC	157

1 INTRODUÇÃO

Os avanços tecnológicos promovem a melhoria de vida da sociedade, mas também acarretam alguns riscos que devem ser controlados, a fim de que sejam mitigadas as perdas derivadas dos riscos econômicos, sociais e ambientais.

Neste capítulo são descritos a motivação para o estudo da avaliação da geração de energia solar fotovoltaica, os objetivos e a metodologia empregada na pesquisa, bem como a organização da tese.

1.1 MOTIVAÇÃO

A geração distribuída (GD) (ANEEL, 2016a) é uma composição de pequenos geradores de pequeno porte, normalmente de fontes renováveis, instalados próximos aos centros de consumo de energia elétrica (Figura 1).

Figura 1 – Geração distribuída fotovoltaica



Fonte: Portal Solar (2018)

Com este tipo de arranjo de geração é possível postergar grandes investimentos na expansão e melhoria das redes de distribuição e transmissão de energia elétrica, além de melhorar o nível de tensão nos horários de maior demanda de energia e diversificar a matriz energética. Portanto, deve-se considerar que o aumento de geradores conectados à rede elétrica faz com que a complexidade de operação do sistema elétrico aumente, como também se torna mais difícil a cobrança pelo uso do sistema elétrico. Para o consumidor, a vantagem se dá pela redução dos custos com

a energia consumida da concessionária. No entanto, para que estes investimentos venham a ter o retorno esperado, são necessários cuidados especiais que assegurem a produtividade do sistema de geração de energia. Sendo a produtividade a relação entre o que foi produzido e os recursos empregados para tal, decorrentes de alguma tomada de decisão (MELLO et al., 2005).

Os equipamentos de geração de energia fotovoltaica, principalmente os inversores e módulos, se caracterizam por ter longos períodos de garantia oferecidos pelos fabricantes. No entanto, a eficiência da geração depende de diversos fatores, como instalação, operação e manutenção. A eficiência relaciona comparações de produtividade, ou seja, compara o que foi produzido com o que poderia ter sido produzido com os mesmos recursos (Mello et al, 2005).

Neste trabalho, buscamos compreender as interdependências entre as eficiências de cada sistema fotovoltaico e as respectivas eficiências dos seus inversores e módulos, como também as interdependências das eficiências dos sistemas com as variáveis ambientais, como: irradiação, temperatura e índice pluviométrico.

O objeto da pesquisa é um conjunto de 123 unidades de micro e minigeração fotovoltaica conectadas à rede da Companhia Energética de Pernambuco – Celpe, no ano de 2016 (ANEEL, 2018b).

A análise da eficiência desses sistemas fotovoltaicos foi possível de ser realizada devido ao emprego da ferramenta matemática “Análise Envoltória de Dados” (*Date Envelopment Analysis – DEA*) e a utilização do Sistema Integrado de Apoio à Decisão – Siad (MEZA et al, 2005).

1.2 OBJETIVOS DA PESQUISA

Os objetivos da pesquisa serão apresentados com características distintas, sendo o objetivo geral de forma mais ampla e os específicos de forma mais detalhada.

1.2.1 Objetivo geral

Avaliar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração distribuída, conectados à rede elétrica da concessionária do Estado de Pernambuco, em operação em 2016, utilizando a Análise de Envoltória de Dados (DEA), possibilitando calcular as metas para cada variável de produção das unidades

ineficientes, como também a busca das práticas utilizadas nas unidades benchmarks, a fim de que essas unidades ineficientes possam ter seus níveis de eficiência melhorados.

Os resultados da avaliação poderão subsidiar os investidores na redução das perdas de desempenho de suas unidades geradoras, como também as concessionárias de energia, no monitoramento do desempenho das microgeração e minigeração de energia fotovoltaica distribuída.

1.2.2 Objetivos específicos

- a. Calcular as eficiências relativas dos sistemas fotovoltaicos, inversores e módulos;
- b. Identificar as unidades geradoras eficientes e benchmarks para as ineficientes;
- c. Identificar regiões, temperatura, irradiação e índice pluviométrico das instalações dos sistemas fotovoltaicos;
- d. Avaliar a interdependência dos níveis de eficiência dos sistemas fotovoltaicos com as variáveis ambientais, como também com as eficiências dos inversores e módulos;
- e. Levantar os fatores de desempenho de sistemas fotovoltaicos;
- f. Identificar causas de perdas de produtividade em unidades geradoras ineficientes através de visita de campo.

1.3 METODOLOGIA

O processo de desenvolvimento desta pesquisa teve cinco etapas, tais como: levantamento de dados, definição da amostra de sistemas fotovoltaicos (SFV), aplicação da ferramenta matemática DEA, análise de interdependência entre as eficiências dos SFVs e variáveis ambientais, bem como entre as eficiências dos SFVs e equipamentos (inversores e módulos), finalizando com a validação dos resultados obtidos, através de pesquisa de campo. A Figura 2 mostra graficamente as etapas e respectivos detalhes.

1.3.1 Etapa I – Levantamento de dados

A primeira etapa, referente ao levantamento de dados dos sistemas fotovoltaicos (SFVs), se iniciou pela solicitação à concessionária do estado de Pernambuco,

Companhia Energética de Pernambuco (Celpe), de informações sobre a localização e dados dos equipamentos, geração e consumo de cada SFV. Diante desse banco de dados foi realizada pesquisa com os fabricantes de inversores e módulos para obter informações técnicas desses equipamentos. A seguir, foi realizada visita à feira de equipamentos de geração fotovoltaica e adquiridos pelos fornecedores de geradores os preços por potência de SFV, bem como as margens sobre o material para compor os valores de projeto e instalação, obtendo-se o valor de cada instalação. Os dados sobre variáveis ambientais foram obtidos através de sites específicos.

1.3.2 Etapa II – Definição da amostra de Sistema Fotovoltaico

Esta etapa se iniciou com a identificação de indicadores de desempenho de um sistema de geração fotovoltaica, calculando em seguida todos os valores para cada um dos SFVs constantes do banco de dados fornecido pela Celpe. De posse dos valores de todos os indicadores foi realizada uma análise no banco de dados, verificando aqueles SFVs com problemas de informações (faltas ou erros) que pudessem comprometer a qualidade do trabalho. Como resultado desta análise foram expurgados os SFVs em operação após 2016 e os demais com problemas de informações. Dos 193 SFVs apresentados no banco de dados, apenas 164 constituíam o foco da pesquisa (SFVs em operação até 2016) e 41 foram expurgados, ficando a amostra com 123 sistemas que fizeram parte da pesquisa.

1.3.3 Etapa III – Aplicação da análise envoltória de dados (*Date Envelopment Analysis* - DEA)

Para a aplicação do DEA foram escolhidos o modelo matemático CCR como o principal e o modelo BCC com a finalidade de comparação. Foi definido também a orientação para o cálculo da eficiência relativa, se para *inputs* (reduzindo os recursos) ou para *outputs* (aumentando a produção). Foi escolhida a orientação para outputs, tendo em vista os SFVs estarem em operação e a estratégia para a eficiência seria o aumento da produtividade.

Como foram definidas múltiplas variáveis de insumo (*inputs*) e produtos (*outputs*) algumas poderão não ser tão impactantes, diluindo o peso daquelas mais importantes. Para selecionar as variáveis mais impactantes foi utilizado o método multicritério para seleção de variáveis em DEA.

Após a identificação das variáveis menos impactantes foram realizadas algumas operações, calculando as eficiências relativas, considerando inicialmente todas as variáveis, depois realizando outras operações matemáticas subtraindo cada variável de menor impacto, observando, em seguida, o resultado apontado pelos modelos CCR e BCC, do número de unidades eficientes (SFVs, inversores, módulos).

Tendo em vista a dificuldade em adentrar nas instalações privadas para a realização de pesquisa de campo, foi considerado o modelo CCR, por apresentar um menor número de unidades eficientes. A definição do número de variáveis também teve esta preocupação, com a finalidade de obter um número de SFVs eficientes, compatível com a pesquisa de campo.

Esta etapa é concluída com a identificação das unidades benchmarks, referentes aos sistemas fotovoltaicos, inversores e módulos.



Fonte: O autor.

1.3.4 Análise de interdependência

A hipótese de que os SFVs eficientes são favorecidos climaticamente ou por possuírem os melhores equipamentos foi analisada nesta etapa. Primeiramente, foi verificado se havia uma interdependência impactante do nível de eficiência dos SFVs e as variáveis ambientais, tais como irradiação, temperatura e índice pluviométrico.

O segundo passo foi verificar a existência de interdependência da eficiência dos SFVs e as eficiências dos inversores e módulos. Finalizando esta etapa com as conclusões e geração de trabalhos futuros.

1.3.5 Validação dos resultados

Foram realizados dois conjuntos de visitas de campo. O primeiro conjunto de visitas foi adentrar nos SFVs *benchmarks*, na busca de uma relação da eficiência calculada com as práticas desenvolvidas na unidade geradora. O segundo conjunto de visitas foi em unidades apontadas como ineficientes, realizando inspeções e identificando pontos de melhoria. O terceiro passo foi conciliar dados da literatura e pesquisa de campo na identificação de fatores de desempenho de sistemas fotovoltaicos, finalizando com recomendações de melhores práticas para a mitigação de perdas de produtividade.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA TESE

Este trabalho está organizado nos seguintes capítulos:

Capítulo 2 – Inicialmente é feita uma abordagem sobre a evolução da geração de energia elétrica por meio da indução eletromagnética, passando pelas fontes renováveis e enfatizando a geração de energia solar fotovoltaica, a qual foi possível graças ao desenvolvimento tecnológico da eletrônica de potência e das células fotovoltaicas. Um comentário é feito a respeito dos cenários internacional e nacional do crescimento da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos. Em seguida, uma apresentação da análise envoltória de dados é realizada, com a finalidade de cientificar os conceitos, processos e a importância da ferramenta matemática. Um estudo da arte é descrito sobre a aplicação do DEA para avaliar sistemas elétricos, impactos ambientais, sistemas de geração eólica e sistema de geração solar fotovoltaica, mostrando a inovação da pesquisa.

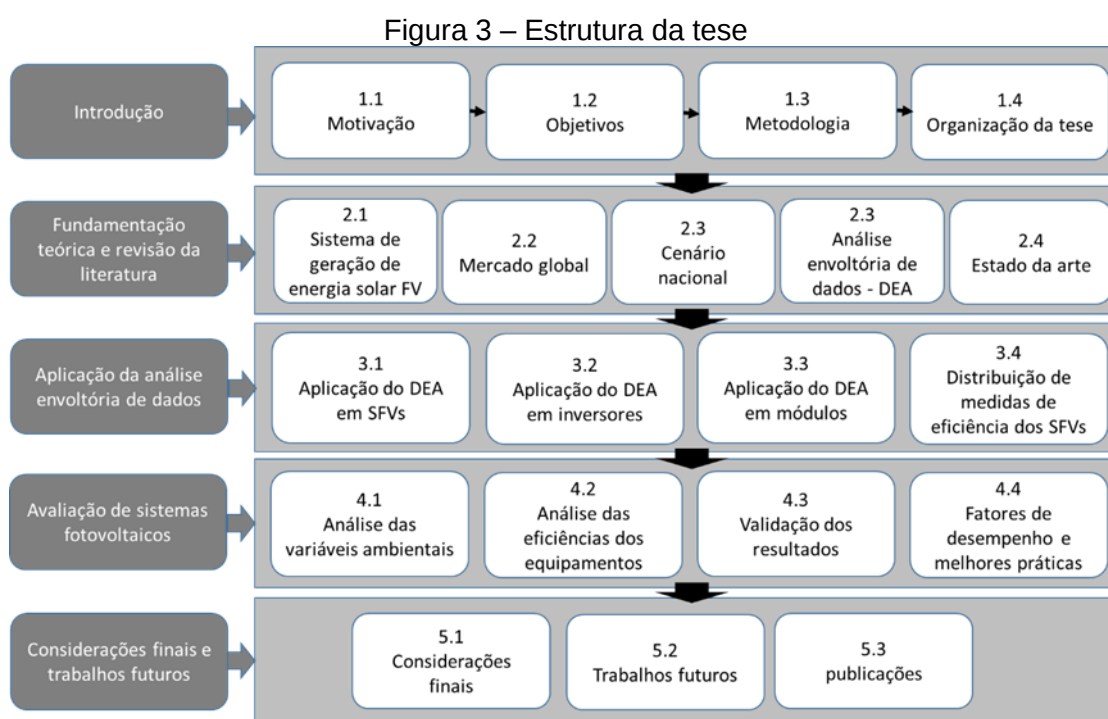
Capítulo 3 – São descritas as etapas da aplicação do DEA em SFVs, em inversores e em módulos, finalizando com a distribuição de medidas de eficiência dos SFVs.

Capítulo 4 – É apresentada a avaliação de sistemas fotovoltaicos através da análise de interdependência das eficiências calculadas dos SFVs com as variáveis ambientais e com os equipamentos (inversores e módulos). Em seguida, são descritas

as pesquisas nas unidades eficientes e em algumas ineficientes, a fim de validar os resultados obtidos através do DEA. A partir das visitas de campo e pesquisa na literatura foram identificados os fatores de desempenho e as melhores práticas dos sistemas pesquisados.

Capítulo 5 – São apresentadas as conclusões, sugestões para trabalhos futuros e as publicações do autor associadas à tese de doutorado.

A Figura 3 apresenta a estrutura da tese com os capítulos e respectivos tópicos de conteúdo.



Fonte: O autor.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo serão abordados temas a respeito do sistema de geração de energia solar fotovoltaica, mercado global, cenário nacional brasileiro, análise envoltória de dados, como também o estado da arte sobre a aplicação do Dea no setor elétrico.

2.1 SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica tem tido uma grande aceitação no mundo, devido a sustentabilidade no processo de geração. Sua viabilidade deve-se ao desenvolvimento tecnológico, quanto a fabricação de células fotovoltaicas mais eficientes e ao surgimento da eletrônica de potência, possibilitando a criação dos conversores. Um breve histórico será apresentado sobre as fontes convencionais, seguindo com as fontes renováveis e tipos de sistemas fotovoltaicos, além da evolução das células fotovoltaicas e da eletrônica de potência.

2.1.1 Fontes convencionais

A geração de energia, segundo Weissenbacher (2009), teve a sua expansão no mundo com a criação do primeiro gerador de corrente autoinduzida, em 1866, pelo cientista alemão Werner Siemens, que inspirou a construção de grandes geradores. Em San Francisco, a Califórnia Company Inc., organizada por George H. Roe, começou a produzir e vender eletricidade em pequena escala, em 1879. Após três anos, Thomas Edison colocou em funcionamento o primeiro sistema gerador de eletricidade, com fios e postes para levar energia elétrica a lugares distantes, fazendo com que centrais semelhantes fossem construídas pelos empreendedores, em vários países ocidentais.

No Brasil, em 1883, entra em operação a primeira usina hidrelétrica, localizada no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, na cidade de Diamantina (MG). D. Pedro II inaugura, na cidade de Campos (RJ), o primeiro serviço público municipal de iluminação elétrica do Brasil e da América do Sul (PORTAL BRASIL, 2010).

Esses e outros acontecimentos no desenvolvimento tecnológico e expansão de instalação de plantas de geração de energia ganharam impulso quando investidores do mundo inteiro perceberam que a comercialização de energia seria um grande

negócio. Por outro lado, a sociedade começou a entender os grandes benefícios trazidos pela eletricidade, ocasionando um crescimento da demanda.

A política expansionista da geração de eletricidade no Brasil utilizou como força motriz as quedas de água das cachoeiras, construindo um setor elétrico nacional por uma matriz, em sua maioria, de hidrelétricas. No entanto, as distâncias entre a geração e os centros de carga exigem longas linhas para a transmissão da energia gerada, passando próximo a povoados, travessia de estradas, vegetações e, em muitos casos, por reservas florestais e indígenas.

A fim de universalizar a energia elétrica, programas governamentais têm sido objeto de desenvolvimento econômico e social nas comunidades, em todo o País. Contudo, o crescimento desordenado e uma topologia de rede elétrica de cabos nus favoreceram para que danos econômicos, sociais e ambientais fossem materializados, ocasionando perdas, muitas vezes irreparáveis, para a sociedade. Percebemos, atualmente, um amadurecimento social a respeito da sustentabilidade na implantação de uma nova tecnologia, assegurando que os riscos de perdas sejam monitorados e devidamente controlados.

2.1.2 Fontes renováveis

Outras fontes de energia estão surgindo para suprir a elevada demanda, crescente a cada ano. As fontes renováveis, como a eólica e a solar, têm crescido de forma acentuada, como também vem ocorrendo um expressivo desenvolvimento tecnológico de equipamentos, materiais e da eletrônica de potência.

Desde 2012, através da Resolução Normativa – REN nº 482, criada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), foi regulamentada no Brasil a microgeração e minigeração distribuída, permitindo que a população e entes privados adquirissem sistemas de geração fotovoltaicos e injetassem no sistema de distribuição a energia excedente. Essa medida foi importante, pois retarda grandes investimentos em geração centralizada e minimiza perdas elétricas devido à proximidade entre a carga e geração (ANEEL, 2012). Desta forma, é possível injetar a energia gerada na rede elétrica da distribuidora e abater da fatura de energia elétrica consumida (ANEEL, 2015).

Com a regulamentação da microgeração (até 75kW) e minigeração (acima de 75kW até 5MW) distribuída, vem crescendo o interesse da população brasileira em

investir na geração de energias renováveis, principalmente em fotovoltaica, pelos bons níveis de irradiação em todo o País. A partir de uma capacidade instalada de 245 MW, os sistemas de microgeração e minigeração estão segmentados em fontes de energia hidráulica, eólica, biogás e fotovoltaica, sendo 174 MW (71%) em sistemas fotovoltaicos (ANEEL, 2012; 2015; 2018b).

Diante da rapidez com que são instalados os sistemas de fontes de energia renovável, reduzindo drasticamente os impactos ambientais e sociais com relação ao sistema tradicional de geração, transmissão e distribuição de energia, faz-se necessário mitigar as perdas de desempenho das micro e minigeração fotovoltaica distribuída.

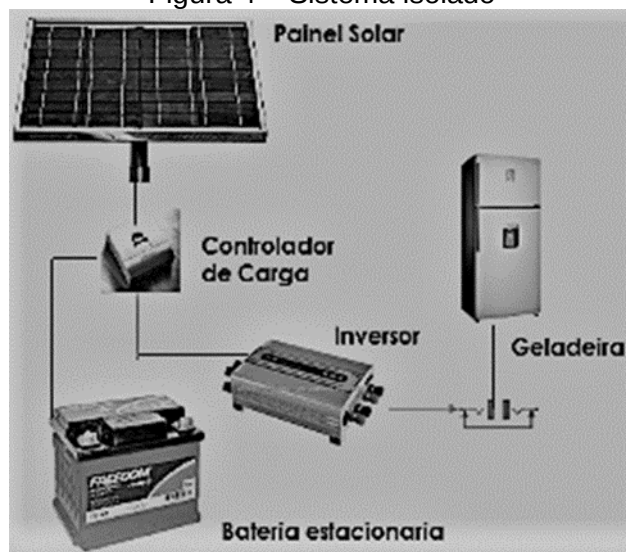
Um sistema de produção de energia solar fotovoltaica é formado por um conjunto de componentes básicos necessários para a captação dos raios solares, transformação da energia captada, proteção, medição e armazenamento de dados, conexão entre a carga e o sistema elétrico (sistema conectado à rede) ou bateria (sistema isolado), bem como infraestrutura para suportar os equipamentos e serviços. Neste capítulo, são apresentados os tipos de sistemas fotovoltaicos, um breve histórico a partir do descobrimento do efeito fotoelétrico, passando pelo surgimento da eletrônica de potência, crescimento da capacidade instalada de geração fotovoltaica no mercado internacional e no Brasil, a fim de ter uma percepção da evolução da geração fotovoltaica na matriz energética e da necessidade de controle dos riscos de perda de desempenho inerentes à sua instalação, manutenção e operação.

2.1.3 Tipos de sistema fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos, segundo Leva et al. (2004) e Pinho e Galdino (2014), podem ser classificados como: isolados e conectados à rede. Quando operados em conjunto com outras fontes de energia são chamados de híbridos, como, por exemplo, a utilização de um sistema diesel-fotovoltaico.

Sistemas isolados (Figura 4) necessitam de armazenamento de energia quando há necessidade de utilizar aparelhos nos horários sem geração fotovoltaica. Portanto, o uso de baterias se faz necessário para o armazenamento de energia e também para estabelecer uma referência de tensão c.c. para os inversores que alimentam a rede do sistema.

Figura 4 – Sistema isolado



Fonte: Technosol (2017)

No sistema isolado podem-se utilizar outras formas de armazenamento de energia, como, por exemplo, energia potencial gravitacional, em bombeamento de água para tanques elevados, armazenada para uso posterior.

Nos sistemas híbridos existe mais de uma forma de geração de energia, necessitando de um controle que possibilite a integração das demais formas de geração, como ilustrado na Figura 5.

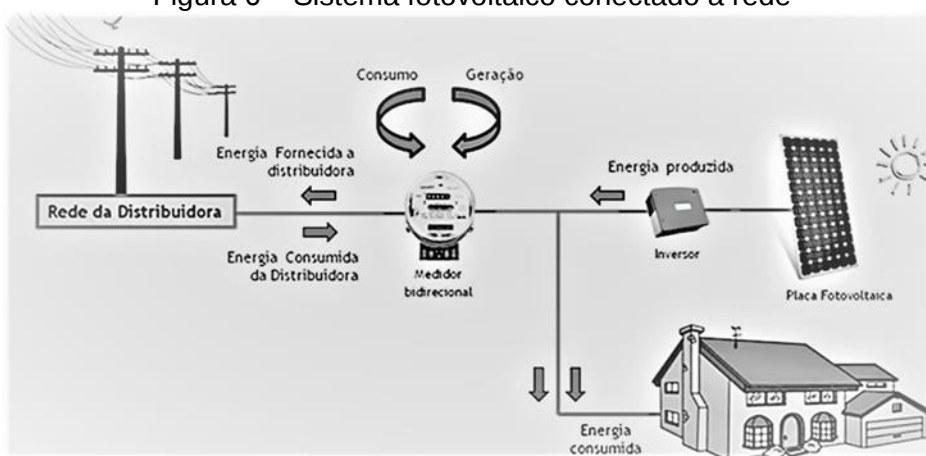
Figura 5 – Sistema híbrido



Fonte: Tanfon (2017)

Os sistemas conectados à rede (Figura 6) não precisam de armazenamento de energia através de baterias, porém, toda a energia gerada é injetada na rede, possibilitando a utilização de aparelhos elétricos e iluminação em qualquer hora do dia. A interconexão da geração fotovoltaica ao sistema da concessionária exige que o sistema fotovoltaico tenha segurança e qualidade para não afetar o bom funcionamento da rede elétrica à qual está conectado. Para isto, a Aneel regulamentou o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, através da Resolução 482/2012 (ANEEL, 2012; 2015).

Figura 6 – Sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Fonte: adaptadoViridian (2017)

2.1.4 Células fotovoltaicas

Desde o momento em que o cientista francês Edmond Becquerel, em 1839, descobriu o efeito fotoelétrico, pesquisadores e engenheiros do mundo todo ficaram interessados na ideia de transformar a luz solar em energia elétrica ou combustíveis químicos. Sabe-se que esta fonte de energia ilimitada e gratuita do sol é da ordem de 3×10^{24} joules por ano, ou ainda, representa 10.000 vezes o consumo da população terrestre. Portanto, bastaria uma cobertura de 0,1% da superfície da terra com células fotovoltaicas com eficiência de 10% para atender a demanda da população (GRATZEL, 2001).

Os cientistas Daryl Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson, segundo Perlin (2004), provavelmente não imaginavam inventar uma célula solar que iria revolucionar a indústria de energia fotovoltaica. Em 1952, não havia sequer uma indústria de

energia fotovoltaica para revolucionar. Os três cientistas estavam simplesmente tentando resolver problemas dentro do sistema de telefonia Bell. As tradicionais baterias secas, que funcionavam muito bem em climas amenos, degradavam muito rapidamente nos trópicos e deixavam de funcionar quando era preciso. Assim, a empresa pediu aos seus famosos pesquisadores para explorar fontes alternativas de energia independente. Coube a Daryl Chapin executar a tarefa. Naquela época, seu trabalho era testar máquinas de vento, geradores termoelétricos e motores a vapor. Sendo um entusiasta da energia solar, ele sugeriu que a investigação incluísse células solares. Seu supervisor aprovou a ideia. Chapin começou a trabalhar em fevereiro de 1952, mas sua pesquisa inicial com selênio não teve sucesso. Células solares de selênio, o único tipo no mercado, produziam muito pouca energia (5 W/m^2), conversão de menos de 0,5% da luz solar recebida em eletricidade.

Os problemas de Chapin chamaram a atenção de outro pesquisador da Bell, Gerald Pearson. Os dois cientistas tinham sido amigos durante anos, frequentaram a mesma universidade. Na época, março de 1953, Pearson estava envolvido em pesquisa pioneira de semicondutor, com Calvin Fuller. Eles tomaram silício em estado sólido, a partir de sua fase experimental para comercialização. Fuller, um químico, descobriu como controlar a introdução de impurezas, necessário para transformar o silício, pobre condutor de eletricidade, em um condutor superior. Fuller forneceu a Pearson um pedaço de silício contendo uma pequena concentração de gálio. A introdução de gálio o tornou carregado positivamente. Pearson, em seguida, mergulhou o silício rico em gálio em um banho de lítio quente, de acordo com as instruções de Fuller. O local onde o lítio penetrou criou uma área de elétrons fracamente ligados, tornando-se carregada negativamente. Então veio o teste. Pearson expôs a peça de silício de lítio-gálio à luz de uma lâmpada. Um amperímetro ligado ao silício registrou um fluxo elétrico significativo. Para surpresa, Pearson tinha feito uma célula solar superior a qualquer outra disponível no momento.

Na Figura 7 são mostrados, da esquerda para a direita, os inventores da Bell, Gerald Pearson, Daryl Chapin e Calvin Fuller, quando verificavam a simulação da célula solar.

Figura 7 - Inventores Gerald Pearson, Daryl Chapin e Calvin Fuller



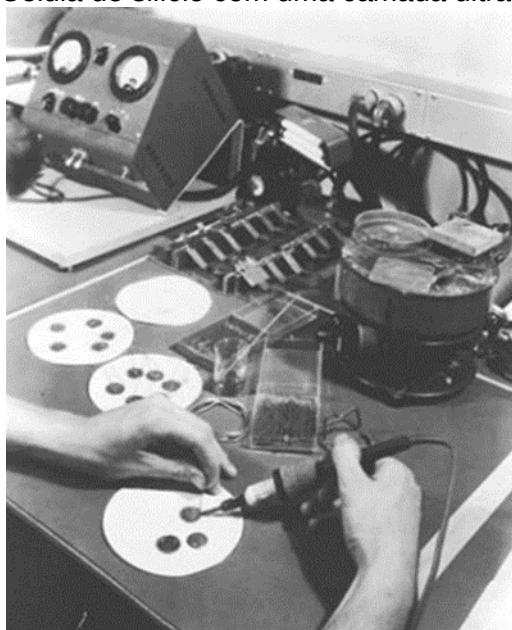
Fonte: Perlin (2004)

Pearson foi diretamente para o escritório de Chapin e aconselhou-o a mudar para o silício. Com a exposição de células solares de silício de Pearson ao sol forte, Chapin descobriu que o desempenho era significativamente melhor, cinco vezes mais eficiente do que as de selênio. Cálculos teóricos trouxeram uma notícia ainda mais animadora: uma célula solar de silício ideal poderia converter 23% da luz solar em eletricidade. Desenvolver uma célula solar de silício com eficiência de conversão de 6% iria satisfazer Chapin e classificar como uma fonte de energia viável. Seus colegas concordaram e todos os seus trabalhos focaram neste objetivo. Chapin relatou que o maior problema estava em fazer o contato com o silício, o qual foi solucionado quando Fuller incorporou uma camada ultrafina de boro, dando à célula uma junção p-n (Figura 8).

Em 1954, o mundo tinha menos de um watt de células solares capazes de funcionar como equipamento elétrico. A Figura 9 mostra a bateria solar Bell, em foto-propaganda para o público americano publicada na revista Look, em 1956.

A era moderna do desenvolvimento do módulo solar (GREEN, 2005) começou em meados dos anos 1970, com o início de grandes programas subvencionados pelo governo americano, bem como o crescente interesse pela energia fotovoltaica por grandes organizações.

Figura 8 – Célula de silício com uma camada ultrafina de boro



Fonte: Perlin (2004)

Figura 9 – Bateria solar Bell



Fonte: Perlin (2004)

A primeira aquisição de módulos pelo governo americano foi de um bloco de 54 kW, em 1975-1976, uma quantidade enorme para aquela época. A eficiência era na faixa de 4,8 a 6,5%, com preço do módulo variando entre US\$ 20-39 / W.

A segunda aquisição de módulos, durante 1976 e 1977, pelo governo dos Estados Unidos, foi de 127 kW, com ênfase na durabilidade dos módulos. Um conjunto de testes ambientais foi especificado para os fornecedores, incluindo ciclos de temperatura, umidade, carga de pressão cíclica e resistência de terra. Quatro

fornecedores de módulos apresentaram uma melhoria de eficiência na faixa de 6,0% a 7,4% e uma redução nos preços, que caíram para a faixa de US\$ 17-24/W.

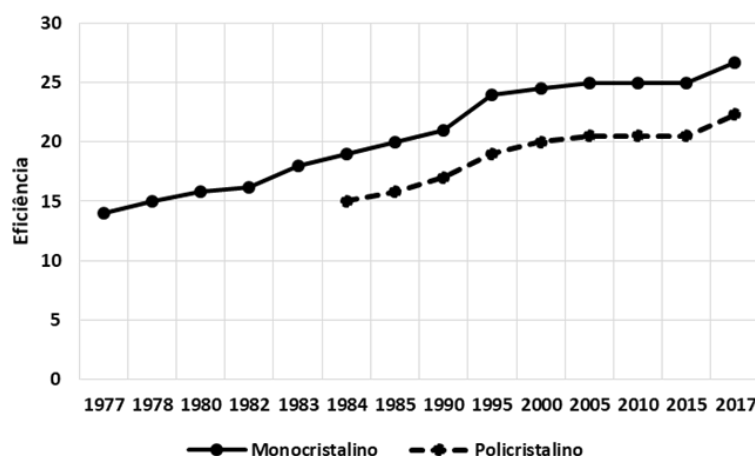
Em 1982, a ARCO, líder de mercado durante uma década, estava oferecendo uma garantia de 5 anos em seu produto.

No início da década de 80, o uso de *wafers* multicristalinos foi lançado pela Solarex, nos Estados Unidos, e pela Wacker-Chemitronic e AEG-Telefunken, na Europa.

À medida que os projetos dos módulos foram se estabilizando, uma intensa atividade em laboratórios obteve uma melhoria na eficiência da conversão das células de silício. A Figura 10 mostra a evolução da eficiência das células de silício em laboratório. As células multicristalinas, conhecidas também por células de silício policristalino, têm uma eficiência menor do que as de silício monocristalino. É perceptível, nas figuras, que a eficiência desses dois tipos de célula se estabilizou a partir do ano 2000, vindo a ter uma melhoria dos níveis de eficiência a partir de 2017.

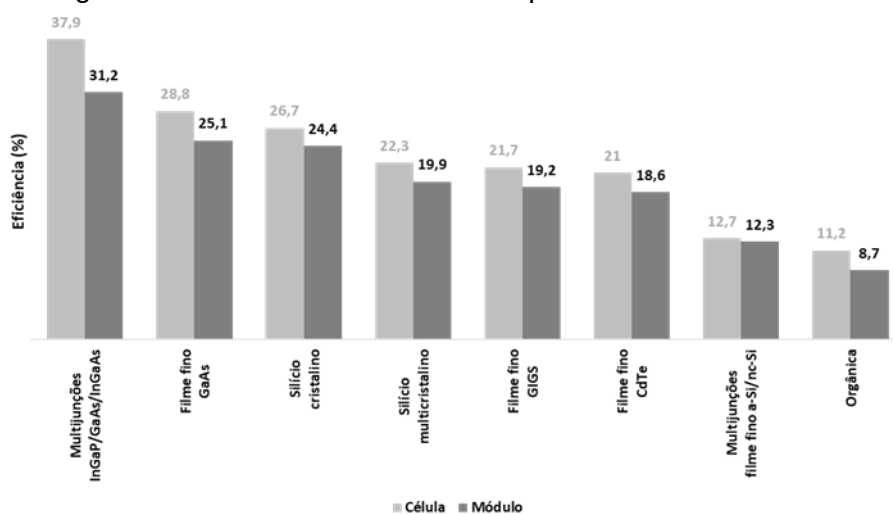
Sobre a eficiência dos tipos de células (GREEN et al., 2018), observa-se a evolução de diversos tipos de células e módulos fotovoltaicos. Na Figura 11 são mostradas as eficiências máximas alcançadas em laboratório, para os diversos tipos de material que compõem as células e módulos.

Figura 10 – Evolução da eficiência das células de silício



Fonte: Adaptado de NREL (2016) e Green et al. (2018).

Figura 11 – Eficiências de diversos tipos de células e módulos

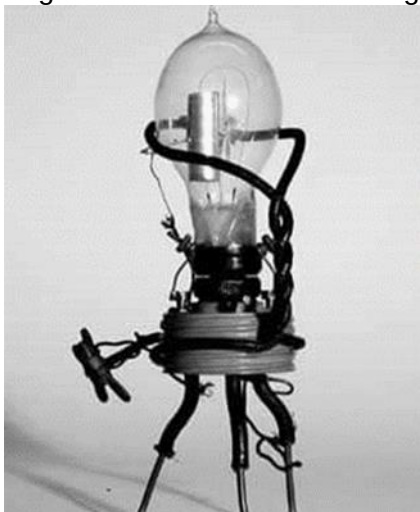


Fonte: Adaptado de Green et al. (2018)

2.1.5 Eletrônica de potência

A partir das experiências de Thomas Edison, no início do século XX, ao introduzir um eletrodo positivo em sua lâmpada, a fim de evitar a deposição de material no bulbo, a observação de Ambrose Fleming fez ver que este dispositivo tinha a capacidade em atuar como retificador, convertendo corrente alternada em corrente contínua (ELECTRONICSNOTES, 2018). A Figura 12 mostra a válvula de Fleming.

Figura 12 – Válvula de Fleming



Fonte: Electronicsnotes (2018)

Logo em seguida surgiu o Thyatron, que possibilitou ajustar o valor da tensão e/ou corrente c.c. por meio de uma retificação controlada. A Figura 13 mostra um Thyatron a vapor de mercúrio (POMILIO, 2013).

Figura 13 – Thyatron a vapor de mercúrio



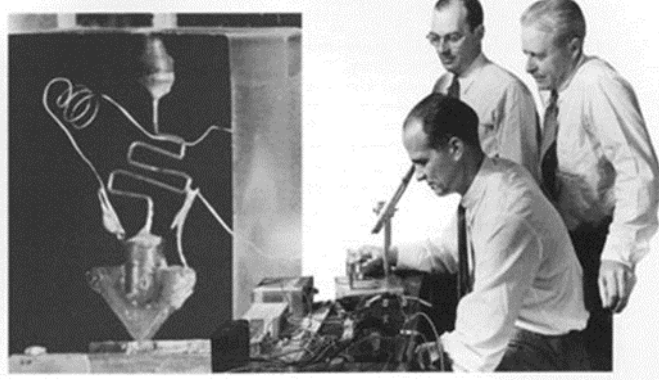
Fonte: Pomilio (2013)

Nos Laboratórios da Bell, em 1947, é inventado o primeiro transistor, por William Shockley, John Bardeen e Walter Brattain (CED,2018), considerado um dos mais importantes eventos da eletrônica de potência século 20, pois posteriormente tornou possível o circuito integrado e o microprocessador que são a base da eletrônica moderna. Os inventores receberam o Prêmio Nobel de Física de 1956 (NOBELPRIZE, 2018), por suas pesquisas em semicondutores e descoberta do efeito transistor, as quais levaram às pesquisas em dispositivos eletrônicos em estado sólido. A Figura 14 mostra o primeiro transistor e seus inventores: William Shockley (sentado), John Bardeen (à esquerda) e Walter Brattain (à direita).

O advento do Retificador Controlado de Silício (*Silicon Controlled Rectifier* – SCR), primeiro dispositivo de estado sólido, marcou a nova era do campo tecnológico denominado Eletrônica de Potência pela General Electric, em 1958 (WILSON, 2000; YANO et al., 2004).

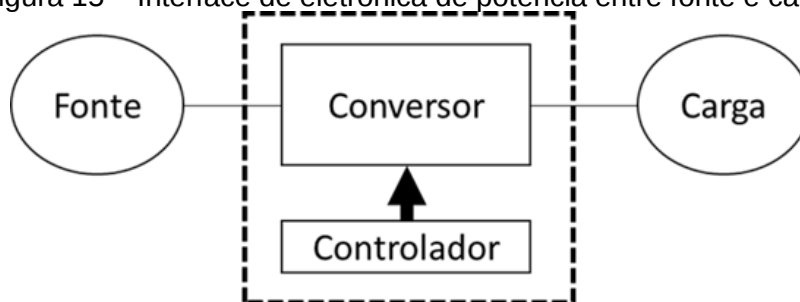
Com o surgimento dos conversores e controladores (MOHAN, 2014), a eletrônica de potência tornou-se uma tecnologia que faz a interface entre a fonte elétrica e uma carga elétrica, onde elas podem diferir em frequência, amplitudes de tensão e número de fases (Figura 15).

Figura 14 – Primeiro transistor e seus inventores



Fonte: Ced (2018)

Figura 15 – Interface de eletrônica de potência entre fonte e carga



Fonte: Mohan (2014)

2.2 MERCADO GLOBAL

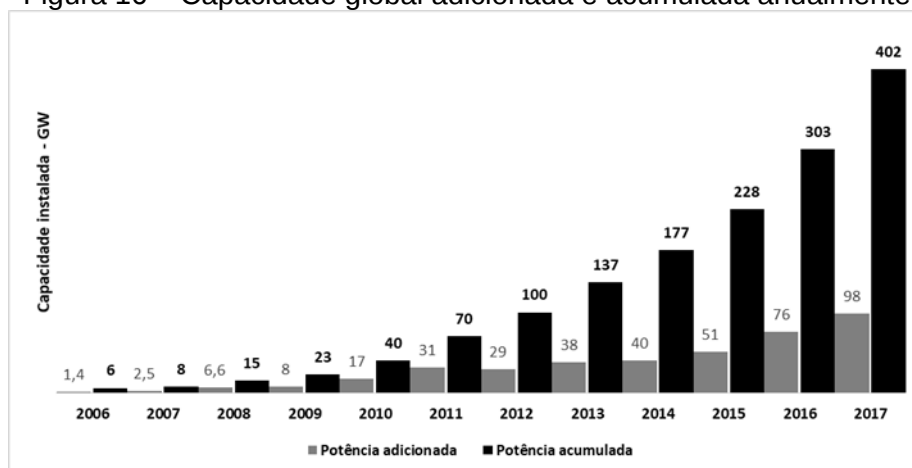
A melhoria da tecnologia dos equipamentos de geração fotovoltaica, a ampliação da consciência ambiental no planeta, bem como a viabilidade comercial para investimentos em energia fotovoltaica têm conduzido a um crescimento mundial de forma exponencial. No ano de 2017 foi batido um novo recorde na história, superando 2016 em 33% de capacidade instalada, com mais de 98 GW, finalizando o ano com 402 GW acumulados. A Figura 16 mostra a evolução anual da capacidade instalada e acumulada no período de 2006-2017.

O que vinha sendo concentrado nos países ricos agora existe em um mercado emergente em todos os continentes, contribuindo com o crescimento global da energia

solar fotovoltaica. A competitividade e os programas governamentais têm contribuído para este crescimento, além da consciência ambiental para reduzir a poluição e emissões de CO₂.

Os principais mercados, em 2017, foram China, Estados Unidos, Japão, Índia e Reino Unido. Juntos, esses países foram responsáveis por cerca de 85% das adições (REN21, 2018).

Figura 16 – Capacidade global adicionada e acumulada anualmente



Fonte: REN21 (2018)

A China, em 2017, superou todas as expectativas, adicionando mais capacidade de produção de energia fotovoltaica (cerca de 53,1 GW) do que foi adicionado mundialmente em 2015 (51 GW). O País contribuiu para o aumento da potência instalada global em 54% em 2017. Até o final de 2017 o total das instalações da China aproximou-se de 131,1 GW, ultrapassando a meta para 2020 de 105 GW, mantendo-se líder mundial em capacidade acumulada. Embora a maior parte das adições de capacidade instalada tenha sido através de grandes projetos centralizados, em 2017 houve uma mudança significativa em termos de investimentos em instalações de geração distribuída (GD). Cerca de 19,4 GW de capacidade GD foi adicionada em 2017, acima dos 4,2 GW em 2016, para um acumulado total de 30 GW. O governo chinês aumentou sua ênfase em projetos de geração distribuída, principalmente em sistemas sobre telhados para autoconsumo, a fim de diminuir a sobrecarga de transmissão e reduzir contingenciamento (REN21, 2018).

Os Estados Unidos ocuparam o segundo lugar em novas instalações em 2017, assim como em capacidade acumulada, embora bem distante da China quanto a

novas instalações em 2017, adicionando 10,6 GW, acumulando um total de 51 GW. Desde 2016, a energia solar fotovoltaica vem sendo a principal fonte das novas instalações de geração do país. A Califórnia liderou a capacidade acrescentada nos Estados Unidos de 5,2 GW, seguida pela Carolina do Norte (1 GW) e Flórida (0,4 GW). No entanto, o mercado americano se contraiu 30% em relação a 2016, devido a diversos fatores, incluindo atrasos de interconexão, desaceleração nos mercados, aumento dos preços dos equipamentos fotovoltaicos e, principalmente, incerteza política quanto à cobrança de impostos federais sobre células fotovoltaicas e módulos importados. (REN21, 2018).

A Índia foi o terceiro mercado mundial, em 2017, em adição de potência instalada (cerca de 9,1GW), um recorde em relação a 2016 (4 GW). Em termos de capacidade acumulada (18,3 GW) está classificada globalmente em sexto lugar. A energia solar foi a principal fonte do país nas novas instalações de geração, seguida pela energia eólica (REN21, 2018).

O mercado japonês se contraiu pelo segundo ano consecutivo, mas ainda ficou na quarta posição mundial, com adição de 7 GW na potência instalada, acumulando uma capacidade total superior a 49 GW. A aquisição de painéis para aplicações residenciais vem diminuindo pelo quarto ano consecutivo, contabilizando cerca de 1,1 GW de novas instalações. O interesse em instalações residenciais com opções de armazenamento continuou a aumentar, com estimativa de 25.000 sistemas instalados em 2017. Aumentou também o número de sistemas solares comunitários durante o ano, com capacidade total quase dobrando para 86 MW, acima dos 45 MW em 2016. A energia solar fotovoltaica no Japão passou a representar 5,7% da geração total de eletricidade em 2017, acima dos 4,8% em 2016 e 2,7% em 2015 (REN21, 2018).

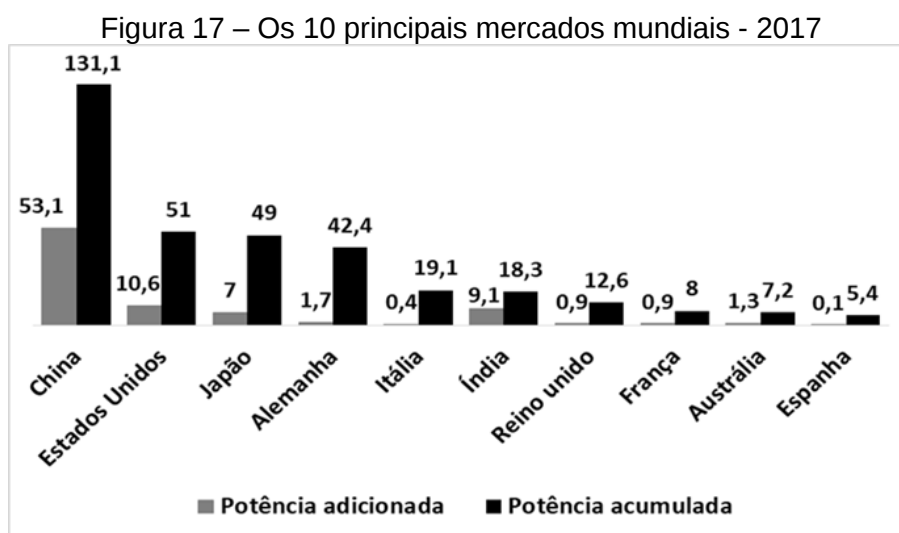
Quanto ao mercado da União Europeia, os principais em ordem de tamanho são: Alemanha, Reino Unido, França e Holanda. Todos tiveram um crescimento em relação a 2016, exceto o Reino Unido, que perdeu sua liderança regional quanto às adições de potência instalada. A Alemanha adicionou quase 1,7 GW (bem abaixo da meta do governo de 2,5 GW), totalizando uma capacidade instalada de 42,4 GW. No Reino Unido as novas instalações caíram 54% em relação a 2016, para cerca de 0,9 GW. França e Países Baixos adicionaram também, cada um, 0,9 GW (REN21, 2018).

A Austrália ficou na 9ª posição em capacidade acumulada (7,2 GW), com o acréscimo recorde de 1,3 GW, em 2017. O mercado residencial representou

novamente a maioria das novas instalações (64%), mas o número e a capacidade dos sistemas comerciais de cobertura também tiveram uma expansão significativa. Até o final do ano, quase 1,8 milhão de instalações fotovoltaicas (residenciais e comerciais) estavam em operação, representando a grande maioria da capacidade acumulada da Austrália. A GD com armazenamento tornou a eletricidade mais barata do que a da rede, em várias regiões da Austrália. Estima-se que 40% das novas instalações de telhados solares tenham armazenamento de energia, totalizando quase 20.800 instalações, principalmente no setor residencial.

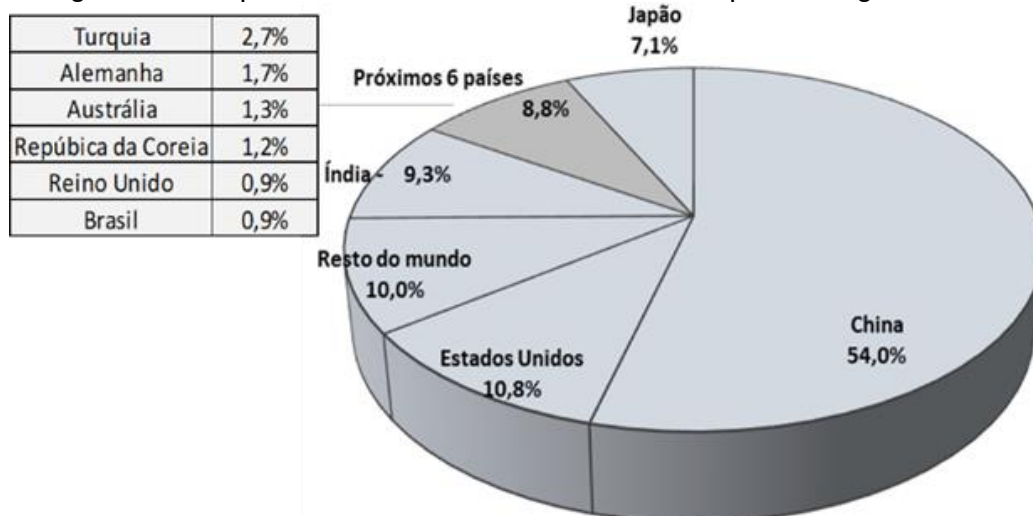
A América Latina e o Caribe, juntos, ainda representam uma pequena parcela da demanda global, mas os mercados estão se expandindo rapidamente. O Brasil tornou-se o segundo país da região (depois do Chile) a ultrapassar a marca de 1 GW de capacidade acumulada em geração fotovoltaica, adicionando quase tudo em um único ano (0,9 GW) para um total de 1,1 GW.

A Figura 17 mostra os 10 principais mercados mundiais em 2017, com suas capacidades adicionadas no ano e a capacidade acumulada. Na Figura 18 é mostrada a representatividade de cada país no incremento de capacidade global, no ano de 2017.



Fonte: REN21(2018).

Figura 18 – Representatividade no incremento da capacidade global - 2017



Fonte: REN21(2018).

Devido ao altíssimo crescimento da demanda em 2016 houve reduções de preços para módulos e inversores. Os preços médios dos módulos caíram cerca de 29%, para US\$ 0,41/W, comparando com 2015. Em 2017, os preços continuaram caindo, porém, em ritmo mais lento, com uma queda de 6% nos preços médios de US\$ 0,39/W (REN21, 2018). A Tabela 1 mostra a variação do valor médio global dos módulos fotovoltaicos em US\$/W, bem como uma ilustração do preço de um módulo de 300 W, no período de 2015-2017. Em seguida, é apresentado o preço do módulo no mercado brasileiro, o qual está vulnerável à variação cambial, tendo em vista a aquisição de células fotovoltaicas e módulos via importação.

A produção global de módulos continuou a ser liderada pela China em 2017, pelo nono ano consecutivo. A Ásia respondeu por 90% e a China por 66% da produção global de módulos. A participação da Europa na produção de módulos ficou estável em cerca de 6%, enquanto os Estados Unidos permaneceram em 2%.

Os 10 principais fornecedores de módulos embarcaram cerca de 57 GW em 2017, ou quase 60% do total mundial. A JinkoSolar e a Trina Solar (ambas da China) e a Canadian Solar (Canadá/China) ficaram no top 3 pelo terceiro ano consecutivo, seguidas por JA Solar (China) e Hanwha Q (República da Coreia); GCL, Longi, Risen Energy, Shunfeng e Yingli Green, todas com base na China (REN21, 2018).

Tabela 1 – Preço médio global de módulos fotovoltaicos

Ano	US\$	Redução %	Preço do módulo de 300W	
			US\$	R\$
2015	0,52	-	156	595
2016	0,41	29	123	469
2017	0,39	6	117	446
Valor de mercado - Brasil (jan/2018)				771

Fonte: Ren21 (2018); Portal Solar (2018).

2.3 CENÁRIO NACIONAL BRASILEIRO

O Brasil, detentor de uma riqueza solar e reserva de silício abundante, encontra-se na retaguarda na contribuição global de capacidade instalada de geração fotovoltaica. A seguir será descrita a evolução da geração fotovoltaica, normalização e padronização, acesso ao sistema de distribuição, como também os critérios técnicos e operacionais.

2.3.1 Evolução da geração fotovoltaica

Com o intuito de desenvolver a indústria nacional brasileira foram estabelecidas, em 1991, barreiras alfandegárias à importação de equipamentos de informática e também dos equipamentos fotovoltaicos que empregassem silício monocristalino nas células solares. Com o fim dessas barreiras, em 1992, havia uma empresa apenas que produzia lingotes de silício monocristalino (a Heliodinâmica). Com o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (Prodeem), criado em 1994, todas as aquisições dos sistemas fotovoltaicos passaram a ser feitas através de licitações internacionais. Foram instalados, em 7 mil comunidades no Brasil, cerca de 5 MWp. O Prodeem foi incorporado ao Programa Luz para Todos, com o intuito de atender localidades de difícil acesso à rede elétrica (Figura 19). A maioria desses sistemas tinha baterias e controladores de carga para acumular a energia necessária para o uso noturno (ABINEE, 2012).

O primeiro sistema fotovoltaico ligado à rede foi instalado em 1995 pela Chesf, utilizando inversor nacional.

Em 2011, o Brasil deu um passo fundamental para o desenvolvimento da geração fotovoltaica com a chamada pública da Aneel 013/2011, para projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) a serem realizados pelas empresas distribuidoras e geradoras de energia, de forma compulsória, utilizando uma fração de suas receitas operacionais líquidas em P&D. Dentre as exigências da Aneel havia a referente à nacionalização da tecnologia e desenvolvimento dos diversos elos da cadeia produtiva no Brasil, contribuindo para o desenvolvimento do mercado fotovoltaico no País .

Figura 19 – Sistema fotovoltaico na Região Amazônica



Fonte: Programa Luz para Todos, Eletrobrás (ABINEE, 2012).

O custo dos equipamentos de um sistema solar ainda não é atrativo num país com riqueza solar, devido à importação dos módulos solares e inversores. Mesmo sendo o segundo maior produtor de silício, perdendo para a China, o Brasil não tem produção de silício de grau solar.

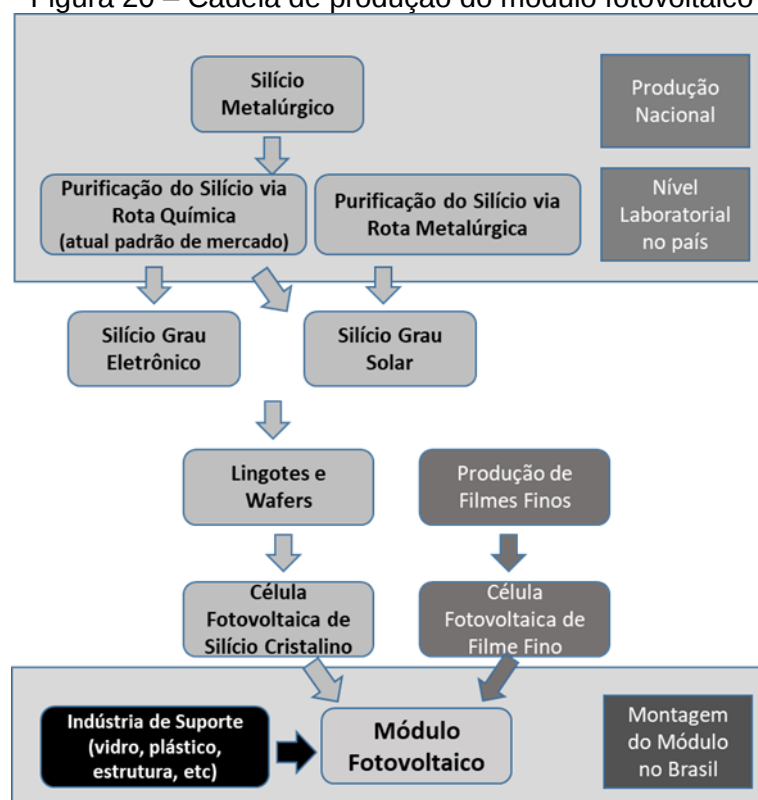
Para o Brasil atingir uma estrutura produtiva capaz de tornar o segmento competitivo internacionalmente, faz-se necessário um aumento da demanda interna, bem como incentivos governamentais, a fim de reduzir os custos de produção em todas as etapas da cadeia produtiva, mostrada na Figura 20.

Mesmo tendo o Brasil uma das maiores reservas de minério de silício, os módulos fotovoltaicos são feitos com produtos importados. Segundo Abinee (2016), o País exporta o silício metalúrgico, em torno de US\$ 2,5/kg, e importa o silício através das células fotovoltaicas por US\$ 44/kg, deixando de agregar valor. Isto se deve à

falta de parte da cadeia produtiva, mostrada na Figura 21, consequência da falta de investimentos e de uma política estratégica.

O marco regulatório brasileiro (TOLMASQUIM, 2016) veio através da Resolução Normativa da Aneel nº 482/2012, estabelecendo as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, como também o sistema de compensação de energia elétrica. A partir do conhecimento da resolução e do aumento da viabilidade econômica do sistema de geração fotovoltaica, a população foi aderindo ao investimento, inicialmente de forma bastante tímida, mas, nos últimos anos, vem ganhando mais força de adesão.

Figura 20 – Cadeia de produção do módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de ABINEE (2012).

Até março de 2018 (ANEEL, 2018b), o País teve instaladas mais de 26 mil unidades geradoras fotovoltaicas, representando 99,3% da quantidade total das unidades de GD (Tabela 2). Em segundo lugar na classificação vem a geração térmica (biogás, biomassa, gás natural, casca de arroz e resíduos florestais), com 87 unidades geradoras, representando 0,33%. A geração eólica acumula 54 unidades com

participação de 0,20% da quantidade instalada de GD. A geração hidráulica acumula 45 unidades geradoras, representando 0,11% do número total de unidades de GD.

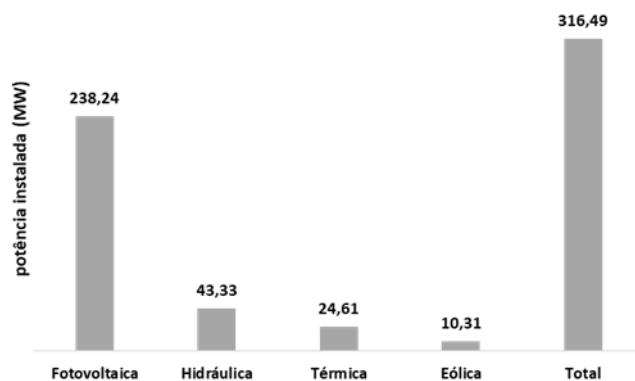
Tabela 2 – Quantidade de unidades de geração distribuída no Brasil – até mar. 2018

Tipo	Quantidade	%
Fotovoltaica	26296	99,30%
Térmica	87	0,33%
Eólica	54	0,20%
Hidráulica	45	0,17%
Total	26482	100,00%

Fonte: Aneel (2018b).

Quanto à potência instalada total da GD no Brasil, de 316,49 MW, a geração fotovoltaica representa 75% desta capacidade (238,24 MW), a hidráulica 14% (43,33 MW), a térmica 8% (24,61 MW) e a eólica 3% (10,31 MW). A Figura 21 mostra a capacidade instalada por tipo de GD até março de 2018.

Figura 21 – Capacidade instalada da GD no Brasil – mar. 2018

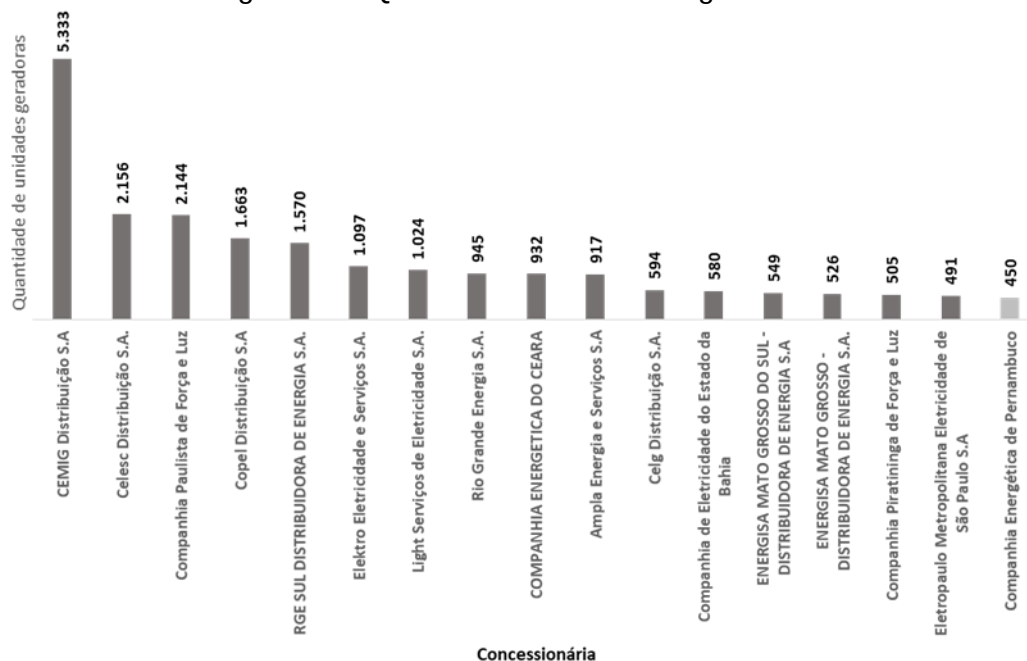


Fonte: Aneel (2018b)

Os 5 sistemas de GD que mais cresceram no País foram das concessionárias Cemig (5,33mil), Celesc (2,2 mil), CPFL (2,1 mil), Copel (1,7 mil) e RGE Sul (1,6 mil). A Figura 22 apresenta a classificação pela quantidade dos 17 maiores sistemas de GD do Brasil.

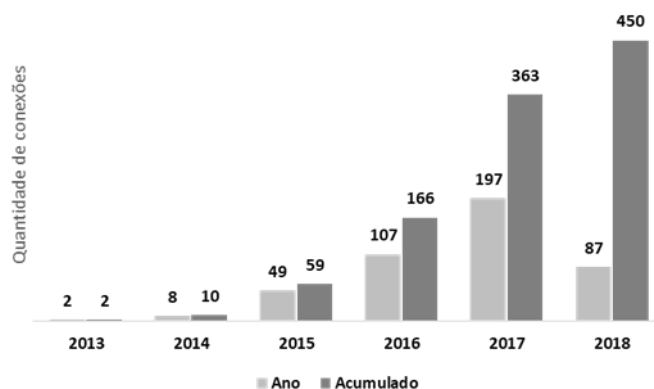
O sistema de GD de Pernambuco encontra-se na 17ª posição de classificação, com 450 unidades instaladas, em que a geração fotovoltaica tem uma participação de 99,3% (447 unidades). A Figura 23 mostra a evolução da GD de Pernambuco, no período de 2013 a mar. 2018.

Figura 22 – Quantidade de unidades geradoras



Fonte: Aneel (2018b)

Figura 23 – Evolução da GD em Pernambuco - até mar/2018



Fonte: Aneel (2018b)

2.3.2 Normalização e padronização

A geração de pequeno porte instalada próxima aos centros de consumo de energia elétrica caracteriza a GD, trazendo benefícios para o sistema elétrico, tais como: postergação de investimentos na distribuição e transmissão; baixo impacto ambiental; melhoria do nível de tensão no horário de pico e diversificação da matriz

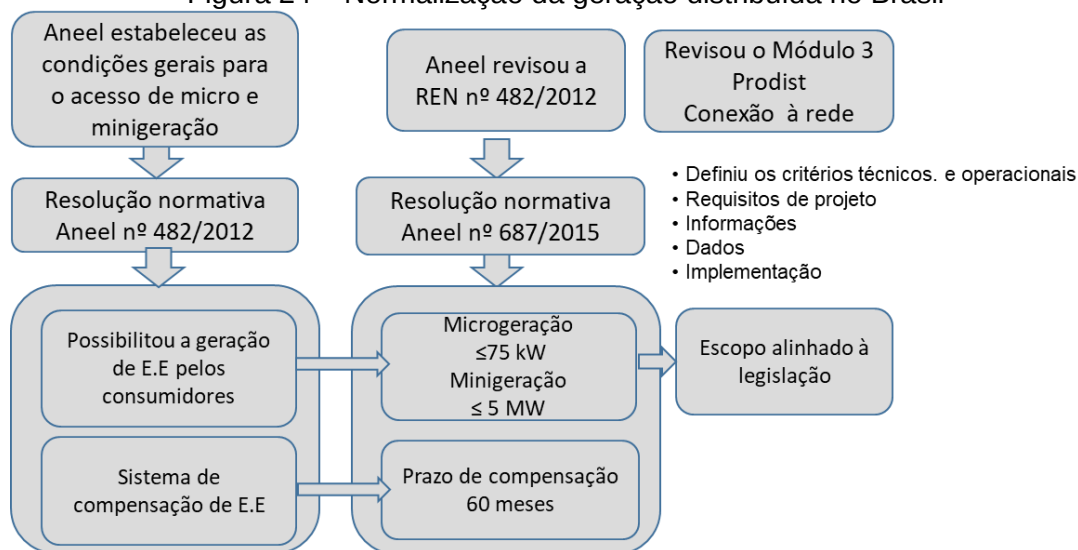
energética. No entanto, a quantidade de pequenos geradores torna a operação da rede mais complexa (ANEEL, 2016a).

No Brasil, o marco do desenvolvimento da geração solar fotovoltaica ocorreu em 2012, com a criação, pela Aneel, do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, possibilitando a geração de energia elétrica pelos consumidores. A Resolução Normativa – REN nº 482 estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2012). Seu aprimoramento se deu pela Resolução Normativa – REN nº 687/2015 (ANEEL, 2015) e REN nº 724/2016 (ANEEL, 2016b).

Para sistemas fotovoltaicos a definição de microgeração, segundo a Aneel (2015), aplica-se aos sistemas com potência menor ou igual a 75 kW, enquanto a de minigeração aos sistemas com potência maior que 75kW e até 5 MW. O sistema de compensação de energia refere-se ao sistema no qual a energia injetada na rede elétrica da distribuidora é posteriormente compensada com o consumo de energia ativa, num prazo de 60 meses.

Com o objetivo de estabelecer as condições de acesso, a Aneel, através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist, Módulo 3, definiu os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica ao sistema de distribuição (ANEEL, 2017). A Figura 24 mostra a evolução da normalização da geração distribuída no Brasil.

Figura 24 – Normalização da geração distribuída no Brasil



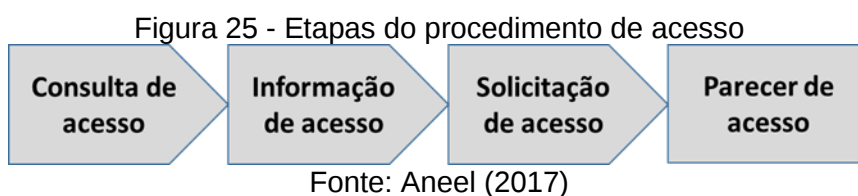
Fonte: O autor.

2.3.3 Acesso ao sistema de distribuição

O acesso ao sistema elétrico da concessionária (ANEEL, 2017) deve ser realizado dentro dos padrões de qualidade do serviço de distribuição, com segurança, confiabilidade e preservando o meio ambiente. Portanto, a distribuidora deve disponibilizar as informações do seu sistema elétrico necessárias à elaboração de projeto ou estudo por parte da micro ou minigeradora. Para viabilizar o acesso, são realizadas quatro etapas: consulta, informação, solicitação e parecer de acesso.

A consulta de acesso tem como objetivo a obtenção de informações técnicas do sistema elétrico da concessionária para realizar os estudos sobre o acesso; a informação de acesso corresponde à resposta formal da concessionária sobre a consulta de acesso; a solicitação de acesso é a formalização do acessante à concessionária para priorizar o atendimento dentro da ordem cronológica de protocolo; o parecer de acesso é o documento formal da concessionária (acessada), informando as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, e os requisitos técnicos para a conexão.

Na Figura 25 são mostradas as etapas do procedimento de acesso a serem seguidas pelo consumidor e pela distribuidora.



2.3.4 Critérios técnicos e operacionais

Alguns parâmetros regulatórios estão definidos pela Aneel (2017) para a tensão de conexão, fator de potência no ponto de conexão, forma de onda e amplitude da tensão, variações de frequência, bem como para o sistema de proteção.

a. Tensão de conexão

A definição da tensão de conexão está relacionada com a carga instalada da unidade consumidora. Aquela com carga superior a 75kW e com contrato de Musd (montante de uso do sistema de distribuição: potência elétrica média, em kW, integralizada em intervalos de 15 minutos) deve ser conectada à média ou alta tensão, conforme se pode verificar no Tabela 3.

Tabela 3 – Tensão de conexão

Baixa tensão (BT) Carga instalada até 500 kW		Média tensão (MT) Carga instalada superior a 75kW e inferior ou igual a 30MW	Alta tensão (AT) Carga instalada superior a 500kW
Sistema	Tensão Nominal (V)	13,8 kV/34,5 kV	69 kV/138 kV
Trifásico	220 / 127		
	380 / 220	Obs: outras tensões (MT e AT) são admissíveis nos sistemas de distribuição em operação, consonante com a legislação pertinente.	
Monofásico	254 / 127		
	440 / 220		

Fonte: adaptado de Aneel (2017).

b. Fator de potência no ponto de conexão

O fator de potência no ponto de conexão deve ter um valor no intervalo de 0,92 a 1,00. Excedentes de reativos devem ser evitados para não comprometer a qualidade do sistema elétrico de interconexão (ANEEL, 2018a).

c. Forma de onda e amplitude da tensão

A interconexão do sistema de geração fotovoltaica à rede elétrica deve assegurar os valores de referência no ponto de conexão para os parâmetros de distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, como também de variações de tensão de curta duração (ANEEL, 2017).

Os valores de referência para as distorções harmônicas totais, em porcentagem da tensão fundamental, são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 – Valores de referência das distorções harmônicas totais

Tensão nominal do barramento	Distorção harmônica total de tensão (DTT) %
$VN \leq 1kV$	10
$1kV < VN < 69 kV$	8
$69 kV \leq VN < 230 kV$	5

Fonte: Aneel (2018a)

d. Variações de frequência

O sistema de distribuição e o sistema de micro ou minigeração devem operar dentro dos limites de frequência, entre 59,9Hz e 60,1Hz. Quando ocorrer um distúrbio no sistema de distribuição, as instalações do sistema de geração devem assegurar o retorno da frequência no prazo de 30 segundos, para a faixa de 59,5Hz a 60,5Hz (ANEEL, 2018a).

e. Sistema de proteção

A interligação deve dispor de um sistema de proteção capaz de assegurar, em caso de falta das instalações do acessante, que não haverá perturbações no sistema elétrico da concessionária, bem como proteger seus equipamentos e instalações. De acordo com os procedimentos da Aneel (2017), as proteções mínimas necessárias para a micro e minigeração são as descritas na Tabela 5.

Tabela 5 – Proteções mínimas para sistemas de micro e minigeração

Equipamento	Potência Instalada (P)		
	$P \leq 75\text{kW}$	$75\text{kW} < P \leq 500\text{kW}$	$500\text{kW} < P \leq 5\text{MW}$
Elemento de desconexão	X	X	X
Elemento de interrupção	X	X	X
Transformador de acoplamento		X	X
Proteção de sub e sobretensão	X	X	X
Proteção de sub e sobrefrequência	X	X	X
Proteção contra desequilíbrio de corrente			X
Proteção contra desbalanço de tensão			X
Sobrecorrente direcional		X	X
Sobrecorrente com restrição de tensão			X
Relé de sincronismo	X	X	X
Anti ilhamento	X	X	X
Medição	Sistema bidirecional	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes

Fonte: Adaptado de Aneel (2017)

A proteção de anti-ilhamento, no caso do sistema fotovoltaico operando em ilha, deve assegurar fisicamente a desconexão entre a rede da concessionária e as instalações elétricas internas da unidade consumidora, não sendo permitida sua conexão durante a interrupção do fornecimento de energia pela distribuidora.

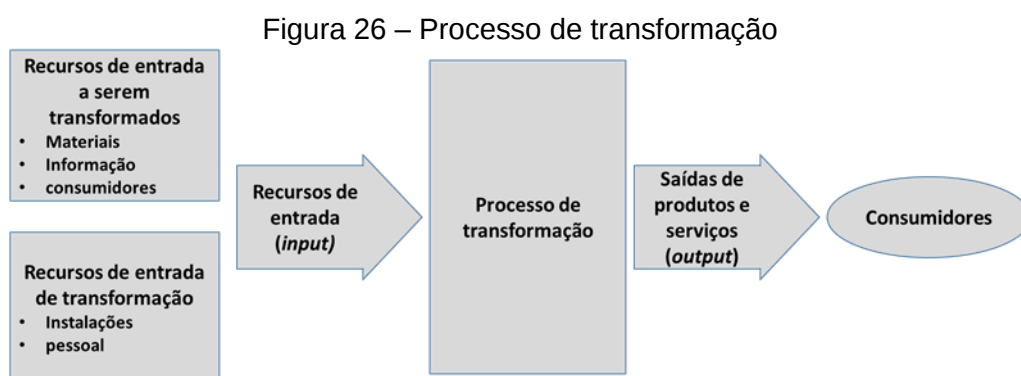
Quanto aos procedimentos de operação e manutenção, a Aneel (2017) estabelece as diretrizes para o acordo operativo entre o acessante e a concessionária, com o objetivo de garantir a segurança das instalações, dos equipamentos e do pessoal envolvido, bem como da qualidade da energia elétrica no ponto de conexão. Para isto, devem ser realizadas inspeções programada e aleatória, manutenções preditiva, preventiva, corretiva e em linha viva.

2.4 ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS

Para um maior entendimento da definição da análise envoltória de dados, conceitos de produtividade, eficácia e eficiência serão abordados a seguir.

2.4.1 Produtividade

Toda atividade proveitosa, lucrativa, realiza operações que produzem produtos e serviços, transformando entradas em saídas, ou seja, a produção envolve um conjunto de recursos de *inputs* (entradas) para transformar em *outputs* (saídas) de bens e serviços. Um conjunto de *inputs*, que são os recursos a serem transformados ou convertidos, é geralmente constituído por um composto de materiais, informações e consumidores. Já o outro conjunto de *inputs* corresponde aos recursos que agem sobre os recursos transformados, tais como instalações e pessoal. Algumas operações produzem apenas produtos e outras apenas serviços. No entanto, a maioria produz tanto produtos como serviços (SLACK et al, 2009). A Figura 26 mostra um processo de transformação envolvendo *inputs* e *outputs*.



Fonte: Slack et al. (2009)

Em toda operação é esperado que se obtenha os bens e/ou serviços com qualidade, agilidade, ao menor custo, com confiabilidade e flexibilidade. O nível de sucesso de uma operação em relação ao que é produzido com os recursos utilizados representa a produtividade. Então, a produtividade pode ser descrita como a relação entre a produção e os recursos da operação de transformação:

$$\text{Produtividade} = \frac{\text{Output (saída)}}{\text{Input (entrada)}} . \quad (1)$$

Como será visto adiante, o DEA tem por objetivo comparar diversas unidades que transformam recursos de entrada (inputs) em produtos e serviços (outputs). Cada uma dessas unidades é denominada de Unidade de Tomada de Decisão (*Decision Making Unit - DMU*) (MELLO et al., 2005).

2.4.2 Eficácia e eficiência

A eficácia, segundo Mello et al. (2005), é a capacidade que uma unidade de produção tem de atingir a meta de produção, sem levar em consideração os recursos para tal. Já a eficiência é um conceito que relaciona o que foi produzido com o que poderia ter sido produzido com os mesmos recursos.

A Tabela 6 mostra um exemplo de 5 usinas fotovoltaicas idênticas, em que a produção relacionada com a meta determina a eficácia de cada usina, podendo ter um valor superior à unidade, dependendo do valor da meta estabelecida. A eficiência compara a produção de cada unidade com o melhor desempenho alcançado dentre as usinas, não ultrapassando o valor unitário. A Análise de Envoltória de Dados considera que o valor máximo da produção pode ser identificado por meio da observação das unidades mais produtivas.

No exemplo, a usina UFV_04 foi a referência do conjunto de usinas por ter sido a de melhor desempenho.

Tabela 6 – Geração anual de usinas fotovoltaicas idênticas (kWh)

Descrição	Usina fotovoltaica				
	UFV_01	UFV_02	UFV_03	UFV_04	UFV_05
Energia gerada (Eg)	16000	12000	9500	18000	10000
Eficácia (Eg/M)	0,91	0,69	0,54	1,03	0,57
Eficiência (Eg/MD)	0,89	0,67	0,53	1,00	0,56
Meta (M)= 17500 Melhor Desempenho (MD)= 18000					

Fonte: O autor.

Para avaliar a produtividade de uma unidade, não basta observar os *inputs* e *outputs* apenas, é preciso atentar para a relação entre *outputs/inputs*. A Tabela 7 mostra um exemplo de produtividade de DMUs, bem como da eficiência que, segundo Mariano (2017), é calculada dividindo a produtividade de uma DMU pela máxima produtividade (2).

$$\text{Eficiência} = \frac{P}{P_m} \quad .$$

(2)

Tomando o valor da produtividade da DMU (A) como a mais produtiva é possível calcular a eficiência das demais DMUs (Tabela 7).

Tabela 7 – Produtividade de usinas fotovoltaicas

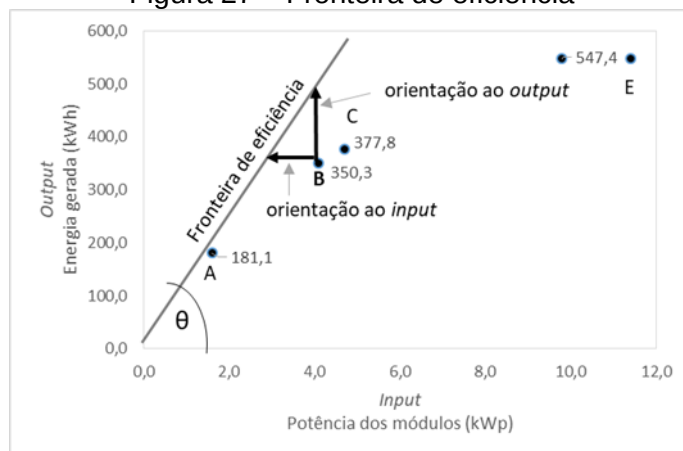
DMU	Potência dos módulos (kWp)	Energia gerada (kWh)	Produtividade (kWh/kWp)	Eficiência P_o/P_{ef}
A	1,6	181,1	113,21	1,00
B	4,1	350,3	85,45	0,75
C	4,7	377,8	80,37	0,71
D	9,8	547,4	55,86	0,49
E	11,4	547,4	48,02	0,42

Fonte: O autor.

A fronteira de eficiência apresentada na Figura 27 é o espaço geométrico estabelecido pela linha partindo da origem e passando pela DMU (A), que servirá de referência para a comparação das demais DMUs ineficientes. As setas indicam o sentido que deve percorrer cada DMU para se tornar eficiente, reduzindo os *inputs* ou aumentando os *outputs* ou de forma híbrida. A $\text{tg } \theta$ representa a produtividade da DMU (A) calculada pela relação entre seus *output* e *input*.

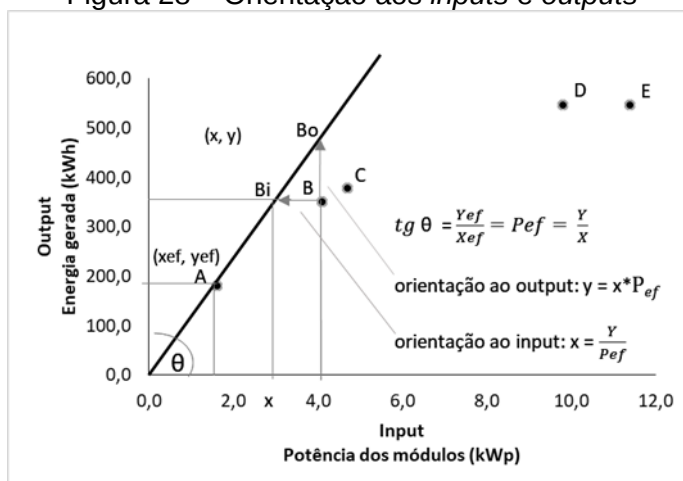
Considerando a orientação aos *inputs*, pode-se calcular os recursos que seriam necessários para cada DMU ineficiente ter a mesma eficiência da melhor unidade, pela relação entre a produção da DMU analisada e a produtividade da DMU eficiente. Na orientação aos *outputs* a produção de cada DMU, tornando-a tão eficiente quanto a melhor delas, é obtida pelo produto do insumo pela produtividade da DMU eficiente, como apresentado graficamente na Figura 28.

Figura 27 – Fronteira de eficiência



Fonte: O autor.

Figura 28 – Orientação aos inputs e outputs



Fonte: O autor.

O cálculo das DMUs exemplificadas na Figura 28 é apresentado na Tabela 8 com os resultados das projeções ao *input* e ao *output*, a fim de tornar cada DMU eficiente.

Tabela 8 – Cálculo das projeções ao *input* e ao *output*

DMU	Potência dos módulos (kWp)	Energia gerada (kWh)	Projeção ao Input		Projeção ao output	
A	1,6	181,1	1,6	181,1	1,6	181,1
B	4,1	350,3	3,1	350,3	4,1	464,2
C	4,7	377,8	3,3	377,8	4,7	532,1
D	9,8	547,4	4,8	547,4	9,8	1109,4
E	11,4	547,4	4,8	547,4	11,4	1290,6

Fonte: O autor.

2.4.3 Definição da análise envoltória de dados

A Análise Envoltória de Dados (*Date Envelopment Analysis* - DEA) foi proposta inicialmente por Charnes et al. (1978), sendo uma ferramenta baseada em otimização linear que permite realizar uma avaliação comparativa da eficiência de unidades produtivas. O DEA é baseado no conceito de eficiência técnica (FARRELL, 1957), considerando que as melhores práticas podem ser copiadas e definem um padrão de eficiência. Assim, o desempenho é analisado em termos de produtividade, a relação entre a produção alcançada e os recursos empregados. Através do DEA é possível realizar análises com múltiplos insumos e produtos. Quando a produtividade P_o de uma DMU_o estiver relacionada a múltiplos recursos e múltiplos produtos, a forma de calculá-la depende da soma ponderada dos produtos e da soma ponderada dos recursos, como apresentado em (3).

$$P_o = \frac{u_j y_{j0}}{v_i x_{i0}}, \quad (3)$$

onde

v_i e u_j são os pesos de inputs $i, i = 1, \dots, r$, e outputs $j, j = 1, \dots, s$;

x_{ik} e y_{jk} são os inputs i e output j da DMU $k, k = 1, \dots, n$ e,

x_{i0} e y_{j0} são os inputs i e outputs j da DMU_o .

Portanto, o cálculo da eficiência de DMUs com múltiplos recursos e múltiplos produtos relacionando a produtividade P_o da DMU_o e a produtividade P_{ef} da DMU eficiente, é realizado por:

$$E_{fo} = \frac{P_o}{P_{ef}}. \quad (4)$$

Considerando que a produtividade da DMU eficiente seja igual à unidade, isto é,

$$P_{ef} = \frac{u_{ef} y_{ef}}{v_{ef} x_{ef}} = 1. \quad (5)$$

O cálculo da eficiência E_{fo} de uma DMU, com orientação para *input*, é formalizado pela otimização da divisão entre a soma ponderada das saídas e a soma ponderada das entradas, ou seja:

$$Max E_{fo} = \left(\frac{\sum_{j=1}^s u_j y_{j0}}{\sum_{i=1}^r v_i x_{i0}} \right), \quad (6)$$

sujeito a

$$\frac{\sum_{j=1}^s u_j y_{jk}}{\sum_{i=1}^r v_i x_{ik}} \leq 1, \forall k$$

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

Para transformar o problema de programação fracionária (6) em um problema de programação linear (PPL), o denominador da função objetivo é igualado à unidade, chegando-se à formulação do modelo CCR (Charnes, Cooper e Rhodes), conhecido também por retorno constante de escala - CRS (*Constant Return to Scale*), orientado aos inputs, de acordo com a equação:

$$\text{Max } E_{f0} = \sum_{j=1}^s u_j y_{j0} \quad (7)$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^r v_i x_{i0} = 1.$$

$$\sum_{j=1}^s u_j y_{jk} - \sum_{i=1}^r v_i x_{ik} \leq 0, \forall k.$$

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

O modelo CCR orientado a outputs é apresentado na sua forma fracionária (8), em que a função-objetivo é de minimização do inverso da eficiência ($h_0 = (1/E_{f0})$).

$$\text{Min } h_0 = \left(\frac{\sum_{i=1}^r v_i x_{i0}}{\sum_{j=1}^s u_j y_{j0}} \right). \quad (8)$$

sujeito a

$$\frac{\sum_{i=1}^r v_i x_{i0}}{\sum_{j=1}^s u_j y_{j0}} \geq 1, \forall k$$

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

O modelo CCR a outputs linearizado é apresentado pela equação:

$$\text{Min } h_0 = \sum_{i=1}^r v_i x_{i0} \cdot \quad (9)$$

sujeito a

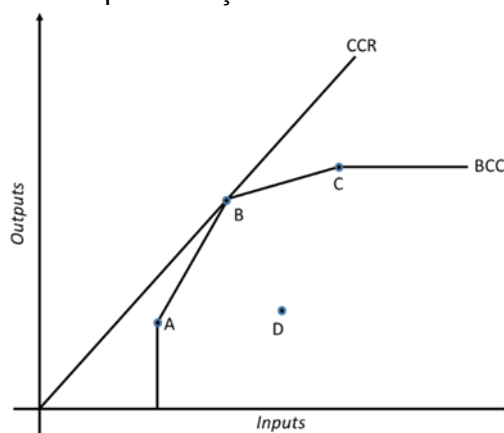
$$\sum_{j=1}^s u_j y_{j0} = 1$$

$$\sum_{j=1}^s u_j y_{jk} - \sum_{i=1}^r v_i x_{ik} \leq 0, \forall k$$

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

O modelo BCC (Banker, Charnes e Cooper), conhecido também como retornos variáveis de escala - VRS (*Variable Returns to Scale*), permite que DMUs com baixos valores de inputs tenham retornos crescentes de escala, como também aquelas que operam com altos valores de inputs tenham retornos decrescentes de escala. A formulação matemática do modelo BCC difere do CCR por adicionar os fatores de escala, segundo Mello et al. (2005). A Figura 29 expressa a representação gráfica das fronteiras dos modelos CCR e BCC. Verifica-se que o modelo CCR apresenta um número de DMUs eficientes (DMU B) inferior ao do modelo BCC (DMU A, DMU B e DMU C). Observa-se que todas as DMUs eficientes apontadas pelo modelo CCR fazem parte do conjunto das DMUs do modelo BCC, devido às características de cada modelo.

Figura 29 – Representação das fronteiras CCR e BCC



Fonte: Adaptado de Mello et al. (2005).

Tendo em vista que o objetivo do trabalho é avaliar usinas fotovoltaicas já em operação, optou-se por avaliar as eficiências através dos modelos CCR e BCC, ambos com orientação a *outputs* uma vez que os sistemas já estão instalados e em operação, considerando que as prováveis perdas sejam oriundas de fatores relacionados com a instalação, operação e manutenção, o que não justificaria em redução dos recursos, principalmente módulos fotovoltaicos e inversores, a fim de obter uma melhoria da eficiência.

O cálculo das eficiências dos 123 sistemas fotovoltaicos da amostra, a identificação das DMUs *benchmarks* e o cálculo dos pesos das variáveis que permitem a projeção de metas para cada sistema ineficiente tornar-se eficiente não é uma tarefa fácil de realizar. É necessário o uso de uma ferramenta computacional para fazer funcionar o DEA automaticamente, após inseridos os dados das variáveis de entrada e saída. O cálculo de todos os resultados (eficiências, pesos e *benchmarks*) nos modelos CCR e BCC foi realizado pelo Siad (Sistema Integrado de Apoio à Decisão) (MEZA et al., 2005).

2.5 ESTADO DA ARTE SOBRE A APLICAÇÃO DO DEA NO SETOR ELÉTRICO

Na literatura, existem diversos indicadores para medir o desempenho de unidades de geração fotovoltaica, tais como a produtividade e o rendimento global do sistema.

A produtividade do sistema (*final yield* – Y_F), conforme Zilles et al. (2016), expressa a relação entre o valor médio da energia gerada em um determinado intervalo de tempo ($t_2 - t_1$) e a potência nominal do gerador P_{FV}^0 . A produtividade Y_F , expressa em kWh/kWp ou simplesmente em horas, é calculada por

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{Saída} \times dt}{P_{FV}^0}. \quad (10)$$

De modo análogo, a produtividade de referência Y_R nos padrões STC pode ser calculada como mostrado em 11:

$$Y_R = \frac{\int_{t_1}^{t_2} H_{t,\beta} \times dt}{H_{ref}}, \quad (11)$$

onde $H_{t,\beta}$ representa a irradiância incidente no plano do gerador e $H_{ref} = 1000\text{W/m}^2$.

O rendimento global do sistema (*performance ratio* – PR) (ZILLES et al., 2016) é definido como a relação entre 10 e 11 e é interpretado como o número de horas na irradiância de 1000W/m^2 , calculado em 12.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}. \quad (12)$$

No entanto, a avaliação de desempenho de SFV é feita de forma a comparar cada indicador com unidades geradoras. O DEA vem solucionar o problema de avaliação quando se tem múltiplas variáveis de entrada e múltiplas variáveis de saída, possibilitando o cálculo das eficiências relativas desses sistemas fotovoltaicos. O que também possibilita identificar as unidades geradoras *benchmarks*, bem como calcular

as projeções das variáveis de produção para aquelas unidades geradoras ineficientes se tornarem eficientes. Por isso a escolha do DEA neste estudo.

Devido à grande aplicabilidade do método DEA para avaliação de desempenho de sistemas produtivos, sua aceitação no setor elétrico alcançou tal relevância que diversos países o adotaram para avaliação de sistemas elétricos e definição de tarifas (BAYATI, SADJADI, 2017; BJØRNDAL et al, 2018). Podemos mencionar estes mesmos autores na distribuição de energia, avaliando a eficiência de empresas nos seus aspectos gerencial e operacional, bem como Oliveira et al. (2017), que realizaram estudo sobre programas de eficiência energética.

Kim et al. (2015) utilizaram a metodologia DEA para avaliar a eficiência de investimentos em energia renovável na Coreia do Sul, indicando a energia eólica como a solução mais eficiente, do ponto de vista do investimento governamental, para aquele país.

Na geração de energia de origem térmica, Wu et al. (2018) utilizaram a DEA para analisar os impactos ambientais de usinas a carvão; o mesmo fizeram Martín-Gamboa et al. (2018), para os impactos de usinas movidas a gás.

No que tange aos sistemas de energia eólica, o DEA foi utilizada para avaliar os pequenos parques de turbinas eólicas chinesas (NIU et al., 2018), como também para avaliar quantitativamente a eficiência relativa dos desempenhos deste tipo de geração, nos Estados Unidos (SAĞLAM, 2017). Tendo em vista a difusão do DEA no setor elétrico, Suyeoshi e Goto (2014) o aplicaram para avaliar usinas fotovoltaicas e observaram que as centrais fotovoltaicas da Alemanha foram mais eficientes do que as dos Estados Unidos, bem como que estas descobertas tinham a ver com questões políticas relacionadas à alocação de recursos.

Recentemente, foram realizados estudos utilizando o DEA em sistemas fotovoltaicos instalados na Califórnia (SUEYOSHI, WANG, 2017; WANG et al., 2017). Os estudos analisaram sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras comerciais, sobre telhados, considerando a capacidade de energia fotovoltaica, a geração de eletricidade, os módulos, o custo do sistema, a irradiação solar e a temperatura do ar ambiente, para fornecer uma medida unificada do desempenho da instalação fotovoltaica. Especificamente Sueyoshi e Wang (2017) avaliaram as fontes gerenciais de eficiência ou ineficiência operacional dos sistemas e constataram que a ineficiência tem como causa a inadequação gerencial.

A respeito de *benckmarking* de instaladores de usinas fotovoltáicas, Wang et al. (2017) analisaram a relação entre as características do instalador e o desempenho do sistema fotovoltaico, verificando que, quando as instalações eram executadas pelos fabricantes dos sistemas, o desempenho era significativamente melhor.

Tendo em vista a aceitação do método DEA para avaliação de sistemas elétricos, e em especial fotovoltaicos, este trabalho considera um contexto ainda não explorado na literatura, referente à área de irradiação do Nordeste do Brasil, trazendo contribuições para a realidade recente de GD no Sistema Elétrico Brasileiro para fomentar a crescente expansão de sistemas fotovoltaicos na microgeração e minigeração.

Desta forma, este trabalho apresenta a avaliação do desempenho de sistemas de micro e minigeração fotovoltaica conectados à rede, através da verificação das eficiências destes sistemas, identificando as unidades *benchmarks*, calculando as projeções de cada variável de produção e possibilitando a busca das melhores práticas, a fim de implementá-las para alcançar maiores patamares de eficiência. Esta pesquisa contribuirá com os investidores de micro e minigeração distribuída fotovoltaica, na mitigação dos riscos de perdas ou sua recuperação; quanto às empresas instaladoras, em disponibilizar serviços de monitoramento e manutenção; quanto à concessionária de energia, como alerta sobre o crescimento acelerado do número de conexões de SFVs à rede elétrica, tornando mais complexa a operação do sistema. Do mesmo modo, a falta de monitoramento da geração e consumo dessas unidades geradoras/consumidoras poderá afetar as previsões do balanço energético, sendo necessário estudo sobre as *smart grids*, ou redes inteligentes, dotadas de tecnologia da informação a fim de reduzir a complexidade da operação da rede elétrica com múltiplas conexões de GD, como também monitorar a geração e consumo, alertando sobre possíveis falhas no SFV ou perda de desempenho.

A Tabela 9 reproduz uma análise comparativa quanto aos objetivos, objeto e contribuição de cada pesquisa relacionada à aplicação do DEA em sistemas fotovoltaicos.

Tabela 9 – Análise comparativa das pesquisas relacionadas à aplicação do DEA

Descrição	Sueyoshi e goto (2014)	Sueyoshi e Wang (2017)	Wang (2017)	Esta pesquisa
Objetivo	Examinar quais SFVs são mais eficientes	Examinar a eficiência de escala	Investigar o desempenho de SFV em telhados x instaladores	Examinar a eficiência de SFV, identificando práticas para mitigação de perdas de desempenho
Objeto da pesquisa	160 SFVs, sendo 80 na Alemanha e 80 nos EUA	855 SFVs a partir de 10 kW em telhados comerciais na Califórnia, EUA	Dados de 1035 projetos desenvolvidos por 213 instaladores na Califórnia	123 SFV de GD conectados à rede elétrica da concessionária de Pernambuco, Brasil
Principal contribuição	Subsidiar a tomada de decisão em políticas governamentais	Desenvolver modelo para representar um SFV como processo de múltiplas entradas e saídas	Subsidiar a indústria de instalação solar e formulação de políticas	Subsidiar investidores e instaladores no controle e redução de perdas, bem como a concessionária na necessidade de implementar <i>smart grid</i> para monitorar a GD, devido a operação do sistema elétrico e previsão do balanço energético.

Fonte: O autor.

A análise comparativa das variáveis de inputs e outputs consta na Tabela 10, onde a diferenciação desta pesquisa está na utilização de variáveis compostas na aplicação do DEA, coincidindo apenas a variável de input (inverso da temperatura ambiente) também utilizada no trabalho de Wang (2017).

Tabela 10 – Análise comparativa das variáveis para aplicação do DEA nas pesquisas relacionadas

Variáveis		Sueyoshi e goto (2014)	Sueyoshi e Wang (2017)	Wang (2017)	Esta pesquisa
Inputs	Potência instalada SFV/área dos módulos				kWp/m ²
	Irradiação diária	kWh/m ² /dia	kWh/m ² /dia		
	Irradiação média anual				MWh/m ² /ano
	Irradiância horizontal global (GHI)			kW/m ² /dia	
	Módulos fotovoltaicos	Quantidade	Quantidade		
	Área ocupada pelo SFV	m ²			
	Custo do sistema		\$1.000	\$ 1.000	
	Inverso do custo do sistema				(R\$/Wp) ⁻¹
	Fator de dimensionamento do inversor – FDI				kW/kWp
	Temperatura ambiente		C°		
	Inverso da temperatura ambiente			(C°) ⁻¹	(C°) ⁻¹
Outputs	Capacidade instalada	MWp	kW	kW	
	Geração de energia	GWh/ano	MWh/ano	MWh/ano	
	Rendimento global do sistema				kWhgerado/ kWhprevisto
	Produtividade				kWhgerado/kWp
	Inverso do custo da energia gerada				(R\$/kWhgerado) ⁻¹

Fonte: O autor.

3 APLICAÇÃO DA ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS

Neste capítulo, será apresentada a aplicação do DEA para calcular as eficiências dos sistemas fotovoltaicos pesquisados, como também sua aplicação em inversores e módulos.

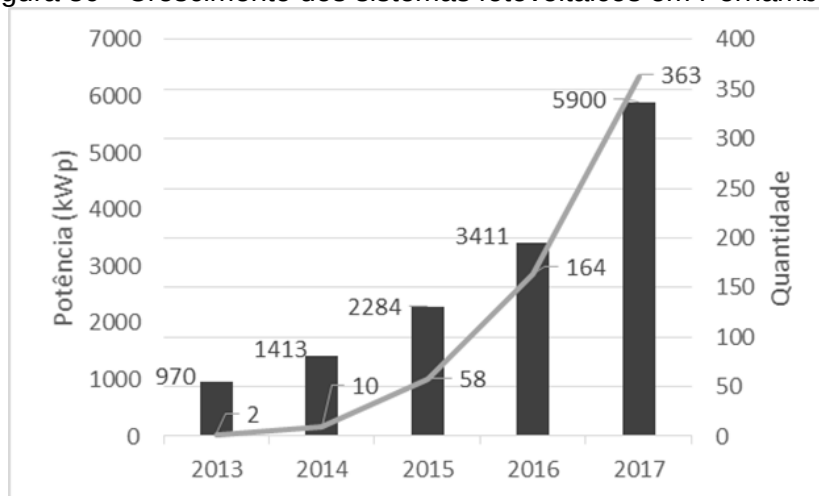
3.1 CÁLCULO DAS EFICIÊNCIAS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para calcular as eficiências, identificando as DMUs *benchmarks* é preciso conhecer as características dos sistemas de micro e minigeração conectados à rede, os dados das unidades geradoras, seleção das DMUs, seleção das variáveis para aplicação dos modelos CCR e BCC e aplicação dos modelos, abordados a seguir.

3.1.1 Características dos sistemas de micro e minigeração conectados à rede

A microgeração e minigeração distribuída no Estado de Pernambuco no final de 2017 contava com 363 usinas geradoras, sendo 1 (uma) a biogás, 2 (duas) eólicas e 360 fotovoltaicas, totalizando uma potência instalada de 5,93 MW. Os sistemas fotovoltaicos representam 99,5% da capacidade instalada, com 5,90 MWp. Seu crescimento anual médio foi de 73% em relação a 2016. A Figura 30 mostra o crescimento anual dos sistemas fotovoltaicos quanto à quantidade e potência instalada (ANEEL, 2018b).

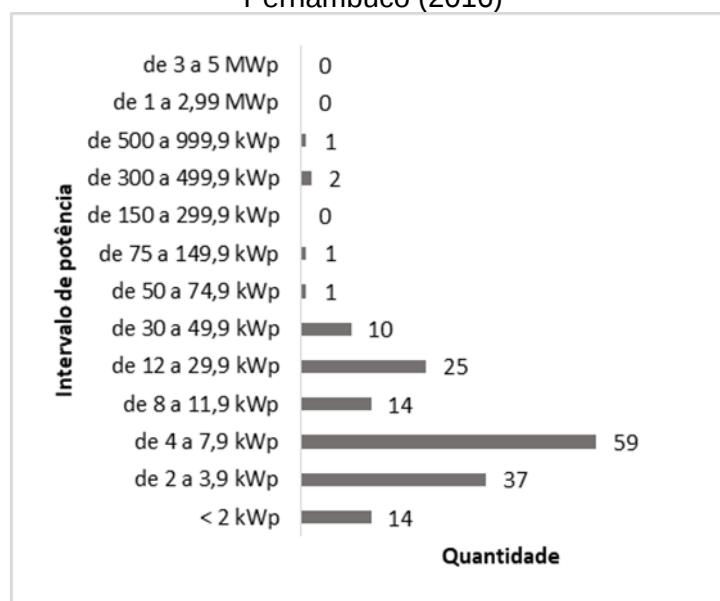
Figura 30 - Crescimento dos sistemas fotovoltaicos em Pernambuco



Fonte: O autor.

O ano de 2016 foi a referência para esta pesquisa, quando 164 sistemas de geração fotovoltaica estavam conectados à rede (ANEEL, 2012; 2015), sendo 4 unidades de minigeração (acima de 75 kWp) e 160 unidades de microgeração, com diferentes potências nominais, como mostrado na Figura 31.

Figura 31 - Porte dos sistemas fotovoltaicos em Pernambuco (2016)



Fonte: O autor.

3.1.2 Levantamento de dados das unidades geradoras

Inicialmente, os seguintes dados foram solicitados à concessionária de energia de Pernambuco, referentes ao ano de 2016:

- Identificação de cada unidade geradora, com nome, potência nominal e nome da empresa instaladora;
- Dados do local, como endereço e município;
- Dados técnicos dos módulos fotovoltaicos, como fabricação, tecnologia, quantidade por arranjo, quantidade total, coordenadas geográficas e inclinação;
- Dados técnicos sobre os inversores, tais como fabricante, potência e quantidade;
- Consumo anual em kWh do cliente em 2016;
- Geração de energia em kWh em 2016.

Com os dados referentes à localização da unidade geradora pode-se obter os valores de irradiação e temperatura e, a partir dos dados dos módulos e inversores, complementar as informações com as especificações dos fabricantes, a fim de

preencher uma tabela com os recursos para fazer parte das variáveis de *inputs* nos modelos DEA. Por outro lado, os dados de consumo e geração seriam utilizados para obter as variáveis de produção (*outputs*) e para avaliar a eficiência de cada unidade geradora.

Surgiram algumas dificuldades com relação à confidencialidade de algumas informações (dados dos clientes) e outras, como consumo e geração, por não serem contabilizadas separadamente pela concessionária, tendo em vista que as medições realizadas na micro e minigeração são os valores mensais da energia injetada na rede (gerada menos consumida, nos períodos em que a geração é superior ao consumo) e da energia consumida (consumo menos geração, nos períodos em que a energia gerada é inferior ao consumo). Essa prática de medição elevou o grau de dificuldades para a construção das variáveis de avaliação da eficiência, já que os dados coletados não possibilitavam a determinação da energia total gerada por cada usina fotovoltaica.

Uma outra informação muito importante para compor as variáveis de *output* foi o custo da instalação.

Diante dessas dificuldades, algumas soluções foram implementadas para levantar a energia consumida e a energia gerada por cada DMU, como também para obter o valor do investimento.

A energia consumida foi obtida considerando o consumo médio anual medido pela concessionária no período anterior à instalação da geração fotovoltaica. Diante desses dados, mais a energia injetada e consumida da rede, foi calculada a geração de energia por cada unidade, como apresentado na Figura 32.

A energia gerada total E_g e a energia consumida total E_c são calculadas pelas equações (13) e (14).

$$E_g = E_{g1} + E_{g2}. \quad (13)$$

$$E_c = E_{g2} + E_r. \quad (14)$$

onde

E_{g1} é parte da energia gerada que é injetada na rede quando a geração é maior do que o consumo (dado obtido da concessionária);

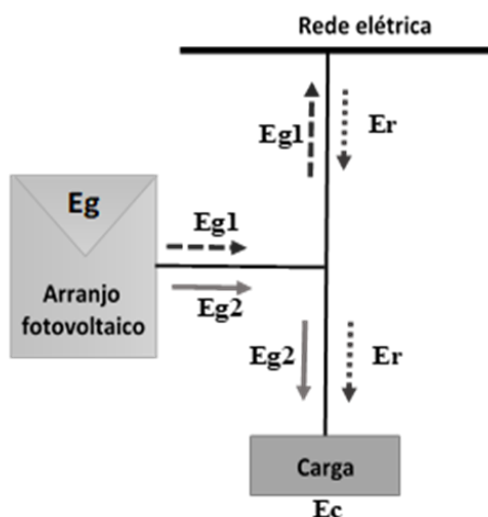
E_{g2} representa parte da energia gerada que atende à carga;

E_r é a energia consumida da rede quando a geração é inferior ao consumo (dado obtido da concessionária).

Igualando os valores de E_{g2} de (13) e (14) tem-se o valor da energia gerada E_g apresentada em (15).

$$E_g = E_c - E_r + E_{g1}. \quad (15)$$

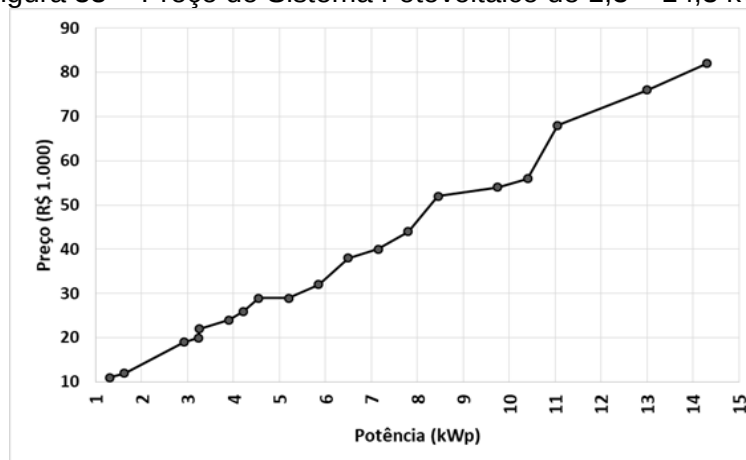
Figura 32 – Balanço Energético de um Sistema Fotovoltaico



Fonte: O autor.

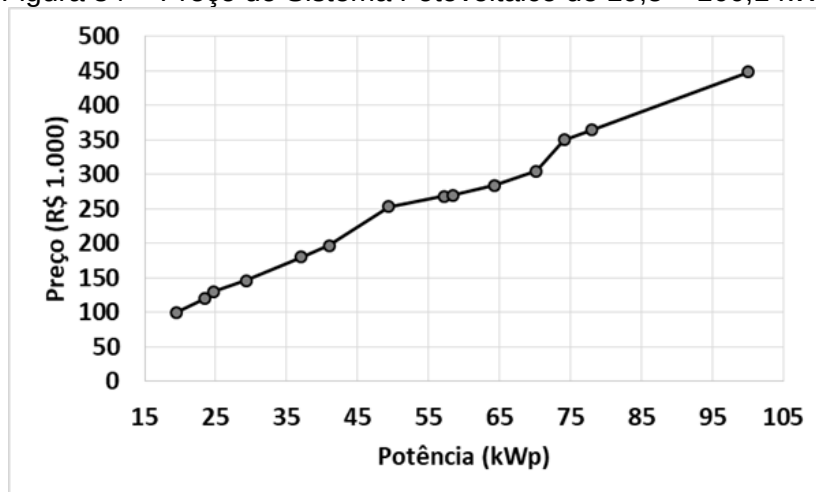
O custo de cada unidade foi obtido através de pesquisa de mercado junto aos fornecedores de *kits* fotovoltaicos, sendo em seguida validados os valores apresentados nas Figuras 33, 34 e 35, com um dos fornecedores, ficando o preço médio de R\$ 5,34/Wp.

Figura 33 - Preço do Sistema Fotovoltaico de 1,3 – 14,3 kWp



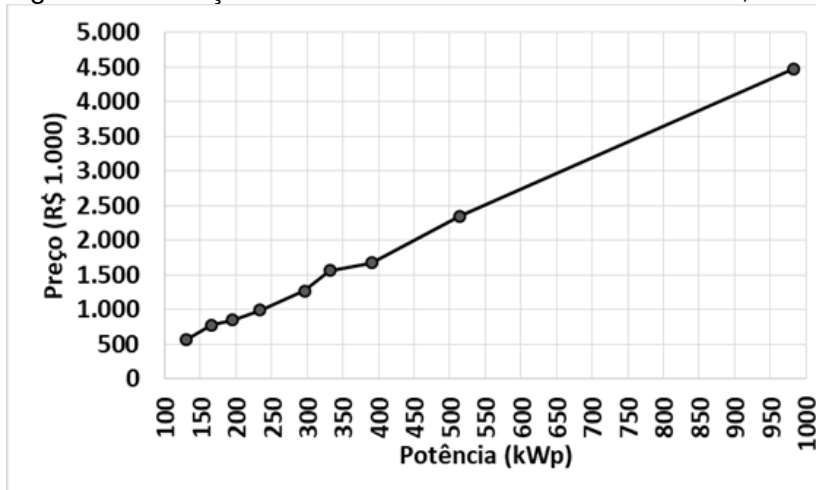
Fonte: O autor.

Figura 34 - Preço do Sistema Fotovoltaico de 19,5 – 100,1 kWp



Fonte: O autor.

Figura 35 - Preço do Sistema Fotovoltaico de 130 – 982,8 kWp



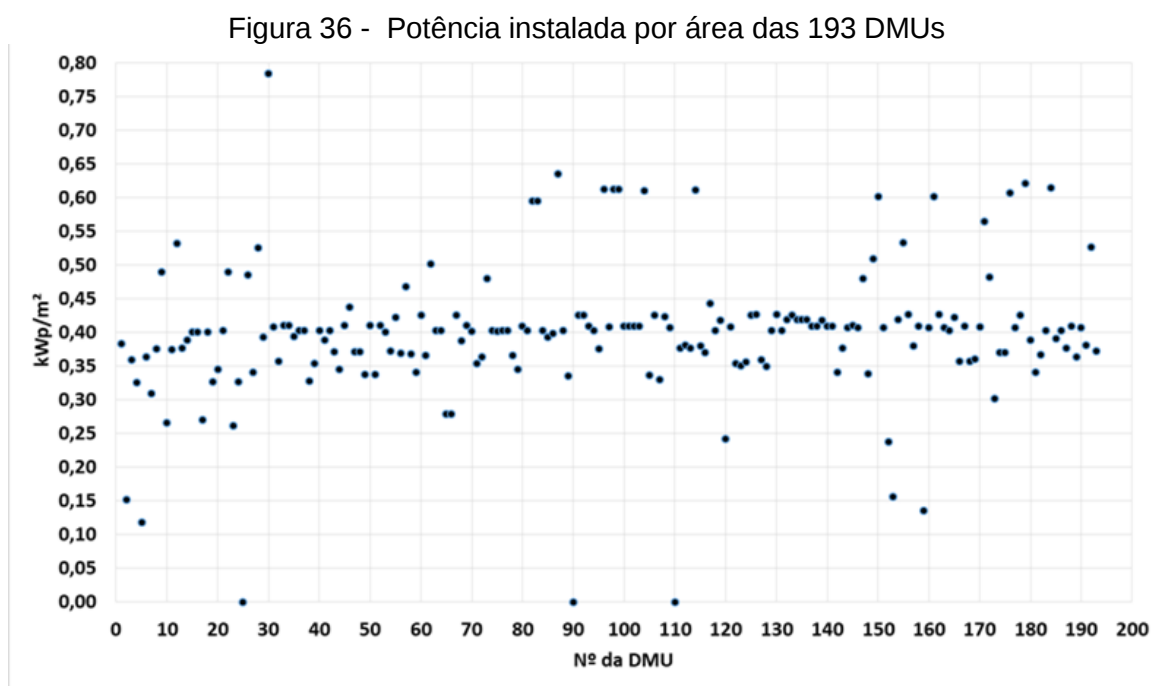
Fonte: O autor.

3.1.3 Identificação e cálculo de indicadores de desempenho

De posse do banco de dados com 193 sistemas de geração, recebido da Concessionária, a primeira atividade foi identificar os indicadores de desempenho e, em seguida, calcular os valores correspondentes a cada unidade de geração. Estes indicadores foram agrupados em variáveis de inputs e outputs, vislumbrando a obtenção da eficiência relativa e, consequentemente, avaliar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

Para *inputs* foram calculadas as seguintes variáveis:

- a) Potência instalada do sistema relacionada à área total dos módulos fotovoltaicos, dada em kWp/m^2 . A Figura 36 mostra o gráfico com todos os sistemas contidos no banco de dados fornecido pela concessionária.

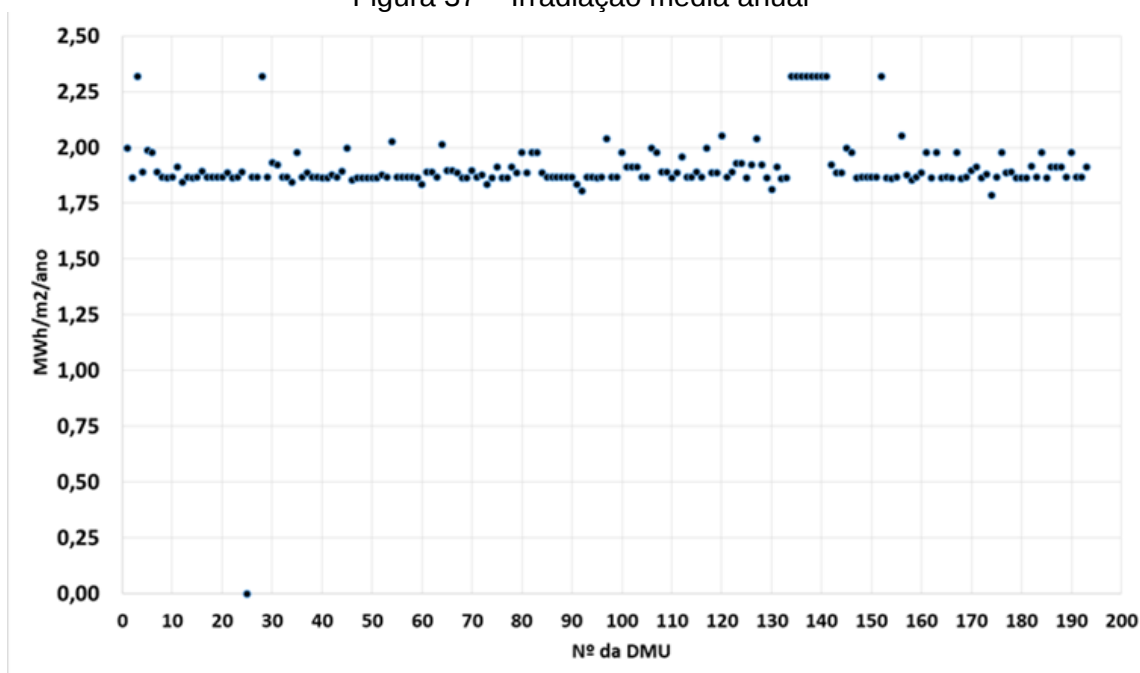


Fonte: O autor.

Verifica-se a existência de distorções de valores e a falta de informações, considerando um valor médio da potência instalada por área, em torno de $0,40 \text{ kW/m}^2$, com variação de 0 a $0,80$;

- b) A irradiação média anual em $\text{MWh/m}^2/\text{ano}$ (GALLEANO et al., 2016) recebida por cada sistema fotovoltaico é mostrada no gráfico da Figura 37, apresentando um valor médio de $1,91 \text{ MWh/m}^2$, mostrando algumas unidades com valores no intervalo de 0 a $2,25$;

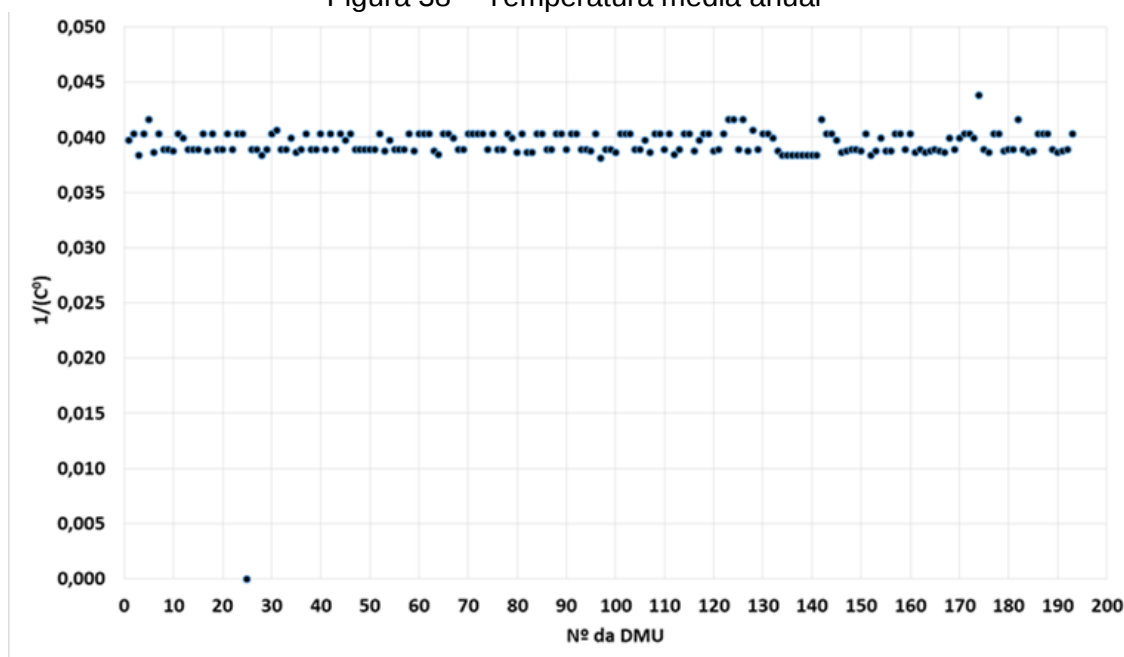
Figura 37 - Irradiação média anual



Fonte: O autor.

- c) A temperatura ambiente faz aumentar a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos, afetando a produção de energia elétrica, podendo também ocasionar danos estruturais no módulo, reduzindo a vida útil e diminuindo a conversão eficiente (BORKAR et al., 2014).

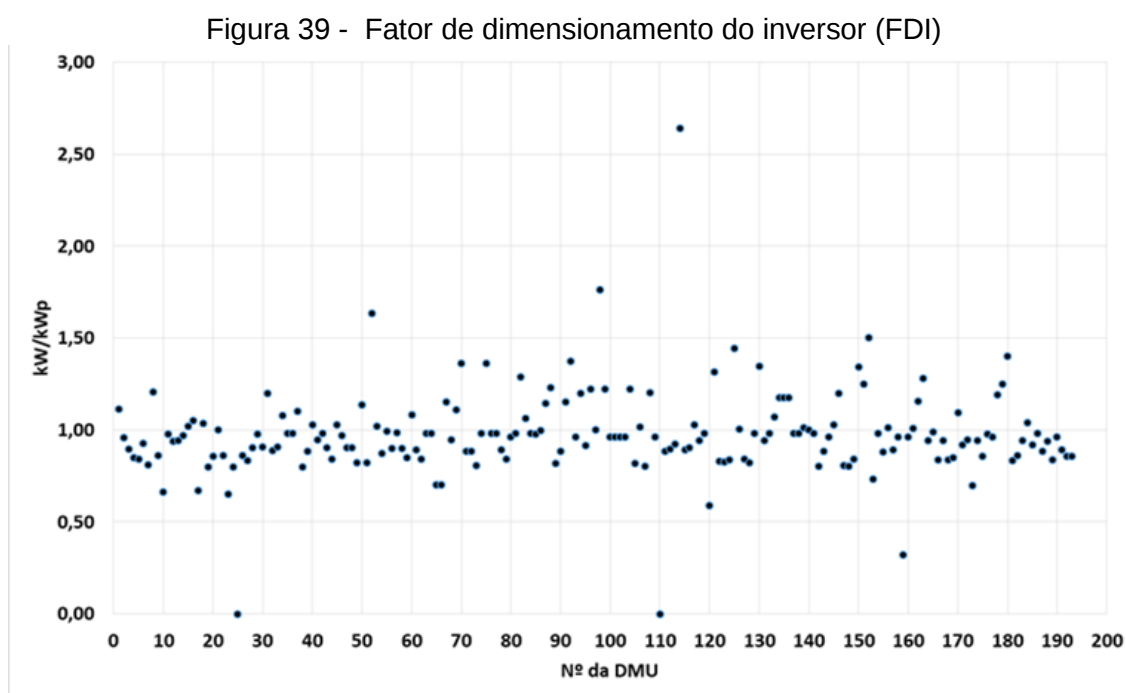
Figura 38 - Temperatura média anual



Fonte: O autor.

A Figura 38 mostra a temperatura média anual do local onde está instalada cada unidade de geração, tendo em vista sua importância nas perdas de geração, atuando inversamente ao aumento da geração. O gráfico mostra, portanto, o inverso da temperatura em $(^{\circ}\text{C})^{-1}$, com valor médio de 0,04. Nesta variável é perceptível a falta de informação recorrente da DMU25;

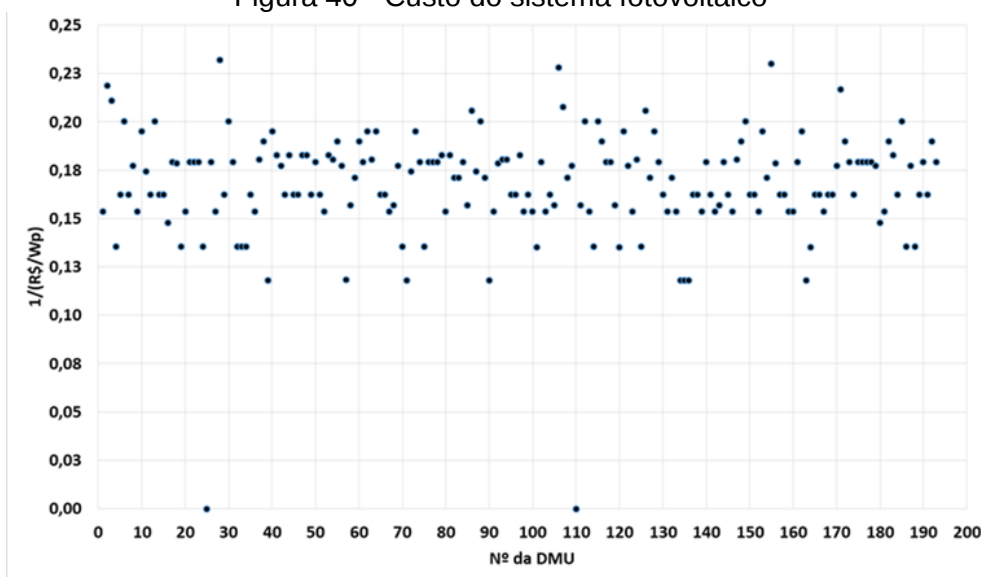
- d) O fator de dimensionamento do inversor (FDI), relacionando a potência nominal (kW) do inversor e as potências dos módulos fotovoltaicos (kWp), dado por kW/kW_p (ZILLES et al., 2016; PAIVA et al., 2017). A Figura 39 mostra a dispersão dos FDI das DMUs com valor médio de 0,98, o que indica que a capacidade média do inversor é 98% da potência do gerador fotovoltaico. Observa-se, para algumas DMUs, a falta e deformações de dados.



Fonte: O autor.

- e) O custo de cada unidade geradora é diretamente proporcional ao aumento do prazo de retorno dos investimentos com os equipamentos, projeto e instalação. Portanto, a variável é tida pelo inverso do custo pela potência instalada $1/(\text{R}\$/\text{W}_p)$. A Figura 40 mostra os valores com variação de 0 a 0,23 $\text{W}_p/\text{R}\$$, com valor médio em torno de 0,17 $\text{W}_p/\text{R}\$$.

Figura 40 - Custo do sistema fotovoltaico

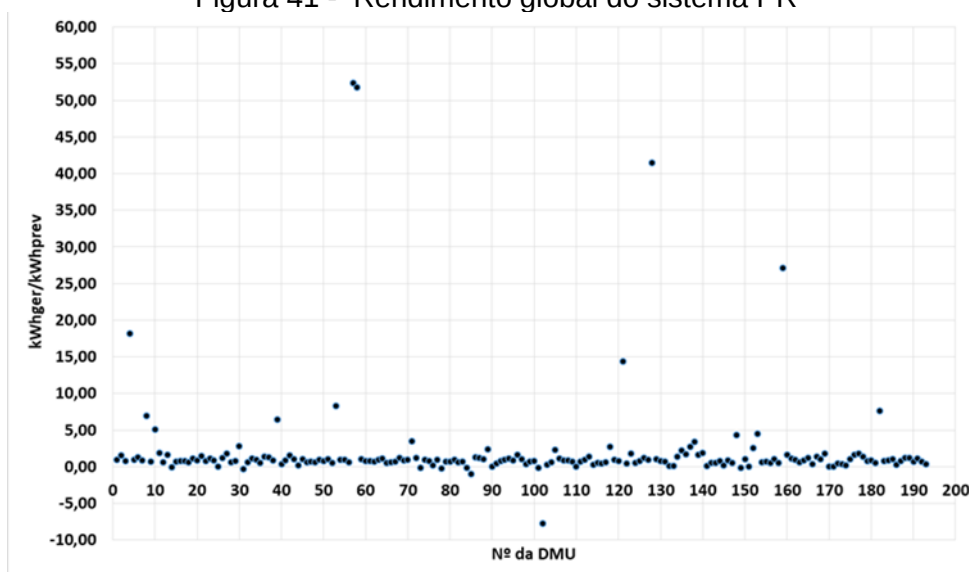


Fonte: O autor.

Para *outputs* foram calculadas as seguintes variáveis:

- a) Rendimento global do sistema, conhecido também por PR (*performance ratio*), calculado pela relação da geração realizada e a geração prevista, ou seja, $\text{kWh}_{\text{ger}}/\text{kWh}_{\text{prev}}$ (SCHELLANDER et al., 2014; THEVENARD; PAI, 2016; ZILLES et al., 2016). A Figura 41 mostra o gráfico com os valores do PR, onde é perceptível distorções altíssimas em algumas unidades, o que influenciaria na amostra da pesquisa. Com a influência desses valores o valor médio é de aproximadamente 2.

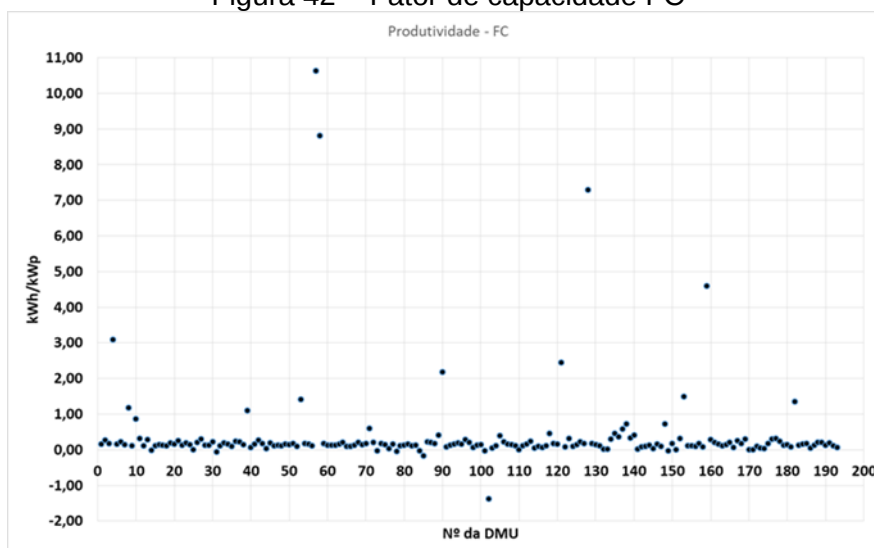
Figura 41 - Rendimento global do sistema PR



Fonte: O autor.

- b) A produtividade do sistema, conhecida também como fator de capacidade FC, calculada pela relação entre a energia gerada e a capacidade do sistema em $\text{kWh}_{\text{ger}}/\text{kW}_p$ (SCHELLANDER et al., 2014; SZILLES et al., 2016) é mostrada no gráfico apresentado na Figura 42, com valor médio de $0,38 \text{ kWh}_{\text{ger}}/\text{kW}_p$, variação de -1 à 11.

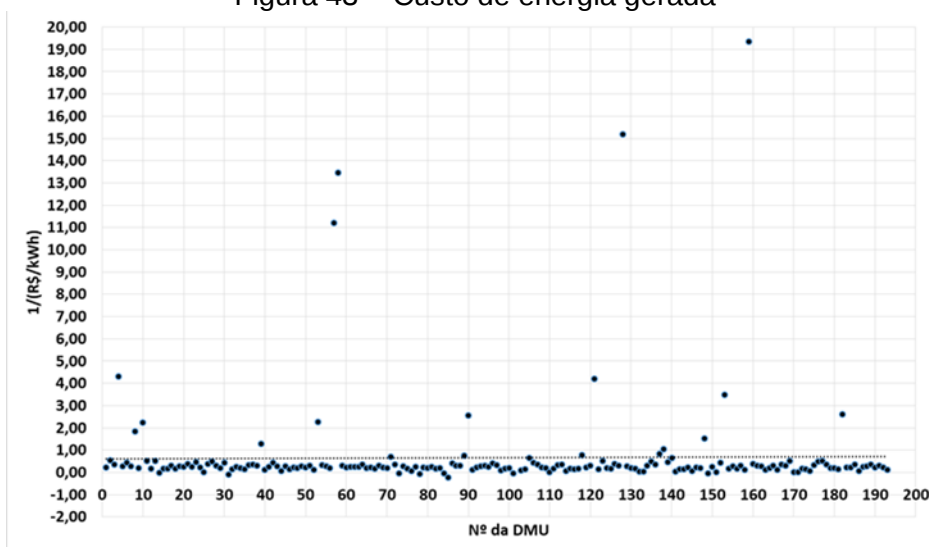
Figura 42 - Fator de capacidade FC



Fonte: O autor.

- c) O custo da energia produzida (Figura 43), considerando o ano de estudo para efeito de comparação, calculado pelo inverso da relação do custo do investimento pela geração realizada em $1/(\text{R}\$/\text{kWh}_{\text{ger}})$ também apresenta grandes distorções em relação ao valor médio de $0,66 \text{ kWh}_{\text{ger}}/\text{R}\$$ (SCHELLANDER et al., 2014).

Figura 43 - Custo de energia gerada



Fonte: O autor.

3.1.4 Definição da amostra

Dos 193 sistemas fotovoltaicos constantes no banco de dados, 70 unidades apresentaram motivos para ser excluídas, conforme descrito na Tabela 11.

Tabela 11 – Análise e expurgos de sistemas fotovoltaicos para definição da amostra

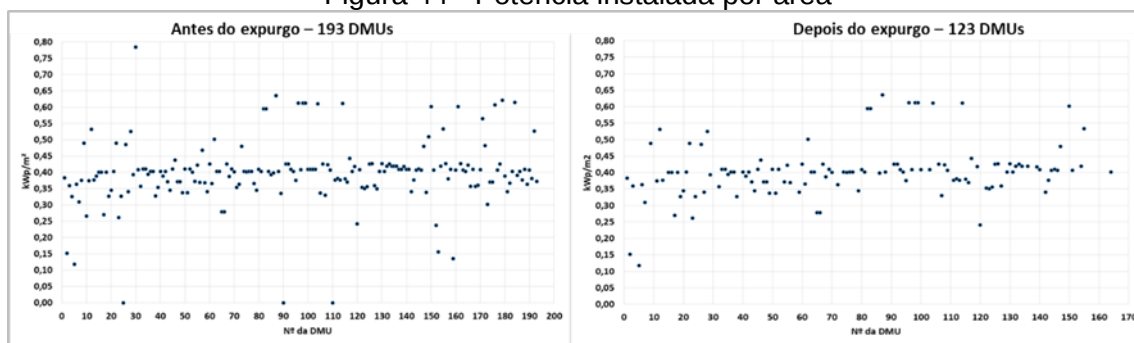
Motivo da exclusão	DMUs excluídas da amostra
Sistemas híbridos	25-90-110
Sem informações de energia injetada e consumida da RD	25-90-141-156-157-158-159-160-161-162-163-165-166-167
Conectadas no final de 2016	141-156-157-158-159-160-161-162-163-165-166-167
Conectadas em 2017	168-169-170-171-172-173-174-175-176-177-178-179-180-181-182-183-184-185-186-187-188-189-190-191-192-193
PR negativo ou superior a 2	4-8-10-1430-31-39-53-57-58-71-73-78-84-85-89-101-102-105-118-121-128-135-137-138-148-149-152-153-159-182
Produtividade negativa ou superior a 2	4-14-31-57-58-73-78-84-85-90-101-102-121-128-159
Custo da energia negativo	14-31-73-78-84-85-101-102-149

Fonte: O autor.

Portanto, a amostra foi definida por um conjunto de 123 sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração conectados à rede e em operação até o ano de 2016. As Figuras de 3.14 a 3.22 mostram a nova configuração gráfica das variáveis de inputs e outputs após expurgos das unidades sem informações ou com erros.

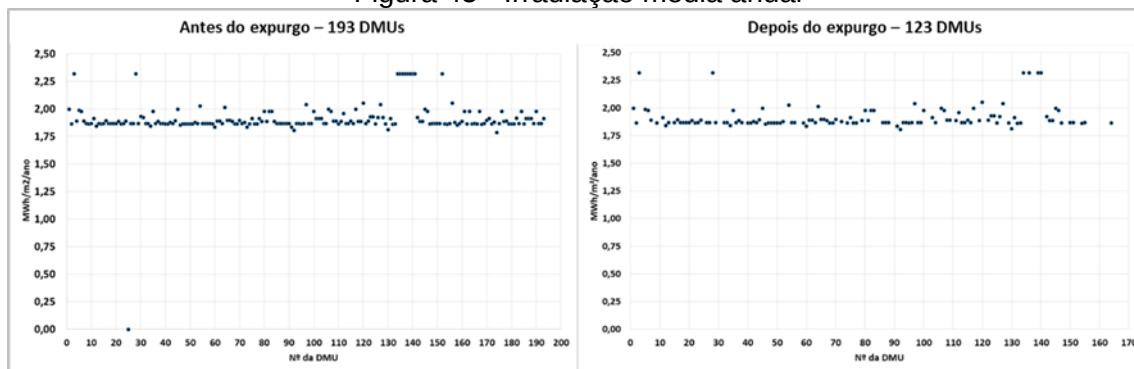
Os valores médios da potência instalada (Figura 44), irradiação (Figura 45), temperatura (Figura 46) e custo do sistema fotovoltaico (Figura 47) não foram alterados com os expurgos das DMUs com falta de informações ou com dados errados. No entanto, os demais sofreram alterações, como o FDI (Figura 48), que passou de 0,98 para 1,00 kW/kWp; o PR (Figura 49) passou de 2,08 para 0,88 kWhger/kWhprev; o FC (Figura 50) passou de 0,38 para 0,16 kWhger/kWp e o custo da energia gerada (Figura 51) passou de 0,66 para 0,25kWh/R\$.

Figura 44 - Potência instalada por área



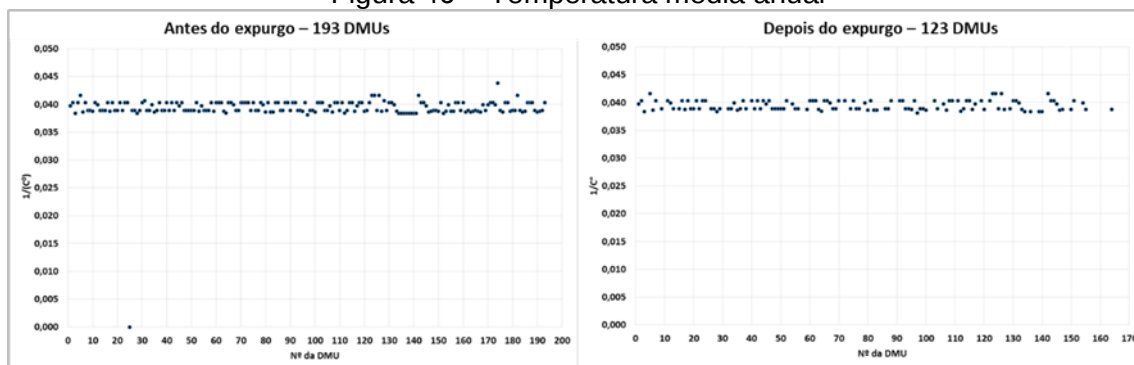
Fonte: O autor.

Figura 45 - Irradiação média anual



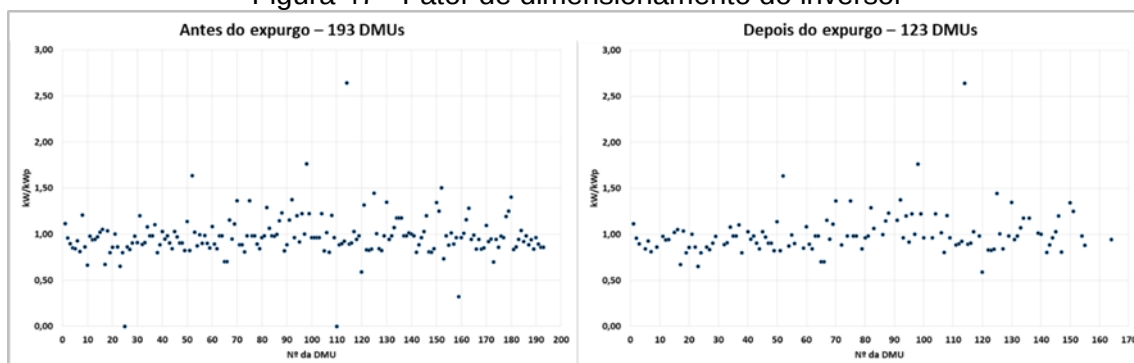
Fonte: O autor.

Figura 46 - Temperatura média anual



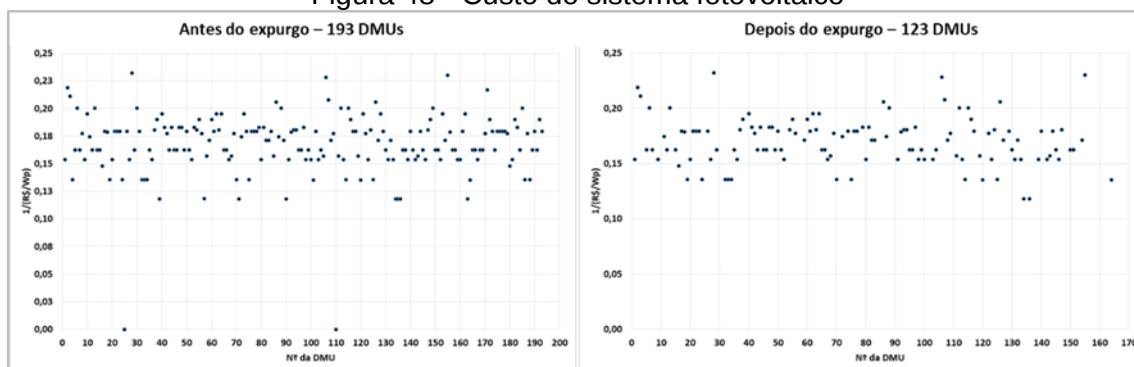
Fonte: O autor.

Figura 47 - Fator de dimensionamento do inversor



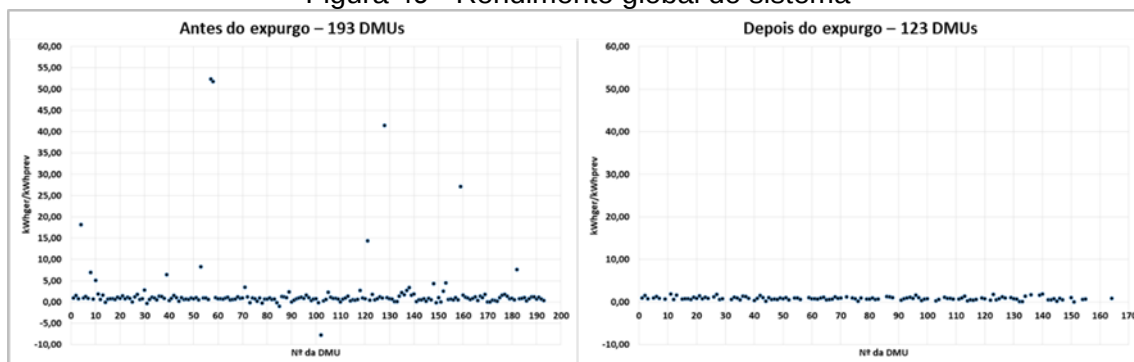
Fonte: O autor.

Figura 48 - Custo do sistema fotovoltaico



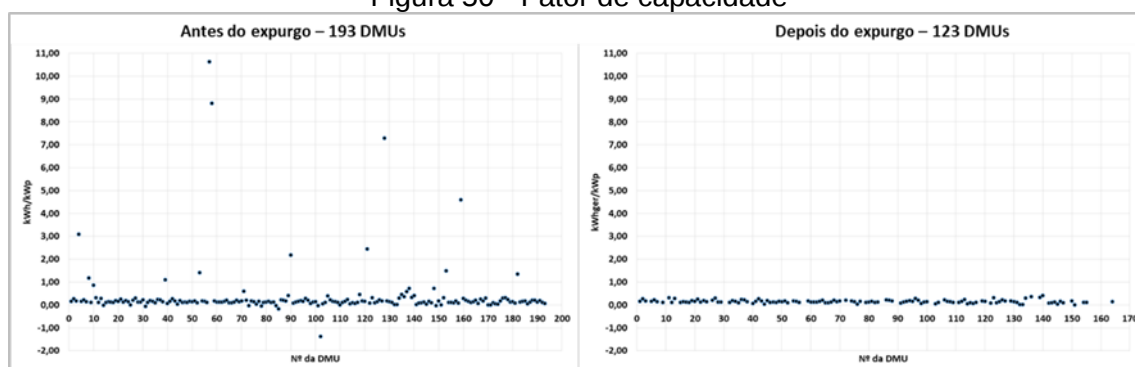
Fonte: O autor.

Figura 49 - Rendimento global do sistema



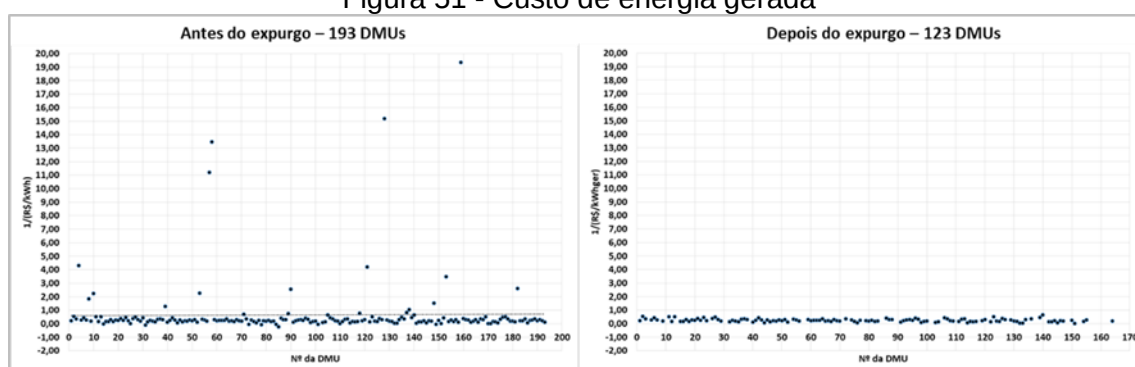
Fonte: O autor.

Figura 50 - Fator de capacidade



Fonte: O autor.

Figura 51 - Custo de energia gerada



Fonte: O autor.

A Tabela 12 mostra as variáveis de inputs e outputs e no Apêndice A encontra-se o resultado da análise com as 123 DMUs com os valores das oito variáveis de *input* e *output* para a aplicação do DEA.

Antes de inserir os dados no Siad, para calcular as eficiências dos sistemas fotovoltaicos, se faz necessário realizar a seleção das variáveis a serem consideradas. Segundo Cunha et al. (2006), a aplicação do DEA em problemas com grande quantidade de variáveis e uma pequena quantidade de unidades, pode gerar um grande número de DMUs eficientes. Para isto foi utilizado o Método Multicritério de Seleção de Variáveis em DEA, a fim de reduzir o número de DMUs eficientes, restringindo o número de variáveis usadas sem a perda da relação causal.

Tabela 12 – Variáveis de *Inputs* e *Outputs*

DMU	INPUTS					OUTPUTS		
	POTÊNCIA INSTALADA POR ÁREA kWp/m ²	IRRADIAÇÃO MÉDIA ANUAL MWh/m ² /ano	INVERSO DA TEMPERATURA MÉDIA ANUAL 1/(°C)	FATOR DE DIMENS. DO INVERSOR (FDI)	INVERSO DO PREÇO DA UNID DE POTÊNCIA 1/(R\$/Wp)	ÍNDICE DE DESEMPENHO - PR kWh _{ger} /kWh _{prev}	PRODUTIVIDADE DO SISTEMA - FC (kWh/kWp)	INVERSO DO CUSTO DA ENERGIA 1/(R\$/kWh)
1	0,38	2,00	0,040	1,11	0,15	0,92	0,17	0,22
2	0,15	1,86	0,040	0,96	0,22	1,54	0,27	0,53
3	0,36	2,32	0,038	0,90	0,21	0,83	0,18	0,36
.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.
191	0,38	1,87	0,039	0,89	0,16	1,14	0,19	0,31
192	0,53	1,87	0,039	0,86	0,19	0,67	0,12	0,22
193	0,37	1,91	0,040	0,86	0,18	0,38	0,07	0,12

Fonte: O autor.

3.1.5 Seleção das Variáveis

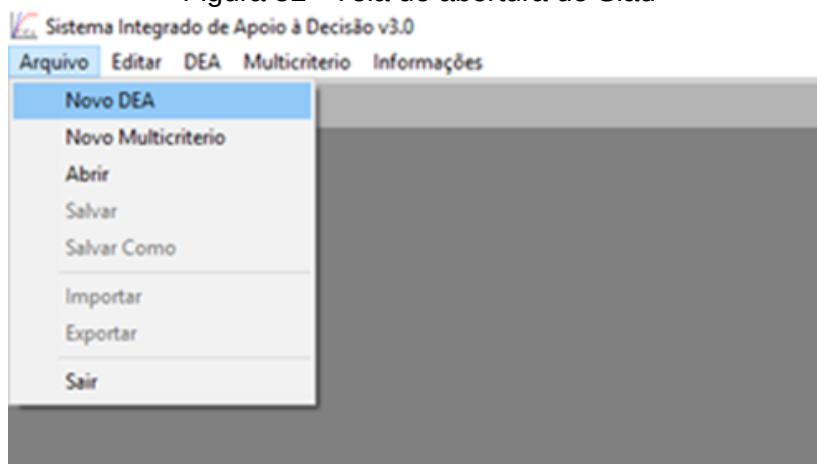
A seleção de variáveis tem como objetivo restringir seu número, discriminando melhor as DMUs eficientes (DYSON et al., 2001; SOARES DE MELLO et al., 2001). Para isso foi utilizado o Método Multicritério de Seleção de Variáveis em DEA, o qual considera o melhor ajuste à fronteira e a máxima discriminação. O melhor ajuste (S_{ef}) é realizado através da medição da eficiência média de cada variável analisada para todas as DMUs, normalizando em seguida com valor 10 na eficiência máxima e zero na eficiência mínima. A máxima discriminação (S_{dis}) é obtida através da medição do número de DMUs eficientes, normalizando com valor 10 para o menor número de DMUs na fronteira e zero para o maior número.

O processo de escolha das variáveis inicia-se com a escolha de um par de *input* e *output* considerados mais impactantes para a eficiência de um sistema fotovoltaico, formando em seguida um trio de variáveis para a realização das escolhas através do Método Multicritério (SOARES DE MELLO et al., 2001). Os pares escolhidos foram: potência instalada por área – POT (*input*) e índice de desempenho – PR (*output*) que fizeram seis trios com as demais variáveis.

Para o cálculo da eficiência do primeiro trio de variáveis, sendo inputs Potência (POT) e Irradiação (IRR) e output o Desempenho (PR), segue-se os passos abaixo para utilizar o Sistema Integrado de Apoio a Decisão (Siad).

a) Abrir o sistema e, no menu, escolher “novo DEA” (Figura 52).

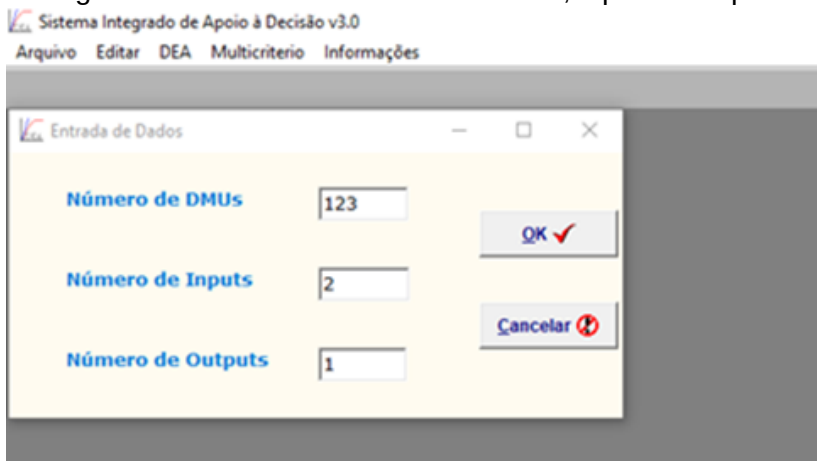
Figura 52 - Tela de abertura do Siad



Fonte: Siad. v3.0.

b) Inserir as quantidades de DMUs, *inputs* e *outputs* e confirmar (Figura 53).

Figura 53 - Entrada de dados de DMUs, inputs e outputs



Fonte: Siad. v3.0.

c) Na tela matriz de dados (Figura 54) deve-se selecionar o botão editar para denominar os inputs e outputs. Em seguida, escolhe-se o modelo CCR ou BCC e a orientação output. Após o preenchimento da matriz com os dados das variáveis aciona-se o menu calcular.

Figura 54 - Entrada de dados das variáveis

Entrada de Dados

DMUs	POT	IRR	PR
DMU_1	0,33	2,00	0,92
DMU_2	0,15	1,86	1,54
DMU_3	0,36	2,32	0,83
DMU_5	0,12	1,99	0,91
DMU_6	0,36	1,98	1,28
DMU_7	0,31	1,89	0,89
DMU_9	0,49	1,86	0,71
DMU_11	0,37	1,91	1,89
DMU_12	0,53	1,84	0,64
DMU_13	0,38	1,87	1,65
DMU_15	0,40	1,87	0,68
DMU_16	0,40	1,89	0,80

Matriz de Dados

CCR (CRS)

Output

Nenhum

Editor Salvar Cancelar Calcular Multicritério

Fonte: Siad. v3.0.

- d) O sistema calcula todas as eficiências, podendo identificar aquelas eficientes que tiveram a unidade como o nível máximo de eficiência (Figura 55).

Figura 55 - Resultados do cálculo da eficiência

Resultados

Eficiência modelo CCR, orientação output

	Padrão
DMU_1	0,467377
DMU_2	1,000000
DMU_3	0,382854
DMU_5	0,738636
DMU_6	0,664727
DMU_7	0,497204
DMU_9	0,385760
DMU_11	1,000000
DMU_12	0,351507
DMU_13	0,891690
DMU_15	0,367484
DMU_16	0,427760
DMU_17	0,459677
DMU_18	0,351272

Fronteira Invertida

Fronteira padrão

Pesos

Benchmarks

Alvos e Folgas

Voltar Salvar

Fonte: Siad. v3.0.

Estão mostrados na Tabela 13, para o modelo CCR, e na Tabela 14, para o modelo BCC, parte das eficiências dos trios de variáveis. As informações completas da aplicação estão disponíveis no Apêndice B para o modelo CCR e no Apêndice C para o modelo BCC.

Tabela 13 – Eficiências dos trios para a definição das variáveis - modelo CCR

DMU	Eficiências para os trios de variáveis					
	POT IRR PR	POT TEMP PR	POT FDI PR	POT PÇO SFV PR	POT PR PROD	POT PR PÇO ENER
1	0,47	0,48	0,41	0,50	0,25	0,24
2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
3	0,38	0,46	0,43	0,39	0,28	0,28
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
154	0,35	0,33	0,31	0,31	0,15	0,15
155	0,37	0,36	0,36	0,25	0,13	0,14
164	0,47	0,45	0,42	0,48	0,21	0,21

Fonte: O autor.

Tabela 14 – Eficiências dos trios para a definição das variáveis - modelo BCC

DMU	Eficiências para os trios de variáveis					
	POT IRR PR	POT TEMP PR	POT FDI PR	POT PÇO SFV PR	POT PR PROD	POT PR PÇO ENER
1	0,49	0,49	0,49	0,51	0,49	0,49
2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
3	0,44	1,00	0,45	0,44	0,48	0,59
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
9	0,44	0,38	0,39	0,39	0,38	0,38
11	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
12	0,49	0,34	0,34	0,35	0,34	0,34

Fonte: O autor.

A finalidade do método é identificar as variáveis de maior peso no cálculo da eficiência e, portanto, após calcular a eficiência de cada trio de variáveis, é realizada uma análise dos valores das médias das eficiências e da quantidade gerada de unidades eficientes. A variável será definida como de maior impacto quando apresenta o maior valor médio de eficiência e a menor quantidade de unidades eficientes. Do mesmo modo, pode-se considerar a variável de menor impacto sobre o cálculo das eficiências dos sistemas fotovoltaicos aquela que apresentar o menor valor da eficiência média e a maior quantidade de unidades eficientes. Portanto, o Método Multicritério de Seleção de Variáveis, com o intuito de obter um resultado reunindo o valor da eficiência média e a quantidade de unidades eficientes, normaliza estas variáveis para a obtenção de um valor que possa ser comparado e definir as variáveis de inputs e outputs de maior impacto a serem selecionadas ou a de menor impacto a ser excluída. Então, após a obtenção das eficiências dos trios de variáveis, calcula-

se a média da eficiência e a quantidade de DMUs eficientes para cada trio de variáveis e, em seguida, calcula-se a variável de normalização da eficiência S_{ef} e a variável da normalização da quantidade de DMUs eficientes S_{dis} , obtendo o resultado S através da soma ponderada de S_{ef} , e S_{dis} conforme equações (16), (17) e (18):

$$S_{ef} = \frac{10(Ef_0 - Ef_{min})}{(Ef_{max} - Ef_{min})} \quad (16)$$

$$S_{dis} = \frac{10(V_{max} - V_0)}{(V_{max} - V_{min})} \quad (17)$$

$$S = w.S_{ef} + (1-w).S_{dis} \quad (18)$$

onde,

Ef_0 – valor da eficiência média do trio de variáveis

Ef_{min} – menor valor de eficiência

Ef_{max} – maior valor de eficiência

V_0 – quantidade de DMUs eficientes do trio de variáveis

V_{max} – maior quantidade de DMUs eficientes

V_{min} – menor quantidade de DMUs eficientes

Foi considerado o valor de $\omega = 0,5$ para não haver predominância de um dos critérios S_{ef} e S_{dis} (FARRELL, 1957).

As Tabelas 15 e 16 mostram os trios de variáveis submetidas à seleção daquelas mais impactantes, empregando modelos CCR e BCC, respectivamente, em que a variável “FDI” foi apontada como a de menor impacto, seguida pela “PREÇO SFV”.

Tabela 15 – Seleção de variáveis – modelo CCR *output*

TRIO DE VARIÁVEIS	Nº DMUs EFIC.	EFIC. MÉDIA	Sdis	Sef	S
POTÊNCIA IRRADIAÇÃO DESEMPENHO	2	0,47	5	10	7,5
POTÊNCIA TEMPERATURA DESEMPENHO	3	0,47	0	10	5,0
POTÊNCIA FDI DESEMPENHO	3	0,43	0	8	4,0
POTÊNCIA PREÇO SFV DESEMPENHO	3	0,45	0	9	4,5
POTÊNCIA DESEMPENHO PRODUTIVIDADE	1	0,23	10	0	5,0
POTÊNCIA DESEMPENHO PREÇO ENERGIA	1	0,23	10	0	5,0

Fonte: O autor.

Tabela 16– Seleção de variáveis – modelo BCC *output*

TRIO DE VARIÁVEIS	Nº DMUs EFIC.	EFIC. MÉDIA	Sdis	Sef	S
POTÊNCIA IRRADIAÇÃO DESEMPENHO	5	0,51	6,7	10	8,35
POTÊNCIA TEMPERATURA DESEMPENHO	6	0,49	3,3	3,3	3,3
POTÊNCIA FDI DESEMPENHO	7	0,49	0	3,3	1,65
POTÊNCIA PREÇO SFV DESEMPENHO	6	0,49	3,3	3,3	3,3
POTÊNCIA DESEMPENHO PRODUTIVIDADE	4	0,48	10	0	5
POTÊNCIA DESEMPENHO PREÇO ENERGIA	4	0,49	10	3,3	6,65

Fonte: O autor.

A partir dos resultados obtidos para S foram realizadas 3 iterações de cálculo de eficiências, utilizando os modelos CCR e BCC, considerando as 8 variáveis na primeira iteração, 7 variáveis (sem a variável FDI) na segunda iteração e 6 variáveis na terceira e última iteração, excluindo as variáveis FDI e PÇO SFV.

A Tabela 17 mostra o resultado das iterações com os dois modelos do DEA. O cálculo das eficiências nas três iterações e nos dois modelos estão disponíveis no Apêndice D.

Tabela 17 – Resultados das iterações de eficiência CCR e BCC output

Simulação	Nº de variáveis	Nº de DMUs eficientes	
		CCR	BCC
1	8	8	30
2	7	7	23
3	6	4	15

Fonte: O autor.

3.1.6 Aplicação dos modelos CCR e BCC

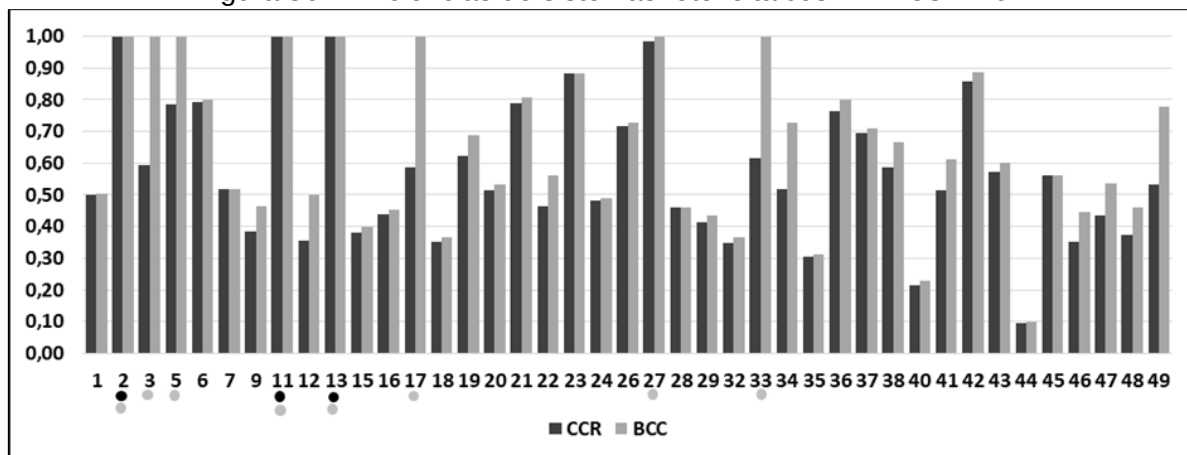
A partir dos resultados encontrados na etapa de seleção de variáveis, foi escolhida a configuração de variáveis da iteração 3, com seis variáveis, que apresentou melhor poder discriminatório entre as DMUs, por apresentar o menor número de DMUs eficientes.

As Figuras 56, 57, 58 mostram as eficiências obtidas através da aplicação do DEA, modelos CCR e BCC orientados a *output*. As quatro DMUs eficientes (2, 11, 13 e 140) no modelo CCR estão destacadas, bem como as quinze DMUs eficientes pelo modelo BCC. Estas unidades servirão de referência para as demais DMUs ineficientes, para implementar as melhores práticas e assim melhorar os níveis de eficiência.

O modelo CCR (Retorno de Escala Constante) é mais exigente em relação ao BCC (Retorno de Escala Variável) apresentando um número de DMUs eficientes, as quais também fazem parte do conjunto de DMUs eficientes do BCC.

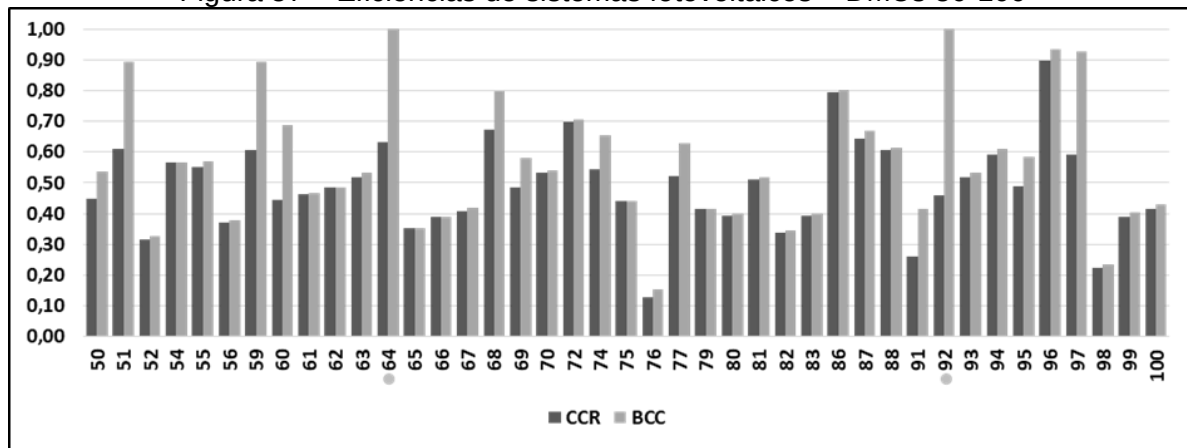
Considerando a pesquisa de campo nas DMUs eficientes identificadas na aplicação do DEA, foi definido o modelo CCR como prioritário, tendo em vista a obtenção de um número reduzido de DMUs eficientes a serem visitadas, devido à dificuldade de adentrar nestas instalações e obter informações. Certamente, um número maior de DMUs eficientes para estudo refinaria mais as informações da pesquisa.

Figura 56 – Eficiências de sistemas fotovoltaicos – DMUs 1-49



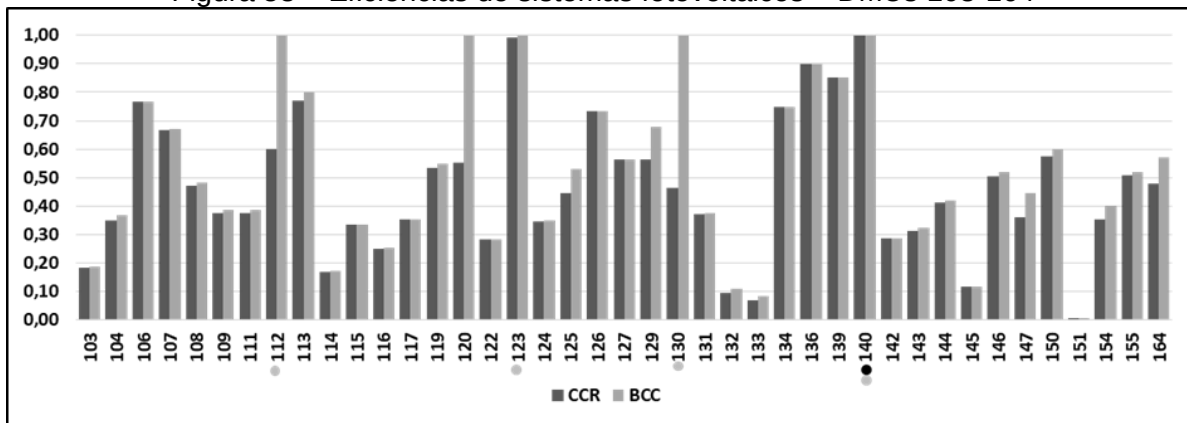
Fonte: O autor.

Figura 57 – Eficiências de sistemas fotovoltaicos – DMUs 50-100



Fonte: O autor.

Figura 58 – Eficiências de sistemas fotovoltaicos – DMUs 103-164



Fonte: O autor.

3.1.7 Identificação das unidades *benchmarks* para cada DMU ineficiente

A aplicação do DEA também relaciona cada unidade ineficiente com as respectivas DMUs tomadas como referências, com os pesos de impactos, indicando a que melhor contribuirá para se buscar as práticas de melhoria dos níveis de eficiência. No modelo CCR todas as unidades consideradas eficientes foram *benchmarks* para as demais DMUs. A Tabela 18 apresenta as quatro DMUs *benchmarks* (modelo CCR) e os pesos de impacto para as DMUs ineficientes. Como exemplo estão relacionadas onze DMUs ineficientes. No Apêndice E encontra-se a tabela completa com os modelos CCR e BCC.

Tabela 18 – *Benchmarks* e respectivos impactos nas DMUs ineficientes

DMU	BENCHMARKS (PESOS)			
	2	11	13	140
1	0,00	0,63	0,00	0,34
2	1,00	0,00	0,00	0,00
3	0,18	0,00	0,00	0,81
5	0,80	0,00	0,00	0,00
6	0,69	0,00	0,00	0,30
7	0,42	0,46	0,13	0,00
9	0,00	0,97	0,00	0,00
11	0,00	1,00	0,00	0,00
12	0,00	0,90	0,00	0,06
13	0,00	0,00	1,00	0,00
15	0,00	0,79	0,00	0,15

Fonte: O autor.

Para calcular os valores das variáveis de outputs para que as DMUs ineficientes se tornem eficientes calcula-se para cada variável, pela soma ponderada dos valores das DMUs eficientes (Tabela 19), tomadas como Benchmarks, e os respectivos pesos apresentados na Tabela 18.

Tabela 19 – Valores das variáveis das DMUs *Benchmarks*

DMU	OUTPUTS		
	EFICÁCIA ABSOLUTA - PR $\text{kWh}_{\text{ger}}/\text{kWh}_{\text{prev}}$	PRODUTIVIDADE DO SISTEMA - FC $(\text{kWh}_{\text{ger}}/\text{kWp})$	INVERSO DO CUSTO DA ENERGIA $1/(\text{R}\$/\text{kWh}_{\text{ger}})$
2	1,54	0,27	0,53
11	1,89	0,32	0,51
13	1,65	0,28	0,52
140	1,87	0,40	0,63

Fonte: O autor.

Na Figura 59 é exemplificado o cálculo para obtenção dos valores referenciais para que a DMU-3 se torne eficiente.

Figura 59 – Cálculo dos valores de eficiência para a DMU-3

DMU 3

$$\text{Output} = \text{DMU2}(\text{peso} \times \text{valor}) + \text{DMU11}(\text{peso} \times \text{valor}) + \text{DMU13}(\text{peso} \times \text{valor}) + \text{DMU140}(\text{peso} \times \text{valor})$$

$$\text{PR} = (0,18 \times 1,54) + (0,00 \times 1,89) + (0,00 \times 1,65) + (0,81 \times 1,87) = 1,79 \text{ kWhger/kWhprev}$$

$$\text{FC} = (0,18 \times 0,27) + (0,00 \times 0,32) + (0,00 \times 0,28) + (0,81 \times 0,40) = 0,38 \text{ kWhger/kWp}$$

$$\text{Custo da energia} = (0,18 \times 0,53) + (0,00 \times 0,51) + (0,00 \times 0,52) + (0,81 \times 0,63) = 0,61 \text{ kWhger/R\$}$$

Fonte: O autor.

Os valores para a eficiência das DMUs exemplificadas na Tabela 18 estão apresentados na Tabela 20 e o cálculo para todas as DMUs estudadas estão no Apêndice F. Verifica-se, portanto, que o DEA permite encontrar os valores de PR, FC e R\$, ou seja, os *outputs* que poderiam ser alcançados se, de alguma maneira, melhores práticas fossem adotadas nas DMUs ineficientes. Esses *outputs* as tornariam tão eficientes quanto as DMUs 2, 11, 13 e 140.

Tabela 20 – Valores para a eficiência das DMUs

DMU	VALORES CALCULADOS			VALORES PARA A EFICIÊNCIA		
	OUTPUTS			OUTPUTS		
	EFICÁCIA ABSOLUTA - PR kWhger/kWhprev	PRODUTIVIDADE DE DO SISTEMA - FC (kWhger/kWp)	INVERSO DO CUSTO DA ENERGIA 1/(R\$/kWhger)	EFICÁCIA ABSOLUTA - PR kWhger/kWhprev	PRODUTIVIDADE DE DO SISTEMA - FC (kWhger/kWp)	INVERSO DO CUSTO DA ENERGIA 1/(R\$/kWhger)
1	0,92	0,17	0,22	1,83	0,34	0,54
2	1,54	0,27	0,53	1,54	0,27	0,53
3	0,83	0,18	0,36	1,79	0,38	0,61
5	0,91	0,17	0,28	1,23	0,21	0,43
6	1,28	0,23	0,44	1,62	0,30	0,56
7	0,89	0,15	0,27	1,72	0,30	0,52
9	0,71	0,12	0,19	1,84	0,32	0,49
11	1,89	0,32	0,51	1,89	0,32	0,51
12	0,64	0,11	0,16	1,79	0,31	0,49
13	1,65	0,28	0,52	1,65	0,28	0,52
15	0,68	0,12	0,16	1,78	0,32	0,50

Fonte: O autor.

As características das quatro DMUs *benchmarks* estão apresentadas na Tabela 21.

Tabela 21– Características das DMUs *benchmarks*

DMU	Classe	Município	Potência (kWp)	Tensão (kV)
2	Comercial	São Lourenço da Mata	967	13,8
11	Comercial	Caruaru	13,8	13,8
13	Comercial	Recife	36	13,8
140	Poder Público	Fernando de Noronha	5	0,38

Fonte: O autor.

Os resultados da aplicação do DEA em sistemas fotovoltaicos subsidiaram a pesquisa de campo, onde foram observadas as práticas adotadas por estas DMUs, apontadas como referência, com a finalidade de contribuir para as DMUs ineficientes implementarem as referidas práticas para melhorar os seus desempenhos.

3.2 APLICAÇÃO DO DEA EM INVERSORES

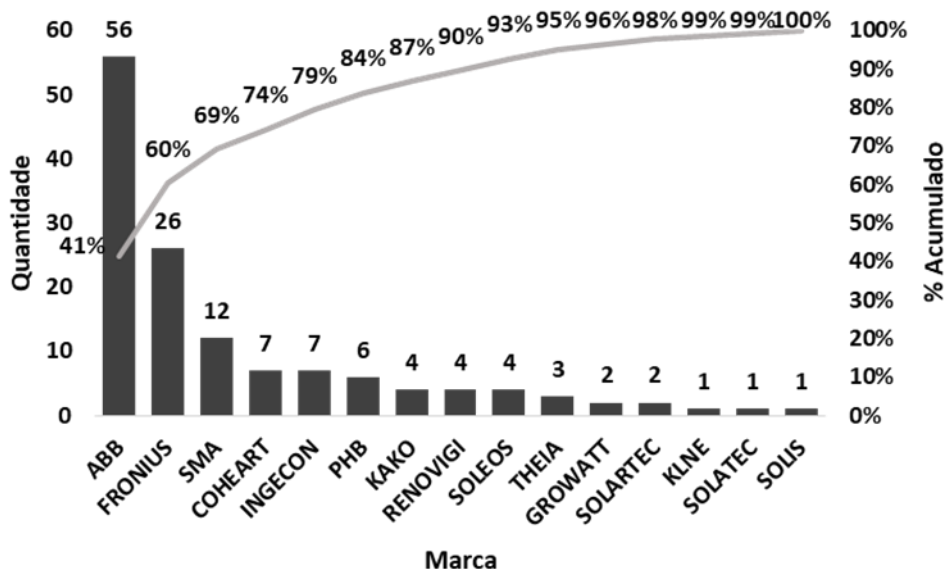
Para realizar o cálculo das eficiências dos inversores é preciso obter suas características e dados técnicos para, em seguida, selecionar as variáveis e aplicar os modelos CCR e BCC do Dea.

3.2.1 Características dos inversores

A partir das informações fornecidas pela concessionária a respeito dos fabricantes e modelos dos inversores utilizados em cada unidade geradora, foi realizada uma pesquisa em especificações e manuais desses equipamentos, obtendo-se as informações técnicas necessárias para a aplicação do DEA em inversores das 123 unidades geradoras da amostra deste trabalho. Para o funcionamento destas DMUs estão em operação 136 inversores de 15 marcas e 67 tipos de modelos. As três marcas predominantes são ABB, Fronius e SMA, com 56, 26 e 12 inversores, respectivamente, representando 69% da quantidade de equipamentos instalados. A Figura 60 mostra a quantidade de inversores por marca e a Figura 61 mostra a quantidade de inversores pela faixa de potência. Observa-se que

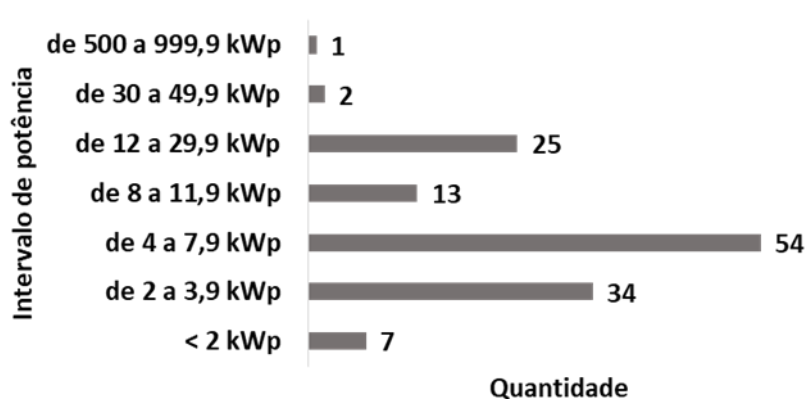
83% dos inversores estão nas faixas de 4 a 7,9kW (54 unidades), 2 a 3,9 kW (34 unidades) e 12 a 29,9 kW (25 unidades).

Figura 60 – Marcas de inversores instalados



Fonte: Celpe.

Figura 61 – Potência dos inversores instalados



Fonte: Celpe.

3.2.2 Levantamento de dados dos inversores

Algumas unidades geradoras possuem mais de um tipo de inversor, com capacidades e modelos diferentes. Na busca de informações técnicas nos sites de fabricantes foi verificado que não existe uma padronização na apresentação dos dados técnicos, sendo coincidentes as seguintes informações:

- Tensão máxima de entrada – V_{ccmax} (V);
- Corrente máxima de entrada – I_{ccmax} (A);
- Eficiência máxima – (%);
- Temperatura máxima ambiente (°C);
- Nível de proteção (IP);
- Potência máxima de saída (kW);
- Corrente máxima de saída I_{camax} (A).

Foram coletadas as informações técnicas de todos os inversores e elaborada tabela com os dados das variáveis comentadas anteriormente, a fim de realizar a seleção das variáveis para o cálculo das eficiências dos inversores. A Tabela 22 mostra parte da relação dos dados técnicos coletados disponibilizados no Apêndice G.

Tabela 22 – Dados técnicos dos inversores

DMU	QTD	POT. kW	Marca	Modelo	V _{dcm} (V)	I _{dcm} (A)	Eficiência (%)	Temperatura (°C)	Nível de proteção (IP)	Pot _{ca} (kW)	I _{camax} (A)
1	1	2,62	THEIA	2.0HE-t	600	9,5	96,9	65	65	2	9
2a	1	967,00	INGECON	840 M360 INDOOR	920	1600	98,8	65	65	917	1472
2b	5		INGECON	10TL M	1000	20	98,5	65	65	10	15
3	13	361,64	ABB	TRIO-27.6-TL-OUTD	1000	64	98,2	65	65	27,6	45
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
154	1	12,50	FRONIUS	SYMO 12.5	1000	43,5	97	55	65	12,5	20
155a	3	70,60	ABB	TRIO-27.6-TL-OUTD	1000	64	98,2	65	65	27,6	45
155b			ABB	PVI-10.0-TL-OUTD	900	34	97,8	60	65	11	16,6
155c			ABB	PRO-33.0-TL-OUTD	1100	58	98,3	60	65	33	50,3
164	1	1,50	SMA	SB 1.5-1LV-40	600	10	97,2	60	65	1,5	7

Fonte: Sites de fabricantes.

3.2.3 Seleção das variáveis

Inicialmente foi escolhido um par de variáveis consideradas impactantes na eficiência do inversor, tais como: “Corrente DC” para *input* e “Potência CA” para *output*. Em seguida, foi acrescentado ao par de variáveis uma terceira, para a formação dos trios, calculando, assim, as eficiências médias e a quantidade de inversores eficientes e, conseqüentemente, os valores de S_{ef}, S_{dis} e S para definir a seleção de variáveis. As Tabelas 3.13 e 3.14 mostram a seleção de variáveis pelos

modelos CCR e BCC. Pelos resultados apresentados observa-se que as variáveis menos impactantes, analisando os dois modelos, pela ordem de menor impacto, foram: “Temperatura”, “Eficiência do inversor” e “Nível de proteção”. Na Tabela 25 são mostrados os resultados das simulações com 7, 6, 5 e 4 variáveis. Verifica-se que os resultados para o modelo CCR não foram alterados com a extinção das três variáveis, indicando que não são impactantes no cálculo das eficiências dos inversores. No Apêndice H encontram-se os resultados das simulações para a seleção de variáveis.

Tabela 23 – Seleção de variáveis pelo modelo CCR

TRIO DE VARIÁVEIS	Nº DMUs EFICIENTES	EFICIÊNCIA MÉDIA	Sef	Sdis	S
CORRENTE DC TENSÃO DC POTÊNCIA AC	2	0,38	1	10	5,5
CORRENTE DC EFICIÊNCIA POTÊNCIA AC	2	0,37	0	10	5
CORRENTE DC TEMPERATURA POTÊNCIA AC	2	0,37	0	10	5
CORRENTE DC NÍVEL DE PROTEÇÃO POTÊNCIA AC	2	0,37	0	10	5
CORRENTE DC CORRENTE CA POTÊNCIA AC	2	0,51	10	10	10

Fonte: O autor.

Tabela 24 – Seleção de variáveis pelo modelo BCC

TRIO DE VARIÁVEIS	Nº DMUs EFICIENTES	EFICIÊNCIA MÉDIA	Sef	Sdis	S
CORRENTE DC TENSÃO DC POTÊNCIA AC	7	0,55	5	8	6,5
CORRENTE DC EFICIÊNCIA POTÊNCIA AC	5	0,44	10	0	5
CORRENTE DC TEMPERATURA POTÊNCIA AC	9	0,5	0	5	2,5
CORRENTE DC NÍVEL DE PROTEÇÃO POTÊNCIA AC	5	0,46	10	2	6
CORRENTE DC CORRENTE CA POTÊNCIA AC	6	0,57	7,5	10	8,8

Fonte: O autor.

Tabela 25 – Resultados das iterações para a seleção de variáveis

Simulação	Nº de variáveis	Nº de inversores eficientes	
		CCR	BCC
1	7	4	20
2	6	4	14
3	5	4	14
4	4	4	10

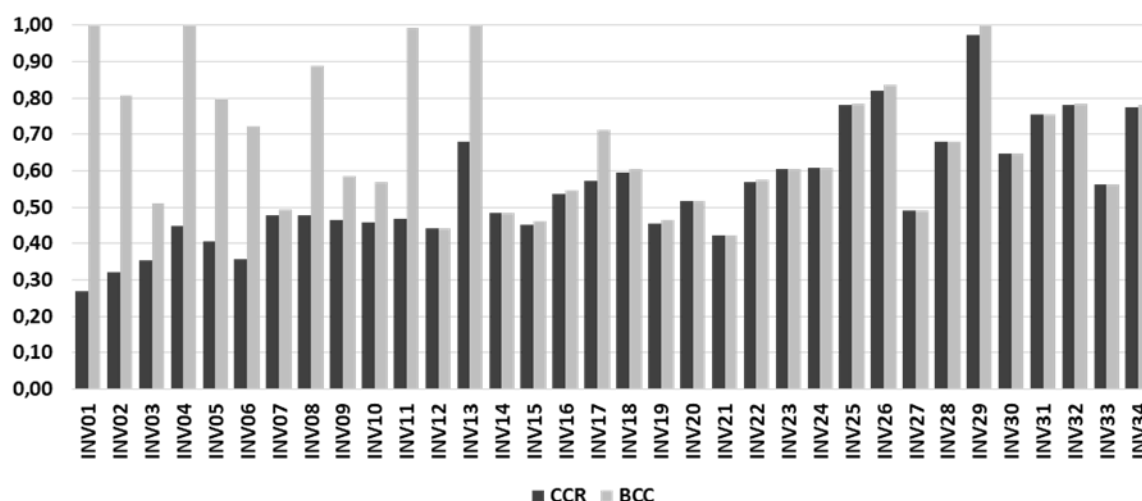
Fonte: O autor.

3.2.4 Aplicação dos modelos CCR e BCC

Uma vez selecionadas as variáveis para *inputs* (V_{cc} , I_{cc}) e para *outputs* (P_{ca} e I_{ca}) através do Siad, foram calculadas as eficiências dos inversores nos dois modelos apresentados nas Figuras 62 e 63, onde são mostrados os valores para os 68 tipos de modelos de inversores, os quais estão discriminados no Apêndice I.

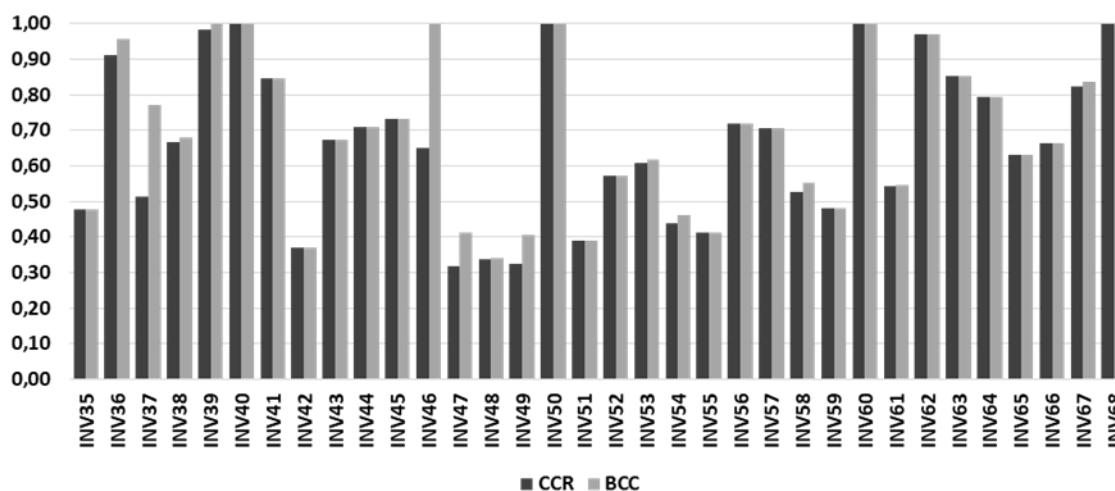
Na aplicação do modelo CCR quatro inversores (INV40, INV50, INV60 e INV68) foram os referenciais nesta avaliação. No modelo BCC foram destacados dez inversores como referência (INV01, INV04, INV13, INV29, INV39, INV40, INV46, INV50, INV60 e INV68) Tabela 26.

Figura 62 – Eficiência dos inversores-INV01-INV34



Fonte: O autor.

Figura 63 – Eficiência dos inversores-INV35-INV68



Fonte: O autor.

Tabela 26 – Benchmarks nos modelos CCR e BCC

INVERSOR	MARCA	MODELO	EFICIÊNCIA	
			CCR	BCC
INV01	SMA	WB 1.2	0,27	1,00
INV04	GROWATT	1500TL	0,45	1,00
INV13	KACO	3200	0,68	1,00
INV29	SOLIS	SOLIS 4.6 K	0,97	1,00
INV39	RENOVIGI	SF 5000 TL	0,98	1,00
INV40	SOLARTEC	D 5000	1,00	1,00
INV46	KACO	6.5 TL3	0,65	1,00
INV50	FRONIUS	PRIMO 8.2-1	1,00	1,00
INV60	KACO	20.0 TL3	1,00	1,00
INV68	INGECON	840 M360 INDOOR	1,00	1,00

Fonte: O autor.

3.3 APLICAÇÃO DO DEA EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para realizar o cálculo das eficiências dos módulos fotovoltaicos é preciso obter suas características e dados técnicos para, em seguida, selecionar as variáveis e aplicar os modelos CCR e BCC do Dea.

3.3.1 Características dos módulos

Nos 123 sistemas pesquisados a quantidade de módulos fotovoltaicos ultrapassa as 12 mil unidades, distribuídos em 31 tipos de modelos e 13 fabricantes. Duas marcas lideram o mercado pernambucano: Yingli e Canadian, com 64,2% (7.856) e 27,2% (3.324), respectivamente, totalizando 91,4% da quantidade de

módulos utilizados. A Tabela 27 detalha as características dos módulos quanto à fabricação e ao quantitativo de modelos, bem como à participação de mercado.

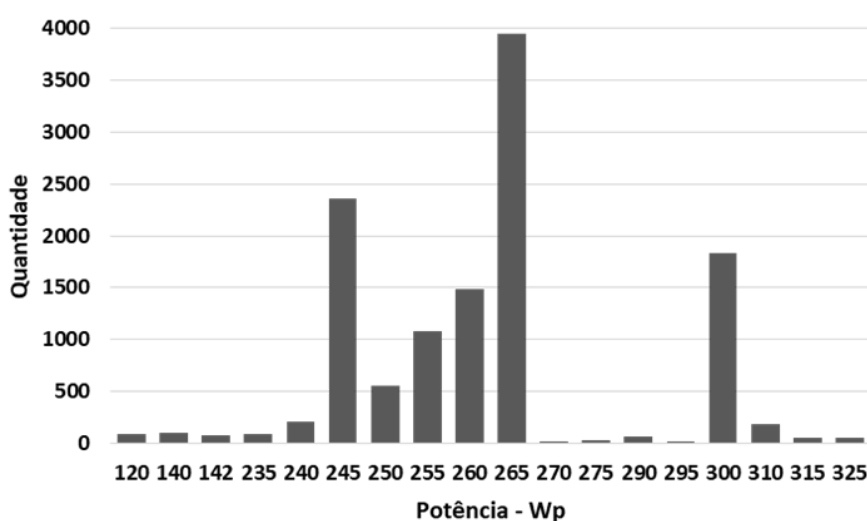
Tabela 27 – Características dos módulos fotovoltaicos

Marca	Quantidade		Porcentagem	
	Modelo	Total	Individual	Acumulado
Yingli	6	7856	64,2%	64,2%
Canadian	6	3324	27,2%	91,4%
Sun Edison	6	247	2,0%	93,4%
Linuo Power	1	162	1,3%	94,7%
Solar World	1	128	1,0%	95,8%
Risen	2	126	1,0%	96,8%
Sun Earth	1	90	0,7%	97,5%
Power Max	1	84	0,7%	98,2%
Dupont	1	72	0,6%	98,8%
Trina	2	66	0,5%	99,3%
Tecnometal Dyasolar	1	42	0,3%	99,7%
Solar Leading	2	28	0,2%	99,9%
Waris	1	12	0,1%	100,0%
Total	31	12237	100,0%	100,0%

Fonte: O autor.

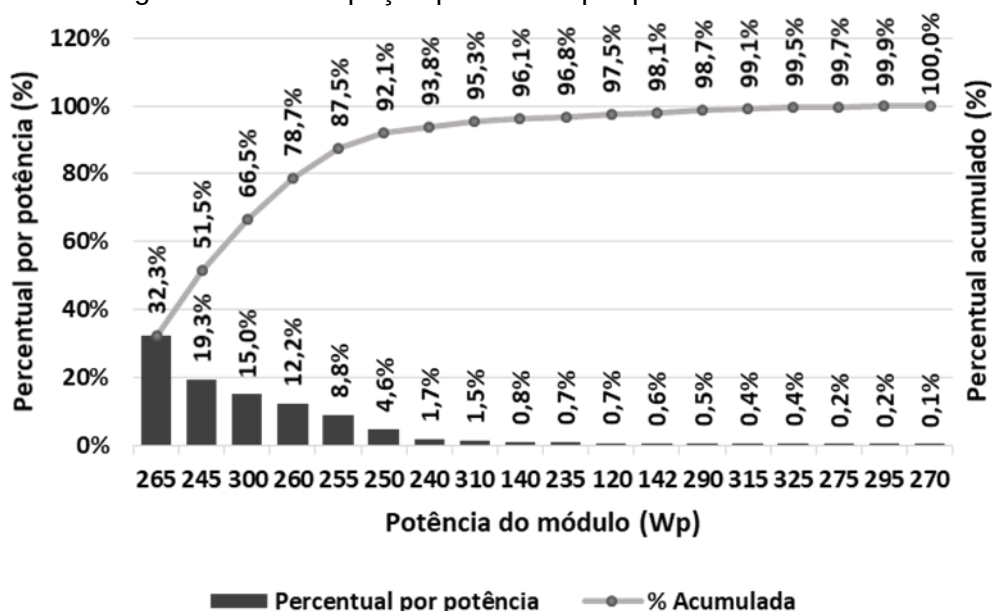
Os cinco níveis de potência dos módulos que lideram a classificação de participação da capacidade instalada representam 87,5% da capacidade total dos sistemas estudados, tais como: 265Wp, com 32% (3949 unidades), 245Wp, com 19% (2358 unidades), 300Wp, com 15% (1836), 260Wp, com 12%(1490 unidades) e 255Wp, com 9% (1079 unidades). As Figuras 64 e 65 mostram a quantidade por nível de potência dos módulos, bem como a participação de cada nível de potência na capacidade instalada total.

Figura 64 – Quantidade de módulos por potência



Fonte: O autor.

Figura 65 – Participação percentual por potência do módulo



Fonte: O autor.

3.3.2 Levantamento de dados dos módulos fotovoltaicos

A busca de informações dos módulos fotovoltaicos, através de manuais e especificações técnicas nos sites dos fabricantes, teve resultado satisfatório para a grande maioria dos 31 tipos de modelos de módulos, com exceção de três, que foram excluídos devido à falta de informações. Referem-se a alguns módulos utilizados na DMU2, a qual possui 3900 módulos, sendo 72 do modelo DA142, 84 do Power max120 e 42 do modelo SV-240D20, ficando a amostra de módulos fotovoltaicos com 28 modelos (Tabela 28).

As informações técnicas levantadas para compor o conjunto de variáveis foram:

Para inputs:

- Tensão de circuito aberto – V_{oc}
- Corrente de curto-circuito – I_{sc}
- O inverso do coeficiente de temperatura- $1/C_t$
- Temperatura ambiente máxima – $T_{máx}$
- Eficiência energética do painel – E_{fic}

Para output

- Potência de saída do equipamento – Pot

Tabela 28 – Dados para compor o conjunto de variáveis

MÓDULO	Voc (V)	Isc (A)	1/Ct	Tmax	Efic.	Pot
MOD01	37,20	8,87	2,33	85	15,54	250
MOD02	37,40	9,00	2,44	85	15,85	255
MOD03	37,50	9,00	2,44	85	16,16	260
MOD04	37,50	9,00	2,44	85	16,47	265
MOD05	44,90	9,08	2,44	85	16,16	310
MOD06	45,10	9,18	2,44	85	16,42	315
MOD07	46,00	9,14	2,22	85	16,70	325
MOD08	37,60	8,65	2,17	85	14,70	240
MOD09	37,50	8,80	2,04	85	14,90	245
MOD10	44,70	8,71	2,22	85	14,80	290
MOD11	37,30	8,90	2,56	85	15,37	250
MOD12	37,50	9,24	2,56	85	15,98	260
MOD13	37,54	8,94	2,38	85	15,60	255
MOD14	38,50	9,10	2,22	85	16,40	270
MOD15	38,50	9,10	2,22	85	16,80	275
MOD16	37,60	8,67	2,22	85	15,29	250
MOD17	44,90	8,61	2,22	85	15,20	295
MOD18	37,50	8,49	2,22	85	14,61	245
MOD19	36,70	8,47	2,22	90	14,20	235
MOD20	45,50	8,85	2,44	85	16,00	310
MOD21	45,60	9,00	2,44	85	16,20	315
MOD22	37,34	8,90	2,44	90	14,70	245
MOD23	22,50	8,40	2,38	85	14,00	140
MOD24	37,50	8,83	2,38	85	15,10	245
MOD25	37,60	8,92	2,38	85	15,40	250
MOD26	38,10	9,35	2,38	85	16,00	260
MOD27	38,30	9,37	2,38	85	16,30	265
MOD28	46,30	8,77	2,22	90	15,40	300

Fonte: O autor.

3.3.3 Seleção de variáveis

O par de *input* e *output*, definido inicialmente, foi a “Corrente de curto-circuito (I_{sc})” e a “Potência de saída (Pot)”, formando, com as outras quatro variáveis, quatro trios para calcular suas eficiências nos modelos CCR e BCC, conforme mostrado na Tabela 29.

Tabela 29 – Eficiências dos trios de variáveis

Seleção de variáveis - CCR				Seleção de variáveis - BCC			
Isc Voc Pot	Isc 1/Ct Pot	Isc Tmax Pot	Isc Efic Pot	Isc Voc Pot	Isc 1/Ct Pot	Isc Tmax Pot	Isc Efic Pot
0,94	0,79	0,79	0,82	0,97	0,81	0,80	0,82
0,95	0,80	0,80	0,82	0,96	0,80	0,80	0,82
0,97	0,81	0,81	0,83	0,98	0,82	0,82	0,83
0,99	0,83	0,83	0,83	1,00	0,83	0,83	0,83
0,98	0,96	0,96	0,98	0,98	0,96	0,96	0,98
0,99	0,97	0,97	0,98	0,99	0,97	0,97	0,98
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,90	0,78	0,78	0,83	0,95	0,87	0,81	0,86
0,92	0,82	0,78	0,84	0,95	1,00	0,80	0,84
0,94	0,94	0,94	1,00	0,97	0,96	0,96	1,00
0,94	0,79	0,79	0,83	0,96	0,80	0,80	0,83
0,97	0,79	0,80	0,83	0,98	0,80	0,80	0,83
0,95	0,80	0,80	0,84	0,97	0,81	0,81	0,84
0,98	0,83	0,83	0,84	0,98	0,84	0,84	0,85
1,00	0,85	0,85	0,85	1,00	0,85	0,85	0,85
0,93	0,81	0,81	0,84	0,99	0,84	0,84	0,84
0,96	0,96	0,96	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
0,92	0,81	0,81	0,86	1,00	1,00	1,00	1,00
0,90	0,78	0,78	0,84	1,00	1,00	1,00	1,00
0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
0,98	0,98	0,98	1,00	0,99	0,99	0,99	1,00
0,92	0,77	0,77	0,85	0,94	0,78	0,78	0,87
0,87	0,47	0,47	0,51	1,00	1,00	1,00	1,00
0,91	0,78	0,78	0,83	0,95	0,79	0,79	0,83
0,93	0,79	0,79	0,83	0,95	0,80	0,80	0,83
0,96	0,78	0,80	0,83	0,96	0,80	0,80	0,83
0,97	0,80	0,82	0,83	0,97	0,82	0,82	0,83
0,96	0,96	0,96	1,00	0,98	0,99	0,98	1,00

Fonte: O autor.

Uma vez realizado o cálculo das eficiências e identificadas as DMUs eficientes, o próximo passo é calcular a normalização do melhor ajuste (S_{ef}) e da máxima discriminação (S_{dis}) e finalizando com o resultado de S . Nos dois modelos apresentados nas Tabelas 30 e 31 a variável de menor impacto é a de eficiência energética dos módulos.

Tabela 30 – Seleção de variáveis – modelo CCR

TRIO DE VARIÁVEIS	Nº DMUs EFIC.	EFIC. MÉDIA	Sef	Sdis	S
CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO POTÊNCIA DE SAÍDA	2	0,95	10	6,7	8,35
CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO INVERSO DO COEFIC DE TEMPERATURA POTÊNCIA DE SAÍDA	1	0,84	0	10	5
CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO TEMPERATURA AMBIENTE MÁXIMA POTÊNCIA DE SAÍDA	1	0,84	0	10	5
CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA POTÊNCIA DE SAÍDA	4	0,87	2,7	0	1,35

Fonte: O autor.

Tabela 31 – Seleção de variáveis – modelo BCC

TRIO DE VARIÁVEIS	Nº DMUs EFIC.	EFIC. MÉDIA	Sef	Sdis	S
CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO POTÊNCIA DE SAÍDA	8	0,98	10	3,3	6,65
CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO INVERSO DO COEFIC DE TEMPERATURA POTÊNCIA DE SAÍDA	7	0,89	1	6,7	3,85
CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO TEMPERATURA AMBIENTE MÁXIMA POTÊNCIA DE SAÍDA	6	0,88	0	10	5
CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA POTÊNCIA DE SAÍDA	9	0,9	2	0	1

Fonte: O autor.

A Tabela 32 apresenta os resultados obtidos com seis variáveis e cinco variáveis, sendo escolhida a segunda simulação com o menor número de módulos eficientes.

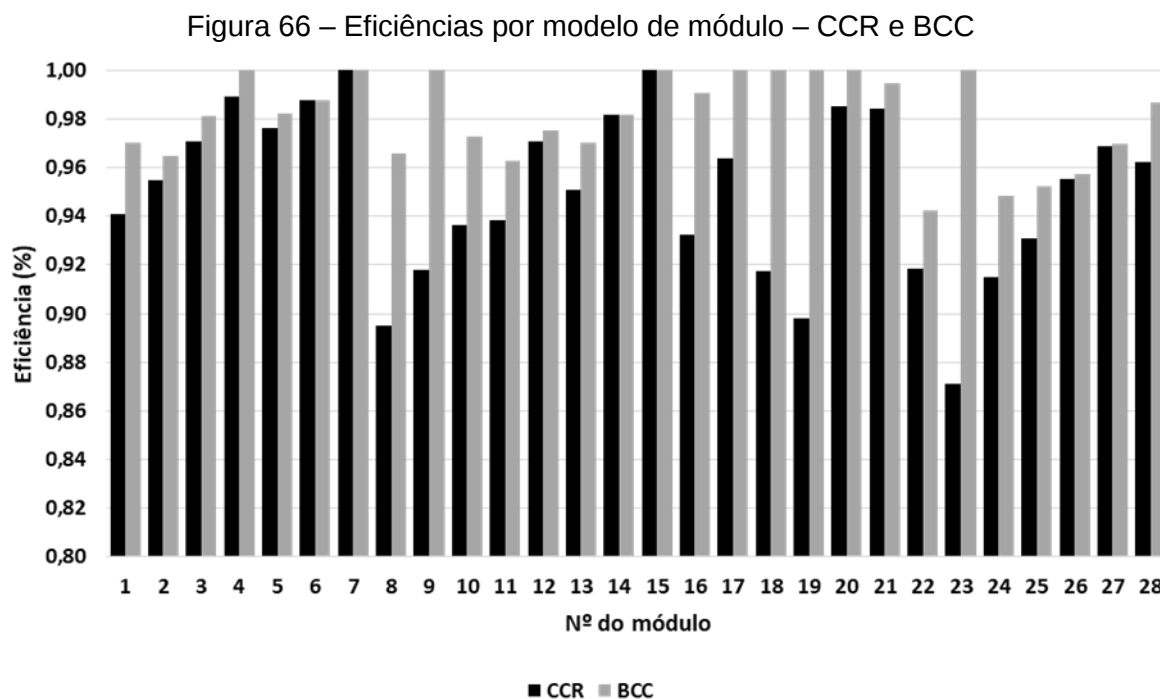
Tabela 32 - Resultados das iterações para a seleção de variáveis

Simulação	Nº de variáveis	Nº de modelos de módulos eficientes	
		CCR	BCC
1	6	3	10
2	5	2	9

Fonte: O autor.

3.3.4 Aplicação dos modelos CCR e BCC

Selecionadas as variáveis, calculam-se as eficiências através do Siad, resultando no gráfico da Figura 66.



Fonte: O autor.

A identificação dos módulos eficientes está relacionada na Tabela 33, com nomes do fabricantes e modelos. Verifica-se que, no modelo CCR, os módulos eficientes foram MOD07 e MOD15 e, no modelo BCC, foram MOD04, MOD07, MOD09, MOD15, MOD17, MOD18, MOD19, MOD20 e MOD23.

Tabela 33 – Relação dos fabricantes, modelos e eficiências dos módulos

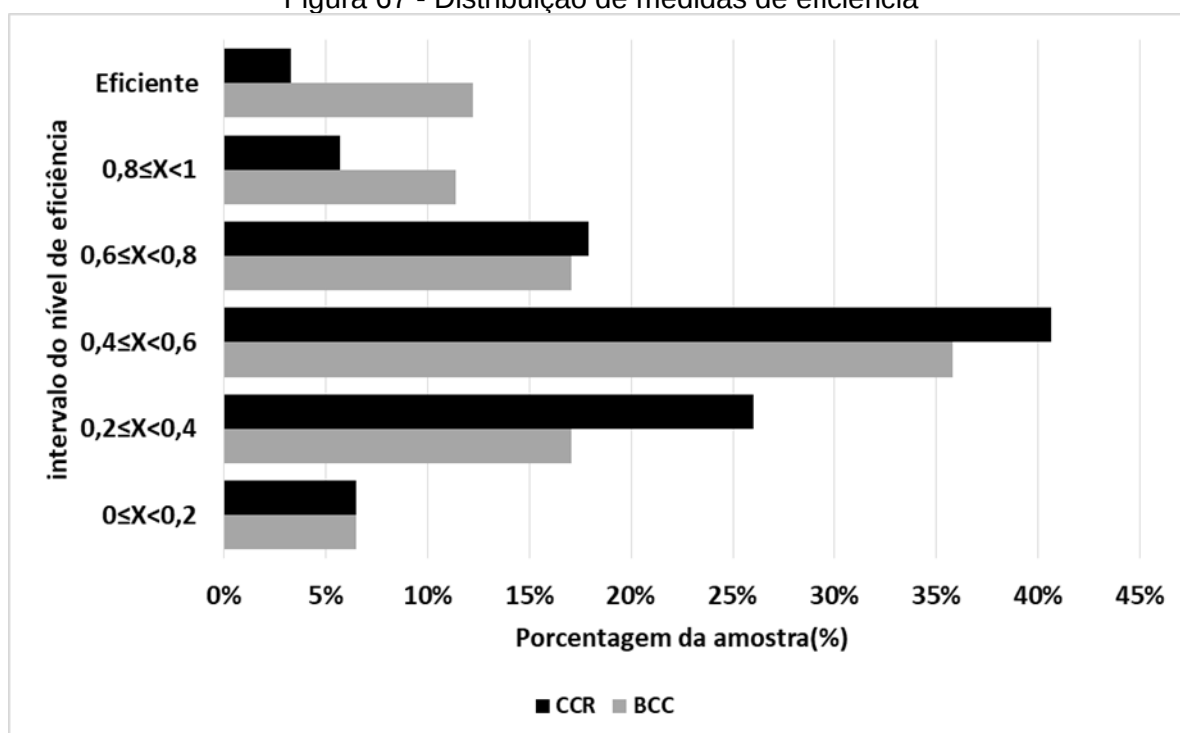
Módulo	Fabricante	Modelo	Eficiência	
			CCR	BCC
MOD01	Canadian Solar	CS6P-250P	0,94	0,97
MOD02	Canadian Solar	CS6P-255P-SD	0,95	0,96
MOD03	Canadian Solar	CS6P-260P-SD	0,97	0,98
MOD04	Canadian Solar	CS6P-265P-SD	0,99	1,00
MOD05	Canadian Solar	CS6P-310P	0,98	0,98
MOD06	Canadian Solar	CS6P-315P	0,99	0,99
MOD07	Sun Edison	F325ByC	1,00	1,00
MOD08	Linuo Power	LN240(30)P-3-240	0,90	0,97
MOD09	Sun Edison	MEMC-M245AMA	0,92	1,00
MOD10	Sun Edison	MEMC-P290BMC	0,94	0,97
MOD11	Risen Solar Technology	RSM-60-6-250P	0,94	0,96
MOD12	Risen Solar Technology	RSM-60-6-260P	0,97	0,98
MOD13	Sun Edison	SE-P255NPB-A4	0,95	0,97
MOD14	Sun Edison	Silvantis F270KzC	0,98	0,98
MOD15	Sun Edison	Silvantis F275KzC	1,00	1,00
MOD16	Solar Leading Limited	SL6P60-250W	0,93	0,99
MOD17	Solar Leading Limited	SL6P72-295Wp	0,96	1,00
MOD18	SolarWorld	SW245 Poly	0,92	1,00
MOD19	Sun Earth	TBP156x156-60-P	0,90	1,00
MOD20	Trina Solar	TSM-PD14-310	0,99	1,00
MOD21	Trina Solar	TSM-PD14-315	0,98	0,99
MOD22	WARIS Srl	WRS 245P	0,92	0,94
MOD23	YINGLI	YL 140 P-17b	0,87	1,00
MOD24	YINGLI	YL245C-29B	0,91	0,95
MOD25	YINGLI	YL250P-29B	0,93	0,95
MOD26	YINGLI	YL260P-30b	0,96	0,96
MOD27	YINGLI	YL265C-30B	0,97	0,97
MOD28	YINGLI	YL300P-35b	0,96	0,99

Fonte: O autor.

3.4 DISTRIBUIÇÃO DE MEDIDAS DE EFICIÊNCIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Após o cálculo das medidas de eficiência, chegamos aos resultados de eficiência de 3% no modelo CCR e 12% no modelo BCC, ou seja, das 123 unidades geradoras estudadas, cerca de 90% têm pontos de melhoria. A Figura 67 mostra a distribuição de medidas de eficiência, salientando que a maior concentração encontra-se no nível de ineficiência de $0,4 \leq x < 0,6$.

Figura 67 - Distribuição de medidas de eficiência



Fonte: O autor.

4 AVALIAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Neste capítulo são apresentados os resultados da avaliação de interdependência das eficiências dos sistemas fotovoltaicos com as principais variáveis ambientais, como também com as eficiências dos inversores e módulos, a fim de verificar a existência de impactos significativos na produtividade desses sistemas estudados provenientes das variáveis ambientais e as eficiências dos equipamentos. São mostrados os resultados da pesquisa de campo envolvendo quatro DMUs eficientes e quatro consideradas ineficientes, com o objetivo de identificar as principais práticas de operação e manutenção que venham a contribuir com a continuidade ou melhoria da produtividade dos sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração conectados à rede.

4.1 ANÁLISE DE INTERDEPENDÊNCIA DAS EFICIÊNCIAS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM AS VARIÁVEIS AMBIENTAIS

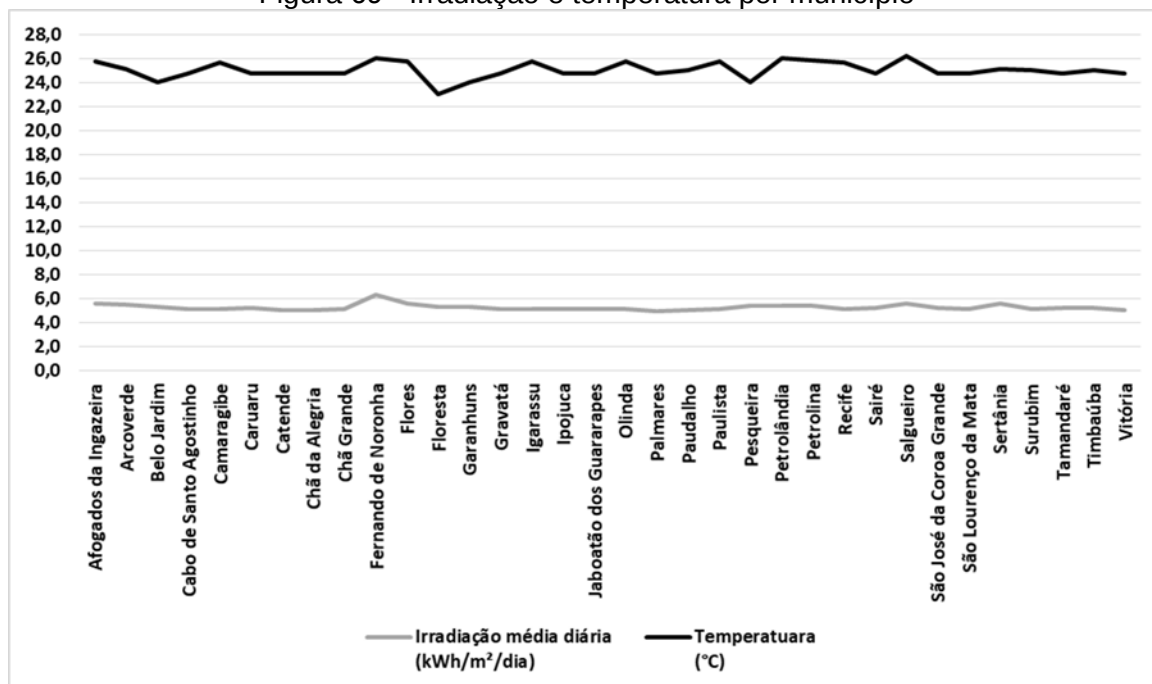
O Estado de Pernambuco (Figura 68) fica localizado na Região Nordeste do Brasil, entre as latitudes -7° e -9° , numa posição paralela à linha do Equador, o que provavelmente faz com que as dispersões dos níveis de temperatura e irradiação nos 184 municípios tenham baixos valores. A irradiação ($\text{MWh/m}^2/\text{ano}$) tem valor médio de 1,91, variando de 1,81 a 2,32 e a temperatura ($^{\circ}\text{C}$) tem valor médio de 25,34, variando de 24,04 a 26,25 (Figura 69). Já o índice pluviométrico tem uma dispersão com níveis mais altos nos 34 municípios onde estão instalados os sistemas de geração, com valores mínimos e máximos da ordem de 18mm e 139mm, respectivamente.

Figura 68- Localização de Pernambuco e dos sistemas fotovoltaicos



Fonte: Google maps.

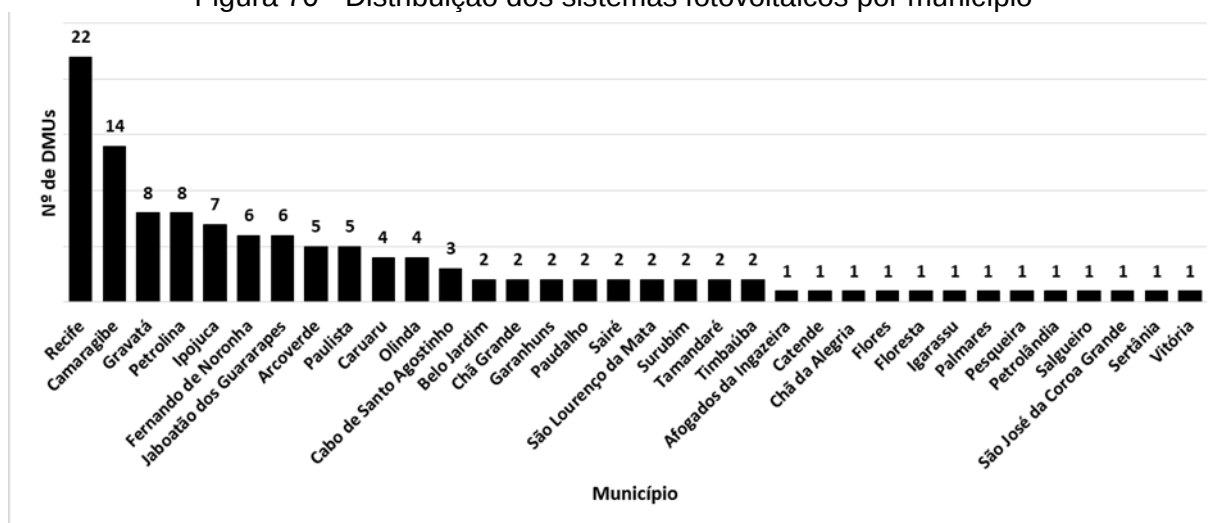
Figura 69 - Irradiação e temperatura por município



Fonte: Global Solar Atlas (2018).

Na distribuição dos sistemas fotovoltaicos pelos 34 municípios que abrigam as 123 unidades geradoras (Figura 70) observa-se que os dois municípios que abrigam o maior número de instalações são Recife e Camaragibe, com 36 unidades, representando 29% das instalações situadas no Estado de Pernambuco.

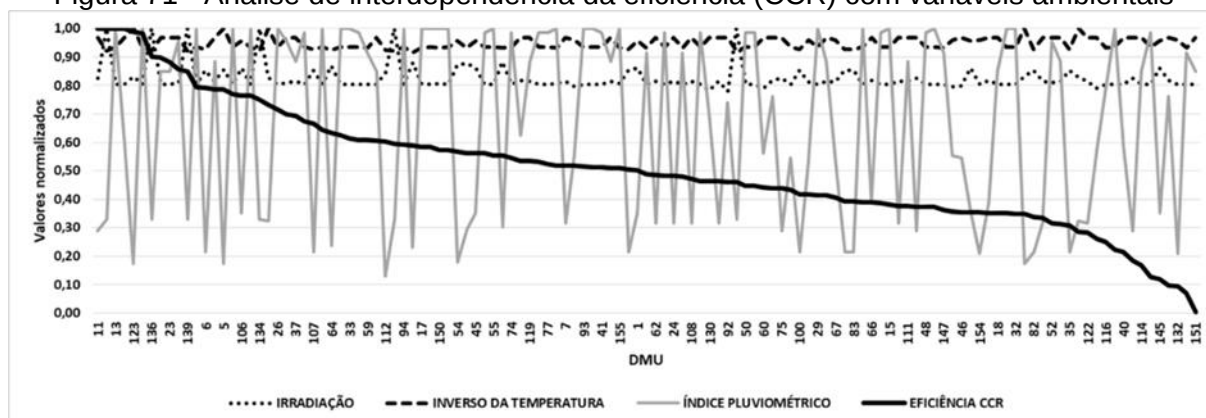
Figura 70 - Distribuição dos sistemas fotovoltaicos por município



Fonte: Celpe.

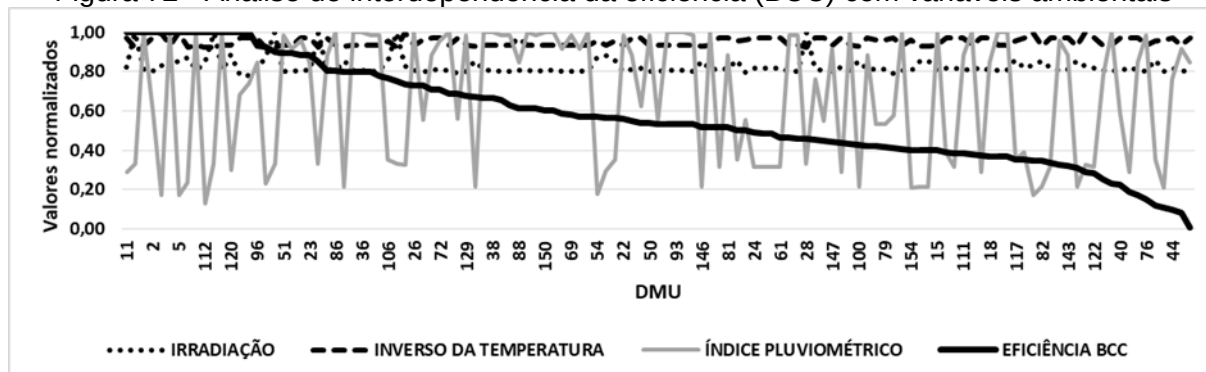
Analizamos a correlação da eficiência com as variáveis ambientais normalizadas (Figuras 71 e 72) e verificamos que a temperatura e irradiação apresentam uma dispersão baixa, enquanto o índice pluviométrico tem um alto nível de dispersão entre as DMUs. No entanto, verificamos que não existe correlação impactante entre o desempenho dos sistemas fotovoltaicos e as variáveis ambientais.

Figura 71 - Análise de interdependência da eficiência (CCR) com variáveis ambientais



Fonte: O autor.

Figura 72 - Análise de interdependência da eficiência (BCC) com variáveis ambientais



Fonte: O autor.

Trazendo para o contexto deste item os trabalhos realizados na Califórnia por Sueyoshi e Wang (2017) e Wang (2017), certamente uma análise de interdependência da eficiência dos SFVs e variáveis ambientais desta região traria resultados diferentes aos apresentados pelos SFVs e variáveis ambientais no Estado de Pernambuco. Enquanto Pernambuco tem um formato retangular, estreito, localizado nas latitudes -7 e -9, paralelo à linha do Equador, favorecendo uma pequena dispersão de irradiação e temperatura, a Califórnia tem uma

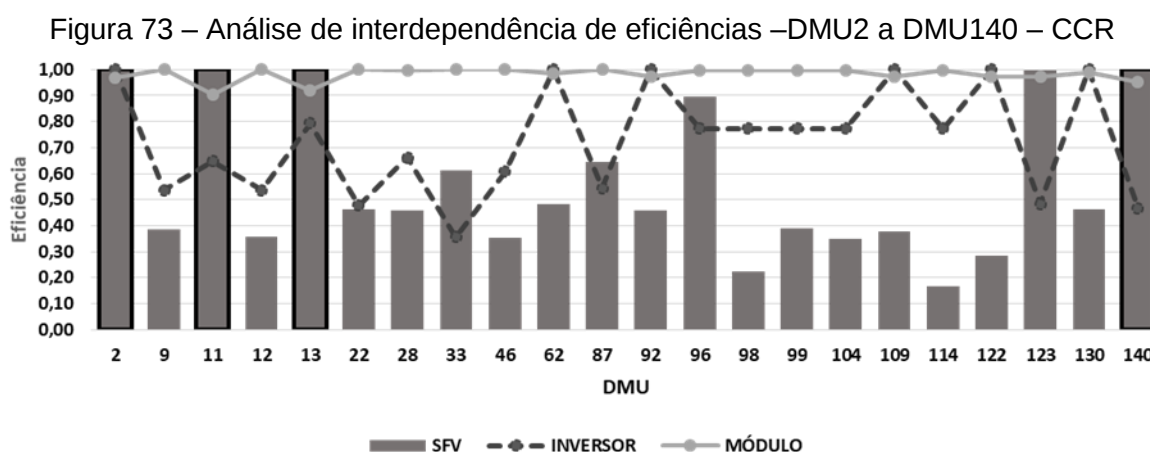
dimensão e localização perpendicular à linha do Equador, com grandes dispersões na intensidade das variáveis ambientais.

4.2 ANÁLISE DE INTERDEPENDÊNCIA DAS EFICIÊNCIAS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E RESPECTIVOS EQUIPAMENTOS

Nesta pesquisa foi verificado que as eficiências dos sistemas fotovoltaicos não são impactadas significativamente pelas eficiências de seus equipamentos (inversores e módulos), devido à equidade do nível de qualidade de fabricação desses equipamentos.

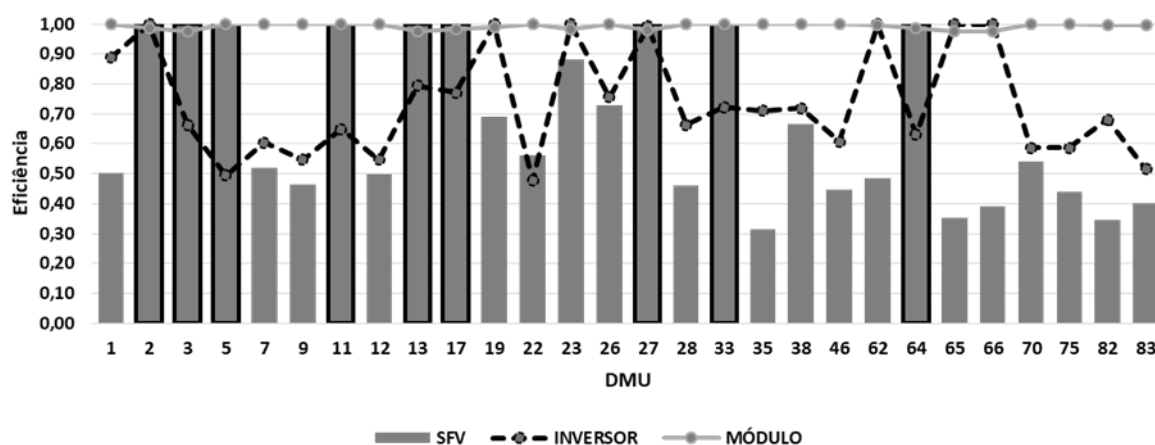
As Figuras 73, 74 e 75 apresentam os gráficos de correlações das eficiências dos sistemas fotovoltaicos e respectivos equipamentos (inversores e módulos) nos modelos CCR e BCC. São mostradas as DMUs que são *benchmarks* e também aquelas que têm como *benchmark* o inversor ou módulo.

No modelo CCR apresentado na Figura 74 verifica-se que, das DMUs eficientes (2,11,13 e 140), apenas a DMU2 tem uma correlação de eficiência com o inversor. Também podemos verificar que os inversores e módulos eficientes encontram-se em DMUs ineficientes.



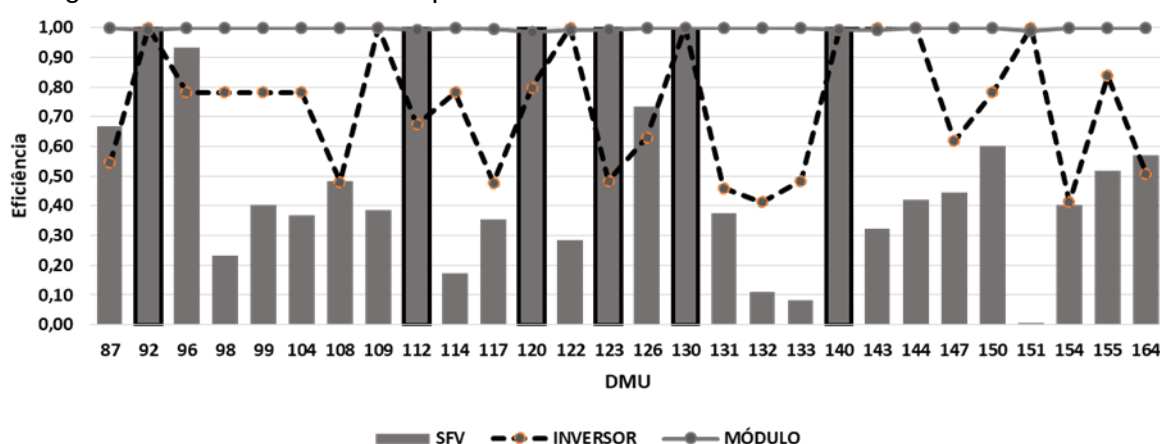
As Figuras 74 e 75 mostram os gráficos do modelo BCC com 15 sistemas fotovoltaicos, 13 inversores e 38 módulos com eficiências de valor unitário. No entanto, apenas a DMU130 apresentou uma correlação entre sistema/inversor/módulo e as DMU2 e DMU92 apresentaram uma correlação dos sistemas/inversores.

Figura 74 – Análise de interdependência de eficiências – DMU1 a DMU83 – BCC



Fonte: O autor.

Figura 75 – Análise de interdependência de eficiências – DMU87 a DMU164 – BCC



Fonte: O autor.

A curva da eficiência dos módulos nos dois modelos evidencia que existe uma equidade tecnológica nos equipamentos instalados nos sistemas fotovoltaicos da pesquisa, considerando a predominância de dois fabricantes, detentores de 91% da totalidade desses equipamentos instalados. A variabilidade das curvas das eficiências dos inversores mostra que, dentro da amostra de unidades de geração, existem diversidades tecnológicas nos diversos equipamentos. No entanto, verifica-se que a curva de eficiências dos inversores não acompanha a curva de eficiências dos sistemas fotovoltaicos na sua totalidade, o que supõe que seu impacto não é predominante sobre a eficiência dos SFVs, devido à influência de outras variáveis.

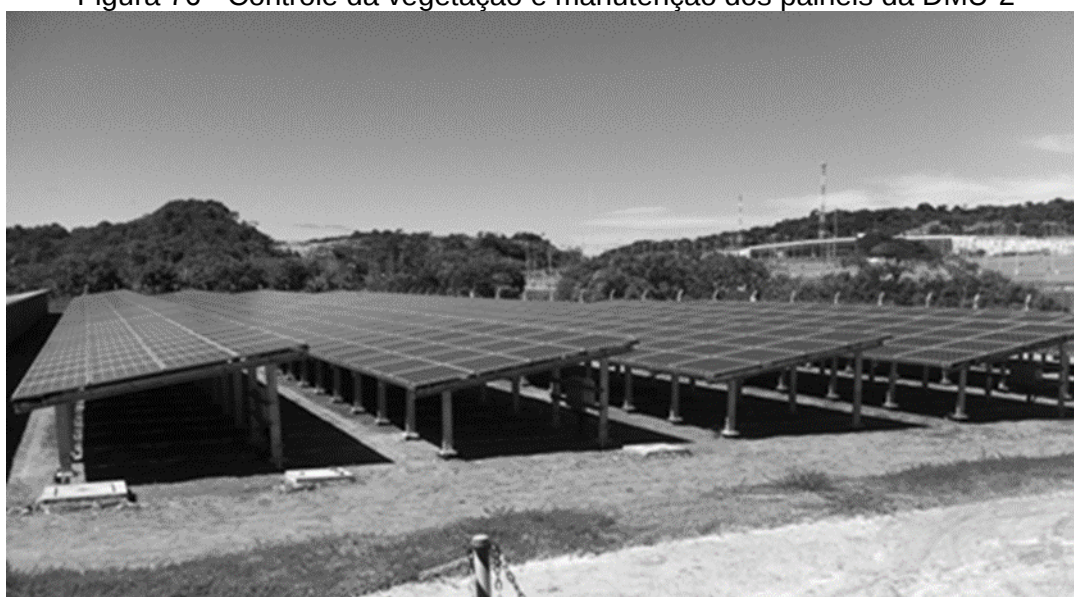
4.3 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS

A pesquisa de campo foi baseada nos resultados da aplicação do DEA, onde foram identificadas as DMUs eficientes. Foram visitadas as quatro DMUs benchmarks e duas DMUs ineficientes escolhidas pela possibilidade de adentrar nas instalações. Portanto, apresentamos, a seguir, a identificação de práticas dos sistemas eficientes e dois estudos de casos em DMUs ineficientes.

4.3.1 Identificação de práticas dos sistemas eficientes

A minigeração DMU-2 foi projetada para gerar anualmente cerca de 1666,2 MWh. Em operação desde dezembro de 2013, esta unidade vem sendo objeto de pesquisa pela UFPE, sendo realizadas visitas guiadas para estudantes e demais pessoas interessadas em energia fotovoltaica. É localizada em ambiente com baixa poluição, o que favorece a redução da sujeira dos módulos fotovoltaicos. O sistema dispõe de estação solarimétrica e software de monitoramento da operação da usina. Os técnicos responsáveis pelas visitas guiadas também acompanham a operação e manutenção da usina, além de ter um serviço contratado de controle da vegetação, o que assegura uma boa performance da unidade. A Figura 76 mostra um detalhe da DMU-2, situada no município de São Lourenço da Mata, no qual se pode verificar o controle da vegetação e a limpeza dos painéis.

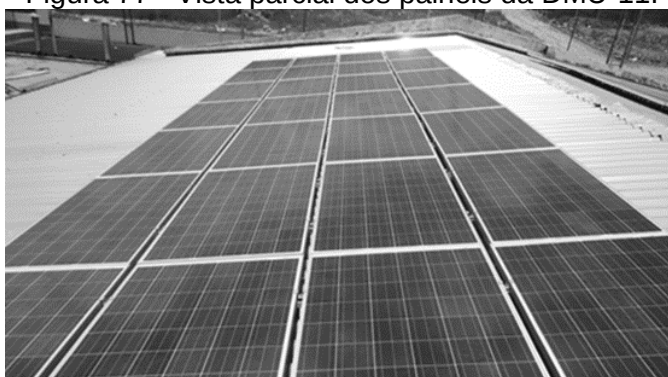
Figura 76 - Controle da vegetação e manutenção dos painéis da DMU-2



Fonte: O autor.

A microgeração DMU-11, com 60 painéis de 235 Wp e geração anual projetada para 20,7 MWh, está instalada na cidade de Caruaru, com pouca poluição, sem interferência de vegetação e sem sombreamento. Anualmente, é realizada uma inspeção com o uso de drone e executada a manutenção necessária. O monitoramento dos dados é realizado mensalmente, através dos dados dos três inversores e das faturas de energia. O sistema está conectado à rede da concessionária desde janeiro de 2015 e mantém uma média de desempenho considerada excelente. A Figura 77 mostra uma parte dos painéis instalados sobre o telhado do escritório.

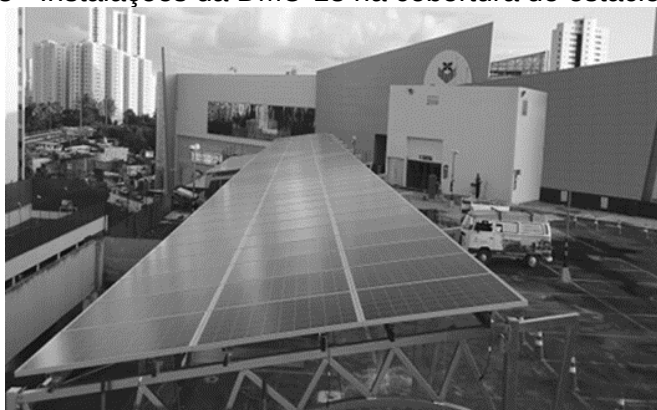
Figura 77 - Vista parcial dos painéis da DMU-11.



Fonte: O autor.

Fazendo parte da estrutura de cobertura do estacionamento de um *shopping center* na cidade do Recife (Figura 78), a DMU-13 é composta por 156 painéis de 245 Wp, estando em operação desde março de 2015, com uma previsão de geração anual de aproximadamente 61,8 MWh. A operação e manutenção do sistema fotovoltaico está vinculada à área de manutenção do estabelecimento comercial.

Figura 78 - Instalações da DMU-13 na cobertura de estacionamento.



Fonte: Satrix (2017).

O quarto sistema fotovoltaico referência é a DMU-140, localizada no arquipélago de Fernando de Noronha, com 20 painéis de 255 Wp e 2 inversores de 2,5 kW. Os módulos foram instalados sobre o telhado do escritório (Figura 79). O local é de baixa poluição e os inversores estão protegidos contra intempéries, localizados no interior do escritório. Em operação desde agosto de 2016, seu monitoramento é feito através dos dados extraídos dos inversores e das faturas de energia, tratados em planilhas Excel.

Figura 79 - Painéis da DMU-140.



Fonte: ICMBio (2017).

4.3.2 Estudo de casos de DMUs ineficientes

Tendo em vista que a durabilidade dos equipamentos, assegurada pelos fabricantes, varia em torno de 10 anos para inversores e 20 anos para módulos fotovoltaicos, tem-se uma percepção, por parte da maioria dos investidores, de que, durante sua vida útil, esses equipamentos não carecem de cuidados, como monitoramento dos dados e um programa de manutenção; dessa percepção equivocada resultam perdas de produção, por falta de uma simples lavagem dos painéis ou controle da vegetação, como ilustrado neste trabalho. A falta de um monitoramento adequado das DMUs pesquisadas mostrou o impacto direto na falta de dados da geração, principalmente para calcular o nível de perdas de energia gerada. Durante a pesquisa, os responsáveis pelas DMU-46 e DMU-94 se sensibilizaram quanto à importância de um monitoramento adequado e de um programa de manutenção, e passaram a adotar ações para melhorar sua eficiência.

A DMU-94, situada no Campus da UFPE, tem 40 módulos de 250 Wp, geração anual prevista de 14,9 MWh, encontra-se em operação desde abril de 2016. Está instalada no telhado, com baixa poluição e baixo nível de sujeira dos módulos. O grupo de pesquisa responsável pela gestão do sistema fotovoltaico instalou um sistema de monitoramento para acompanhar o desempenho da geração e consumo. No entanto, esta prática não vinha sendo realizada de forma satisfatória, como também não havia uma sistemática de inspeção e manutenção. Devido à visita às instalações, foi realizada, com os representantes da DMU, uma inspeção minuciosa, detectando vários defeitos. A consequência positiva foi a adoção de medidas preventivas para evitar a ocorrência de falhas, provenientes de sujidades por dejetos de animais e poeira, oxidação nos parafusos de conexão do aterramento e fiação dos módulos solta (Figura 80). Foi realizado também o aprimoramento do monitoramento através de software próprio (Figura 81).

Figura 80 – Inspeção no sistema de captação solar da DMU94



Fonte: O autor.

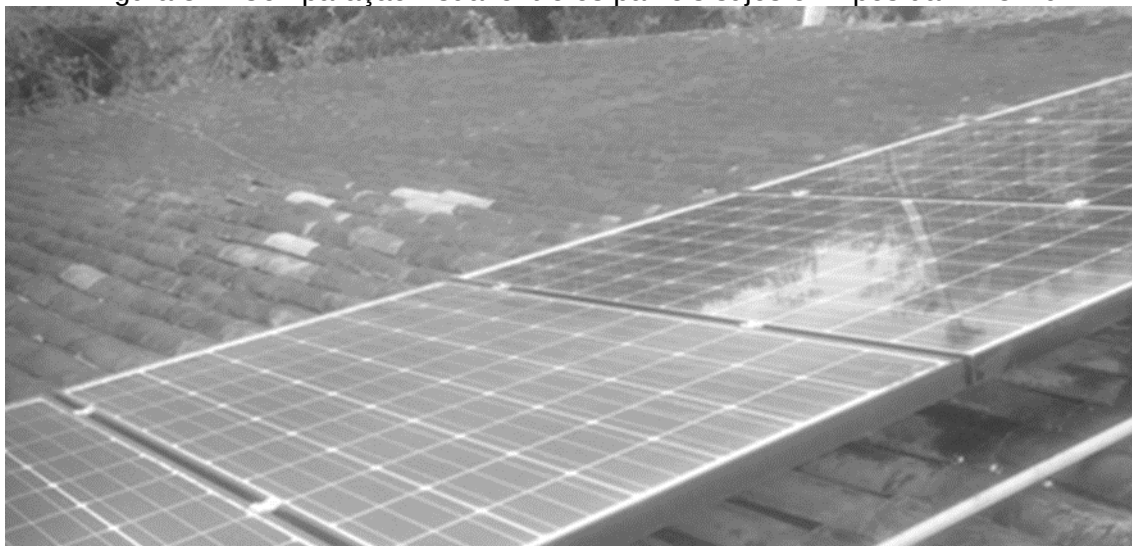
Figura 81 – Captação de dados para monitoramento



Fonte: O autor.

A DMU46, situada no município de Chã Grande, composta por 15 módulos fotovoltaicos de 275Wp, com geração anual prevista de 6,1 MWh, foi conectada à rede em novembro de 2015. Os painéis estão instalados no telhado de uma cachaçaria, sendo o ambiente sujeito a uma poluição significativa devido à fumaça da chaminé, depositando partículas de fuligem sobre os módulos. Por ocasião da visita, o proprietário realizou inspeção no sistema de geração, registrando os defeitos identificados. O monitoramento do sistema fotovoltaico não era realizado de forma sistemática. Não existe um acompanhamento dos dados do inversor, o qual se encontra localizado muito acima do campo visual, permitindo o acesso apenas com auxílio de escada. Não dispõe de saída de dados que possibilite extrair os dados de forma mais fácil. O acompanhamento é feito através das informações da fatura de energia consumida e energia injetada na rede. Quanto à manutenção dos painéis, foi realizada a limpeza dos mesmos, retirando a poeira e fuligem provenientes da estrada de barro e da fumaça da chaminé da cachaçaria. Foi constatada uma recuperação de produtividade em torno de 30% na geração, devido à retirada de partículas de fuligem e poeira depositadas sobre os módulos fotovoltaicos. A Figura 82 mostra o detalhe dos painéis sujos e limpos, o que é perceptível visualmente.

Figura 82 - Comparação visual entre os painéis sujos e limpos da DMU-46



Fonte: O autor.

4.4 FATORES DE DESEMPENHO E MELHORES PRÁTICAS

Dentre os aspectos que influenciam para o resultado de um sistema de geração solar fotovoltaico foram destaque neste trabalho: o sombreamento, a temperatura ambiente, sujeira, vegetação, oxidação e monitoramento. Algumas práticas são descritas para a melhoria do desempenho de uma unidade fotovoltaica.

4.4.1 Sombreamento

A causa principal que impede a superação da marca dos 90% do valor de PR é a avaliação dos sistemas em ambientes fechados, tornando difícil a previsão de sombreamento parcial, responsável pela perda de até 25% de PR (ZIAR et al., 2017). A Figura 83 mostra a área de sombreamento na DMU-28, em Fernando de Noronha, registrada às 16h34 (horário local).

Figura 83 - Sombreamento na DMU-28 em Fernando de Noronha



Fonte: O autor.

Módulos emoldurados apresentam um sombreamento não uniforme devido à acumulação de poeira na borda inferior, ocasionando pontos quentes (*hotspots*) (ALDOWSARI et al., 2014).

Na DMU-3 foram encontrados módulos com esta característica, como apresentado na Figura 84.

4.4.2 Temperatura ambiente

À medida que a temperatura do módulo aumenta, a geração de energia sofre uma redução. A temperatura dos módulos pode atingir cerca de 80°C quando instalados sobre telhados. Portanto, é preciso evitar a presença de materiais metálicos e explorar a ventilação natural (WOYTE et al., 2013). A Figura 85 mostra a instalação sobre telhado da DMU-94, onde se teve o cuidado com a ventilação dos módulos.

Figura 84 - Acúmulo de poeira na borda inferior da moldura



Fonte: O autor.

Figura 85 - Instalação sobre telhado da DMU-94



Fonte: O autor.

4.4.3 Sujidade

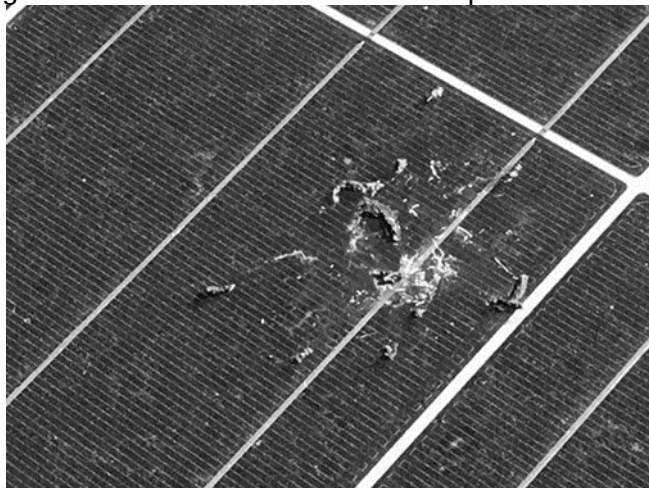
Os módulos fotovoltaicos são expostos a muitos contaminantes orgânicos e inorgânicos, como excrementos de aves, fumaça e poeira, contribuindo para que se instale uma camada de barreira no vidro do painel solar. As perdas por sujidades em sistemas fotovoltaicos têm sido objeto de muitas pesquisas, verificando-se que a redução da produção de energia varia de 5% a 50% (JONES, et al., 2016). À medida que a concentração de poeira nos módulos aumenta, também cresce o sombreamento e, conseqüentemente, uma diminuição da geração de eletricidade. A relação de sujidade pode ser definida como sendo a proporção da irradiação efetiva do módulo empoeirado e do módulo em que se realizou limpeza. O custo da limpeza e sua periodicidade devem ser avaliados, a fim de que seja compensado pela recuperação das perdas de geração de energia (ALDOWSARI et al., 2014). As Figuras 86 e 87 mostram registros da pesquisa na DMU-3, em que foi observado o alto nível de sujidade proveniente da poeira e excrementos de aves.

Figura 86 - Painéis com alto nível de sujidade (poeira) da DMU-3



Fonte: O autor.

Figura 87 - Excrementos de aves em painel da DMU-3



Fonte: O autor.

Na Figura 88 é mostrada uma parte dos painéis submetidos à fumaça da chaminé da cachaçaria onde está instalada a DMU-46.

Figura 88 - Sujidade proveniente da fumaça da chaminé da cachaçaria.



Fonte: O autor.

4.4.4 Vegetação

A falta de programação e de recursos para a realização da manutenção de um sistema fotovoltaico, principalmente quando a instalação dos painéis é no solo, poderá comprometer a produção de energia elétrica, devido à falta de controle da vegetação, que pode provocar sombreamento pela folhagem e decomposição de folhas sobre os painéis, além de acelerar o desgaste dos cabos e conectores. As Figuras 89 e 90 mostram a falta de controle da vegetação na DMU-3.

Figura 89 - Crescimento da vegetação sob os módulos – DMU-3



Fonte: O autor.

Figura 90 - Falta de controle da vegetação na DMU-3

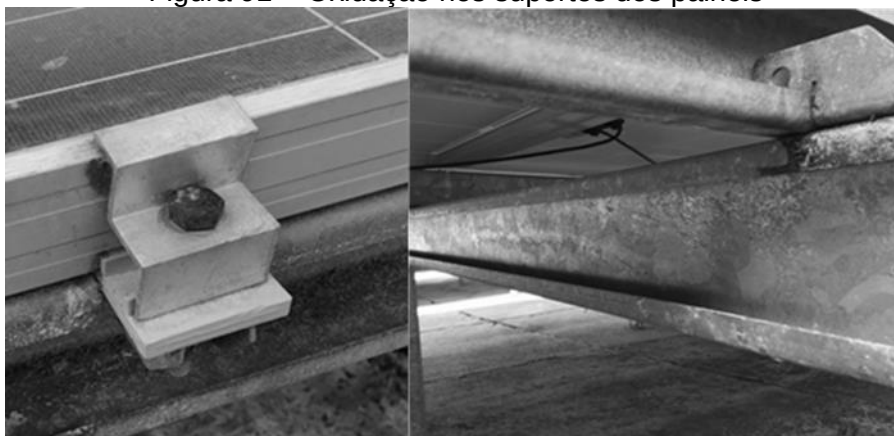


Fonte: O autor.

4.4.5 Oxidação

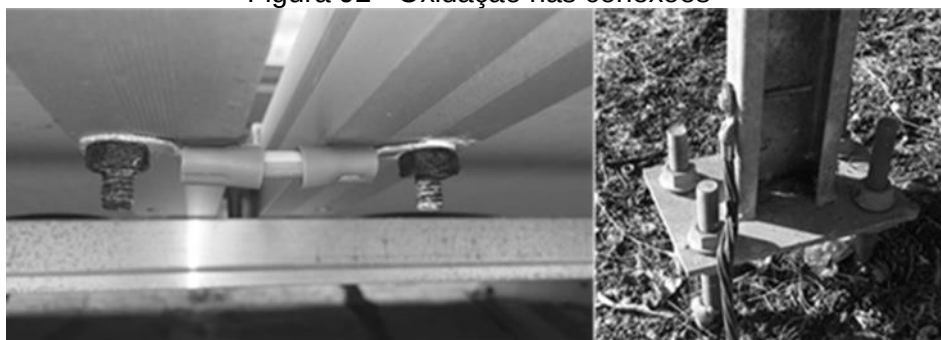
As DMU-3, DMU-28, DMU-46 e DMU-94 têm menos de quatro anos em operação e apresentam, em suas ferragens e aterramentos, um nível de oxidação que merece cuidados para não comprometer o esforço mecânico e a boa conexão elétrica exigida no aterramento. As Figuras 91 e 92 mostram alguns detalhes de oxidação na estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos e nas conexões de aterramento.

Figura 91 - Oxidação nos suportes dos painéis



Fonte: O autor.

Figura 92 - Oxidação nas conexões



Fonte: O autor.

4.4.6 Monitoramento

O acompanhamento dos dados de saída do sistema fotovoltaico é de fundamental importância para detectar defeitos antes da ocorrência de falhas (ALDOWSARI et al., 2014). Ao longo dos anos, o monitoramento do sistema fotovoltaico se tornou necessário para analisar os dados de energia fotovoltaica, melhorando o gerenciamento das usinas existentes, bem como o desempenho de novas instalações (HU et al., 2017).

A pesquisa de campo evidenciou a existência de unidades de monitoramento nas DMUs de minigeração. No entanto, na maioria das DMUs de microgeração, o monitoramento é realizado através da fatura de energia emitida pela concessionária, em que é feito o balanço energético entre a energia consumida e a energia injetada na rede, sendo sinal de alerta para uma anomalia quando o consumo supera a energia injetada. Foi verificado o pouco conhecimento sobre os dados do inversor e como manipular esses dados em benefício da eficiência do sistema fotovoltaico.

As Figuras 93 e 94 mostram exemplos de monitoramento da minigeração DMU-28 e da microgeração DMU-46, respectivamente. A primeira tem um sistema de aquisição de dados (Scada), possibilitando o monitoramento remoto do parque fotovoltaico através de uma conexão por internet, permitindo conhecer os parâmetros de funcionamento dos diferentes equipamentos instalados na usina. A maioria das DMUs, como constatado na DMU-46, possui inversores sem conexão de saída de dados, por serem mais econômicos no momento do investimento. Contudo, a falta de conhecimento sobre a importância do monitoramento faz com que, na grande maioria dos sistemas de microgeração, o monitoramento, quando feito, dá-se apenas através da leitura do visor do inversor, comparando, em seguida, com os dados da fatura da energia emitida pela concessionária. A dificuldade de leitura do visor do inversor também foi constatada em alguns casos, nos quais o acesso ao visor do inversor é realizado com o uso de escada, devido à sua instalação ficar muito acima do nível de visão.

Figura 93 - Centro de monitoramento da DMU-28



Fonte: O autor.

Figura 94 - Monitoramento da DMU-46



Fonte: O autor.

4.4.7 Melhores práticas

Os principais equipamentos de um sistema de geração fotovoltaico têm durabilidade em torno de 20 anos, o que não descarta a necessidade de atenção para evitar perdas de desempenho. Na pesquisa, foi verificado que um monitoramento básico sobre os resultados da geração e da conservação dos principais equipamentos e materiais faz parte das práticas preventivas para que falhas ou perda de produtividade não venham a ocorrer.

a. Módulo

Na captação da luz solar é preciso estar atento para a direção, inclinação, sombreamento, sujeidade e temperatura, o que torna necessária a realização de uma inspeção periódica para identificar oxidação nos suportes a fim de evitar folga na sustentação dos módulos. A manutenção dos painéis é imprescindível, principalmente em locais sujeitos a poluição por fumaça, poeira, fuligem ou excrementos de aves.

b. Inversor

O inversor deve ser instalado em local de fácil acesso, a fim de facilitar a leitura dos dados, conservação e manutenção, além de estar bem acondicionado para não

sofrer os efeitos da alta temperatura ambiente. A opção de inversores com saída de dados é importante para um bom monitoramento da unidade geradora.

c. Cabos e conexões

É de fundamental importância verificar o bom estado de funcionamento dos cabos e conexões, principalmente nos aterramentos e conexões entre painéis.

d. Monitoramento e manutenção programada

A leitura periódica das informações do inversor, juntamente com os registros de energia consumida e energia injetada constituem o procedimento básico de um acompanhamento para prevenir possíveis falhas no sistema. No entanto, uma melhoria no acompanhamento do desempenho pode ser feita através de software específico, possibilitando o monitoramento dos principais indicadores de performance, tais como geração prevista, geração realizada, produtividade, corrente, tensão etc. As análises dos dados, juntamente com ações de manutenção, irão assegurar a eficiência do sistema fotovoltaico.

A Tabela 34 descreve as principais práticas para assegurar a produtividade de um sistema fotovoltaico de micro ou minigeração.

Tabela 34 – *Check-list* das práticas recomendadas para o bom desempenho do SFV

Item	Pontos de verificação Diário (D) – Mensal (M) – Anual (A)	Periodicidade		
		D	M	A
1	Resultados operacionais			
1.1	Realizar leitura das informações do inversor	x		
1.2	Realizar leitura da medição de energia	x		
1.3	Definir indicadores de acompanhamento			x
1.4	Manter gráficos de acompanhamento		x	
1.5	Analisar os resultados do SFV	x	x	X
2	Sistema de captação solar			
2.1	Ajustar os parafusos de fixação com folga			x
2.2	Ajustar a direção e inclinação dos módulos conforme projeto			x
2.3	Minimizar sombreamento			x
2.4	Realizar o controle da vegetação		x	
2.5	Remover a sujeira dos módulos fotovoltaicos			x
2.6	Promover a ventilação natural dos módulos			x
2.7	Tratar/trocar ferragem com oxidação			x
3	Conversão de energia			
3.1	Facilitar a captação dos dados do inversor			x
3.2	Proteger o inversor de intempéries			x
4	Cabos e conexões			
4.1	Verificar o estado físico dos cabos e conexões			x
4.2	Tratar/remover conexões danificadas			x
4.3	Realizar teste de isolamento			x

Fonte: O autor.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

Após uma longa jornada de trabalho de muito aprendizado, algumas considerações foram elaboradas bem como sugestões para trabalhos futuros.

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta pesquisa, analisamos o desempenho de 123 instalações de geração de energia fotovoltaica no Estado de Pernambuco, utilizando o DEA, ferramenta que permitiu calcular a eficiência em sistemas com múltiplos *inputs* e *outputs*.

Para os *inputs*, utilizamos as variáveis:

- Potência instalada por área dos módulos (kW_p/m^2),
- Irradiação média anual ($\text{MWh}/\text{m}^2/\text{ano}$),
- Inverso do custo do sistema ($\text{R}\$/\text{Wp}$)-1 ,
- Fator de dimensionamento do inversor-FDI (kW/kWp),
- Inverso da temperatura ambiente ($1/^\circ\text{C}$).

Para os *outputs*:

- Rendimento global do sistema ($\text{kWhgerado}/\text{kWhprojetado}$),
- Produtividade ($\text{kWhgerado}/\text{kWp}$),
- Inverso do preço da energia ($1/\text{R}\$/\text{kWhgerado}$).

Na aplicação do DEA fizemos três operações no Siad, a primeira com as oito variáveis, a segunda com sete variáveis, expurgando a de menor impacto (FDI) e a última operação com seis variáveis (expurgo do FDI e inverso do custo do sistema), escolhendo esta última por apresentar um número de DMUs eficientes, exequível para a validação do DEA em visita às instalações dessa DMUs. Provavelmente, a visita a um número maior de unidades viria refinar mais os resultados alcançados. A escolha do modelo CCR foi devido à limitação de visitas e considerado que as DMUs eficientes provenientes deste modelo fazem parte do conjunto das DMUs apontadas no modelo BCC.

Com a finalidade de constatação de impactos no desempenho dos sistemas fotovoltaicos devido às variáveis ambientais, realizamos análises de interdependência entre os sistemas eficientes e as respectivas temperaturas ambientes, irradiação e índice pluviométrico. Verificamos que, devido ao formato horizontal do Estado de

Pernambuco, localizado paralelamente à linha do Equador, com variações em seu território de latitudes -7° a -9° , a variação de temperatura e irradiação é pequena nos 184 municípios do Estado. Apenas 34 desses municípios abrigam as instalações fotovoltaicas. Verificamos ainda que, em todo o Estado de Pernambuco existe uma alta dispersão no índice pluviométrico dos municípios. No entanto, ao analisar a interdependência desses índices com o nível de eficiência desses SFVs, não constatamos nenhum indicador de impacto significativo desta variável ambiental sobre a eficiência do sistema.

Buscamos também verificar se a eficiência dos módulos e inversores tem ou não impactos significativos no desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Para isto, aplicamos o DEA para avaliar a eficiência dos 136 inversores (67 tipos) e dos 12 mil módulos (31 tipos) e correlacionar com a eficiência dos sistemas.

Foi verificado, dentre as 123 unidades geradoras estudadas, que cerca de 90% das instalações têm potencial para melhoria de desempenho.

Concluimos que a dispersão do desempenho dos SFVs tem como causa principal a ineficiência da gestão da manutenção, com predominância para as práticas de monitoramento dos resultados, inspeção e manutenção periódica dos materiais e equipamentos.

A Análise Envoltória de Dados aplicada em sistemas fotovoltaicos demonstrou ser uma poderosa ferramenta de avaliação comparativa, identificando as unidades eficientes e ineficientes, bem como fazendo a correlação de cada unidade ineficiente com as DMUs *benchmarks*, a fim de que sejam implementadas as melhores práticas, com o propósito de torná-las eficientes.

Os dados apresentados neste trabalho poderão subsidiar as instaladoras, principalmente aquelas responsáveis pela montagem dos sistemas fotovoltaicos no Estado de Pernambuco, a disponibilizar um serviço de manutenção aos seus clientes, os quais necessitam da implementação de práticas que assegurem a produtividade projetada dos sistemas de micro e minigeração.

A pesquisa aponta para um crescimento acelerado das instalações de geração fotovoltaica e um aumento da complexidade de operação do sistema elétrico, devido ao crescente número de conexões de micro e minigeração da rede elétrica, como também ao aumento da complexidade na previsão e monitoramento do balanço energético pela concessionária. Portanto, há necessidade de preparação para o futuro

próximo, implementando as *smart grids*, a fim de facilitar a operação da rede elétrica e monitoramento da geração e consumo das DMUs. Este tipo de iniciativa, utilizando recursos de tecnologia da informação, possibilitará o monitoramento de falhas, com alarmes para os investidores e instaladores dos SFVs, mitigando desta forma os riscos de perda de desempenho destes sistemas. Por outro lado, a concessionária teria uma leitura do consumo e geração dos SFVs, colaborando na previsão do balanço energético e, conseqüentemente, no melhor desempenho econômico-financeiro.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

À medida que a pesquisa avançava, algumas necessidades foram surgindo, apontando para trabalhos futuros, tais como:

- Identificação de variáveis que eventualmente sejam mais significativas para a aplicação do DEA em inversores. Devido à falta de padronização das informações técnicas dos fabricantes deste equipamento, as variáveis comuns encontradas não trouxeram resultados conclusivos na aplicação do DEA para inversores;
- Aplicação do DEA em sistemas que tenham módulos fotovoltaicos diferentes. Pelo fato de uma grande parcela (cerca de 91%) dos módulos utilizados nas instalações dos SFVs estudados ser proveniente de apenas dois fabricantes, ficaram a desejar as conclusões a respeito da aplicação do DEA em módulos fotovoltaicos;
- Aplicação de práticas adotadas nas DMUs benchmarks que possibilitem alcançar os valores projetados pelo DEA para uma DMU ineficiente, a fim de validar essas práticas e os valores projetados. Uma pesquisa nesta direção poderá ajudar a desvendar a causa raiz da ineficiência de SFV;
- Desenvolvimento na avaliação de sistemas fotovoltaicos que possibilitem mensurar o nível de qualidade, bem como apontar os pontos de melhoria;
- Desenvolvimento de modelo de *smart grid* para monitoramento de SFVs conectados à rede da concessionária.

5.3 PUBLICAÇÕES

Durante o desenvolvimento da pesquisa foram elaborados dois artigos submetidos ao *Institute of Electrical and Eletronicas Engineers* (IEEE) e pôster apresentado no Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO).

5.3.1 Publicações associadas à tese de Doutorado

- Submissão (*major revisions*). *Performance evaluation of mini and micro distributed photovoltaic systems using Data Envelopment Analysis. Journal of Photovoltaics*;
- Avaliação de desempenho em sistemas fotovoltaicos distribuídos através da análise de envoltória de dados. 50º SBPO. 2018.

5.3.2 Publicação de artigo em área correlata

- Submissão. *Comparative analysis of current transducers for development of smart plug*. Revista IEEE América Latina.

REFERÊNCIAS

- ABINEE. Em audiência pública, Abinee debate energia solar. Set. 2016. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/noticias/com127.htm>. Acesso em: 02/dez/2016.
- _____. Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. Jun. 2012. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em: 15/set/2016.
- ALDOWSARI, A. et al. Best practices for mitigating soiling risk on PV power plants. In: SMART GRID CONFERENCE (SASG), 2014, Saudi Arabia. IEEE, 2014. p. 1-6.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482/2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF, 2012.
- _____. **Resolução Normativa nº 687/2015**. Altera a resolução normativa nº 482/2012 e os módulos 1 e 3 dos procedimentos de distribuição – Prodist. Brasília, DF, 2015.
- _____. Cadernos temáticos. Micro e minigeração distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília, DF: Centro de Documentação, 2016a.
- _____. **Resolução Normativa nº 724/2016**. Aprova revisões dos Módulos 3 e 5 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist e altera as Resoluções Normativas nº 395/2009, nº 414/2010 e nº 506/2012. Brasília, DF, 2016b.
- _____. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional** –Prodist. Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição. Brasília, DF, 2017.
- _____. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional** –Prodist. Módulo 8 – Acesso ao sistema de distribuição. Brasília, DF, 2018a.
- _____. **Geração distribuída**. 2018b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. Acesso em: 13/abr/2018.
- BAYATI, Mohsen Fathollah; SADJADI, Seyed Jafar. Robust network data envelopment analysis approach to evaluate the efficiency of regional electricity power networks under uncertainty. **PloS One**, v. 12, n. 9, p. e0184103, 2017.

- BJØRNDAL, Endre et al. Finding the right yardstick: Regulation of electricity networks under heterogeneous environments. **European Journal of Operational Research**, v. 265, n. 2, p. 710-722, 2018.
- BORKAR, Dinesh S.; PRAYAGI, Sunil V.; GOTMARE, Jayashree. Performance evaluation of photovoltaic solar panel using thermoelectric cooling. **International Journal of Engineering Research**, v. 3, n. 9, p. 536-539, 2014.
- CARVALHO, S. M. S.; OLIVEIRA, Aurelio RL; LYRA, Christiano. Predispach of hydroelectric power systems with modifications in network topologies. **Annals of Operations Research**, v. 261, n. 1-2, p. 135-153, 2018.
- CHARNES, Abraham; COOPER, William W.; RHODES, Edwardo. Measuring the efficiency of decision making units. **European Journal of Operational Research**, v. 2, n. 6, p. 429-444, 1978.
- CLIMATE-DATA. Disponível no sit: <https://pt.climate-data.org/americas-do-sul/brasil/pernambuco-211/> . Acesso em: 11 jun. 2018.
- CUNHA, Bruno Tonioni; SOARES DE MELLO, J. C. C. B.; ANGULO-MEZA, L. **Implementação computacional de seleção de variáveis em DEA: um estudo de caso em avaliação educacional**. In: XIII CLAIO-Congreso Latino-Iberoamericano de Investigación Operativa, Montevideo, 2006.
- DE VILLIERS, A.; VERMEULEN, H. J. Sector performance monitoring in utility-scale solar farms using data envelopment analysis. In: POWER AFRICA, 2017. IEEE PES. IEEE, 2017. p. 192-197.
- DYSON, Robert G. et al. Pitfalls and protocols in DEA. **European Journal of Operational Research**, v. 132, n. 2, p. 245-259, 2001.
- ELECTRONICSNOTES. **Early valve technology discoveries**, Disponível no site: <https://www.electronics-notes.com/articles/history/vacuum-tube-thermionic-valve/early-discoveries.php>. Acesso em: 18 abr. 2018.
- EMBARCADOS. Disponível em: <https://www.embarcados.com.br/principios-basicos-do-igbt/>. Acesso em: 18 abr. 2018.
- FARRELL, Michael James. The measurement of productive efficiency. **Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General)**, v. 120, n. 3, p. 253-290, 1957.
- GALLEANO, Roberto et al. Results of the fifth international spectroradiometer Comparison for improved solar spectral irradiance measurements and related impact

on reference solar cell calibration. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 6, n. 6, p. 1587-1597, 2016.

GLOBAL SOLAR ATLAS. Disponível no site: <http://globalsolaratlas.info/>. Acesso em: 11 jun. 2018.

GREEN, Martin A. et al. Solar cell efficiency tables (Version 51). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, n.26, p.3-12, 2018.

GREEN, Martin A. Silicon photovoltaic modules: a brief history of the first 50 years. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 13, n. 5, p. 447-455, 2005.

HISHIKAWA, Yoshihiro et al. Voltage-dependent temperature coefficient of the I–V curves of crystalline silicon photovoltaic modules. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 8, n. 1, p. 48-53, 2018.

HU, Yang et al. A nonrelational data warehouse for the analysis of field and laboratory data from Multiple Heterogeneous Photovoltaic Test Sites. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 7, n. 1, p. 230-236, 2017.

ICMBIO. Disponível em: <https://www.bing.com/images/search?q=icmbio+noronha&qpv=icmbio+noronha&FORM=IGRE>. Acesso em: 1 nov. 2017.

JONES, Russell K. et al. Optimized cleaning cost and schedule based on observed soiling conditions for photovoltaic plants in central Saudi Arabia. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 6, n. 3, p. 730-738, 2016.

KIM, Kyung-Taek et al. Measuring the efficiency of the investment for renewable energy in Korea using data envelopment analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 47, p. 694-702, 2015.

LEVA, F.F. et al. Modelo de um projeto de um sistema fotovoltaico. In: CONGRESSO INTERNACIONAL SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA NO MEIO RURAL, 2004, Campinas, SP.

MARTÍN-GAMBOA, Mario; IRIBARREN, Diego; DUFOUR, Javier. Environmental impact efficiency of natural gas combined cycle power plants: a combined life cycle assessment and dynamic data envelopment analysis approach. **Science of the Total Environment**, v. 615, p. 29-37, 2018.

MCMURRAY, W. SCR inverter commutated by an auxiliary impulse. **IEEE Transactions on Communication and Electronics**, v. 83, n. 75, p. 824-829, 1964.

MELLO, JCCBS et al. Curso de análise de envoltória de dados. **Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, v. 37, p. 2521-2547, 2005.

MEZA, Lidia Angulo et al. ISYDS-Integrated System for Decision Support (Siad-Sistema Integrado de Apoio à Decisão): a software package for data envelopment analysis model. **Pesquisa Operacional**, v. 25, n. 3, p. 493-503, 2005.

MOHAN, Ned. **Eletrônica de potência: curso introdutório**. Tradução de J.R.Souza. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

NIU, Dongxiao et al. Analysis of wind turbine micro-siting efficiency: an application of two-subprocess data envelopment analysis method. **Journal of Cleaner Production**, v. 170, p. 193-204, 2018.

NOBELPRIZE. O Prêmio Nobel de Física 1956, Disponível no site: https://www.nobelprize.org/nobel_prizes/physics/laureates/1956/. Acesso em: 18 abr. 2018.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Best research-cell efficiencies**. Disponível no site: http://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency_chart.jpg. Acesso em: 20 nov. 2016.

OLIVEIRA, Rosana Cavalcante de et al. Analysis of the Brazilian Energy Efficiency Program for Electricity Distribution Systems. **Energies**, v. 10, n. 9, p. 1391, 2017.

PAIVA, Gabriel M. et al. Analysis of inverter sizing ratio for PV systems considering local climate data in Central Brazil. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 11, p. 1364-1370, 2017.

PERLIN, John. **Silicon solar cell turns 50**. National Renewable Energy Lab., Golden, CO.(US), 2004.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, p. 47-499, 2014.

POMILIO, José Antenor; PAREDES, Helmo Kelis Morales; DECKMANN, Sigmar Maurer. **Eletrônica de potência para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Unicamp, 2013.

PORTAL BRASIL. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/ciencia-e-tecnologia/2010/06/usina-hidreletrica>. Acesso em: 31 ago. 2016.

PORTAL SOLAR. Disponível no site: <https://www.portalsolar.com.br>. Acesso em: 09 ago. 2018

REICH, Nils H. et al. Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 20, n. 6, p. 717-726, 2012.

REN21. Renewable energy policy network for the 21st century. **Renewables 2018 - Global status report**. 325 p. Disponível no site: <http://www.ren21.net/gsr-2018/> Acesso em: 08 ago. 2018.

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

SATRIX. Disponível em: <http://www1.satrix.com.br/satrix/portfolio/shopping-plaza-casa-forte.html>. Acesso em: 19 nov. 2017.

SCHELLANDER, Martin et al. Techno-economical assessment of grid-connected photovoltaic power systems productivity in summer season in Klagenfurt, Austria. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER AND ENERGY (PECon), 2014. p. 315-318.

SLACK, Nigel; CHAMBERS, Stuart; JOHNSTON, Robert. **Administração da produção**. Tradução de Henrique Luiz Corrêa. 3ª ed. São Paulo: Atlas, 2009.

SOARES DE MELLO, J. C. C. B.; GOMES, E.; SOARES DE MELLO, M. H. C.; LINS, M. Seleção de variáveis para utilização de Análise Envoltória de Dados como ferramenta multicritério: uma aplicação em Educação. In: ENEGEP – ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 21; INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRIAL ENGINEERING AND OPERATION MANagements, 7, Salvador, 2001. **Anais...** Salvador, 2001.

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

SUEYOSHI, Toshiyuki; WANG, Derek. Measuring scale efficiency and returns to scale on large commercial rooftop photovoltaic systems in California. **Energy Economics**, v. 65, p. 389-398, 2017.

TANFON. Sistema híbrido. Disponível em: <http://tanfon.en.made-in-china.com/product/jBFEnVwTLLhy/China-700W-1kw-2kw-Home-Solar-Wind-Hybrid-System.html>. Acesso em: 16/jan/2017.

TECHNOSOL. Sistema isolado. Disponível em: http://technosol.ind.br/index_arquivos/kitsolar2.htm . Acesso em: 16 jan. 2017.

THEVENARD, Didier; PAI, Abhijeet. Is it time to ditch the concept of Performance Ratio?. In: PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 2016. IEEE 43rd., 2016. p. 3193-3198.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

VIRIDIAN. Sistema conectado à rede. Disponível em: <http://www.viridian.com.br/tecnologia/energia+solar+fotovoltaica/4>. Acesso em: 16. jan. 2017.

WANG, Dadi. Benchmarking the performance of solar installers and rooftop photovoltaic installations in California. **Sustainability**, v. 9, n. 8, p. 1403, 2017.

WANG, Derek D.; SUEYOSHI, Toshiyuki. Assessment of large commercial rooftop photovoltaic system installations: evidence from California. **Applied Energy**, v. 188, p. 45-55, 2017.

WEISSENBACHER, M. **Sources of power: how energy forges human history**. Santa Barbara: Library of Congress Cataloging-in-Publication Data, 2009.

WILSON, Thomas G. The evolution of power electronics. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 15, n. 3, p. 439-446, 2000.

WOYTE, Achim et al. Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis. In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE, 28., 2013. **Proceedings...** p. 3686-3694.

WU, Yunna et al. Eco-efficiency measurement of coal-fired power plants in China using super efficiency data envelopment analysis. **Sustainable Cities and Society**, v. 36, p. 157-168, 2018.

YANO, Masao; ABE, Shigeru; OHNO, Eiichi. History of power electronics for motor drives in Japan. In: IEEE Conference on the History of Electronics. 2004. p. 1-11.

ZIAR, Hesan et al. Quantification of shading tolerability for photovoltaic modules. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 7, n. 5, p. 1390-1399, 2017.

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Oficina de Textos, 2016. São Paulo.

APÊNDICE A – DEFINIÇÃO DA AMOSTRA (123 DMUs)

DMU	INPUTS					OUTPUTS		
	POTÊNCIA INSTALADA POR ÁREA kWp/m ²	IRRADIAÇÃO MÉDIA ANUAL MWh/m ² /ano	INVERSO DA TEMPERATURA MÉDIA ANUAL 1/(°C)	FATOR DE DIMENS. DO INVERSOR (FDI)	INVERSO DO PREÇO DA UNID DE POTÊNCIA 1/(R\$/Wp)	EFICÁCIA ABSOLUTA - PR kWgher/kWhprev	PRODUTIVIDADE DO SISTEMA - FC (kWgher/kWp)	INVERSO DO CUSTO DA ENERGIA 1/(R\$/kWgher)
1	0,38	2,00	0,040	1,11	0,15	0,92	0,17	0,22
2	0,15	1,86	0,040	0,96	0,22	1,54	0,27	0,53
3	0,36	2,32	0,038	0,90	0,21	0,83	0,18	0,36
5	0,12	1,99	0,042	0,84	0,16	0,91	0,17	0,28
6	0,36	1,98	0,039	0,93	0,20	1,28	0,23	0,44
7	0,31	1,89	0,040	0,81	0,16	0,89	0,15	0,27
9	0,49	1,86	0,039	0,86	0,15	0,71	0,12	0,19
11	0,37	1,91	0,040	0,98	0,17	1,89	0,32	0,51
12	0,53	1,84	0,040	0,94	0,16	0,64	0,11	0,16
13	0,38	1,87	0,039	0,94	0,20	1,65	0,28	0,52
15	0,40	1,87	0,039	1,02	0,16	0,68	0,12	0,16
16	0,40	1,89	0,040	1,05	0,15	0,80	0,14	0,18
17	0,27	1,87	0,039	0,67	0,18	0,79	0,13	0,31
18	0,40	1,87	0,040	1,03	0,18	0,65	0,11	0,17
19	0,33	1,87	0,039	0,80	0,14	1,12	0,19	0,28
20	0,34	1,87	0,039	0,86	0,15	0,91	0,16	0,24
21	0,40	1,89	0,040	1,00	0,18	1,45	0,25	0,39
22	0,49	1,86	0,039	0,86	0,18	0,76	0,13	0,24
23	0,26	1,87	0,040	0,65	0,18	1,14	0,19	0,47
24	0,33	1,89	0,040	0,80	0,14	0,86	0,15	0,22
26	0,49	1,87	0,039	0,86	0,18	1,20	0,21	0,37
27	0,34	1,87	0,039	0,83	0,15	1,78	0,30	0,49
28	0,53	2,32	0,038	0,90	0,23	0,61	0,13	0,29
29	0,39	1,87	0,039	0,98	0,16	0,76	0,13	0,19
32	0,36	1,87	0,039	0,89	0,14	0,63	0,11	0,14
33	0,41	1,87	0,039	0,91	0,14	1,09	0,19	0,24
34	0,41	1,84	0,040	1,08	0,14	0,92	0,16	0,18

Continua

Continuação

35	0,39	1,98	0,039	0,98	0,16	0,57	0,10	0,15
36	0,40	1,87	0,039	0,98	0,15	1,38	0,24	0,32
37	0,40	1,89	0,040	1,10	0,18	1,29	0,22	0,35
38	0,33	1,87	0,039	0,80	0,19	0,86	0,15	0,31
40	0,40	1,86	0,040	1,03	0,20	0,36	0,06	0,11
41	0,39	1,86	0,039	0,95	0,18	0,90	0,15	0,26
42	0,40	1,88	0,040	0,98	0,18	1,58	0,27	0,43
43	0,37	1,87	0,039	0,90	0,16	1,04	0,18	0,28
44	0,34	1,89	0,040	0,84	0,18	0,16	0,03	0,05
45	0,41	2,00	0,040	1,03	0,16	1,06	0,19	0,27
46	0,44	1,85	0,040	0,97	0,16	0,63	0,11	0,16
47	0,37	1,86	0,039	0,90	0,18	0,74	0,13	0,22
48	0,37	1,86	0,039	0,90	0,18	0,64	0,11	0,19
49	0,34	1,86	0,039	0,82	0,16	0,92	0,16	0,27
50	0,41	1,86	0,039	1,14	0,18	0,81	0,14	0,22
51	0,34	1,86	0,039	0,82	0,16	1,05	0,18	0,31
52	0,41	1,88	0,040	1,63	0,15	0,56	0,10	0,13
54	0,37	2,02	0,040	0,87	0,18	0,94	0,18	0,32
55	0,42	1,87	0,039	0,99	0,19	0,96	0,17	0,28
56	0,37	1,87	0,039	0,90	0,18	0,65	0,11	0,19
59	0,34	1,86	0,039	0,85	0,17	1,04	0,18	0,31
60	0,43	1,83	0,040	1,08	0,19	0,77	0,13	0,22
61	0,37	1,89	0,040	0,89	0,18	0,78	0,14	0,24
62	0,50	1,89	0,040	0,84	0,20	0,74	0,13	0,26
63	0,40	1,87	0,039	0,98	0,18	0,95	0,16	0,26
64	0,40	2,01	0,038	0,98	0,20	1,09	0,20	0,35
65	0,28	1,90	0,040	0,70	0,16	0,53	0,09	0,19
66	0,28	1,90	0,040	0,70	0,16	0,60	0,10	0,21
67	0,43	1,89	0,040	1,15	0,15	0,72	0,13	0,17
68	0,39	1,86	0,039	0,95	0,16	1,23	0,21	0,30
69	0,41	1,86	0,039	1,11	0,18	0,89	0,15	0,24
70	0,40	1,90	0,040	1,36	0,14	1,00	0,17	0,20
72	0,36	1,88	0,040	0,89	0,17	1,21	0,21	0,36
74	0,40	1,86	0,039	0,98	0,18	1,00	0,17	0,27
75	0,40	1,91	0,040	1,36	0,14	0,83	0,14	0,17
76	0,40	1,86	0,039	0,98	0,18	0,22	0,04	0,06
77	0,40	1,86	0,039	0,98	0,18	0,96	0,16	0,26
79	0,34	1,89	0,040	0,84	0,18	0,68	0,12	0,22
80	0,41	1,98	0,039	0,96	0,15	0,73	0,13	0,19
81	0,40	1,89	0,040	0,98	0,18	0,92	0,16	0,26

Continua

Continuação

82	0,59	1,98	0,039	1,29	0,17	0,63	0,11	0,17
83	0,59	1,98	0,039	1,06	0,17	0,73	0,13	0,20
86	0,40	1,87	0,039	1,00	0,21	1,33	0,23	0,41
87	0,64	1,87	0,039	1,15	0,17	1,19	0,20	0,31
88	0,40	1,87	0,040	1,23	0,20	1,05	0,18	0,31
91	0,43	1,83	0,040	1,15	0,15	0,47	0,08	0,11
92	0,43	1,81	0,040	1,37	0,18	0,81	0,14	0,21
93	0,41	1,87	0,039	0,96	0,18	0,93	0,16	0,26
94	0,40	1,87	0,039	1,20	0,18	1,09	0,18	0,29
95	0,38	1,86	0,039	0,92	0,16	0,90	0,15	0,24
96	0,61	1,87	0,040	1,22	0,16	1,66	0,28	0,40
97	0,41	2,04	0,038	1,00	0,18	1,08	0,20	0,32
98	0,61	1,87	0,039	1,76	0,15	0,40	0,07	0,09
99	0,61	1,87	0,039	1,22	0,16	0,72	0,12	0,17
100	0,41	1,98	0,039	0,96	0,15	0,75	0,14	0,19
103	0,41	1,91	0,040	0,96	0,15	0,31	0,06	0,08
104	0,61	1,87	0,039	1,22	0,16	0,64	0,11	0,16
106	0,43	2,00	0,040	1,02	0,23	1,16	0,22	0,43
107	0,33	1,98	0,039	0,80	0,21	0,89	0,16	0,37
108	0,42	1,89	0,040	1,20	0,17	0,85	0,15	0,22
109	0,41	1,89	0,040	0,96	0,18	0,68	0,12	0,19
111	0,38	1,89	0,040	0,88	0,16	0,67	0,12	0,18
112	0,38	1,96	0,038	0,89	0,20	0,92	0,17	0,33
113	0,38	1,87	0,039	0,92	0,15	1,42	0,24	0,35
114	0,61	1,87	0,040	2,64	0,14	0,31	0,05	0,06
115	0,38	1,89	0,040	0,89	0,20	0,51	0,09	0,18
116	0,37	1,87	0,039	0,90	0,19	0,42	0,07	0,13
117	0,44	2,00	0,040	1,03	0,18	0,64	0,12	0,18
119	0,42	1,89	0,040	0,98	0,16	0,96	0,17	0,24
120	0,24	2,05	0,039	0,59	0,14	0,82	0,15	0,31
122	0,35	1,89	0,040	0,83	0,18	0,46	0,08	0,15
123	0,35	1,93	0,042	0,82	0,15	1,77	0,32	0,52
124	0,36	1,93	0,042	0,84	0,18	0,56	0,10	0,19
125	0,43	1,86	0,039	1,44	0,14	0,80	0,14	0,16
126	0,43	1,92	0,042	1,01	0,21	1,23	0,22	0,39
127	0,36	2,04	0,039	0,84	0,17	0,94	0,18	0,32
129	0,40	1,86	0,039	0,98	0,18	1,03	0,17	0,28
130	0,43	1,81	0,040	1,35	0,16	0,83	0,14	0,19
131	0,40	1,91	0,040	0,94	0,15	0,69	0,12	0,17
132	0,42	1,86	0,040	0,98	0,17	0,15	0,03	0,04

Continua

Continuação

133	0,43	1,86	0,039	1,07	0,15	0,13	0,02	0,03
134	0,42	2,32	0,038	1,18	0,12	1,40	0,30	0,31
136	0,42	2,32	0,038	1,18	0,12	1,68	0,36	0,37
139	0,42	2,32	0,038	1,01	0,15	1,59	0,34	0,45
140	0,41	2,32	0,038	1,00	0,18	1,87	0,40	0,63
142	0,34	1,92	0,042	0,80	0,15	0,49	0,09	0,15
143	0,38	1,89	0,040	0,88	0,16	0,57	0,10	0,15
144	0,41	1,89	0,040	0,96	0,18	0,76	0,13	0,21
145	0,41	2,00	0,040	1,03	0,16	0,22	0,04	0,06
146	0,41	1,98	0,039	1,20	0,15	0,91	0,17	0,22
147	0,48	1,86	0,039	0,81	0,18	0,57	0,10	0,19
150	0,60	1,87	0,039	1,34	0,16	1,05	0,18	0,26
151	0,41	1,87	0,040	1,25	0,16	0,01	0,00	0,00
154	0,42	1,86	0,040	0,98	0,17	0,65	0,11	0,17
155	0,53	1,87	0,039	0,88	0,23	0,69	0,12	0,27
164	0,40	1,86	0,039	0,94	0,14	0,86	0,15	0,18

**APÊNDICE B – CÁLCULO DAS EFICIÊNCIAS DOS TRIOS PARA A ESCOLHA
DE VARIÁVEIS - CCR**

DMU	Eficiências para os trios de variáveis – modelo CCR output					
	POT IRR PR	POT TEMP PR	POT FDI PR	POT PÇO SFV PR	POT PR PROD	POT PR PÇO ENER
1	0,47	0,48	0,41	0,50	0,25	0,24
2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
3	0,38	0,46	0,43	0,39	0,28	0,28
5	0,74	0,74	0,74	0,79	0,79	0,74
6	0,66	0,70	0,66	0,61	0,35	0,35
7	0,50	0,50	0,53	0,51	0,28	0,28
9	0,39	0,37	0,38	0,35	0,14	0,14
11	1,00	1,00	0,93	0,96	0,50	0,50
12	0,35	0,33	0,32	0,29	0,12	0,12
13	0,89	0,88	0,82	0,77	0,42	0,42
15	0,37	0,36	0,32	0,35	0,17	0,17
16	0,43	0,41	0,37	0,42	0,19	0,19
17	0,46	0,47	0,55	0,46	0,28	0,32
18	0,35	0,34	0,30	0,31	0,16	0,16
19	0,62	0,62	0,65	0,67	0,33	0,33
20	0,50	0,50	0,50	0,51	0,26	0,26
21	0,78	0,75	0,68	0,69	0,35	0,35
22	0,41	0,40	0,41	0,33	0,15	0,15
23	0,67	0,66	0,83	0,68	0,43	0,51
24	0,47	0,47	0,50	0,51	0,25	0,25
26	0,65	0,63	0,65	0,53	0,24	0,24
27	0,98	0,98	1,00	1,00	0,51	0,51
28	0,27	0,33	0,31	0,22	0,14	0,15
29	0,41	0,40	0,37	0,39	0,19	0,19
32	0,34	0,34	0,33	0,36	0,17	0,17
33	0,59	0,57	0,55	0,60	0,26	0,26
34	0,51	0,47	0,41	0,51	0,22	0,22
35	0,29	0,30	0,27	0,29	0,14	0,14
36	0,75	0,73	0,66	0,73	0,34	0,34
37	0,69	0,67	0,57	0,61	0,31	0,31
38	0,48	0,48	0,50	0,44	0,25	0,27
40	0,20	0,19	0,17	0,16	0,09	0,09
41	0,49	0,48	0,44	0,43	0,22	0,22
42	0,85	0,82	0,75	0,75	0,38	0,38
43	0,56	0,56	0,54	0,54	0,27	0,27
44	0,09	0,09	0,09	0,08	0,05	0,05
45	0,54	0,55	0,49	0,54	0,26	0,25
46	0,34	0,32	0,30	0,31	0,14	0,14

Continua

Continuação

47	0,40	0,40	0,38	0,37	0,20	0,19
48	0,35	0,35	0,33	0,32	0,17	0,17
49	0,51	0,51	0,52	0,50	0,26	0,26
50	0,44	0,43	0,35	0,38	0,19	0,19
51	0,58	0,58	0,60	0,57	0,30	0,30
52	0,30	0,29	0,19	0,29	0,14	0,13
54	0,48	0,50	0,50	0,47	0,27	0,25
55	0,52	0,50	0,45	0,43	0,22	0,22
56	0,35	0,35	0,34	0,32	0,17	0,17
59	0,57	0,57	0,58	0,55	0,30	0,30
60	0,43	0,39	0,34	0,34	0,17	0,17
61	0,42	0,41	0,41	0,39	0,21	0,21
62	0,40	0,38	0,41	0,30	0,14	0,15
63	0,51	0,50	0,45	0,45	0,23	0,23
64	0,55	0,59	0,52	0,49	0,28	0,27
65	0,30	0,30	0,36	0,32	0,18	0,19
66	0,34	0,34	0,40	0,36	0,21	0,21
67	0,38	0,37	0,30	0,37	0,17	0,16
68	0,67	0,65	0,60	0,63	0,31	0,31
69	0,48	0,47	0,39	0,42	0,21	0,21
70	0,53	0,52	0,39	0,55	0,24	0,24
72	0,65	0,65	0,64	0,62	0,33	0,33
74	0,54	0,53	0,48	0,47	0,24	0,24
75	0,44	0,43	0,32	0,46	0,20	0,20
76	0,12	0,12	0,10	0,10	0,06	0,05
77	0,52	0,51	0,46	0,45	0,23	0,23
79	0,37	0,37	0,38	0,35	0,20	0,19
80	0,37	0,38	0,35	0,38	0,18	0,17
81	0,49	0,48	0,44	0,44	0,22	0,22
82	0,32	0,33	0,23	0,27	0,10	0,10
83	0,37	0,38	0,32	0,31	0,12	0,12
86	0,72	0,70	0,63	0,59	0,32	0,32
87	0,64	0,62	0,48	0,50	0,18	0,18
88	0,57	0,54	0,43	0,48	0,26	0,26
91	0,26	0,24	0,20	0,24	0,11	0,11
92	0,45	0,41	0,30	0,37	0,18	0,18
93	0,50	0,49	0,45	0,43	0,22	0,22
94	0,59	0,58	0,46	0,52	0,27	0,27
95	0,49	0,48	0,46	0,47	0,23	0,23
96	0,90	0,84	0,63	0,74	0,27	0,27
97	0,54	0,58	0,50	0,50	0,27	0,26
98	0,22	0,21	0,11	0,19	0,06	0,06

Continua

Continuação

99	0,39	0,38	0,27	0,32	0,11	0,11
100	0,38	0,39	0,36	0,39	0,19	0,18
103	0,16	0,16	0,15	0,16	0,08	0,07
104	0,35	0,33	0,24	0,29	0,10	0,10
106	0,59	0,59	0,53	0,47	0,28	0,28
107	0,47	0,50	0,52	0,44	0,27	0,32
108	0,45	0,44	0,35	0,41	0,20	0,20
109	0,36	0,35	0,33	0,32	0,16	0,16
111	0,36	0,35	0,35	0,35	0,18	0,17
112	0,47	0,50	0,48	0,43	0,25	0,25
113	0,77	0,76	0,72	0,77	0,36	0,36
114	0,17	0,16	0,07	0,16	0,05	0,05
115	0,27	0,27	0,27	0,24	0,13	0,13
116	0,23	0,23	0,22	0,20	0,11	0,11
117	0,32	0,33	0,29	0,29	0,15	0,14
119	0,51	0,49	0,45	0,48	0,22	0,22
120	0,45	0,50	0,65	0,58	0,35	0,37
122	0,25	0,25	0,26	0,23	0,13	0,13
123	0,94	0,92	1,00	0,98	0,51	0,49
124	0,30	0,29	0,31	0,28	0,15	0,15
125	0,43	0,42	0,29	0,43	0,18	0,18
126	0,65	0,60	0,56	0,52	0,28	0,28
127	0,48	0,51	0,52	0,48	0,28	0,25
129	0,56	0,54	0,49	0,49	0,25	0,25
130	0,46	0,42	0,32	0,41	0,19	0,19
131	0,37	0,36	0,34	0,37	0,17	0,17
132	0,08	0,08	0,07	0,07	0,04	0,03
133	0,07	0,07	0,06	0,07	0,03	0,03
134	0,62	0,75	0,58	0,83	0,40	0,32
136	0,75	0,90	0,70	1,00	0,48	0,39
139	0,71	0,85	0,73	0,83	0,45	0,37
140	0,84	1,00	0,87	0,87	0,54	0,44
142	0,26	0,26	0,28	0,28	0,15	0,14
143	0,30	0,30	0,30	0,30	0,15	0,15
144	0,41	0,39	0,37	0,36	0,18	0,18
145	0,11	0,11	0,10	0,11	0,05	0,05
146	0,46	0,48	0,38	0,48	0,23	0,22
147	0,31	0,30	0,33	0,25	0,12	0,12
150	0,57	0,55	0,36	0,47	0,17	0,17
151	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00
154	0,35	0,33	0,31	0,31	0,15	0,15
155	0,37	0,36	0,36	0,25	0,13	0,14
164	0,47	0,45	0,42	0,48	0,21	0,21

**APÊNDICE C – CÁLCULO DAS EFICIÊNCIAS DOS TRIOS PARA A ESCOLHA
DE VARIÁVEIS - BCC**

DMU	Eficiências para os trios de variáveis					
	POT IRR PR	POT TEMP PR	POT FDI PR	POT PÇO SFV PR	POT PR PROD	POT PR PÇO ENER
1	0,49	0,49	0,49	0,51	0,49	0,49
2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
3	0,44	1,00	0,45	0,44	0,48	0,59
5	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
6	0,68	0,70	0,69	0,68	0,69	0,72
7	0,50	0,50	0,54	0,51	0,50	0,50
9	0,44	0,38	0,39	0,39	0,38	0,38
11	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
12	0,49	0,34	0,34	0,35	0,34	0,34
13	0,93	0,89	0,89	0,87	0,87	0,89
15	0,38	0,36	0,36	0,37	0,36	0,36
16	0,44	0,42	0,42	0,44	0,42	0,42
17	0,47	0,53	0,65	0,46	0,46	0,54
18	0,37	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
19	0,63	0,63	0,67	0,71	0,61	0,61
20	0,51	0,51	0,51	0,51	0,50	0,49
21	0,79	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
22	0,47	0,40	0,42	0,40	0,40	0,41
23	0,68	0,66	1,00	0,68	0,66	0,82
24	0,48	0,47	0,51	0,55	0,47	0,47
26	0,67	0,64	0,67	0,63	0,64	0,64
27	1,00	0,99	1,00	1,00	0,97	0,97
28	0,32	0,33	0,33	0,32	0,33	0,46
29	0,43	0,40	0,40	0,41	0,40	0,40
32	0,35	0,34	0,35	0,37	0,34	0,34
33	0,61	0,58	0,59	0,62	0,58	0,58
34	0,70	0,49	0,49	0,52	0,49	0,49
35	0,30	0,30	0,30	0,31	0,30	0,30
36	0,78	0,73	0,73	0,76	0,73	0,73
37	0,70	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
38	0,49	0,48	0,51	0,47	0,47	0,52
40	0,22	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
41	0,55	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
42	0,87	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
43	0,58	0,56	0,57	0,56	0,55	0,55
44	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
45	0,56	0,56	0,56	0,57	0,56	0,56
46	0,43	0,33	0,33	0,34	0,33	0,33

Continua

Continuação

47	0,46	0,40	0,40	0,39	0,39	0,40
48	0,39	0,35	0,35	0,34	0,34	0,34
49	0,57	0,51	0,53	0,51	0,50	0,50
50	0,50	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
51	0,65	0,58	0,60	0,58	0,57	0,58
52	0,31	0,30	0,30	0,31	0,30	0,30
54	0,50	0,50	0,52	0,50	0,51	0,52
55	0,54	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
56	0,37	0,35	0,35	0,34	0,34	0,35
59	0,64	0,58	0,58	0,57	0,57	0,57
60	0,67	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
61	0,43	0,41	0,43	0,41	0,42	0,42
62	0,40	0,39	0,41	0,39	0,39	0,41
63	0,53	0,51	0,50	0,50	0,50	0,50
64	0,58	0,66	0,58	0,58	0,58	0,58
65	0,30	0,30	0,40	0,33	0,30	0,33
66	0,34	0,34	0,46	0,37	0,34	0,36
67	0,39	0,38	0,38	0,40	0,38	0,38
68	0,76	0,65	0,66	0,67	0,65	0,65
69	0,55	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
70	0,54	0,53	0,53	0,57	0,53	0,53
72	0,67	0,65	0,66	0,65	0,65	0,65
74	0,62	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
75	0,44	0,44	0,44	0,47	0,44	0,44
76	0,14	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
77	0,59	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
79	0,37	0,37	0,38	0,37	0,37	0,38
80	0,39	0,39	0,39	0,40	0,39	0,39
81	0,50	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
82	0,33	0,34	0,33	0,33	0,33	0,33
83	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
86	0,75	0,71	0,70	0,70	0,70	0,71
87	0,67	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
88	0,59	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
91	0,41	0,25	0,25	0,26	0,25	0,25
92	0,98	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
93	0,52	0,49	0,50	0,49	0,49	0,49
94	0,61	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
95	0,55	0,48	0,49	0,49	0,48	0,48
96	0,93	0,88	0,88	0,90	0,88	0,88
97	0,57	0,58	0,57	0,57	0,57	0,57
98	0,22	0,21	0,21	0,22	0,21	0,21

Continua

Continuação

99	0,40	0,38	0,38	0,39	0,38	0,38
100	0,40	0,40	0,40	0,42	0,40	0,40
103	0,16	0,16	0,17	0,17	0,16	0,16
104	0,36	0,34	0,34	0,35	0,34	0,34
106	0,61	0,61	0,61	0,61	0,62	0,68
107	0,49	0,50	0,53	0,49	0,49	0,62
108	0,46	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
109	0,37	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
111	0,37	0,35	0,37	0,36	0,36	0,35
112	0,49	0,74	0,50	0,49	0,49	0,53
113	0,80	0,76	0,77	0,79	0,75	0,75
114	0,17	0,16	0,16	0,18	0,16	0,16
115	0,28	0,27	0,28	0,27	0,27	0,29
116	0,24	0,23	0,23	0,22	0,22	0,23
117	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
119	0,52	0,51	0,51	0,52	0,51	0,51
120	0,49	1,00	1,00	1,00	0,49	0,55
122	0,25	0,25	0,26	0,25	0,25	0,25
123	0,95	0,95	1,00	0,99	0,96	0,96
124	0,30	0,30	0,31	0,30	0,30	0,31
125	0,49	0,43	0,42	0,45	0,42	0,42
126	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,66
127	0,50	0,51	0,53	0,50	0,51	0,52
129	0,64	0,55	0,54	0,54	0,54	0,55
130	1,00	0,44	0,44	0,45	0,44	0,44
131	0,37	0,37	0,37	0,38	0,37	0,37
132	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
133	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
134	0,74	0,75	0,74	0,83	0,75	0,74
136	0,89	0,90	0,89	1,00	0,90	0,89
139	0,84	0,85	0,84	0,88	0,85	0,84
140	0,99	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00
142	0,27	0,27	0,29	0,28	0,27	0,27
143	0,31	0,30	0,31	0,31	0,30	0,30
144	0,41	0,40	0,41	0,40	0,40	0,40
145	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
146	0,48	0,48	0,48	0,50	0,48	0,48
147	0,35	0,30	0,33	0,30	0,30	0,30
150	0,59	0,56	0,56	0,57	0,56	0,56
151	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
154	0,40	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
155	0,39	0,37	0,38	0,37	0,37	0,43
164	0,53	0,46	0,46	0,49	0,46	0,46

APÊNDICE D – ITERAÇÕES PELO NÚMERO DE VARIÁVEIS E MODELOS

ITERAÇÃO	8 VARIÁVEIS		7 VARIÁVEIS		6 VARIÁVEIS	
Nº. DMUs EFIC	8	30	7	23	5	15
DMU	CCR	BCC	CCR	BCC	CCR	BCC
1	0,518	0,520	0,518	0,520	0,502	0,504
2	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
3	0,621	1,000	0,594	1,000	0,594	1,000
5	0,837	1,000	0,837	1,000	0,787	1,000
6	0,800	0,809	0,796	0,800	0,793	0,800
7	0,535	0,549	0,526	0,543	0,518	0,518
9	0,401	1,000	0,401	0,776	0,386	0,463
11	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
12	0,357	1,000	0,357	0,500	0,356	0,500
13	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
15	0,382	0,400	0,382	0,400	0,381	0,400
16	0,453	0,457	0,453	0,457	0,440	0,452
17	0,655	1,000	0,597	1,000	0,585	1,000
18	0,351	0,367	0,351	0,367	0,351	0,367
19	0,669	1,000	0,665	1,000	0,624	0,689
20	0,522	0,533	0,522	0,533	0,514	0,533
21	0,788	0,806	0,788	0,806	0,788	0,806
22	0,468	0,774	0,467	0,774	0,464	0,563
23	1,000	1,000	0,905	0,923	0,883	0,883
24	0,514	0,759	0,513	0,748	0,482	0,489
26	0,723	0,743	0,720	0,729	0,716	0,729
27	1,000	1,000	1,000	1,000	0,984	1,000
28	0,498	0,806	0,460	0,460	0,460	0,460
29	0,419	0,433	0,419	0,433	0,414	0,433
32	0,371	0,579	0,371	0,579	0,350	0,367
33	0,641	1,000	0,641	1,000	0,614	1,000
34	0,544	1,000	0,544	1,000	0,517	0,727
35	0,312	0,313	0,312	0,313	0,306	0,312
36	0,786	0,800	0,786	0,800	0,763	0,800
37	0,694	0,710	0,694	0,710	0,694	0,710
38	0,612	0,679	0,593	0,668	0,585	0,668
40	0,214	0,228	0,214	0,228	0,214	0,228
41	0,514	0,842	0,514	0,842	0,514	0,612
42	0,856	0,885	0,856	0,885	0,856	0,885
43	0,579	0,600	0,577	0,600	0,573	0,600
44	0,097	0,099	0,097	0,098	0,097	0,098

Continua

Continuação

45	0,575	0,575	0,575	0,575	0,563	0,563
46	0,354	0,486	0,354	0,446	0,353	0,446
47	0,434	0,712	0,433	0,712	0,433	0,534
48	0,375	0,613	0,374	0,613	0,373	0,462
49	0,539	0,889	0,537	0,889	0,533	0,779
50	0,448	0,721	0,448	0,721	0,448	0,536
51	0,618	1,000	0,615	1,000	0,609	0,894
52	0,321	0,330	0,321	0,330	0,315	0,328
54	0,584	0,587	0,575	0,578	0,568	0,568
55	0,553	0,569	0,553	0,569	0,553	0,569
56	0,375	0,378	0,373	0,378	0,373	0,378
59	0,614	1,000	0,612	1,000	0,608	0,894
60	0,443	1,000	0,443	0,688	0,443	0,688
61	0,463	0,468	0,463	0,466	0,462	0,465
62	0,503	0,509	0,490	0,492	0,484	0,485
63	0,519	0,534	0,519	0,534	0,519	0,534
64	0,634	1,000	0,634	1,000	0,634	1,000
65	0,404	0,487	0,378	0,412	0,352	0,353
66	0,447	0,538	0,418	0,455	0,390	0,390
67	0,414	0,424	0,414	0,424	0,407	0,419
68	0,680	1,000	0,680	1,000	0,673	0,797
69	0,484	0,786	0,484	0,786	0,484	0,583
70	0,585	0,803	0,585	0,803	0,534	0,540
72	0,703	0,709	0,703	0,709	0,699	0,707
74	0,545	0,884	0,545	0,884	0,545	0,655
75	0,485	0,645	0,485	0,645	0,439	0,439
76	0,127	0,198	0,127	0,198	0,127	0,152
77	0,523	0,851	0,523	0,851	0,523	0,630
79	0,426	0,433	0,421	0,425	0,416	0,416
80	0,408	0,408	0,408	0,408	0,392	0,400
81	0,511	0,518	0,511	0,518	0,511	0,518
82	0,339	0,345	0,339	0,345	0,339	0,345
83	0,392	0,400	0,392	0,400	0,392	0,400
86	0,793	0,803	0,793	0,803	0,793	0,803
87	0,645	0,669	0,645	0,669	0,645	0,669
88	0,605	0,616	0,605	0,616	0,605	0,616
91	0,269	1,000	0,269	0,503	0,261	0,414
92	0,460	1,000	0,460	1,000	0,460	1,000
93	0,517	0,533	0,517	0,533	0,517	0,533

Continua

Continuação

94	0,591	0,612	0,591	0,612	0,591	0,612
95	0,495	0,787	0,495	0,787	0,489	0,586
96	0,911	0,933	0,911	0,933	0,897	0,933
97	0,591	1,000	0,591	1,000	0,591	0,927
98	0,228	0,233	0,228	0,233	0,222	0,233
99	0,396	0,404	0,396	0,404	0,390	0,404
100	0,428	0,437	0,428	0,437	0,417	0,428
103	0,186	0,193	0,186	0,193	0,184	0,188
104	0,354	0,367	0,354	0,367	0,350	0,367
106	0,765	0,767	0,765	0,767	0,765	0,767
107	0,705	0,751	0,667	0,673	0,667	0,673
108	0,471	0,484	0,471	0,484	0,471	0,484
109	0,377	0,387	0,377	0,387	0,377	0,387
111	0,379	0,388	0,377	0,387	0,376	0,387
112	0,612	1,000	0,603	1,000	0,603	1,000
113	0,799	0,800	0,799	0,800	0,770	0,800
114	0,182	0,277	0,182	0,277	0,168	0,174
115	0,343	0,345	0,339	0,341	0,335	0,335
116	0,252	0,255	0,252	0,254	0,251	0,254
117	0,353	0,355	0,353	0,355	0,353	0,355
119	0,536	0,548	0,536	0,548	0,534	0,548
120	0,767	1,000	0,711	1,000	0,553	1,000
122	0,291	0,296	0,287	0,290	0,283	0,283
123	1,000	1,000	1,000	1,000	0,997	1,000
124	0,362	0,363	0,356	0,357	0,348	0,349
125	0,472	0,933	0,472	0,933	0,447	0,532
126	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733
127	0,588	0,596	0,574	0,582	0,563	0,565
129	0,563	0,916	0,563	0,916	0,563	0,677
130	0,465	1,000	0,465	1,000	0,463	1,000
131	0,387	0,388	0,387	0,388	0,374	0,375
132	0,094	0,110	0,094	0,110	0,094	0,110
133	0,073	0,125	0,073	0,125	0,071	0,084
134	0,836	0,838	0,836	0,838	0,750	0,750
136	1,000	1,000	1,000	1,000	0,900	0,900
139	0,931	1,000	0,899	0,900	0,850	0,850
140	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
142	0,294	0,304	0,290	0,298	0,286	0,288
143	0,318	0,324	0,316	0,323	0,314	0,323

Continua

Continuação

144	0,414	0,420	0,414	0,420	0,414	0,420
145	0,120	0,120	0,120	0,120	0,118	0,118
146	0,520	0,531	0,520	0,531	0,506	0,520
147	0,375	1,000	0,368	0,613	0,363	0,445
150	0,580	0,600	0,580	0,600	0,574	0,600
151	0,005	0,006	0,005	0,006	0,005	0,006
154	0,353	0,402	0,353	0,402	0,353	0,402
155	0,520	0,536	0,510	0,519	0,510	0,519
164	0,507	1,000	0,507	1,000	0,479	0,570

APÊNDICE E – BENCHMARKS CCR E BCC

DMU	CCR				BCC														
	2	11	13	140	2	3	5	11	13	17	27	33	64	92	112	120	123	130	140
	Pesos																		
1	0,00	0,63	0,00	0,34	0,00	0,00	0,00	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
2	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,18	0,00	0,00	0,81	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,69	0,00	0,00	0,30	0,25	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25
7	0,42	0,46	0,13	0,00	0,49	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
9	0,00	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,54	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,90	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,00	0,79	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,84	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,88	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	0,14	0,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,08	0,74	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,91	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,21	0,10	0,68	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,98	0,00	0,00	0,02	0,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
24	0,15	0,73	0,00	0,09	0,14	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,47	0,41	0,04	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,59	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,09	0,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
29	0,00	0,93	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
32	0,00	0,84	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
33	0,00	0,83	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
34	0,00	0,84	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
35	0,00	0,75	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
36	0,00	0,86	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
37	0,00	0,96	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
38	0,88	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
40	0,53	0,46	0,00	0,00	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00
41	0,09	0,59	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61	0,00	0,06	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42	0,00	0,94	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43	0,00	0,88	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
44	0,25	0,34	0,00	0,33	0,19	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
45	0,00	0,77	0,00	0,22	0,00	0,00	0,00	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
46	0,00	0,83	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
47	0,30	0,56	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,50	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Continua

Continuação

48	0,28	0,52	0,16	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,50	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	0,29	0,62	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
50	0,00	0,88	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,55	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
51	0,24	0,53	0,20	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
52	0,00	0,74	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
54	0,61	0,01	0,00	0,37	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00
55	0,18	0,64	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
56	0,00	0,47	0,50	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
59	0,38	0,56	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60	0,24	0,72	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61
61	0,38	0,42	0,00	0,16	0,36	0,00	0,00	0,59	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
62	0,95	0,00	0,00	0,05	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07
63	0,00	0,89	0,07	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
64	0,00	0,06	0,54	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
65	0,93	0,00	0,00	0,07	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09
66	0,93	0,00	0,00	0,07	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09
67	0,00	0,70	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
68	0,00	0,94	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
69	0,00	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,49	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70	0,00	0,98	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
72	0,37	0,57	0,00	0,05	0,32	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
74	0,00	0,96	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,48	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
75	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
76	0,00	0,66	0,00	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
77	0,02	0,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,47	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
79	0,70	0,23	0,00	0,06	0,69	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00
80	0,00	0,75	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
81	0,10	0,78	0,00	0,09	0,04	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
82	0,00	0,75	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
83	0,00	0,75	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
86	0,29	0,30	0,36	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,68	0,00	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
87	0,00	0,96	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
88	0,38	0,60	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
91	0,00	0,93	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,54	0,00	0,00	0,00	0,13
92	0,00	0,86	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
93	0,10	0,82	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
94	0,00	0,96	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
95	0,00	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	0,56	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
96	0,00	0,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
97	0,00	0,53	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10
98	0,00	0,83	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
99	0,00	0,96	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Continua

Continuação

100	0,00	0,58	0,00	0,37	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
103	0,00	0,41	0,00	0,49	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
104	0,00	0,91	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
106	0,76	0,00	0,00	0,25	0,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30
107	0,69	0,00	0,00	0,30	0,25	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25
108	0,00	0,80	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
109	0,00	0,80	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
111	0,00	0,74	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
112	0,62	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
113	0,00	0,96	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
114	0,00	0,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
115	0,95	0,00	0,00	0,05	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07
116	0,03	0,13	0,83	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
117	0,00	0,57	0,00	0,39	0,00	0,00	0,00	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
119	0,00	0,79	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
120	0,64	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
122	0,62	0,13	0,24	0,02	0,75	0,00	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
123	0,12	0,61	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
124	0,89	0,05	0,00	0,08	0,81	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15
125	0,00	0,83	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
126	0,55	0,31	0,00	0,13	0,52	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,08
127	0,57	0,00	0,01	0,41	0,39	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39
129	0,03	0,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	0,44	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
130	0,00	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
131	0,00	0,88	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
132	0,00	0,26	0,00	0,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00
133	0,00	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
134	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
136	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
139	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
140	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
142	0,25	0,44	0,00	0,27	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00
143	0,00	0,83	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
144	0,07	0,88	0,00	0,03	0,01	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
145	0,00	0,71	0,00	0,28	0,00	0,00	0,00	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
146	0,00	0,58	0,00	0,38	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
147	0,60	0,00	0,34	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
150	0,00	0,92	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
151	0,00	0,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
154	0,00	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00
155	0,88	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
164	0,00	0,84	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

APÊNDICE E - VALORES PARA A EFICIÊNCIA DAS DMUs

DMU	VALORES CALCULADOS			VALORES PARA A EFICIÊNCIA		
	OUTPUTS			OUTPUTS		
	EFICÁCIA ABSOLUTA - PR kWhger/kWhprev	PRODUTIVIDADE DO SISTEMA - FC (kWhger/kWp)	INVERSO DO CUSTO DA ENERGIA 1/(R\$/kWhger)	EFICÁCIA ABSOLUTA - PR kWhger/kWhprev	PRODUTIVIDADE DO SISTEMA - FC (kWhger/kWp)	INVERSO DO CUSTO DA ENERGIA 1/(R\$/kWhger)
1	0,92	0,17	0,22	1,83	0,34	0,54
2	1,54	0,27	0,53	1,54	0,27	0,53
3	0,83	0,18	0,36	1,79	0,38	0,61
5	0,91	0,17	0,28	1,23	0,21	0,43
6	1,28	0,23	0,44	1,62	0,30	0,56
7	0,89	0,15	0,27	1,72	0,30	0,52
9	0,71	0,12	0,19	1,84	0,32	0,49
11	1,89	0,32	0,51	1,89	0,32	0,51
12	0,64	0,11	0,16	1,79	0,31	0,49
13	1,65	0,28	0,52	1,65	0,28	0,52
15	0,68	0,12	0,16	1,78	0,32	0,50
16	0,80	0,14	0,18	1,81	0,32	0,50
17	0,79	0,13	0,31	1,54	0,27	0,53
18	0,65	0,11	0,17	1,85	0,32	0,50
19	1,12	0,19	0,28	1,79	0,31	0,50
20	0,91	0,16	0,24	1,77	0,31	0,50
21	1,45	0,25	0,39	1,84	0,32	0,50
22	0,76	0,13	0,24	1,64	0,28	0,52
23	1,14	0,19	0,47	1,55	0,27	0,53
24	0,86	0,15	0,22	1,78	0,31	0,51
26	1,20	0,21	0,37	1,67	0,29	0,52
27	1,78	0,30	0,49	1,81	0,31	0,50
28	0,61	0,13	0,29	1,87	0,40	0,63
29	0,76	0,13	0,19	1,83	0,32	0,50
32	0,63	0,11	0,14	1,80	0,32	0,50
33	1,09	0,19	0,24	1,77	0,31	0,49
34	0,92	0,16	0,18	1,78	0,31	0,49
35	0,57	0,10	0,15	1,86	0,34	0,53
36	1,38	0,24	0,32	1,80	0,32	0,50
37	1,29	0,22	0,35	1,85	0,32	0,50

Continua

Continuação

38	0,86	0,15	0,31	1,54	0,27	0,53
40	0,36	0,06	0,11	1,68	0,29	0,51
41	0,90	0,15	0,26	1,75	0,30	0,51
42	1,58	0,27	0,43	1,84	0,32	0,50
43	1,04	0,18	0,28	1,81	0,32	0,50
44	0,16	0,03	0,05	1,65	0,31	0,52
45	1,06	0,19	0,27	1,88	0,34	0,53
46	0,63	0,11	0,16	1,78	0,32	0,49
47	0,74	0,13	0,22	1,71	0,30	0,51
48	0,64	0,11	0,19	1,71	0,30	0,51
49	0,92	0,16	0,27	1,72	0,30	0,51
50	0,81	0,14	0,22	1,80	0,32	0,49
51	1,05	0,18	0,31	1,72	0,30	0,51
52	0,56	0,10	0,13	1,77	0,32	0,50
54	0,94	0,18	0,32	1,66	0,32	0,57
55	0,96	0,17	0,28	1,73	0,31	0,51
56	0,65	0,11	0,19	1,74	0,30	0,51
59	1,04	0,18	0,31	1,71	0,30	0,51
60	0,77	0,13	0,22	1,74	0,30	0,49
61	0,78	0,14	0,24	1,68	0,30	0,52
62	0,74	0,13	0,26	1,56	0,27	0,54
63	0,95	0,16	0,26	1,83	0,32	0,50
64	1,09	0,20	0,35	1,72	0,33	0,56
65	0,53	0,09	0,19	1,57	0,28	0,54
66	0,60	0,10	0,21	1,57	0,28	0,54
67	0,72	0,13	0,17	1,77	0,32	0,51
68	1,23	0,21	0,30	1,82	0,32	0,49
69	0,89	0,15	0,24	1,84	0,32	0,49
70	1,00	0,17	0,20	1,87	0,32	0,50
72	1,21	0,21	0,36	1,73	0,30	0,51
74	1,00	0,17	0,27	1,83	0,32	0,49
75	0,83	0,14	0,17	1,89	0,32	0,51
76	0,22	0,04	0,06	1,73	0,32	0,50
77	0,96	0,16	0,26	1,83	0,32	0,49
79	0,68	0,12	0,22	1,63	0,29	0,53
80	0,73	0,13	0,19	1,86	0,34	0,53
81	0,92	0,16	0,26	1,80	0,32	0,51
82	0,63	0,11	0,17	1,86	0,34	0,53
83	0,73	0,13	0,20	1,86	0,34	0,53
86	1,33	0,23	0,41	1,68	0,29	0,52

Continua

Continuação

87	1,19	0,20	0,31	1,84	0,32	0,50
88	1,05	0,18	0,31	1,73	0,30	0,51
91	0,47	0,08	0,11	1,80	0,31	0,49
92	0,81	0,14	0,21	1,76	0,31	0,48
93	0,93	0,16	0,26	1,80	0,31	0,50
94	1,09	0,18	0,29	1,84	0,32	0,50
95	0,90	0,15	0,24	1,84	0,32	0,49
96	1,66	0,28	0,40	1,85	0,32	0,50
97	1,08	0,20	0,32	1,83	0,35	0,55
98	0,40	0,07	0,09	1,79	0,32	0,50
99	0,72	0,12	0,17	1,84	0,32	0,50
100	0,75	0,14	0,19	1,80	0,34	0,53
103	0,31	0,06	0,08	1,68	0,33	0,52
104	0,64	0,11	0,16	1,82	0,32	0,50
106	1,16	0,22	0,43	1,64	0,30	0,56
107	0,89	0,16	0,37	1,62	0,30	0,56
108	0,85	0,15	0,22	1,80	0,32	0,50
109	0,68	0,12	0,19	1,80	0,32	0,50
111	0,67	0,12	0,18	1,78	0,32	0,51
112	0,92	0,17	0,33	1,60	0,31	0,55
113	1,42	0,24	0,35	1,84	0,32	0,50
114	0,31	0,05	0,06	1,85	0,32	0,50
115	0,51	0,09	0,18	1,56	0,27	0,54
116	0,42	0,07	0,13	1,67	0,29	0,52
117	0,64	0,12	0,18	1,81	0,34	0,54
119	0,96	0,17	0,24	1,80	0,32	0,50
120	0,82	0,15	0,31	1,64	0,31	0,56
122	0,46	0,08	0,15	1,63	0,28	0,53
123	1,77	0,32	0,52	1,77	0,32	0,52
124	0,56	0,10	0,19	1,61	0,28	0,55
125	0,80	0,14	0,16	1,79	0,32	0,50
126	1,23	0,22	0,39	1,68	0,30	0,53
127	0,94	0,18	0,32	1,67	0,32	0,57
129	1,03	0,17	0,28	1,83	0,31	0,49
130	0,83	0,14	0,19	1,79	0,31	0,48
131	0,69	0,12	0,17	1,84	0,33	0,51
132	0,15	0,03	0,04	1,59	0,32	0,50
133	0,13	0,02	0,03	1,84	0,32	0,49
134	1,40	0,30	0,31	1,87	0,40	0,63
136	1,68	0,36	0,37	1,87	0,40	0,63

Continua

Continuação

139	1,59	0,34	0,45	1,87	0,40	0,63
140	1,87	0,40	0,63	1,87	0,40	0,63
142	0,49	0,09	0,15	1,71	0,32	0,52
143	0,57	0,10	0,15	1,81	0,32	0,50
144	0,76	0,13	0,21	1,83	0,32	0,50
145	0,22	0,04	0,06	1,86	0,34	0,54
146	0,91	0,17	0,22	1,80	0,34	0,53
147	0,57	0,10	0,19	1,57	0,27	0,53
150	1,05	0,18	0,26	1,83	0,32	0,50
151	0,01	0,00	0,00	1,85	0,32	0,50
154	0,65	0,11	0,17	1,84	0,32	0,49
155	0,69	0,12	0,27	1,54	0,27	0,53
164	0,86	0,15	0,18	1,79	0,32	0,50

APÊNDICE G – DADOS TÉCNICOS DOS INVERSORES

DMU	QTD	POT.kW	Marca	Modelo	V _{ccmax} (V)	I _{ccmax} (A)	Eficiência(%)	Temperatura(°C)	Nível de proteção	Potca(kW)	I _{ccmax} (A)
1	1	2,62	THEIA	2.0HE-t	600	9,5	96,9	65	65	2	9
2a	1	967,00	INGECON	840 M360 INDOOR	920	1600	98,8	65	65	917	1472
2b	5		INGECON	10TL M	1000	20	98,5	65	65	10	15
3	13	361,64	ABB	TRIO-27.6-TL-OUTD	1000	64	98,2	65	65	27,6	45
5	6	12,00	SMA	SB 2000HF	700	12	96,3	60	65	2	11,4
6	9	36,00	SOLATEC	SUNTEAMS 4000	550	19	97,5	60	65	4	23
7	1	3,80	THEIA	3.0HE-t	600	18	97,1	65	65	3,8	17
9	1	3,00	FRONIUS	IG PLUS 30 V-1	600	13,8	95,7	55	54	3	13
11	3	13,80	THEIA	4.40HE-t	600	21	97,3	65	65	4,45	20
12	3	9,51	FRONIUS	IG PLUS 30 V-1	600	13,8	95,7	55	54	3	13
13	2	36,00	SMA	STP 20000 TL	1000	33	98,4	60	65	20	29
15	1	4,00	SMA	SB 4000 TL	750	15	97	60	65	4	22
16	1	3,60	SMA	SB 3600 TL	750	15	97	60	65	3,68	16
17	1	5,20	KAKO	5.0 TL3	1000	11	98,3	60	65	5	7,72
18a	2	7,60	SMA	SB 3600 TL	750	15	97	60	65	3,68	16
18b			SMA	SB 40000 TL	750	15	97	60	65	4	22
19	1	1,60	GROWATT	1500TL	450	10	97	60	65	1,6	8
20	1	3,00	ABB	PVI-3.0-TL-OUTD	600	20	96,8	60	65	3	14,5
21	1	5,00	ABB	PVI-5000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	5	25
22	1	5,00	FRONIUS	IG PLUS 55 V-1	600	37,1	95,7	55	54	5	21,7
23	2	5,20	KACO	3200	800	8,6	96,6	60	54	2,85	11,3
24	1	2,00	ABB	UNO-2.0-I-OUTD	520	12,5	96,6	60	65	2,2	10
26	1	5,00	GROWATT	5000TL	580	20	97,8	60	65	4,6	22,3
27	1	2,50	FRONIUS	GALVO 2.5-1	420	16,6	95,2	50	65	2,5	10,9
28	18	496,80	ABB	TRIO-27.6-TL-OUTD	1000	64	98,2	65	65	27,6	45
29	1	11,00	SOLEOS	OXYGEN 14-TL3	1000	22	98	60	65	13	20
32	1	2,00	SOLEOS	OXYGEN 2300	500	18	97,5	60	65	2,2	12
33	1	2,00	FRONIUS	GALVO 2.0-1	420	17,8	96	50	65	2	8,7
34	1	2,20	ABB	UNO-2.0-I-OUTD	520	12,5	96,6	60	65	2,2	10
35	2	12,00	FRONIUS	IG PLUS 60 V-1	600	27,5	95,7	55	54	6	26,1
36	1	3,00	ABB	PVI-3.0-TL-OUTD	600	20	96,8	60	65	3	14,5
37	1	11,00	ABB	PVI-10.0-TL-OUTD	900	34	97,8	60	65	11	16,6
38	2	25,00	INGECON	12.5TL M	1000	20	98,5	65	65	12,5	19
40a	2	18,00	FRONIUS	IG PLUS 80V-3	600	32	95,9	55	54	7	10,2
40b			FRONIUS	IG PLUS 100V-3	600	36,7	95,9	55	54	8	11,6

Continua

Continuação

41	1	5,80	ABB	TRIO-5.8-TL-OUTD	1000	18,9	98	60	65	5,8	10
42	1	7,50	ABB	TRIO-7.5-TL-OUTD	1000	30	98	60	65	7,5	12,5
43a	2	9,00	ABB	PVI-3.0-TL-OUTD	600	20	96,8	60	65	3	14,5
43b			ABB	PVI-6000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	6	30
44	1	6,00	ABB	PVI-6000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	6	30
45	1	4,20	ABB	PVI-4.2-TL-OUTD	600	32	96,8	60	65	4,2	20
46	1	4,00	FRONIUS	IG PLUS 50 V-1	600	18,6	95,7	55	544	4	17,4
47	1	6,00	ABB	PVI-6000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	6	30
48	1	6,00	ABB	PVI-6000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	6	30
49	1	4,20	ABB	PVI-4.2-TL-OUTD	600	32	96,8	60	65	4,2	20
50	1	5,80	ABB	TRIO-5.8-TL-OUTD	1000	18,9	98	60	65	5,8	10
51	1	4,20	ABB	PVI-4.2-TL-OUTD	600	32	96,8	60	65	4,2	20
52	1	5,00	KLNE	SUNTEAMS 5000	550	20	98	55	65	5	19,3
54	1	10,00	ABB	PVI-10.0-TL-OUTD	900	34	97,8	60	65	11	16,6
55	1	27,60	ABB	TRIO-27.6-TL-OUTD	1000	64	98,2	65	65	27,6	45
56a	2	7,80	ABB	PVI-3.6-TL-OUTD	600	32	96,8	60	65	3,6	17,2
56b			ABB	PVI-4.2-TL-OUTD	600	32	96,8	60	65	4,2	20
59	1	12,50	INGECON	12.5TL M	1000	20	98,5	65	65	12,5	19
60	1	27,60	ABB	TRIO-27.6-TL-OUTD	1000	64	98,2	65	65	27,6	45
61	1	5,00	ABB	PVI-5000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	5	25
62a	2	23,50	KACO	6.5 TL3	1000	11	98,3	60	65	6,5	9,5
62b			KACO	20.0 TL3	1000	18,6	97,9	60	65	17	24,6
63	1	10,00	ABB	PVI-10.0-TL-OUTD	900	34	97,8	60	65	11	16,6
64	1	20,00	ABB	TRIO-20.0-TL-OUTD	1000	50	98,2	60	65	22	33
65	3	3,60	SMA	WB 1.2	400	12,6	92,1	60	65	1,2	5,2
66	3	3,60	SMA	WB 1.2	400	12,6	92,1	60	65	1,2	5,2
67	1	3,00	PHB	3000-SS	500	18	97	60	65	3	15
68	1	4,50	FRONIUS	PRIMO 5.0-1	1000	12	98	55	65	5	21,7
69	1	8,50	ABB	TRIO-8.5-TL-OUTD	1000	30	98	60	65	8,5	14,5
70	1	2,00	ABB	UNO-2.0-I-OUTD	520	12,5	96,6	60	65	2,2	10
72a	2	15,80	ABB	PVI-10.0-TL-OUTD	900	34	97,8	60	65	11	16,6
72b			ABB	TRIO-5.8-TL-OUTD	1000	18,9	98	60	65	5,8	10
74	1	5,00	ABB	PVI-5000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	5	25
75	1	2,00	ABB	UNO-2.0-I-OUTD	520	12,5	96,6	60	65	2,2	10
76	1	5,00	ABB	PVI-5000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	5	25
77	1	5,00	ABB	PVI-5000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	5	25
79	1	6,00	ABB	PVI-6000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	6	30
80	1	3,00	FRONIUS	GALVO 3.0-1	550	19,8	96,1	50	65	3	13
81	1	6,00	ABB	PVI-6000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	6	30
82	2	8,80	SOLEOS	OXYGEN 4500	590	18	97,6	60	65	4,4	19

Continua

Continuação

83	2	6,60	SOLEOS	OXYGEN 3400	590	18	97,5	60	65	3,3	14,4
86	2	40,00	INGECON	20.0TL M	1000	30	98,5	65	65	20	29
87	1	17,50	FRONIUS	SYMO 17.5	1000	51	97	55	65	17,5	32
88	2	40,00	COHEART	COG20K TL	1000	25	98,4	60	65	20	29
91	1	3,00	PHB	3000-SS	500	18	97	60	65	3	15
92	2	10,00	SOLARTEC	D 5000	580	15	97,5	60	65	5	25
93	1	10,00	ABB	PVI-10.0-TL-OUTD	900	34	97,8	60	65	11	16,6
94	2	12,00	ABB	PVI-6000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	6	30
95	1	4,20	ABB	PVI-4.2-TL-OUTD	600	32	96,8	60	65	4,2	20
96	1	5,00	COHEART	5KTL	900		98,4		65	5	23
97	1	6,00	FRONIUS	PRIMO 6.0-1	1000	18	98	55	65	6	26,1
98	1	5,00	COHEART	5KTL	900		98,4		65	5	23
99	1	5,00	COHEART	5KTL	900		98,4		65	5	23
100	1	3,00	RENOVIGI	SF 3000 TL	550	15	97,8	60	65	3	14,5
103	1	3,00	FRONIUS	GALVO 3.0-1	550	19,8	96,1	50	65	3	13
104	1	5,00	COHEART	5KTL	900		98,4		65	5	23
106	4	132,00	ABB	PRO-33.0-TL-OUTD	1100	58	98,3	60	65	33	50,3
107a	3	41,00	ABB	TRIO-20.0-TL-OUTD	1000	50	98,2	60	65	22	33
107b			ABB	PVI-12.5-TL-OUTD	900	36	97,8	60	65	13,8	20
108	1	15,00	FRONIUS	SYMO 15.0	1000	43,5	97	55	65	15	20
109	1	8,00	FRONIUS	PRIMO 8.2-1	1000	18	98,1	55	65	8,2	35,7
111	1	4,60	PHB	4600-SS	580	20	97,8	60	65	5,1	25
112a	3	33,50	ABB	TRIO-20.0-TL-OUTD	1000	50	98,2	60	65	22	33
112b			ABB	PVI-6000-TL-OUTD	600	36	97	60	65	6	30
112c			ABB	TRIO-7.5-TL-OUTD	1000	30	98	60	65	7,5	12,5
113	1	3,00	FRONIUS	GALVO 3.0-1	550	19,8	96,1	50	65	3	13
114	1	5,00	COHEART	5KTL	900		98,4		65	5	23
115a	2	32,50	INGECON	12.5TL M	1000	20	98,5	65	65	12,5	19
115b			INGECON	20.0TL M	1000	30	98,5	65	65	20	29
116	1	27,60	ABB	TRIO-27.6-TL-OUTD	1000	64	98,2	65	65	27,6	45
117	1	5,00	FRONIUS	IG PLUS 55 V-1	600	37,1	95,7	55	54	5	21,7
119	1	4,60	PHB	4600-SS	580	20	97,8	60	65	5,1	25
120	1	1,50	PHB	1500-SS	450	12	97	60	65	1,65	8
122	1	8,20	FRONIUS	PRIMO 8.2-1	1000	18	98,1	55	65	8,2	35,7
123	1	3,00	ABB	PVI-3.0-TL-OUTD	600	20	96,8	60	65	3	14,5
124	1	10,00	ABB	PVI-10.0-TL-OUTD	900	34	97,8	60	65	11	16,6
125	1	3,00	PHB	3000-SS	500	18	97	60	65	3	15
126	2	40,00	ABB	TRIO-20.0-TL-OUTD	1000	50	98,2	60	65	22	33
127	1	12,50	ABB	PVI-12.5-TL-OUTD	900	36	97,8	60	65	13,8	20
129	1	5,00	SMA	SB 5000 TL	750	15	97	60	65	4,6	22

Continua

Continuação

130	1	5,00	SOLARTEC	D 5000	580	15	97,5	60	65	5	25
131	1	3,00	FRONIUS	GALVO 3.0-1	550	19,8	96,1	50	65	3	13
132	1	12,50	FRONIUS	SYMO 12.5	1000	43,5	97	55	65	12,5	20
133	1	3,12	ABB	PVI-3.0-TL-OUTD	600	20	96,8	60	65	3	14,5
134	1	1,50	FRONIUS	GALVO 1.5-1	420	13,3	95,9	50	65	1,5	6,5
136	1	1,50	FRONIUS	GALVO 1.5-1	420	13,3	95,9	50	65	1,5	6,5
139	1	3,10	FRONIUS	GALVO 3.1-1	550	20,7	95,4	50	65	3,1	13,5
140	2	5,00	FRONIUS	GALVO 2.5-1	420	16,6	95,2	50	65	2,5	10,9
142	1	2,50	SMA	SB 2500 TL	750	15	97	60	65	2,5	12,4
143	1	4,60	SOLIS	SOLIS 4.6 K	600	11	98,1	60	65	4,4	21
144	1	5,00	RENOVIGI	SF 5000 TL	550	15	98	60	65	5	24
145	1	4,20	ABB	PVI-4.2-TL-OUTD	600	32	96,8	60	65	4,2	20
146	1	3,00	RENOVIGI	SF 3000 TL	550	15	97,8	60	65	3	14,5
147	1	10,00	SMA	STP 10000 TL-20	1000	18	98	60	65	10	14,5
150	1	5,00	COHEART	5KTL	900		98,4		65	5	23
151	1	5,00	RENOVIGI	SF 5000 TL	550	15	98	60	65	5	24
154	1	12,50	FRONIUS	SYMO 12.5	1000	43,5	97	55	65	12,5	20
155a	3	70,60	ABB	TRIO-27.6-TL-OUTD	1000	64	98,2	65	65	27,6	45
155b			ABB	PVI-10.0-TL-OUTD	900	34	97,8	60	65	11	16,6
155c			ABB	PRO-33.0-TL-OUTD	1100	58	98,3	60	65	33	50,3
164	1	1,50	SMA	SB 1.5-1LV-40	600	10	97,2	60	65	1,5	7

APÊNDICE H – ITERAÇÕES PARA A SELEÇÃO DE VARIÁVEIS

ITERAÇÃO	7 VARIÁVEIS		6 VARIÁVEIS		5 VARIÁVEIS		4 VARIÁVEIS	
VARIÁVEIS	Vcc-Icc-Ef-Temp-IP-Pca-Ica		Vcc-Icc-Ef-IP-Pca-Ica		Vcc-Icc-IP-Pca-Ica		Vcc-Icc-Pca-Ica	
MODELO	CCR	BCC	CCR	BCC	CCR	BCC	CCR	BCC
QTD EFIC	4	20	4	14	4	14	4	10
INVERSOR	EFICIÊNCIAS							
INV01	0,27	1,00	0,27	1,00	0,27	1,00	0,27	1,00
INV02	0,32	1,00	0,32	0,81	0,32	0,81	0,32	0,81
INV03	0,35	0,52	0,35	0,52	0,35	0,51	0,35	0,51
INV04	0,45	1,00	0,45	1,00	0,45	1,00	0,45	1,00
INV05	0,41	0,71	0,41	0,80	0,41	0,80	0,41	0,80
INV06	0,36	0,80	0,36	0,72	0,36	0,72	0,36	0,72
INV07	0,48	0,66	0,48	0,66	0,48	0,49	0,48	0,49
INV08	0,48	0,89	0,48	0,89	0,48	0,89	0,48	0,89
INV09	0,47	0,60	0,47	0,61	0,47	0,59	0,47	0,59
INV10	0,46	0,53	0,46	0,57	0,46	0,57	0,46	0,57
INV11	0,47	1,00	0,47	0,99	0,47	0,99	0,47	0,99
INV12	0,44	0,48	0,44	0,48	0,44	0,44	0,44	0,44
INV13	0,68	1,00	0,68	1,00	0,68	1,00	0,68	1,00
INV14	0,48	0,52	0,48	0,52	0,48	0,48	0,48	0,48
INV15	0,45	1,00	0,45	0,52	0,45	0,46	0,45	0,46
INV16	0,54	1,00	0,54	1,00	0,54	1,00	0,54	0,55
INV17	0,57	0,68	0,57	0,71	0,57	0,71	0,57	0,71
INV18	0,59	0,61	0,59	0,61	0,59	0,60	0,59	0,60
INV19	0,46	1,00	0,46	0,56	0,46	0,46	0,46	0,46
INV20	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
INV21	0,42	0,44	0,42	0,44	0,42	0,42	0,42	0,42
INV22	0,71	1,00	0,57	0,63	0,57	0,57	0,57	0,57
INV23	0,60	0,63	0,60	0,63	0,60	0,60	0,60	0,60
INV24	0,61	0,99	0,61	0,99	0,61	0,99	0,61	0,61
INV25	0,78	0,86	0,78	0,86	0,78	0,79	0,78	0,79
INV26	0,82	0,85	0,82	0,85	0,82	0,83	0,82	0,83
INV27	0,49	0,52	0,49	0,52	0,49	0,49	0,49	0,49
INV28	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
INV29	0,97	1,00	0,97	1,00	0,97	1,00	0,97	1,00
INV30	0,65	0,66	0,65	0,66	0,65	0,65	0,65	0,65
INV31	0,75	0,76	0,75	0,76	0,75	0,76	0,75	0,76
INV32	0,78	0,86	0,78	0,86	0,78	0,79	0,78	0,79

Continua

APÊNDICE I – EFICIÊNCIA DOS INVERSORES – CCR E BCC

INVERSOR	MARCA	MODELO	EFICIÊNCIA	
			CCR	BCC
INV01	SMA	WB 1.2	0,27	1,00
INV02	FRONIUS	GALVO 1.5-1	0,32	0,81
INV03	SMA	SB 1.5-1LV-40	0,35	0,51
INV04	GROWATT	1500TL	0,45	1,00
INV05	PHB	1500-SS	0,41	0,80
INV06	FRONIUS	GALVO 2.0-1	0,36	0,72
INV07	SMA	SB 2000HF	0,48	0,49
INV08	THEIA	2.0HE-t	0,48	0,89
INV09	ABB	UNO-2.0-I-OUTD	0,47	0,59
INV10	SOLEOS	OXYGEN 2300	0,46	0,57
INV11	FRONIUS	GALVO 2.5-1	0,47	0,99
INV12	SMA	SB 2500 TL	0,44	0,44
INV13	KACO	3200	0,68	1,00
INV14	ABB	PVI-3.0-TL-OUTD	0,48	0,48
INV15	FRONIUS	GALVO 3.0-1	0,45	0,46
INV16	FRONIUS	IG PLUS 30 V-1	0,54	0,55
INV17	PHB	3000-SS	0,57	0,71
INV18	RENOVIGI	SF 3000 TL	0,59	0,60
INV19	FRONIUS	GALVO 3.1-1	0,46	0,46
INV20	SOLEOS	OXYGEN 3400	0,52	0,52
INV21	ABB	PVI-3.6-TL-OUTD	0,42	0,42
INV22	SMA	SB 3600 TL	0,57	0,57
INV23	THEIA	3.0HE-t	0,60	0,60
INV24	FRONIUS	IG PLUS 50 V-1	0,61	0,61
INV25	SMA	SB 4000 TL	0,78	0,79
INV26	SOLATEC	SUNTEAMS 4000	0,82	0,83
INV27	ABB	PVI-4.2-TL-OUTD	0,49	0,49
INV28	SOLEOS	OXYGEN 4500	0,68	0,68
INV29	SOLIS	SOLIS 4.6 K	0,97	1,00
INV30	THEIA	4.40HE-t	0,65	0,65
INV31	GROWATT	5000TL	0,75	0,76
INV32	SMA	SB 5000 TL	0,78	0,79
INV33	ABB	PVI-5000-TL-OUTD	0,56	0,56
INV34	COHEART	5KTL	0,77	0,78
INV35	FRONIUS	IG PLUS 55 V-1	0,48	0,48
INV36	FRONIUS	PRIMO 5.0-1	0,91	0,96
INV37	KAKO	5.0 TL3	0,51	0,77

Continua

Continuação

INV38	KLNE	SUNTEAMS 5000	0,67	0,68
INV39	RENOVIGI	SF 5000 TL	0,98	1,00
INV40	SOLARTEC	D 5000	1,00	1,00
INV41	PHB	4600-SS	0,85	0,85
INV42	ABB	TRIO-5.8-TL-OUTD	0,37	0,37
INV43	ABB	PVI-6000-TL-OUTD	0,67	0,67
INV44	FRONIUS	IG PLUS 60 V-1	0,71	0,71
INV45	FRONIUS	PRIMO 6.0-1	0,73	0,73
INV46	KACO	6.5 TL3	0,65	1,00
INV47	FRONIUS	IG PLUS 80V-3	0,32	0,41
INV48	ABB	TRIO-7.5-TL-OUTD	0,34	0,34
INV49	FRONIUS	IG PLUS 100V-3	0,32	0,41
INV50	FRONIUS	PRIMO 8.2-1	1,00	1,00
INV51	ABB	TRIO-8.5-TL-OUTD	0,39	0,39
INV52	INGECON	10TL M	0,57	0,57
INV53	SMA	STP 10000 TL-20	0,61	0,62
INV54	ABB	PVI-10.0-TL-OUTD	0,44	0,46
INV55	FRONIUS	SYMO 12.5	0,41	0,41
INV56	INGECON	12.5TL M	0,72	0,72
INV57	SOLEOS	OXYGEN 14-TL3	0,70	0,70
INV58	ABB	PVI-12.5-TL-OUTD	0,53	0,55
INV59	FRONIUS	SYMO 15.0	0,48	0,48
INV60	KACO	20.0 TL3	1,00	1,00
INV61	FRONIUS	SYMO 17.5	0,54	0,54
INV62	COHEART	COG20K TL	0,97	0,97
INV63	INGECON	20.0TL M	0,85	0,85
INV64	SMA	STP 20000 TL	0,79	0,79
INV65	ABB	TRIO-20.0-TL-OUTD	0,63	0,63
INV66	ABB	TRIO-27.6-TL-OUTD	0,66	0,66
INV67	ABB	PRO-33.0-TL-OUTD	0,82	0,84
INV68	INGECON	840 M360 INDOOR	1,00	1,00