

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

**Proposta para Dimensionamento Ótimo de Mini-usinas
Fotovoltaicas no Contexto da Geração Distribuída**

Victor Eduardo de Mello Valerio

Itajubá, Julho de 2018.

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

Victor Eduardo de Mello Valerio

**Proposta para Dimensionamento Ótimo de Mini-usinas
Fotovoltaicas no Contexto da Geração Distribuída**

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

Área de Concentração: Engenharia de Produção

Orientador: Prof. Edson de Oliveira Pamplona, Dr.

Co-Orientador: Prof. José Henrique de Freitas Gomes, Dr.

Julho de 2018

Itajubá

VALERIO, Victor Eduardo de Mello

*Proposta para Dimensionamento Ótimo de Mini-usinas
Fotovoltaicas no Contexto da Geração Distribuída: UNIFEI, 2018.*

137p.

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá, 2018.

Orientador: Prof. Edson de Oliveira Pamplona, Dr.

Co-orientador: Prof. José Henrique de Freitas Gomes, Dr.

*Aos meus pais: Wagner e Maristela, e à minha
irmã: Liziara.*

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona por todas as oportunidades acadêmicas e profissionais que foram propiciadas. Seus ensinamentos e orientação foram cruciais ao meu desenvolvimento. Adicionalmente, ao meu co-orientador, Prof. Dr. José Henrique F. Gomes que nesta reta final do trabalho trouxe contribuições teóricas fundamentais.

A minha família, em especial, Wagner, Maristela e Liziara, por serem a minha estrutura. Não é possível expressar o amor que tenho por vocês. Me limito a ressaltar que vocês são o início, o meio e o fim de todas as minhas lutas. Cumpro agradecer a Juliana que, nesta reta final, me ajudou muito e se tornou parte da minha família também.

A todos os meus amigos pelos ensinamentos tácitos. Eu aprendo muito com vocês e agradeço a oportunidade de conviver com pessoas tão especiais. Ressalto a importância do Naidion M. Silvério e Marcelo N. Fonseca para execução do trabalho, a bem da verdade, foram vocês que não me deixaram desistir.

A todos os professores da pós-graduação da UNIFEI pelos fundamentos teóricos relevantes. Todas as minhas aulas são espelhadas de alguma maneira nas aulas de vocês.

A todos vocês meu muito obrigado!

EPÍGRAFE

“(...) Uma vez que abrimos a porta para as exceções, é difícil fechá-las”. (Émile Durkheim)

RESUMO

A dependência humana por energia elétrica vem crescendo ao longo do tempo em todo o mundo e, como as fontes tradicionais de energia, tais como as fontes termelétricas a carvão mineral e petróleo e nucleares, estão se esgotando e/ou possuem grandes impactos sociais e ambientais, é observado um esforço mundial para aumentar a produção de energia a partir da utilização de fontes de energia renovável. Dentre os diversos tipos de fontes renováveis existentes, a energia solar fotovoltaica é considerada uma das mais promissoras pois, além da sua utilização estar associada a uma série de benefícios técnicos, sociais e ambientais, ela possui o maior potencial de geração de energia podendo, por exemplo, atender todo o consumo mundial de energia elétrica. Não obstante, o potencial de geração da energia solar fotovoltaica é subutilizado atualmente devido, principalmente, aos elevados custos de investimentos necessários a sua instalação. Devido a este fato, pesquisas pautadas em propiciar viabilidade financeira para esta tecnologia tornam-se extremamente relevantes e, neste sentido, a presente pesquisa tem por objetivo geral propor um método de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede que maximize, simultaneamente, a densidade de energia elétrica produzida e o valor presente líquido. Para tanto, a técnica de modelagem estatística superfície de resposta, a técnica de engenharia econômica fluxo de caixa descontado e a técnica de otimização multiobjetivo interseção normal à fronteira são integradas a modelos de simulação constituindo, desta forma, um método de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede composto por três fases, Planejamento e Procedimento Experimental, Meta-Modelagem e Análise, Otimização Multiobjetivo. O método proposto é aplicado à miniusinas de 1 MW de potência nominal em algumas capitais do Brasil demonstrando significativas melhorias técnica-financeiras, com aumentos médios de 7,64% e 38,09% na densidade de energia e valor presente líquido médios, respectivamente.

Palavras-Chave: Dimensionamento; Sistema Fotovoltaico; Planejamento e Análise de Experimentos; Interseção Normal à Fronteira; Avaliação de Investimentos.

ABSTRACT

The Human dependence on energy power has been growing over time all over the world and as conventional energy sources such as thermal oil and coal plants and nuclear power plants are running out and/or have major social and environmental impacts. There is a worldwide effort to increase energy production from the use of renewable energy sources. Among the various types of renewable energy sources, the photovoltaic system is considered one of the most promising because, in addition to technical, social and environmental benefits, it has the greatest potential for energy generation. For example, to meet the world's electricity consumption. However, the photovoltaic generation potential is currently underutilized, mainly due to the high investment costs required for its installation. Due to this fact, research aimed at providing financial viability for this technology becomes extremely relevant and, in this sense, the present research has the general objective to propose a method of designing photovoltaic systems connected to the grid that simultaneously maximizes the density of energy produced and the net present value. For this, the response surface methodology, the discounted cash flow method and the multi-objective method of normal boundary intersection are integrated to simulation models constituting, in this way, a sizing method of connected photovoltaic systems composed of three phases, Planning and Experimental Procedure, Meta-Modeling and Analysis, Multi-objective Optimization. The proposed method is applied to a mini power plant of 1 MW nominal power in some capitals of Brazil showing significant technical and financial improvements, with average increases of 7,64% and 38,09% in energy density and average net present value, respectively.

Keywords: *Sizing, Photovoltaic System; Design of Experiments; Normal Boundary Intersection Investment Valuation.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Rede de citações ponderadas pelo termo SPC	26
Figura 2 - Quantidade de publicações acadêmicas na área, segmentada por períodos ..	28
Figura 3 - Quantidade de publicações acadêmicas na área, segmentada por periódicos	28
Figura 4 - Quantidade de publicações acadêmicas na área, segmentada por países	29
Figura 5 - Rede de citações na área	30
Figura 6 - Caminho principal extraído da rede de citações na área.....	31
Figura 7 - Média anual de irradiação global no plano horizontal incidente no Brasil ...	37
Figura 8 - Média anual de irradiação global no plano inclinado incidente no Brasil.....	38
Figura 9 - Representação geral de um processo	48
Figura 10 - Representação gráfica de um arranjo composto central (CCD)	51
Figura 11 - Representação gráfica de um arranjo composto central circunscrito	51
Figura 12 - Descrição gráfica de uma fronteira de Pareto	54
Figura 13 - Descrição gráfica do NBI	56
Figura 14 - Processo de gestão de investimento de capital	58
Figura 15 - Ciclo de implementação da modelagem	64
Figura 16 – Modelo conceitual de um sistema fotovoltaico.....	66
Figura 17 - Método proposto para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	69
Figura 18 - Procedimento proposto para delimitação dos níveis das variáveis contínuas	72
Figura 19 - Fronteira de Pareto por combinação categórica em Belém (valores de VPL em R\$ 1.000)	92
Figura 20 - Fronteira de Pareto por combinação categórica em Fortaleza (valores de VPL em R\$ 1.000)	93
Figura 21 - Fronteira de Pareto por combinação categórica em Brasília (valores de VPL em R\$ 1.000)	94
Figura 22 - Fronteira de Pareto por combinação categórica em Rio de Janeiro (valores de VPL em R\$ 1.000).....	95
Figura 23 - Fronteira de Pareto por combinação categórica em Florianópolis (valores de VPL em R\$ 1.000).....	96
Figura 24 - Análise de sensibilidade para a cidade de Belém	99
Figura 25 - Análise de sensibilidade para a cidade de Fortaleza.....	99
Figura 26 - Análise de sensibilidade para a cidade de Brasília	100
Figura 27 - Análise de sensibilidade para a cidade do Rio de Janeiro	100
Figura 28 - Análise de sensibilidade para a cidade de Florianópolis	101

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Fluxo de caixa do acionista	81
Quadro 2 - Premissas técnico-financeiras (caso base)	83
Quadro 3 - Distribuições de probabilidade para análise de risco de viabilidade do empreendimento	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Análise de publicações filtradas por critério de técnicas matemáticas e financeira	24
Tabela 2 - Potenciais teórico e técnico de geração de energia, segmentado por tipo de fonte alternativa (em Exajoule/ano)	34
Tabela 3 - Resultados do 6º e 7º leilões de energia de reserva	39
Tabela 4 - Evolução da mini e microgeração distribuída no Brasil, por períodos	43
Tabela 5 - Evolução da mini e microgeração distribuída no Brasil, por estados e distrito federal	44
Tabela 6 - Evolução da mini e microgeração distribuída no Brasil, por capitais e distrito federal	45
Tabela 7 - Evolução da mini e microgeração distribuída no Brasil, por modalidades e subgrupos.....	46
Tabela 8 - Evolução da mini e microgeração distribuída no Brasil, por classes de consumo	47
Tabela 9 - Premissas consideradas para estimação do custo de capital.....	84
Tabela 10 - Funções objetivo de densidade de energia segmentadas por combinação categórica de placa.....	87
Tabela 11 - Funções objetivo de valor presente líquido segmentadas por combinação categórica de placa.....	89
Tabela 12 - Análise de convexidade das funções objetivo para as capitais selecionadas	91
Tabela 13 - Dimensionamentos selecionados para as capitais selecionadas	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AR	Autoconsumo Remoto
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CCD	<i>Central Composite Design</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CP	<i>Center Point</i>
CPF	Cadastro de Pessoas Físicas
CSLL	Contribuições Sociais sobre o Lucro Líquido
DOE	<i>Design of Experiments</i>
DRE	Demonstração de Resultados de Exercícios
EPG	Erro Percentual Global
FER	Fontes de Energia Renovável
FV	Sistemas Fotovoltaicos
GC	Geração Compartilhada
GPU	Geração na Própria Unidade
GRG	Gradientes Reduzidos Generalizados
GW	Gigawatt
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IRPJ	Imposto de Renda de Pessoa Jurídica
LER	Leilão de Energia de Reserva
MME	Ministério de Minas e Energia
MPA	<i>Main Path Analysis</i>
MUC	Múltiplas Unidades Consumidoras
MW	Megawatts
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NBI	<i>Normal Boundary Intersection</i>
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIS	Programa de Integração Social
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SAC	Sistema de Amortização Constante
SMC	Simulação de Monte Carlo
SIN	Sistema Elétrico Nacional
SSE	<i>Surface Meteorology and Solar Energy</i>
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TIR	Taxa Interna de Retorno
VA	Valor Anual Uniforme
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weight Average Capital Cost</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Contextualização do Problema de Pesquisa.....	15
1.2	Objetivos do trabalho.....	19
1.3	Condições de contorno.....	20
1.4	Estrutura da tese.....	21
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1	Análise bibliométrica	22
2.2	Energia Fotovoltaica no Brasil	33
2.2.1	Conceitos Básicos.....	33
2.2.2	Recurso Solar no Brasil	34
2.2.3	Inserção de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil	36
2.3	Modelagem Estatística de Processos	48
2.3.1	Metodologia de Superfície de Resposta	50
2.4	Otimização Multiobjetivo	53
2.4.1	Interseção Normal à Fronteira	54
2.5	Engenharia Econômica	57
2.5.1	Determinação do custo de capital.....	59
2.5.2	Análise de risco	61
3	MÉTODO PROPOSTO	63
3.1	Classificação Epistemológica da Pesquisa	63
3.2	Modelo Conceitual: Sistema Fotovoltaico.....	65
3.3	Modelo Científico: Dimensionamento Estruturado em Planejamento Experimental.....	68
3.3.1	Fase 1 – Planejamento e procedimento experimental	70
3.3.2	Fase 2 – Meta-modelagem e Análise.....	73
3.3.3	Fase 3 – Otimização Multiobjetivo	75
3.4	Aplicação Prática do Método Proposto	77
3.4.1	Especificações técnicas dos planejamentos e dos procedimentos experimentais	78
3.4.2	Especificações financeiras dos procedimentos experimentais	80
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	86
4.1	Análise das funções objetivo estimadas para as capitais selecionadas em cada região	87
4.2	Otimização do dimensionamento nas capitais selecionadas em cada região... ..	90

4.3	Análise de sensibilidade nos dimensionamentos ótimos de cada capital	98
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	103
5.1	Conclusões Gerais.....	103
5.2	Perspectivas de trabalhos futuros.....	106
	REFERÊNCIAS	107
	APÊNDICE A – Aspectos técnicos acerca da energia solar fotovoltaica	113
	APÊNDICE B – Informações complementares sobre os artigos integrantes do caminho principal.....	128
	APÊNDICE C – Sequenciamento dos dimensionamentos a serem simulados (codificados)	129
	APÊNDICE D – Aspectos técnicos dos equipamentos empregados na aplicação dos procedimentos experimentais	130
	APÊNDICE E – Matrizes experimentais das aplicações práticas.....	133

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do Problema de Pesquisa

Assim como analisado em IEA (2016a), é possível observar um aumento da dependência humana pela energia elétrica, visto que, seu consumo está fortemente relacionado ao crescimento econômico e ao desenvolvimento social e, devido a este fato, sua demanda cresce em ritmo acelerado em todo o mundo.

Em IEA (2016b) é demonstrado que em detrimento da necessidade de se aumentar a geração de energia elétrica com vistas a atender esta demanda crescente, os países têm se esforçado em buscar fontes alternativas de energia. Isto acontece pois as fontes tradicionais de geração de energia, em geral, atribuídas a usinas hidrelétricas, nucleares e termelétricas a carvão e petróleo, estão se esgotando rapidamente e/ou são causas de grandes impactos sociais e ambientais (ANGELA *et al.*, 2011; CHEN, CHEN e FATH, 2015; IEA, 2016a).

Sobre estas externalidades negativas atribuídas as fontes tradicionais de energia, Angela *et al.* (2011) e Guerra *et al.* (2015) esclarecem que as usinas hidrelétricas requerem a inundação de grandes áreas, prejudicando a biodiversidade e as comunidades do seu entorno, e que as usinas nucleares representam ameaça a segurança do planeta na proporção em que se baseiam no beneficiamento e armazenamento de materiais radioativos. Em associação, Lacchini e Santos (2013), Chen, Chen e Fath (2015) e Guerra *et al.* (2015) especificam que os impactos ambientais das usinas termelétricas estão associados a utilização de combustíveis fósseis, tal como a poluição do ar, a ocorrência de chuvas ácidas e o aquecimento global originado pelo efeito estufa.

Os autores Aquila *et al.* (2017) explicam que as fontes alternativas são compostas majoritariamente por fontes de energia renovável (FER), dentre as quais destacam-se as pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), os sistemas eólicos, a biomassa e os sistemas fotovoltaicos (FV's). Isto ocorre pois as FER's são consideradas essencialmente limpas, isto é, acarretam menores danos ambientais e, além disso, reduzem o risco de falta de oferta de energia, visto que, são por definição fontes inesgotáveis de energia.

Ainda segundo estes autores, apesar de as fontes renováveis ainda não representarem grandes proporções das matrizes energéticas dos países, suas participações crescem de

maneira significativa, objetivamente, entre 1990 e 2014 o emprego de fontes renováveis de energia cresceu no mundo a uma taxa média anual de 2,2%, maior que o suprimento de energia primária total, 1,9% (IEA, 2016b).

Particularmente, é denominado de sistema solar fotovoltaico (em inglês, *photovoltaic*) a fonte renovável de geração de energia que usa o efeito fotovoltaico, sendo este último, definido como o fenômeno de conversão de radiação solar em eletricidade (MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012). Destaca-se que o seu emprego possui a maior taxa de crescimento dentre todas as fontes de energia renovável, em números, entre 1990 e 2014 o seu crescimento foi de cerca de 46,2% (IEA, 2016b) e, desta forma, os sistemas fotovoltaicos tendem a se tornar a fonte de energia mais importante no mundo (IEA, 2016a).

Os autores Luque e Hegedus (2003), Silva, Severino e Oliveira (2013) e Kim, Kim e Kim (2017) explicitam que os sistemas fotovoltaicos podem ser considerados uma das melhores fontes de energia renovável. Diversos aspectos corroboram a esta interpretação podendo ser sintetizados em:

- Vasta disponibilidade de recurso solar em todo o planeta e de maneira inesgotável;
- Reduzido consumo de água para sua operação e manutenção;
- Elevada adaptabilidade à geração descentralizada, fato que tende a aumentar a segurança de suprimento de energia, aliviar as linhas de transmissão e os sistemas de distribuição, fomentar o desenvolvimento regional e a minimizar conflitos sociais e diminuir a exposição a eventos naturais extremos (tais como terremotos e furacões);
- Reduzida necessidade de área para instalações dos projetos;
- Incentivo à projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Em detrimento do acelerado crescimento de geração de energia a partir de sistemas fotovoltaicos, atualmente, esta fonte ainda não vigora entre as mais utilizadas. Há um consenso na literatura de que a sua subutilização guarda estreita relação com os altos custos de investimentos envolvidos e os consequentes, longos períodos de tempo necessários para o retorno financeiro (MITSCHER e RÜTHER, 2012; LACCHINI e SANTOS, 2013; SWIFT, 2013; MORADI-SHAHRBABA, TABESH e YOUSEFI, 2014).

Devido a este fato, uma série de políticas públicas vem sendo implementadas com a perspectiva de viabilizar financeiramente a implementação de sistemas fotovoltaicos e, conseqüentemente, a sua inserção nas matrizes energéticas, em especial na Alemanha, Estados Unidos e Japão (IEA, 2016a). Conforme demonstrado por Mitscher e Rüter (2012), o Brasil recentemente também se inseriu neste contexto de incentivos governamentais para viabilização da fonte fotovoltaica.

Mais especificamente, apesar de o Brasil possuir uma matriz energética majoritariamente limpa, com proporções de produção de energia limpa entre 69% e 92,3% ao longo dos anos de 2004 e 2013, a acelerada expansão recente da demanda por energia, com taxa de crescimento de cerca de 4% ao ano para o mesmo período, gerou a necessidade de expansão da capacidade de geração (SCHMIDT *et al.*, 2016).

Em acréscimo, a segurança de oferta de energia foi posta em cheque quando, em 2001, períodos de seca prolongados causaram uma crise de geração de energia. Para atender esta demanda crescente e diversificar a matriz, o país implementou inicialmente sucessivos aumentos de capacidade das termelétricas e esta tendência permanece, visto que, até 2022 planeja-se expandir a capacidade das termelétricas em 5 GW (gigawatts – GW) (SCHMIDT *et al.*, 2016).

Em resposta a esta propensão de piora da matriz energética devido ao aumento da utilização de termelétricas, e seu conseqüente aumento de emissão de gases do efeito estufa, o Brasil implementou uma série de programas de incentivo à energia renovável. Por exemplo, no que se refere às fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), o Ministério de Minas e Energia (MME) implementou o Decreto nº 5.204/2004 em que se instituía o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) com meta de instalação de 3,3 GW de capacidade, em igual proporção para cada fonte (SCHMIDT *et al.*, 2016).

Como se pode observar, os incentivos governamentais à inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira surgiram tardiamente pois, como visto, o PROINFA não a contemplava. Apenas em 2011 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) deu impulso à esta fonte ao realizar a Chamada Pública nº 13 denominada, “Projeto Estratégico Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, que possuía como objetivo promover a

criação de usinas fotovoltaicas experimentais interligadas ao Sistema Elétrico Nacional (SIN) (AQUILA *et al.*, 2017).

Adicionalmente, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) operacionalizou os 6º e 7º leilões de energia de reserva (LER's), em 2014 e 2015, respectivamente. Nestes leilões, ao todo 782 projetos foram inscritos, representando uma potência instalada total de cerca de 1,72 GW (AQUILA *et al.*, 2017).

Outro impulso foi dado à inserção da energia fotovoltaica na inserção da matriz energética brasileira a partir da Resolução Normativa nº 482/2012 – reeditada na Resolução Normativa nº 687/2015 – também estabelecida pela ANEEL em que se regulamentou a geração distribuída no Brasil. Este impulso decorre do fato de a energia fotovoltaica ser a fonte mais adaptada a este tipo de mercado devido, principalmente, a sua característica descentralizada (HOLDERMANN, KISSEL e BEIGEL, 2014; ABINEE, 2012).

Contudo, mesmo o Brasil correspondendo a um dos maiores potenciais de recurso solar no mundo, posto que ocupa a décima posição mundial de incidência de irradiação solar (PEREIRA *et al.*, 2006; MARTINS *et al.*, 2008), os referidos incentivos governamentais tardiamente empregados acabaram por não estimular a consolidação da indústria nacional (HOLDERMANN, KISSEL e BEIGEL, 2014; ABINEE, 2012).

Por consequência, é presente nos projetos fotovoltaicos nacionais à necessidade de importação de grande parte dos equipamentos, aumentando o custo de investimento no projeto e também a sua exposição ao risco de mercado, devido as flutuações do câmbio no país. Esta perspectiva amplia significativamente a referida barreira enfrentada pela tecnologia fotovoltaica à viabilidade econômica (HOLDERMANN, KISSEL e BEIGEL, 2014; ABINEE, 2012).

Devido a este fato, argumenta-se ser imprescindível a realização de estudos econômicos a respeito da viabilidade de empreendimentos fotovoltaicos com a finalidade de reduzir os riscos associados ao investimento e, desta forma, impulsionar a inserção desta tecnologia no Brasil (HOLDERMANN, KISSEL e BEIGEL, 2014; BENDATO *et al.*, 2015). Adicionalmente, a própria viabilização de instalações de sistemas fotovoltaicos iniciais tendem a consolidar o mercado nacional, uma vez que acarretam reduções nos

custos futuros dos empreendimentos através da curva de aprendizagem da indústria (EPE, 2014).

1.2 Objetivos do trabalho

A presente tese possui como objetivo geral propor um método de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos em que se maximize, simultaneamente, a densidade de energia gerada e o retorno financeiro do projeto;

Desse modo, o objetivo geral foi estruturado nos seguintes objetivos específicos:

- Elaborar um modelo conceitual representativo de um sistema fotovoltaico enquanto um processo de geração de energia;
- Implementar um modelo de simulação do sistema fotovoltaico, a partir do modelo conceitual supracitado;
- Estimar um meta-modelo da densidade de energia do sistema fotovoltaico a partir da integração entre o modelo de simulação do sistema fotovoltaico implementado e o método experimental de superfície de resposta;
- Estimar um meta-modelo da média do valor presente líquido a partir da integração entre o modelo de simulação do sistema fotovoltaico implementado, o método de superfície de resposta, o método de fluxo de caixa descontado e a técnica de simulação de Monte Carlo;
- Otimizar a densidade de energia e o valor presente líquido do sistema fotovoltaico, simultaneamente, a partir da aplicação do método de interseção normal à fronteira nos respectivos meta-modelos estimados;
- Selecionar o dimensionamento do sistema fotovoltaico que maximize a densidade de energia e o valor presente líquido a partir do critério de minimização do erro percentual (EPG) global nas fronteiras de Pareto estruturadas.
- Aplicar o método de dimensionamento proposto em um projeto piloto padrão de sistema fotovoltaico no contexto da geração distribuída nas capitais com maior número de conexões fotovoltaicas em cada região do Brasil;
- Realizar uma análise acerca da melhoria de desempenho dos sistemas fotovoltaicos selecionados pelo método proposto em cada uma das cidades selecionadas com a finalidade de validar o método proposto.

1.3 Condições de contorno

Em primeiro lugar, no que se refere aos aspectos analíticos do presente trabalho, ressalta-se que por se tratar da realização de experimentos em modelos de simulação, a dispersão dos sequenciamentos experimentais iguais foi gerada a partir da distribuição de probabilidade do perfil de produção de energia mensurados nos próprios modelos de simulação, respeitando-se o teorema do limite central.

Ainda sob uma perspectiva analítica, apesar de haver uma série de algoritmos de otimização, neste trabalho foi utilizado o algoritmo de gradientes reduzidos generalizados (GRG), sendo este suficientemente robusto para a análise dos meta-modelos quadráticos analisados. O mesmo pode ser descrito para a análise financeira estocástica realizada a partir da implementação da técnica de simulação de Monte Carlo.

Em segundo lugar, quanto a concepção prática do trabalho, descreve-se inicialmente que foi implementado um projeto de 1 MW (megawatts – MW) de potência nominal. Como foi fixada a potência nominal da planta, a densidade de energia foi mensurada a partir da variação na área necessária à sua instalação.

Além disso, os dados de irradiação para cada análise prática não foram medidos, devido à ausência deste tipo de análise no Brasil, os dados foram coletados por meio de simulações meteorológicas, a partir da base de dados Meteonorm®. Conforme descrito em Luque e Hegedus (2003), dados meteorológicos são mais robustos que dados obtidos por satélite.

Por fim, sob uma perspectiva financeira, destaca-se que as análises se limitaram a mensuração do retorno a partir de uma estruturação fiscal de lucro presumido. O procedimento se justifica pois este regime fiscal potencializa a viabilidade financeira do sistema fotovoltaico conectado à rede, visto que, os gastos com tributação são menores (AQUILA *et al.*, 2017).

Além disso, por se tratar de uma aplicação teórica, sem se possuir um correspondente dado de demanda de energia, assumiu-se por hipótese simplificadora que, em cada período, a energia consumida é igual a energia gerada, sendo que esta hipótese se aproxima do objetivo de autoconsumo característicos da mini e microgeração.

1.4 Estrutura da tese

Com a finalidade de atender aos objetivos traçados, esta tese foi organizada em mais quatro capítulos além desta introdução.

O Capítulo 2 é iniciado por uma discussão acerca das contribuições da pesquisa e para tanto, uma abordagem bibliométrica é implementada. Posteriormente, são descritos os principais conceitos teóricos referentes aos sistemas fotovoltaicos e, em seguida, é realizada uma contextualização da inserção desta tecnologia no Brasil. O capítulo é finalizado ao explicar os fundamentos conceituais necessários à estruturação do método proposto, isto é, descrevem-se as técnicas analíticas de modelagem estatística de processos, análise de eficiência e engenharia econômica.

No Capítulo 3 é pormenorizado o método de dimensionamento de sistema fotovoltaico desenvolvido. Adicionalmente, são identificadas as condições experimentais da aplicação prática e, além disso, os respectivos planejamentos experimentais, representando, propriamente, o início das aplicações do método proposto.

No Capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir da finalização da execução do método proposto. É adicionada ainda uma análise de sensibilidade dos dimensionamentos ótimos mensurados.

Por fim, no Capítulo 5 o trabalho se encerra ao apresentar as principais conclusões factíveis ao método de dimensionamento proposto e aos resultados obtidos a partir de sua aplicação prática. Perspectivas de trabalhos futuros são colocadas.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo foi organizado com a finalidade de atender a três propósitos essenciais. O primeiro propósito do capítulo refere-se à discussão acerca da contribuição teórica da tese e, para atendê-lo, é realizada uma análise bibliométrica na seção inicial.

O segundo propósito deste capítulo concerne a contextualização da inserção da tecnologia fotovoltaica na matriz energética brasileira. Com esta intenção, são apresentados na segunda seção os conceitos básicos acerca da fonte fotovoltaica, a disponibilidade do recurso solar no Brasil e, por fim, a trajetória institucional de sua utilização. Ressalta-se que um detalhamento a respeito da tecnologia fotovoltaica é realizado no Apêndice A.

Por fim, o terceiro propósito deste capítulo diz respeito a descrição dos principais instrumentos matemáticos e financeiros que, ao serem associados, integram o método de pesquisa proposto. A partir das três seções finais do capítulo busca-se cumprir com este propósito na medida em que são explicados os conceitos de modelagem estatística de processos, otimização multiobjetivo e engenharia econômica, respectivamente.

2.1 Análise bibliométrica

O estudo da contribuição do método proposto e aplicado nesta tese foi guiado por uma abordagem quantitativa uma vez que foi estruturada uma análise bibliométrica. Ressalta-se que o termo bibliometria corresponde a aplicação de técnicas matemáticas para análise de publicações com o objetivo de medir performance acadêmica e/ou traçar o padrão de desenvolvimento de um determinado campo de pesquisa (LU e LIU, 2016).

Conforme Liang *et al.* (2016) as revisões sistemáticas de literatura que buscam descrever determinado campo de pesquisa por meio de abordagens qualitativas tendem a se tornar pouco abrangentes. Segundo estes autores, isto ocorre ao passo que os pesquisadores possuem tempo, energia e capacidade cognitiva limitados para realizar análises em grandes escalas, característica de revisões sistemáticas de literatura. Devido a este fato, as abordagens bibliométricas representam alternativas de análise que objetivam superar as referidas limitações.

Inicialmente, para extrair a relevância e contribuição metodológica do trabalho para o campo de pesquisa por meio de uma abordagem bibliométrica, realizou-se buscas por pesquisas que foram estruturadas com as mesmas técnicas matemáticas e financeira, quais sejam, modelagem estatística de processos, otimização multiobjetivo e engenharia econômica.

A busca pelas publicações acadêmicas foi realizada no dia 03/04/2018 e abrangeu trabalhos publicados na base de dados Scopus, sem se realizar qualquer filtro de período de publicação. Esta base de dados compreende importantes periódicos multidisciplinares e a quantidade de acessos demonstra a sua relevância para a comunidade científica (WANG, FANG e SUN, 2016).

Foram utilizadas as palavras-chave desta pesquisa, e suas possíveis variações, para se efetuar as buscas. No que se refere às técnicas matemáticas e financeira, adotou-se o descritor “*Response Surface*”, com as possíveis variações “*Design of Experiments*” e “DOE”, para representar a técnica de modelagem estatística de processos. O descritor “*Multiobjective Optimization*”, com as possíveis variações “*Normal-Boundary Intersection*” e “*Pareto Frontier*”, foi adotado para representar a técnica de otimização multiobjetivo. Por fim, o descritor “*Economic Analysis*” com as possíveis variações “*Economic Performance*” e “*Investment Valuation*” foi adotado para representar aplicações da técnica de engenharia econômica.

Por fim, ressalta-se que os descritores foram colocados entre aspas com o objetivo de captar apenas os termos por completo e suas buscas foram realizadas no campo tópico, isto é, apenas foram selecionadas pesquisas que possuíam estes descritores ou no título, ou no resumo, ou nas palavras-chave.

Na Tabela 1 são apresentados os resultados das buscas realizadas pelas palavras-chave das técnicas matemáticas e financeiras analisadas, tanto sob uma perspectiva isolada, quanto sob uma perspectiva de possíveis associações entre as técnicas.

Ao todo foram encontradas 168.707 publicações que possuíam uma, e apenas uma, das técnicas matemáticas supracitadas como objeto de pesquisa. Com um maior número de publicações estruturadas com base em análises econômicas – 67.770 publicações –, seguida da técnica de modelagem estatística de processos – 64.396 publicações – e, por último, da técnica de otimização multiobjetivo – 36.541 publicações. A grande

quantidade de trabalhos encontrados evidência a robustez de utilização destas técnicas matemáticas e financeira.

Tabela 1 - Análise de publicações filtradas por critério de técnicas matemáticas e financeira

Técnicas Matemáticas e Financeiras	Número de Publicações
<i>“Response Surface”</i>	64.396
<i>“Normal-Boundary Intersection”</i>	36.541
<i>“Economic Analysis”</i>	67.770
Integração entre as Técnicas Matemáticas e Financeiras	Número de Publicações
<i>“Response Surface”+“Normal-Boundary Intersection”</i>	1.270
<i>“Response Surface”+“Economic Analysis”</i>	109
<i>“Normal-Boundary Intersection”+“Economic Analysis”</i>	332
<i>“Response Surface”+“Normal-Boundary Intersection”+“Economic Analysis”</i>	0

Fonte: Elaboração própria

É importante destacar que nem todas as publicações que possuem o termo *Response Surface* se referem à técnica de modelagem estatística de processos, para evitar inflação do número de suas publicações, buscou-se sempre fixar a palavra-chave principal com as palavras-chave auxiliares com vistas a garantir a busca estrita pela técnica matemática.

No que se refere a análise das possíveis associações entre as técnicas, ressalta-se que ao todo foram encontradas 1.711 publicações que possuíam alguma associação entre duas das técnicas matemáticas supracitadas. Com um maior número de publicações estruturadas com base na associação entre a técnica de modelagem estatística de processos e a técnica de otimização multiobjetivo – 1.270 publicações –, seguida da associação entre a técnica de otimização multiobjetivo e a técnica de engenharia econômica – 332 publicações – e, por último, a associação entre a técnica de modelagem estatística de processo e a técnica de engenharia econômica – 109 publicações. Ressalta-se que não foi encontrado qualquer artigo que realiza uma associação entre todas as técnicas matemáticas e financeira, já fornecendo evidência de ineditismo teórico da presente pesquisa.

Adicionalmente, um outro aspecto de análise, específico à superfície de resposta, foi implementado. Buscou-se por pesquisas estruturadas a partir da técnica de superfície de

resposta composta especificamente por variáveis contínuas e categóricas. Os descritores usados foram “*Response Surface*” e “*Categorical Factors*”. O resultado da busca registrou ao todo 32 publicações que tratavam do objeto matemático. Esta pequena quantidade de publicações também demonstra um aspecto de ponta teórica desta tese.

Em seguida, para extrair a relevância e contribuição desta tese ao escopo de aplicação, isto é, otimização técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos no contexto da geração distribuída brasileira, buscou-se realizar um mapeamento da difusão de conhecimento na área. Para tanto, foi implementada a análise de caminho principal (em inglês, *main path analysis* - MPA) que, segundo os autores Liu *et al.* (2013), corresponde a uma das mais eficientes técnicas bibliométricas.

Desenvolvida originalmente por Hummon e Doreain (1989), o caminho principal utiliza as citações de pesquisas acadêmicas publicadas com a finalidade de traçar o fluxo principal de conceitos relevantes de um determinado campo científico. O pressuposto é de que quando um documento acadêmico cita o outro, o conhecimento flui do documento anterior para o documento citante.

Mais especificamente, a técnica estrutura uma rede de citações que estabelecem ligações entre publicações acadêmicas, isto é, uma rede em que seus nós correspondem aos documentos e as respectivas ligações direcionais (chamadas de arcos) entre os nós representam as citações dentre estes (NOOY, MRVAR e BATAGELJ, 2005).

A partir da rede de citações estruturada, o MPA identifica a importância de cada ligação entre os nós a partir de um termo de ponderação denominado de SPC (em inglês, *Search Path Count* – SPC) e, uma vez calculadas as ponderações, o MPA rastreia e extrai uma sub-rede a partir apenas das maiores ponderações, sendo que, esta sub-rede é justamente denominada de caminho principal (NOOY, MRVAR e BATAGELJ, 2005).

Na Figura 1 é apresentado um exemplo de rede de citações com as ligações já ponderadas pelo termo SPC. Tem-se representado na Figura 1 um total de 10 artigos acadêmicos denominados pelas letras de A até J, sendo que os artigos A e B são definidos por fontes de disseminação de conhecimento, visto que, não citam nenhum artigo e, de outro lado, os artigos C, D, E e F são definidos por coletores de disseminação de conhecimento, pois são os pontos finais da rede. A direção da ligação representa a disseminação do conhecimento e, portanto, ela possui sentido contrário da direção da

citação, além disso, os números próximos às ligações representam as ponderações calculadas pelo SPC (LIU *et al.*, 2013).

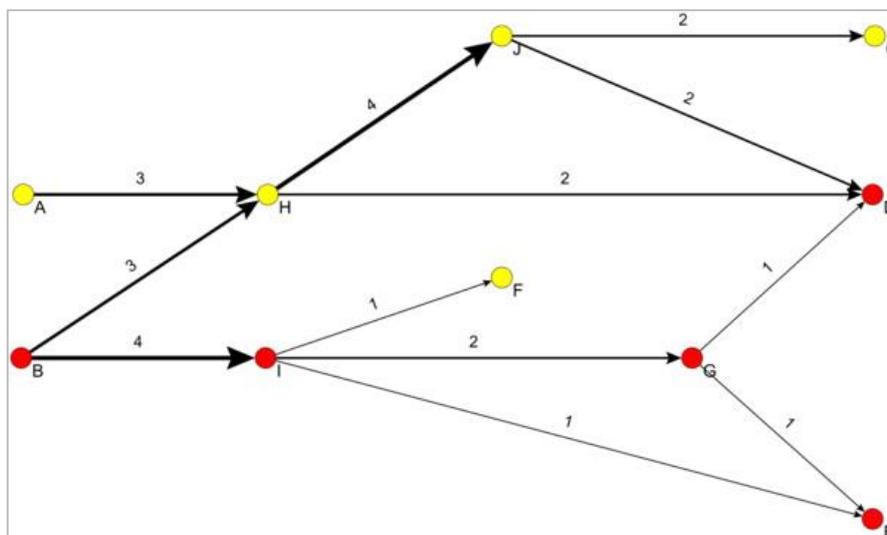


Figura 1 - Rede de citações ponderadas pelo termo SPC

Fonte: Liu *et al.* (2013)

Como se pode depreender, existem diversos caminhos possíveis que partem de diferentes fontes e podem chegar em diferentes coletores. Basicamente, a ponderação de uma ligação através do SPC é calculada pela soma de todos os caminhos de todas as fontes para todos os coletores, por exemplo, o valor de ponderação da ligação entre os artigos H e F é igual a dois pois existem dois caminhos que passam por esta ligação, são eles, A – H – D e B – H – D, ou o valor de ponderação entre os artigos B e I é igual a 4 pois existem quatro caminhos que passam por esta ligação, são eles, B – I – F, B – I – G – D, B – I – G – E e B – I – E (LIU *et al.*, 2013).

Assim como já referido, após o cálculo dos termos de ponderação de todos as ligações entre as publicações, o MPA parte da ligação de maior ponderação da fonte de disseminação do conhecimento e segue esta mesma lógica até chegar a um coletor de disseminação de conhecimento (NOOY, MRVAR e BATAGELJ, 2005). No exemplo ilustrado na Figura 1, o caminho principal extraído da rede de citações corresponde as ligações B – I – G – D e B – I – G – E.

Com base no descrito, pode-se constatar que a MPA possui o potencial de evidenciar um hiato teórico na área – representado pela ausência de um escopo de pesquisa nos trabalhos acadêmicos selecionados a partir do caminho principal – e, ao se constatar o

referido hiato teórico, corrobora-se a dedução de relevância deste trabalho uma vez que ele se insere em um estágio pouco explorado de conhecimento do tema e, mesmo que de maneira incremental, preenche lacunas científicas existentes.

Neste trabalho, a análise de caminho principal foi estruturada em duas etapas. Em primeiro lugar, estruturou-se um estudo exploratório das publicações acadêmicas selecionadas. Só então, a partir destas publicações, implementou-se a técnica MPA para mapeamento da trajetória de disseminação do conhecimento na área. Ressalta-se que a busca e seleção das pesquisas acadêmicas foi realizada no dia 03/04/2018 e também foi utilizada a base de dados *Scopus*, mais uma vez, sem qualquer aplicação de filtros temporais.

Dado o escopo do objetivo traçado no presente trabalho, foi adotada a seguinte estratégia de descritores, para inserir o contexto de aplicação, buscou-se pelas palavras-chave “*Photovoltaic Energy*” com as possíveis variações “*Photovoltaic System*” e “*Solar Energy*” e, em associação, para inserir o contexto de análise econômica de investimentos, buscou-se pelas palavras-chave “*Economic Analysis*” com as possíveis variações “*Economic Performance*” e “*Investment Valuation*”.

Como resultados da busca, foram encontrados um total de 1.911 publicações. Na Figura 2 esta quantidade de publicações é apresentada, segmentada por períodos. Como se pode constatar a quantidade de publicações no tema cresce ao longo do tempo em especial nos anos finais, visto que, enquanto que nos primeiros trinta anos da série tem-se um total de 303 artigos acadêmicos (representando cerca de 15,48% do total de artigos) a partir dos anos de 2010 tem-se a maior parte das publicações na área (1.297 artigos representando uma proporção de 67,9% do total).

Já na Figura 3 são apresentados os cinco periódicos com maior quantidade de publicações acadêmicas ao longo de todo o período analisado. Com base no gráfico apresentado, pode-se observar que estes cinco periódicos são influentes para o campo de pesquisa na proporção em que representam aproximadamente 31,5% do total de trabalhos com este escopo de pesquisa. No mesmo sentido, atesta-se que todos os referidos periódicos possuem altos índices de desempenho, quando medidos pelo índice JCR (em inglês, *journal citation reports* – JCR), corroborando a evidência de que estes periódicos são reconhecidamente relevantes pela comunidade acadêmica.

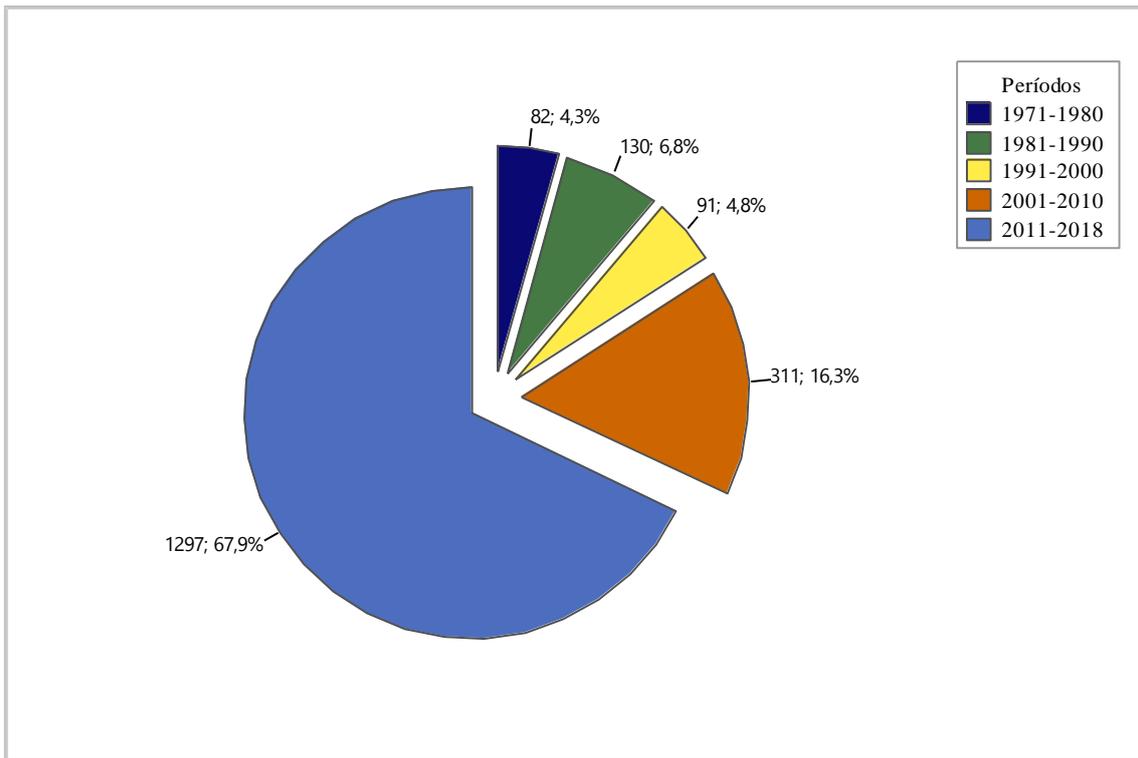


Figura 2 - Quantidade de publicações acadêmicas na área, segmentada por períodos

Fonte: Elaboração Própria

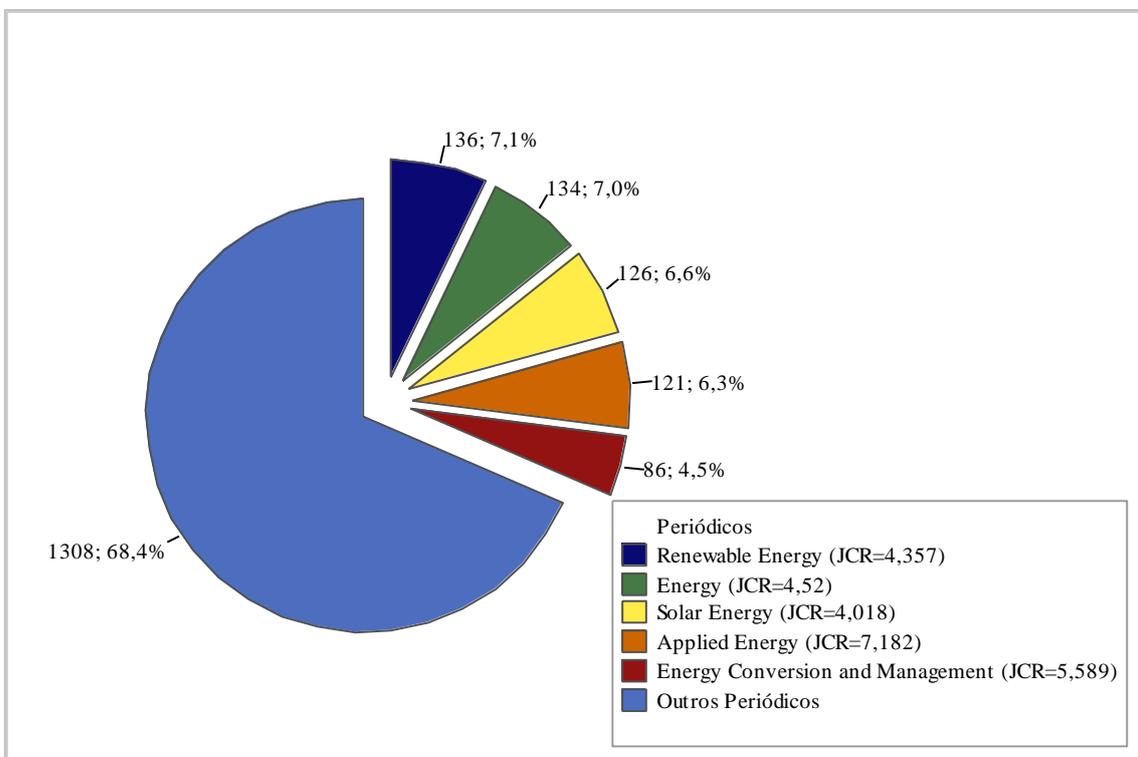


Figura 3 - Quantidade de publicações acadêmicas na área, segmentada por periódicos

Fonte: Elaboração Própria

Por sua vez, na Figura 4 é apresentada a quantidade de publicações acadêmicas encontradas na busca, segmentada por país de origem da publicação.

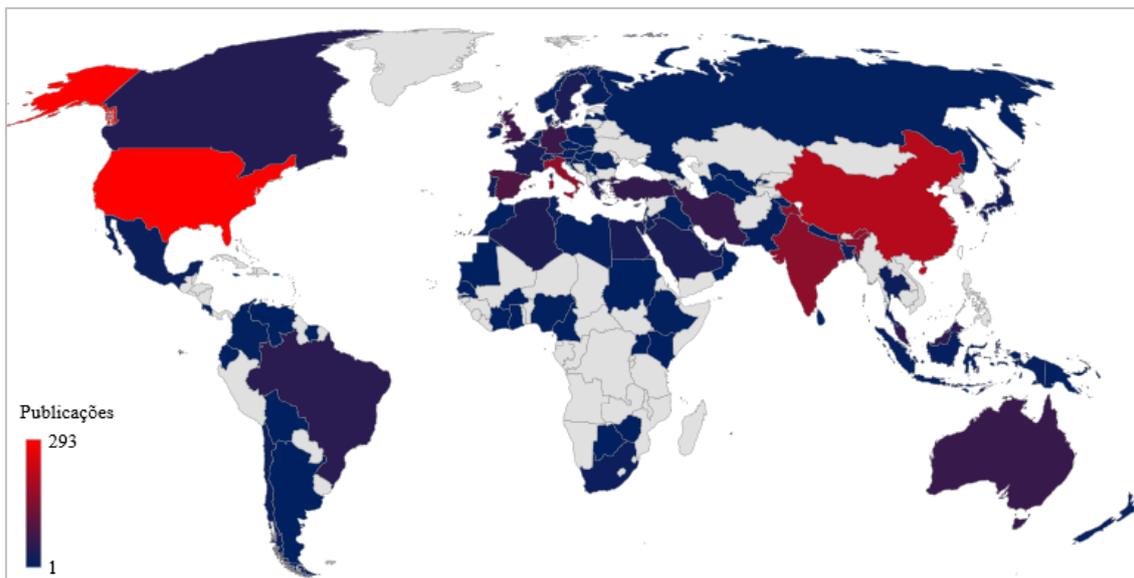


Figura 4 - Quantidade de publicações acadêmicas na área, segmentada por países

Fonte: Elaboração Própria

Na Figura 4 tem-se ilustrado que a maior contribuição para a literatura da área é realizada por pesquisadores dos Estados Unidos, visto que, este país possui a maior quantidade de publicações (293), seguido da China (208), Itália (167), Índia (163) e Espanha (91). O Brasil ocupa a décima segunda posição neste *ranking* de número de publicações na área, com 49 trabalhos acadêmicos publicados.

Ao finalizar esta primeira parte da análise bibliométrica, descrita pela pesquisa e seleção de publicações acadêmicas e estudo exploratório do respectivo resultado, partiu-se para implementação da técnica de MPA. Para tanto, foi utilizada uma associação entre os *softwares* bibliométricos VOSviewer® e Pajek®, ambos são de livre acesso.

Em congruência com o já explicitado, para implementação da técnica MPA é necessário em primeiro lugar estruturar a rede de citações a partir das publicações selecionadas pela busca realizada.

Com intuito de reduzir a complexidade inicial da rede e, desta forma, diminuir o custo computacional da análise, foram selecionados apenas os artigos que receberam um número mínimo de uma citação, mesmo esta citação não tendo origem de alguma publicação contida nas 1.911 publicações selecionadas pela busca acima discriminada.

Com este procedimento, a amostra de publicações reduziu-se para 1.342 publicações, correspondendo a um total de 2.140 citações entre estes trabalhos.

Na Figura 5 é apresentada a rede de 2.140 citações com as conexões entre as respectivas 1.342 publicações acadêmicas selecionadas.

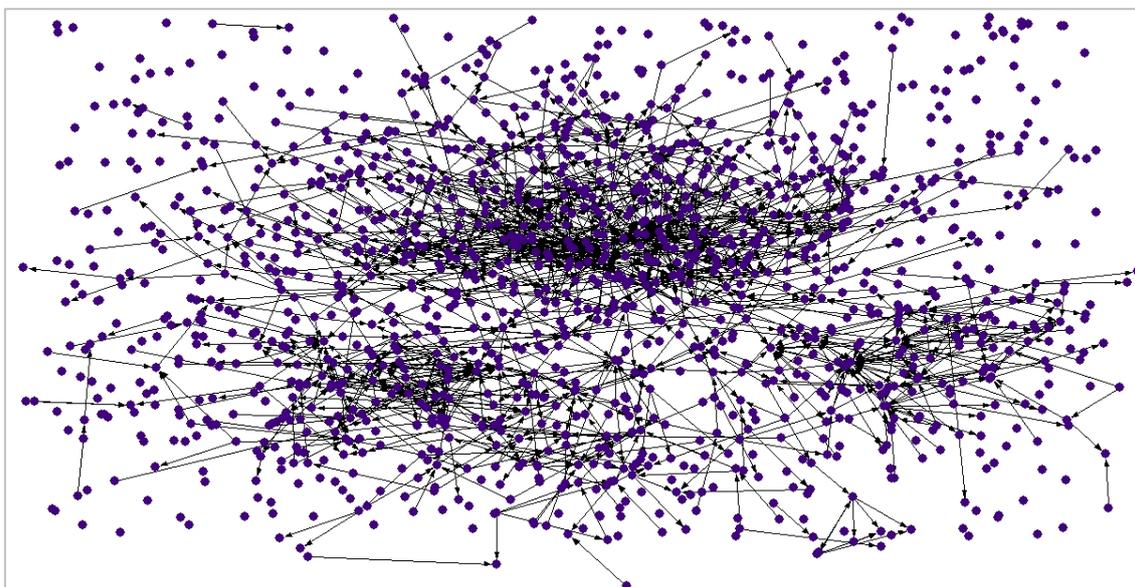


Figura 5 - Rede de citações na área

Fonte: Elaboração Própria

A rede de citações apresentada na Figura 5 tem o potencial de demonstrar a complexidade de realização de uma análise bibliométrica consistente. Ela pautava a necessidade de implementação do MPA para redução sistemática da rede de modo a tornar a trajetória de desenvolvimento de pesquisas na área.

Deste modo, tem-se representado na Figura 6 o caminho principal, isto é, o segmento da rede de citações original extraído por critério de ponderação das ligações. Ao todo, este é composto por 10 publicações, sendo que, a maior parte destas é relativamente recente. Este fato já era esperado pois, conforme discutido na análise exploratória das citações, a maior parte dos trabalhos acadêmicos da área foram publicados a partir de 2010.

Ressalta-se ainda que os artigos fonte correspondem a Celik (2002) e Kalantar e Mousavig (2010), enquanto que o artigo coletor corresponde a Cucchiella, D'adamo e Gastaldi (2017a). No Apêndice B é apresentado um quadro resumo com as informações acerca de todos artigos que compõem o caminho principal.

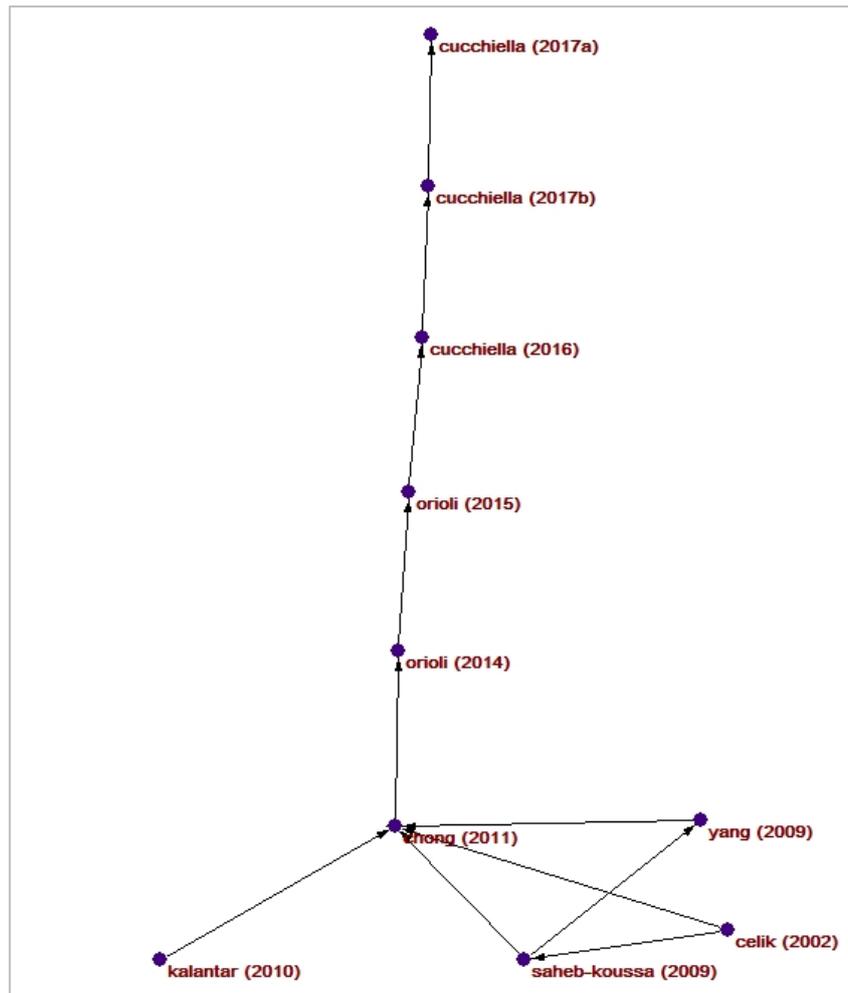


Figura 6 - Caminho principal extraído da rede de citações na área

Fonte: Elaboração Própria

Mais especificamente, o artigo fonte Celik (2002) e seu correspondente caminho Saheb-Koussa, Haddadi e Belhamel (2009) e Yang, Wei e Chengzhi (2009) e o artigo fonte Kalantar e Mousavig (2010) correspondem a pesquisas baseadas em otimização, por critérios econômicos, do dimensionamento de sistemas híbridos em que são combinadas as fontes de geração de energia fotovoltaica e eólica e fotovoltaica e eólica e diesel. Cumpre ressaltar que os estudos foram realizados na Turquia, Argélia, China e Irã, respectivamente.

O aspecto importante destes artigos fonte refere-se ao fato de serem focados em instalações de sistemas fotovoltaicos em sistemas isolados, isto é, ao abastecimento de energia em locais afastados que não possuem acesso à rede elétrica. Este viés de estudo está associado ao estágio de desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica que foi

inicialmente empregada com a finalidade de geração de energia, com caráter complementar, em sistemas isolados.

A contribuição de Chong *et al.* (2011) expressa-se pelo empregado de uma avaliação econômica de um sistema híbrido, composto das fontes fotovoltaica e eólica, porém já no contexto da geração distribuída, dado que o estudo econômico é centrado na viabilidade da instalação em prédios localizados na Malásia.

A consolidação da tecnologia fotovoltaica como fonte de geração de energia no contexto da geração distribuída é discriminada pelos artigos Orioli e Di Gangi (2014), Orioli e Di Gangi (2015), Cucchiella, D'adamo e Gastaldi (2016). O primeiro trabalho busca comparar em qual sistema de compensação de energia a instalação fotovoltaica possui maior atratividade. Por sua vez, em Orioli e Di Gangi (2015) um aprofundamento no estudo do impacto da inserção da fonte fotovoltaica na diversificação da matriz energética é realizado. Finalmente, em Cucchiella, D'adamo e Gastaldi (2016) análises de políticas públicas voltadas à geração de energia a partir da fonte fotovoltaica são realizadas com a finalidade de incentivar a inserção da fonte na matriz energética. Acrescenta-se que estes estudos foram realizados na Itália.

Já em Cucchiella, D'adamo e Gastaldi (2017b), análises de sensibilidade são realizadas em sistemas fotovoltaicos simulados com a finalidade de se descobrir quais são os parâmetros críticos na viabilidade econômica do empreendimento. Também neste caso, considerou-se a realidade italiana.

Por fim, em Cucchiella, D'adamo e Gastaldi (2017a) um novo aspecto de utilização da fonte fotovoltaica é discutido, ainda para instalações conectadas à rede, na medida em que é analisada a viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais combinados a sistemas de armazenamento de energia a partir da utilização de baterias de lítio. Este estudo de caso também se pautou no caso italiano.

Contudo, as referências acima descritas são pautadas em instalações fotovoltaicas de menor porte (microssistemas), em que uma quantidade reduzida de equipamentos é alocada em espaços também inferiores, desta forma, parâmetros do dimensionamento do sistema fotovoltaico possuem pequenos impactos na eficiência do sistema e na atratividade do negócio.

Neste sentido, pesquisas destinadas a implementar dimensionamentos ótimos para instalação de sistemas fotovoltaicos de maior porte, ainda no contexto da geração distribuída, ganham importância ao preencher um hiato de conhecimento na área. Em associação, como se pode observar pela análise exploratória das publicações, a despeito da alta disponibilidade do recurso solar no Brasil, poucos estudos econômicos foram aplicados à realidade nacional, sendo uma outra perspectiva de contribuição científica.

2.2 Energia Fotovoltaica no Brasil

2.2.1 Conceitos Básicos

Define-se por radiação solar a energia transmitida do Sol a partir de ondas eletromagnéticas. Como é sabido, estas ondas eletromagnéticas possuem diferentes frequências, sendo que, denomina-se por espectro de radiação solar o conjunto de todas as frequências de ondas eletromagnéticas emitidas pelo Sol. Ademais, a energia transmitida pelo Sol está diretamente relacionada a esta frequência da onda, assim como demonstrado pela relação de Planck-Einstein (MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012).

Adicionalmente, define-se por energia solar fotovoltaica a conversão direta da radiação eletromagnética oriunda do Sol em energia elétrica, sendo que, este fenômeno é denominado de efeito fotovoltaico (MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012). Conforme explicado por Luque e Hegedus (2003) e Mcevoy, Markvart e Castaner (2012) a física do efeito fotovoltaico ocorre quando a radiação eletromagnética do Sol incide sobre a célula fotovoltaica (ou célula solar), sendo que, esta última corresponde a um dispositivo fabricado a partir de camadas de material semicondutor.

Apenas um intervalo do espectro de radiação solar pode engendrar o efeito fotovoltaico, sendo que as demais ondas eletromagnéticas do espectro de radiação do Sol são captadas na forma de energia térmica (calor) e, devido a este fato, as células fotovoltaicas operam em temperatura sensivelmente maior que a temperatura do ar, em geral, em torno de 20 °C e 30°C (VILLALVA, 2015). Cumpre ressaltar que, na direção contrária, o aquecimento das células fotovoltaicas diminui o rendimento em geração de energia das mesmas.

No que se refere as medidas, pode-se quantificar a radiação solar em termos de fluxo de densidade de potência, sendo que, esta medida é denominada de irradiância e, em geral, é expressa em W/m². Em associação, a integral do fluxo de irradiância em um determinado período de tempo é denominada de irradiação e exprime uma medida de densidade de energia, em geral, expressa em W/m²/dia (VILLALVA, 2015).

Assim como descrito em Luque e Hegedus (2003), a energia solar é a mais abundante dentre as fontes renováveis, tanto sob uma perspectiva teórica, isto é, realização de análise de potencial sem se levar em consideração nenhuma das possíveis restrições técnicas da fonte, quanto sob uma perspectiva técnica, por sua vez definida como a realização de análise de potencial que leva em consideração as restrições técnicas da fonte, porém não leva em consideração os aspectos econômicos.

Na Tabela 2 tem-se representadas as estimativas de potenciais teóricos e técnicos de geração de energia segmentadas por tipo de fonte renovável.

Tabela 2 - Potenciais teórico e técnico de geração de energia, segmentado por tipo de fonte alternativa (em Exajoule/ano)

Fonte	Potencial Teórico de Energia	Potencial Técnico de energia
Hidrelétrica	147	50
Biomassa	2.900	276
Eólica	6.000	640
Solar	3.900.000	1.575

Fonte: Adaptado de Luque e Hegedus (2003)

Como se pode depreender a partir da Tabela 2, o maior potencial de geração de energia está intensamente associado à fonte solar fotovoltaica, corroborando a interpretação realizada acima de maior disponibilidade comparativa deste recurso em relação aos demais.

2.2.2 Recurso Solar no Brasil

Ao se levar em consideração as explicações realizadas nas seções anteriores pode-se concluir que para que o sistema fotovoltaico opere com bom desempenho o dimensionamento físico deve se pautar das características de radiação solar incidentes na respectiva localidade.

Em contrapartida, dada a extensão territorial do Brasil é correto afirmar que existem poucas estações de medição de irradiância e, devido a este fato, grande parte das fontes de dados de recurso solar no país são pautadas em tratamentos estatísticos (interpolações e extrapolações) de medições por satélites (PINHO e GALDINO, 2014). Como, por exemplo, o banco de dados SSE (em inglês, *Surface Metereology and Solar Energy – SSE*), disponibilizados pela NASA (em inglês, *National Aeronautics and Space Administration*) e, em especial, a base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, elaborada em 2006 e que deriva de um modelo de mensuração desenvolvido pelo programa das Nações Unidas denominado SWERA (em inglês, *Solar and Wind Energy Resource Assessment – SWERA*).

Pautado justamente no Atlas Brasileiro de Energia Solar, pode-se inferir que o Brasil possui elevada incidência de irradiação global no plano horizontal, por exemplo, a soma anual de irradiação global em qualquer lugar no Brasil encontra-se no intervalo de 1.500 kWh/m² à 2.500 kWh/m², consideravelmente maior que os intervalos de países com tecnologia fotovoltaica, amplamente disseminada e consolidada, como a Alemanha, com um intervalo de 900 kWh/m² à 1.250 kWh/m², França, com um intervalo de 900 kWh/m² à 1.650 kWh/m², e Espanha, com um intervalo de 1.200 kWh/m² à 1.850 kWh/m² (MARTINS *et al.*, 2008).

Na Figura 7 tem-se representado a média anual de incidência de irradiação global no plano horizontal no Brasil, a partir das estimativas do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2006). Como se pode observar, a melhor média anual de irradiação solar no plano horizontal no país é de 6.500 Wh/m²/dia e ocorre na região norte da Bahia, de outro lado, a pior estimativa de recurso solar no plano horizontal no país é de 4.250 Wh/m²/dia e ocorre na região litorânea de Santa Catarina.

De maneira complementar, tem-se representado na Figura 8 a média anual de incidência de irradiação global no plano inclinado no Brasil, com ângulos de inclinações iguais às latitudes das respectivas regiões, a partir das estimativas do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2006). A partir do apresentado pode-se depreender que a inclinação proporcional à latitude aumentou os níveis de irradiação existentes em cada região do país, sendo que, este fato corrobora a validação da regra geral de posicionamento dos módulos fotovoltaicos – conforme discussão estabelecida na seção anterior.

Apesar do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2006) ser uma boa referência para uma análise geral acerca do recurso solar no país, estudos comparativos demonstram que ele tende a superestimar a radiação em algumas regiões, ver (PINHO e GALDINO, 2014). Aliado a este fato, argumenta-se que medições por satélite acarretam erros maiores que inferências de radiação solar obtidas a partir de dados climatológicos (MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012).

Sobre este aspecto, ressalta-se que o *software* comercial Meteonorm® é um dos mais empregados para se realizar estimação de radiação solar a partir de dados climatológicos, tanto no plano horizontal quanto no plano inclinado. Basicamente, o tratamento estatístico do programa se fundamenta na realização de transformações na série de dados a partir de matrizes de transição de Markov.

Destaca-se que análises comparativas demonstram não haver diferença estatística significativa entre radiações solares medidas e radiações solares inferidas pelo *software* (MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

2.2.3 Inserção de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil

A energia fotovoltaica no Brasil foi sistematicamente subestimada pelas políticas governamentais até o início da década de 2010 sendo exclusivamente associada a pequenos sistemas isolados, isto é, à eletrificação de regiões de difícil acesso a instalação de linhas de transmissão e com o objetivo de atender as demandas de propriedades rurais e/ou comunidades isoladas (VILLALVA, 2015).

Particularmente, Luque e Hegedus (2003) explicam que a inserção inicial da tecnologia fotovoltaica no Brasil a partir da instalação de sistemas isolados fundamentou-se em projetos pilotos de cooperação com a Alemanha e os Estados Unidos, em 1992, e visavam a eletrificação de propriedades rurais. Cerca de 1.500 projetos residenciais foram instalados na região do Nordeste.

Mais adiante, dois programas governamentais federais foram implementados com as mesmas características descritas acima, o primeiro programa foi concebido em 1994 e estabelecido em 1995, denominado de “Diretrizes e Plano de Ação para o desenvolvimento das Energias Renováveis Solar, Eólica e de Biomassa no Brasil” possuía como meta a original de instalação de 50 MW de potência até o ano de 2005, sem maiores especificações dos resultados obtidos. Já o segundo programa foi estabelecido em 1994,

denominado de “Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios” (PRODEEM) foi responsável pela instalação de mais de 3.700 projetos de pequeno porte, equivalendo a uma potência nominal de 5 MW (LUQUE e HEGEDUS, 2003; PINHO e GALDINO, 2014).

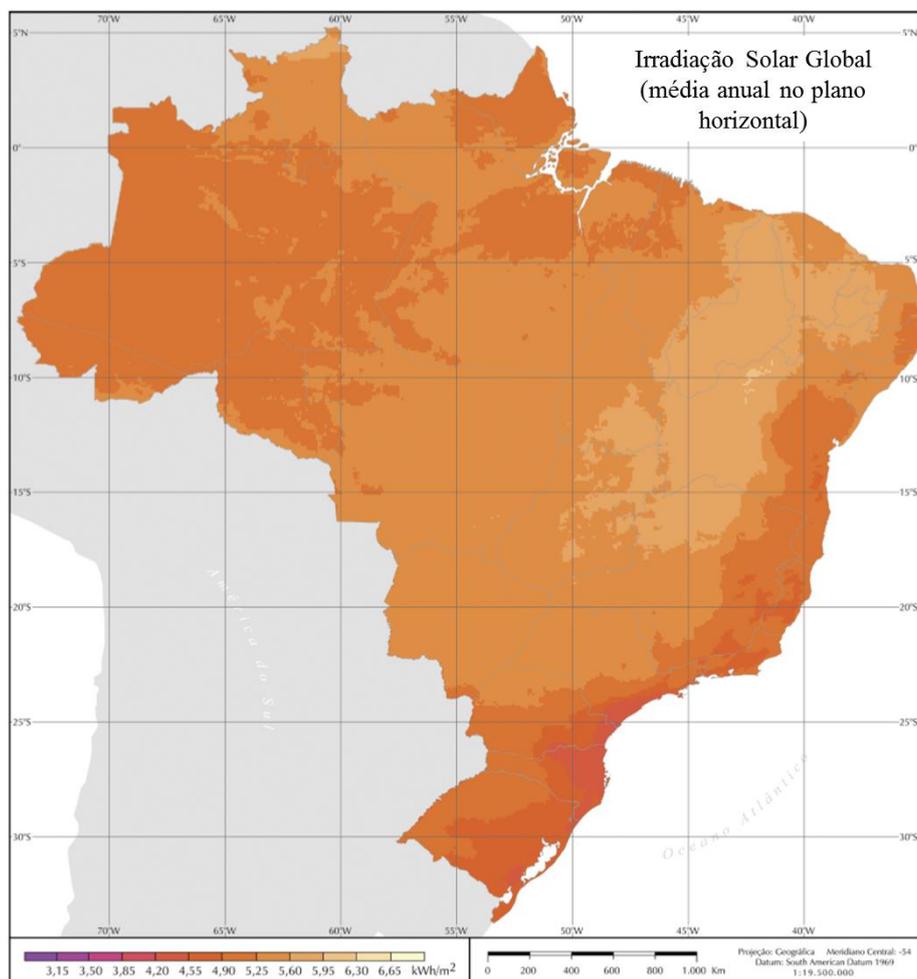


Figura 7 - Média anual de irradiação global no plano horizontal incidente no Brasil

Fonte: Adaptado de Pereira *et al.* (2006)

Um novo impulso à energia fotovoltaica foi dado no contexto do programa “Luz para Todos”, implementado pelo governo federal em 2003, visto que este incorporou o PRODEEM e, desta forma, foi responsável pela instalação de mais de 2.046 sistemas fotovoltaicos no Brasil (LUQUE e HEGEDUS, 2003; PINHO e GALDINO, 2014).

Apesar de terem representado um relevante papel no desenvolvimento regional do país, os referidos programas tiveram pouco impacto na matriz energética brasileira. De um lado, os projetos eram de pequeno porte e compostos essencialmente por equipamentos importados, impedindo o desenvolvimento da indústria nacional, de outro

lado, os sistemas isolados são tecnicamente diferentes dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, devido a necessidade de armazenamento da energia gerada em baterias, fornecendo poucos *insights* técnicos e mesmo regulatórios ao contexto de conexão à rede, sendo este último caracterizado pelo maior potencial de aplicação da tecnologia fotovoltaica (PINHO e GALDINO, 2014).

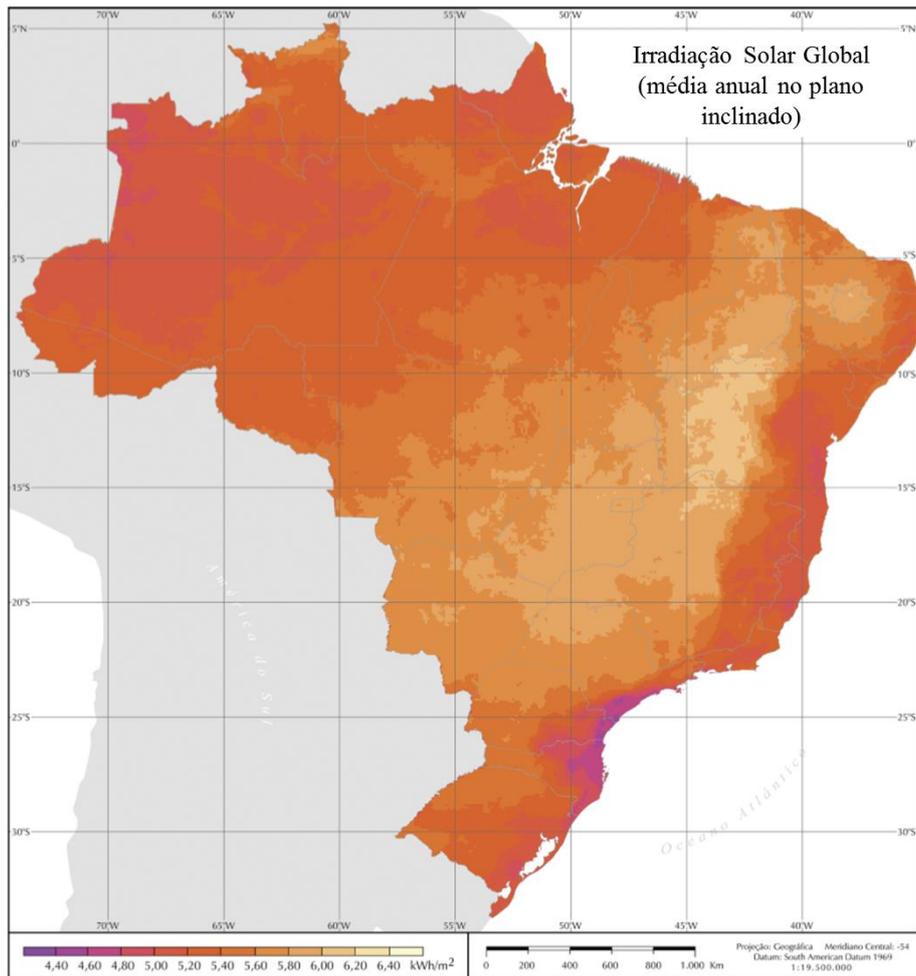


Figura 8 - Média anual de irradiação global no plano inclinado incidente no Brasil

Fonte: Adaptado de Pereira *et al.* (2006)

Como já referido, apenas em 2011 políticas públicas nacionais foram adotadas com a finalidade de fomentar o emprego da tecnologia fotovoltaica a partir de sistemas conectados à rede, mais uma vez, caracterizado por possuir maior potencial de aplicação. Precisamente, a partir do incentivo estratégico à projetos de P&D implementado pela ANEEL na chamada pública n° 13/2011, denominada de Projeto Estratégico Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira (EPE, 2014; ANEEL, 2016).

Pode-se afirmar que a chamada pública visava financiar selecionados projetos cujos objetivos gerais centravam-se na facilitação da inserção da fonte fotovoltaica na matriz energética brasileira a partir de seu desenvolvimento econômico e financeiro da tecnologia em toda a sua cadeia de produção, e/ou a partir do desenvolvimento técnico das esferas acadêmicas e comerciais, e/ou o desenvolvimento do marco regulatório adequado (ANEEL, 2016).

Em linhas gerais, aproximadamente 395 milhões de reais foram investidos em 18 projetos diferentes, representando uma expansão de potência instalada no Brasil próxima a 24,6 MW. Esta expansão gerou relevantes contribuições à curva de aprendizagem do setor fotovoltaico culminando no 6º e 7º leilões de energia de reserva organizados pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE em 31 de outubro de 2014 e 28 de setembro de 2015, respectivamente – sendo o 6º LER o primeiro a incluir a fonte fotovoltaica e o 7º o único destinado exclusivamente a esta fonte – (ANEEL, 2016).

A Tabela 3 apresenta os resultados alcançados ao fim das negociações do 6º e 7º leilões de energia de reserva.

Tabela 3 - Resultados do 6º e 7º leilões de energia de reserva

Resultados	6º Leilão de Energia de Reserva	7º Leilão de Energia de Reserva
Número de empreendimentos cadastrados	400	382
Número de empreendimentos habilitados	331	341
Potência nominal contratada (MW)	889,7	833,8
Garantia física contratada (MW médio)	202,3	232,9
Preço inicial de venda de energia (R\$/MWh)	262	349
Preço final de venda de energia (R\$/MWh)	215,1	301,8

Fonte: CCEE (2017)

Como se pode depreender a partir da Tabela 3, estes leilões possuem elevado potencial de impulso à inserção da tecnologia fotovoltaica na matriz energética brasileira

dado a elevada potência nominal contratada. Todavia, os preços negociados nestes leilões sofreram deságios ao longo das negociações, determinando patamares muito baixo de tarifas – isto é, R\$ 215,10 e R\$ 301,80 para o 6º e 7º leilões, respectivamente – prejudicando a viabilidade financeira dos empreendimentos e atrasando o início das instalações e operações.

Paralelamente, a ANEEL promoveu a consulta pública nº 15/2010 e a audiência pública nº 42/2011 com o objetivo de debater dispositivos legais que possibilitassem a geração distribuída de pequeno porte no Brasil. Estes debates ensejaram um marco regulatório que efetivamente abriu o mercado de geração solar fotovoltaica residencial e comercial, sendo que, este marco regulatório foi definido pela publicação da resolução normativa nº 482/2012 que estabelecia os parâmetros de acesso, conexão, segurança e tarifação da geração distribuída (ANEEL, 2016).

É importante reforçar que o texto da resolução normativa nº 482/2012 não trata apenas da fonte fotovoltaica, mas da geração distribuída de pequeno porte a partir das demais fontes renováveis, tais como a hidráulica, a eólica, a biomassa e a cogeração qualificada.

Entretanto, as demais fontes de energia fogem ao escopo do presente trabalho e, em acréscimo, a energia solar fotovoltaica possui a maior representação na geração distribuída no Brasil, visto que, corresponde à 99,31% do total de conexões à rede elétrica nesta modalidade, 81,80% do total de consumidores atendidos e 75,66% do total de potência nominal instalada (ANEEL, 2018).

Sobre este contexto, Villalva (2015) explica que por geração distribuída deve-se entender sistemas fotovoltaicos conectados à rede, operando em paralelo com esta com o objetivo de autoconsumo. Obviamente, o benefício econômico deste tipo de empreendimento consiste na geração da própria energia elétrica e consequente economia financeira, por sua vez, dependente do regime de tarifação adotado.

Portanto, a resolução normativa nº 482/2012 normatizou os parâmetros da geração distribuída. No que se refere a categorização de geração, definiu-se por ANEEL (2012):

- **Microgeração:** sistemas geradores com potência nominal instalada de até 100 kW;

- **Minigeração:** sistemas geradores com potência nominal instalada entre 100 kW e 1 MW.

No que tange ao regime de tarifação adotado, definiu-se o sistema de compensação de energia elétrica (em inglês é chamado de *net metering*). Neste regime de tarifação, o medidor de energia registra a quantidade de energia consumida e a quantidade de energia produzida, sendo apurado o saldo ao final do período (mês) da seguinte maneira ANEEL (2012):

- Caso a quantidade consumida seja superior à quantidade produzida o consumidor paga a quantia igual a diferença entre estas quantidades;
- Caso a quantidade consumida seja inferior à quantidade produzida o consumidor recebe um crédito igual a diferença entre estas quantidades (saldo de energia exportada à rede) a ser compensado em até 36 meses.

Devido a intensa expansão de instalações fotovoltaicos conectados à rede, a ANEEL realizou a audiência pública nº 26/2015 que culminou na alteração dos parâmetros supracitados a partir da publicação da resolução normativa nº 687/2015 – acrescenta-se que, de fato, as revisões regulamentares já eram previstas para cada triênio –. As principais diferenças foram nas próprias categorias ANEEL (2015):

- **Microgeração:** diminuição para sistemas geradores com potência nominal instalada de até 75 kW;
- **Minigeração:** aumento para sistemas geradores com potência nominal instalada entre 75 kW e 5 MW.

Quanto ao sistema de compensação de energia elétrica, a resolução normativa nº 687/2015 expandiu o prazo de utilização dos créditos de energia de 36 meses para até 60 meses (ANEEL, 2016).

Em associação, a resolução normativa nº 687/2015 estabeleceu ainda, além da geração na própria unidade (GPU) já estabelecida pela resolução normativa nº 482/2012, a possibilidade de compensação dos créditos de determinada unidade de geração distribuída em outras unidades de consumo, para tanto, três definições de modalidades foram adicionadas (ANEEL, 2016):

- **Geração compartilhada (GC):** Consumidores com Cadastro de Pessoa Física (CPF) e/ou Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) distintos associados por cooperativa, ou consórcio, abastecidos pela mesma concessionária distribuidora, tal que a unidade consumidora com mini ou microgeração distribuída se situa em local diferente das unidades consumidoras a serem compensados os créditos;
- **Autoconsumo remoto (AR):** Consumidores de mesma titularidade, Pessoa física ou jurídica (matriz e filial), abastecidos pela mesma concessionária distribuidora, tal que a unidade consumidora com mini ou microgeração distribuída se situa em local diferente das unidades consumidoras a serem compensados os créditos;
- **Múltiplas unidades consumidoras (MUC):** Consumidores localizados em condomínios verticais e/ou horizontais localizados na mesma área da a unidade consumidora com mini ou microgeração distribuída, tal que os créditos são compensados proporcionalmente nas unidades consumidoras individualizadas e nas unidades consumidoras comuns.

Em associação, a receita federal e as secretarias da fazenda estaduais adequaram as cobranças dos respectivos tributos federais (Programa de Integração Social, PIS, e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social, COFINS) e estaduais (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS) às unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída da seguinte forma (ANEEL, 2016):

- **PIS/COFINS:** A primeira normativa para o contexto da geração distribuída ocorreu apenas em 2015, a partir da Lei nº 13.169/2015 que instituiu como base de incidência do PIS e COFINS a diferença positiva entre a energia consumida e a energia produzida pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;
- **ICMS:** A primeira normativa para o contexto da geração distribuída ocorreu em 2013 quando o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) publicou o convênio ICMS 6/2013 que instituía como base de incidência do ICMS toda a quantidade de energia consumida, independentemente da produção de energia da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída. Porém, em 2014 o CONFAZ revogou o convênio ICMS 6/2013 ao publicar o convênio 16/2015 que instituiu como base de incidência de imposto de renda a diferença

entre a energia consumida e a energia produzida pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída. Por se tratar de um convênio (não obrigatoriedade de adesão), ao todo 5 estados permaneceram no convênio 6/2013, Santa Catarina, Paraná, Espírito Santo, Amazonas e Amapá.

Os resultados da regulação da mini e microgeração distribuída são significantes, na Tabela 4 são apresentados os números de sistemas fotovoltaicos instalados, os respectivos números de consumidores atendidos e a correspondente potência nominal final, segmentados por anos, desde 2012 até o final de abril de 2018.

Tabela 4 - Evolução da mini e microgeração distribuída no Brasil, por períodos

Períodos	Nº de Conexões	Nº de Consumidores	Potência Instalada (kW)
2012	2	2	409,80
2013	53	66	1.399,06
2014	286	311	2.429,05
2015	1.428	1.645	9.488,28
2016	6.120	6.883	48.009,78
2017	13.281	15.425	119.180,69
2018	5.635	7.446	62.333,99

Fonte: ANEEL (2018)

Como se pode atestar, o crescimento do número de conexões e de consumidores e da potência instalada no Brasil seguiu um ritmo acelerado chegando ao total de 26.805 sistemas fotovoltaicos conectados à rede, atendendo ao total de 31.778 consumidores a partir de uma potência nominal instalada de 243.250,65 kW. Cumpre destacar o impacto positivo no crescimento da utilização da fonte fotovoltaica, a partir das implementações das referidas modificações institucionais no ano de 2015.

Além disso, este cenário de crescimento corrobora a máxima de que a geração distribuída possui o maior potencial para a tecnologia fotovoltaica, isto pois, as altas tarifas praticadas no mercado regulado aproximam os empreendimentos fotovoltaicos da paridade financeira.

Por exemplo, a medida provisória nº 688/2015 transformada em Lei nº 13.203/2015 que trata da repactuação do risco hidrológico entre as geradoras de energia e os consumidores acabaram por elevar ainda mais as tarifas de energia. Este percurso aproximou ainda mais a tecnologia fotovoltaica da paridade tarifária podendo se observar um aumento muito expressivo no número de conexões a partir de então. Além disso, à

medida que a potência instalada no país se acumula, a indústria nacional se consolida, reduzindo os custos de investimento.

Na Tabela 5 é apresentado o número de sistemas fotovoltaicos instalados e as respectivas potências nominais desde 2012 até o final de abril de 2018, segmentados por estados e pelo distrito federal.

Tabela 5 - Evolução da mini e microgeração distribuída no Brasil, por estados e distrito federal

Estados	Nº de Conexões	(%)	Nº de Consumidores	(%)	Potência Instalada (kW)	(%)
AC	20	0,07%	21	0,07%	227,14	0,09%
AL	121	0,45%	140	0,44%	1.393,84	0,57%
AM	30	0,11%	30	0,09%	295,99	0,12%
AP	11	0,04%	11	0,03%	315,60	0,13%
BA	580	2,16%	698	2,20%	5.922,08	2,43%
CE	928	3,46%	1.056	3,32%	14.528,22	5,97%
DF	399	1,49%	420	1,32%	4.893,63	2,01%
ES	756	2,82%	779	2,45%	3.576,52	1,47%
GO	602	2,25%	675	2,12%	8.768,23	3,60%
MA	309	1,15%	346	1,09%	3.731,96	1,53%
MG	5.638	21,03%	8.391	26,41%	56.325,15	23,16%
MS	574	2,14%	631	1,99%	4.004,21	1,65%
MT	519	1,94%	642	2,02%	6.072,15	2,50%
PA	202	0,75%	203	0,64%	1.317,76	0,54%
PB	300	1,12%	416	1,31%	3.385,52	1,39%
PE	448	1,67%	594	1,87%	7.232,23	2,97%
PI	211	0,79%	231	0,73%	5.015,04	2,06%
PR	1.718	6,41%	1.726	5,43%	13.405,71	5,51%
RJ	1.969	7,35%	2.090	6,58%	12.707,89	5,22%
RN	391	1,46%	401	1,26%	5.764,75	2,37%
RO	53	0,20%	53	0,17%	680,87	0,28%
RR	9	0,03%	9	0,03%	244,57	0,10%
RS	3.206	11,96%	3.703	11,65%	34.837,42	14,32%
SC	2.373	8,85%	2.614	8,23%	14.223,36	5,85%
SE	167	0,62%	172	0,54%	1.540,89	0,63%
SP	5.130	19,14%	5.579	17,56%	31.848,92	13,09%
TO	141	0,53%	147	0,46%	991,00	0,41%

Fonte: ANEEL (2018)

Como se pode deprender a partir da Tabela 5, os estados de Minas Gerais, São Paulo, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Rio de Janeiro representam grande parcela das conexões, dos consumidores e das potências instaladas, sendo que, este cenário já era esperado devido ao fato de serem regiões muito povoadas e de elevada renda e, portanto,

consumo de energia EPE (2014). Contudo, um fato interessante deve ser ressaltado. Os estados de São Paulo, Rio Grande do Sul e Santa Catarina, por exemplo, estão situados entre os estados com maiores conexões, consumidores e potências instaladas, entretanto, não apresentam maior abundância de recurso solar e tampouco maiores tarifas relativas de energia são cobradas nestas regiões.

De maneira complementar, na Tabela 6 tem-se exibido o número de sistemas fotovoltaicos instalados desde 2012 até o final de abril de 2018, segmentados por capitais dos estados e pelo distrito federal.

Tabela 6 - Evolução da mini e microgeração distribuída no Brasil, por capitais e distrito federal

Capitais	Nº de Conexões	(%)	Nº de Consumidores	(%)	Potência Instalada (kW)	(%)
Aracaju	115	2,36%	117	2,25%	974,15	2,29%
Belém	114	2,34%	114	2,19%	534,14	1,26%
Belo Horizonte	386	7,92%	459	8,84%	2.869,10	6,74%
Boa Vista	7	0,14%	7	0,13%	111,57	0,26%
Brasília	399	8,19%	420	8,08%	4.893,63	11,50%
Campo Grande	259	5,32%	270	5,20%	1.433,20	3,37%
Cuiabá	139	2,85%	164	3,16%	1.404,38	3,30%
Curitiba	251	5,15%	251	4,83%	1.285,29	3,02%
Florianópolis	362	7,43%	383	7,37%	1.983,56	4,66%
Fortaleza	388	7,97%	450	8,66%	5.177,48	12,17%
Goiânia	187	3,84%	200	3,85%	1.685,76	3,96%
João Pessoa	69	1,42%	79	1,52%	511,66	1,20%
Macapá	4	0,08%	4	0,08%	252,60	0,59%
Maceió	61	1,25%	73	1,41%	819,97	1,93%
Manaus	29	0,60%	29	0,56%	292,49	0,69%
Natal	131	2,69%	131	2,52%	1.759,93	4,14%
Palmas	96	1,97%	102	1,96%	728,83	1,71%
Porto Alegre	145	2,98%	158	3,04%	771,09	1,81%
Porto Velho	20	0,41%	20	0,38%	269,02	0,63%
Recife	75	1,54%	76	1,46%	988,05	2,32%
Rio Branco	19	0,39%	20	0,38%	223,14	0,52%
Rio de Janeiro	823	16,90%	844	16,25%	6.090,72	14,32%
Salvador	121	2,48%	139	2,68%	1.208,12	2,84%
São Luís	145	2,98%	151	2,91%	1.377,58	3,24%
São Paulo	322	6,61%	324	6,24%	2.305,11	5,42%
Teresina	122	2,50%	127	2,44%	1.865,03	4,38%
Vitória	82	1,68%	83	1,60%	726,57	1,71%

Fonte: ANEEL (2018)

A Tabela 6 expressa um termo interessante em que as capitais dos estados são responsáveis por grande parte das conexões de mini e microgeração, com destaque para as cidades do Rio de Janeiro, Fortaleza, Brasília, Belo Horizonte e São Paulo com elevadas potências nominais instaladas. Este fato reforça a característica da tecnologia fotovoltaica, já referida anteriormente, de maior potencial de instalação em região mais povoadas, obviamente, pois a geração distribuída é definida pela produção de energia próxima ao consumo.

Já na Tabela 7 são exibidos os números de sistemas fotovoltaicos instalados e as respectivas potências nominais desde 2012 até o final de abril de 2018, segmentados por modalidades e também por subgrupos.

Tabela 7 - Evolução da mini e microgeração distribuída no Brasil, por modalidades e subgrupos

Modalidades	Nº de Conexões	(%)	Nº de Consumidores	(%)	Potência Instalada (kW)	(%)
GPU	2.173	8,10%	6.764	21,29%	36.469,52	14,99%
GC	157	0,60%	535	1,68%	6.075,67	2,50%
AR	24.474	91,30%	24.474	77,02%	200.700,46	82,51%
MUC	1	0,00%	5	0,02%	5,00	0,00%
Subgrupos	Nº de Conexões	(%)	Nº de Consumidores	(%)	Potência Instalada (kW)	(%)
A1	46	0,17%	48	0,15%	2.797,31	1,15%
A2	6	0,02%	9	0,03%	136,92	0,06%
A3	11	0,04%	11	0,03%	479,80	0,20%
A3a	14	0,05%	23	0,07%	3.230,30	1,33%
A4	631	2,35%	2.211	6,96%	56.310,59	23,15%
AS	14	0,05%	16	0,05%	78,67	0,03%
B1	20.350	75,92%	22.411	70,52%	93.999,26	38,64%
B2	1.112	4,15%	1.400	4,41%	11.616,23	4,78%
B3	4.602	17,17%	5.624	17,70%	74.276,54	30,53%
B4	19	0,07%	25	0,08%	325,03	0,13%

Fonte: ANEEL (2018)

A análise da geração distribuída a partir de suas modalidades e subgrupos, conforme Tabela 7, revela que a desvinculação entre a conexão do sistema fotovoltaico e a respectiva compensação de energia para o consumidor acelerou o crescimento de utilização desta tecnologia no país, em especial, no que se refere à modalidade de autoconsumo remoto que, atualmente, representa cerca de 91,30% do total de conexões e 77,02% dos consumidores atendidos, representando 82,51% do total da potência nominal

instalada. Tal fato evidencia que o espaço disponível para instalação fotovoltaica pode ser entendido como um fator crítico de análise.

Quanto aos subgrupos tarifários, ainda presentes na Tabela 7, pode-se depreender que apesar do maior número de conexões e consumidores se concentrarem em postos tarifários característicos de baixa tensão (subgrupos B1, B2, B3 e B4) que juntos representam 97,31% e 92,71% das conexões e consumidores, respectivamente, a alta tensão (subgrupos A1, A2, A3a, A4 e AS) é caracterizada por sistemas fotovoltaicos de maior porte. Como se pode observar, representando apenas 2,69% e 7,29% das conexões e consumidores, respectivamente, as instalações fotovoltaicas de alta tensão alcançam uma soma representativa de 25,92% do total de potência nominal instalada. Este contexto está alinhado ao entendimento da ANEEL que estabeleceu as modalidades, justamente, com a finalidade de aumentar a escala dos empreendimentos, buscando migração para as miniusinas fotovoltaicas.

Por fim, na Tabela 8 são apresentados os números de sistemas fotovoltaicos instalados, consumidores atendidos e as respectivas potências nominais desde 2012 até o final de abril de 2018, segmentados por classes de consumo.

Tabela 8 - Evolução da mini e microgeração distribuída no Brasil, por classes de consumo

Classes	Nº de Conexões	(%)	Nº de Consumidores	(%)	Potência Instalada (kW)	(%)
Comercial	4.299	16,04%	6.776	21,32%	104.941,23	43,1%
Iluminação pública	8	0,03%	8	0,03%	84,90	0,0%
Industrial	644	2,40%	737	2,32%	19.639,71	8,1%
Poder Público	230	0,86%	278	0,87%	9.096,47	3,7%
Residencial	20.746	77,40%	22.811	71,78%	94.694,01	38,9%
Rural	836	3,12%	1.124	3,54%	13.332,68	5,5%
Serviço Público	42	0,16%	44	0,14%	1.461,65	0,6%

Fonte: ANEEL (2018)

Em congruência com a discussão anterior, pode-se constatar a partir da Tabela 8 que a maior proporção de conexões e de consumidores é centrada na classe residencial, cerca de 77,40% e 71,78%, respectivamente, entretanto, com menos de 20% das conexões e dos consumidores, as classes de consumo comercial e industrial representam mais de 50% da potência nominal total instalada. Estas últimas classes de consumo são pautadas

em maiores consumos de energia e, desta forma, necessitam de maiores sistemas fotovoltaicos (tendendo a postos tarifários de alta tensão).

Neste sentido, para incentivar a geração distribuída de maior escala, a ANEEL aumentou a capacidade nominal definidora de minigeração – como visto, para 5MW – ensejando que os projetos comerciais e industriais se aproximassem da viabilidade ao se beneficiarem das altas tarifas cobradas nos mercados regulados. Todas estas evidências correspondem ao esforço institucional em se aumentar a participação da fonte fotovoltaica na matriz energética brasileira a partir da paridade tarifária característica da geração distribuída.

2.3 Modelagem Estatística de Processos

Conforme elaborado por Montgomery e Runger (2011), é definido como processo uma combinação de operações que transformam insumos em produtos. As variáveis que interferem no processo são chamadas de fatores e podem ser segmentadas em controláveis, quando seus parâmetros podem ser intencionalmente alterados de acordo com a necessidade, ou incontroláveis, quando não se pode alterar intencionalmente os parâmetros das variáveis, sendo que, os fatores incontroláveis também são chamados de ruídos. Por seu turno, as saídas do projeto são denominadas de variáveis resposta.

Com base no explicitado, na Figura 9 é apresentada uma representação de um processo genérico em que insumos são transformados em produtos.

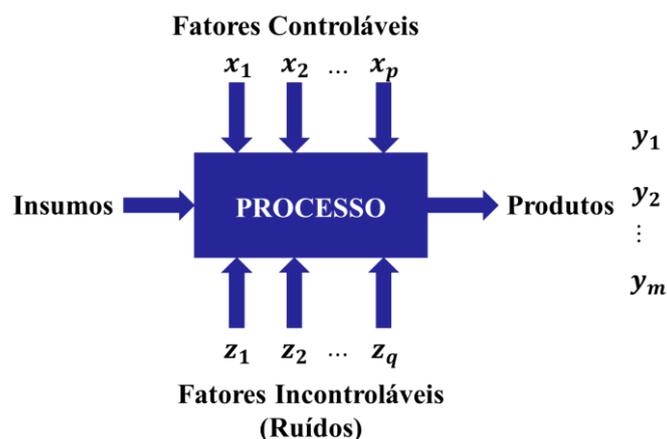


Figura 9 - Representação geral de um processo

Fonte: Adaptado de Montgomery e Runger (2011)

Tem-se representado na Figura 9 um processo genérico constituído por p fatores controláveis de entrada X_i , $i = 1, 2, \dots, p$, m variáveis resposta Y_j , $j = 1, 2, \dots, m$ e q fatores incontroláveis (variáveis ruído), $s = 1, 2, \dots, q$.

É definido como experimento a realização de um teste, ou de uma sequência de testes, em que alterações propositais são feitas nos fatores controláveis de entrada com a finalidade de se observar e analisar as conseqüentes alterações nas variáveis resposta. Neste sentido, o experimento pode ser considerado um método científico na medida em que contribui para o maior conhecimento do processo estudado e, desta forma, possibilita a proposição de melhorias (MONTGOMERY, 2009).

Adicionalmente, os autores Montgomery (2009) e Montgomery e Runger (2011) explicam que é definido por projeto e análise de experimento (em inglês, *Design of Experiments – DOE*) o planejamento da execução dos experimentos para que os dados sejam coletados de maneira adequada, viabilizando a posterior aplicação de técnicas estatísticas de análise gerando, assim, conclusões objetivas e cientificamente válidas.

Segundo Montgomery (2009), para tanto, o projeto e análise de experimentos deve ser conduzido através de 7 etapas, são elas:

- 1) Definição do Problema;
- 2) Definição dos Fatores e Determinação dos Níveis dos Parâmetros;
- 3) Seleção das Variáveis Resposta;
- 4) Escolha do Projeto Experimental;
- 5) Execução dos Experimentos e Coleta de Dados;
- 6) Análise Estatística de Dados;
- 7) Conclusões e Recomendações.

No que se refere a quarta etapa, Escolha do Projeto Experimental, pode-se afirmar que existem diversos tipos de projetos experimentais a serem escolhidos, tais como o planejamento fatorial completo, planejamento fatorial fracionado, arranjos ortogonais de Taguchi, arranjos de mistura, a metodologia superfície de resposta, sendo que cada planejamento cumpre a uma determinada aplicação e/ou objetivo de análise (PEREIRA, LEITE e ALVIM, 2017).

Contudo, um estudo detalhado de cada projeto de experimentos foge ao escopo do presente trabalho, se limitando à explicação da metodologia de superfície de resposta, relevante ao contexto da tese.

2.3.1 Metodologia de Superfície de Resposta

Segundo os autores Myers, Montgomery e Anderson-Cook (2009) a metodologia de superfície de resposta consiste em uma associação de técnicas matemáticas utilizadas com a finalidade de modelagem e otimização do processo estudado. Em acréscimo, estes autores explicam que o campo de aplicação desta técnica diz respeito à processos mais conhecidos e com menor dispersão.

Seguindo as 7 etapas de condução de um projeto de experimentos, após determinada a utilização da metodologia de superfície de resposta como projeto experimental, correspondendo à quarta etapa, cumpre realizar os experimentos e coletar os dados, correspondendo à quinta etapa. Sobre este aspecto, Myers, Montgomery e Anderson-Cook (2009) argumentam que o arranjo experimental mais adequado à coleta de dados da metodologia de superfície de resposta corresponde ao arranjo composto central (em inglês, *Central Composite Design – CCD*).

Por sua vez, conforme elaborado por Montgomery (2009), o arranjo composto central é constituído por três grupos de elementos experimentais, são eles:

- **Pontos Fatoriais** (fatorial completo 2^k , ou fatorial fracionado 2^{k-p} – sendo p a fração pretendida para o experimento);
- **Pontos Centrais** (em inglês, *Central Point - CP*);
- **Pontos Axiais** ($2k$).

Neste modo, o número total de experimentos a serem realizados em um arranjo composto central é igual à soma dos três grupos, isto é, 2^k (ou 2^{k-p}) + CP + $2k$. Com base no descrito, é ilustrado na Figura 10 um arranjo composto central a partir de seus respectivos grupos elementos fatoriais expressos no cubo experimental.

É importante ressaltar que, originalmente, os pontos axiais são definidos por um CCD circunscrito e, portanto, este arranjo requer 5 níveis para cada fator controlável do processo analisado Montgomery (2009). Na Figura 11 um arranjo composto central

circunscrito é apresentado, denotando-se por α a distância entre o ponto central e os pontos axiais.

Uma vez realizados os procedimentos experimentais e coletados os respectivos dados, pode-se partir para a sexta etapa de condução do DOE, qual seja, análise estatística dos dados. Esta etapa consiste em realizar uma aproximação adequada do processo analisado a partir da estimação de uma função polinomial cujas variáveis independentes sejam os fatores controláveis e as variáveis dependentes sejam as variáveis resposta. Contudo, como em geral é utilizado o método de mínimos quadrados ordinários, uma função polinomial é estimada para cada variável resposta.

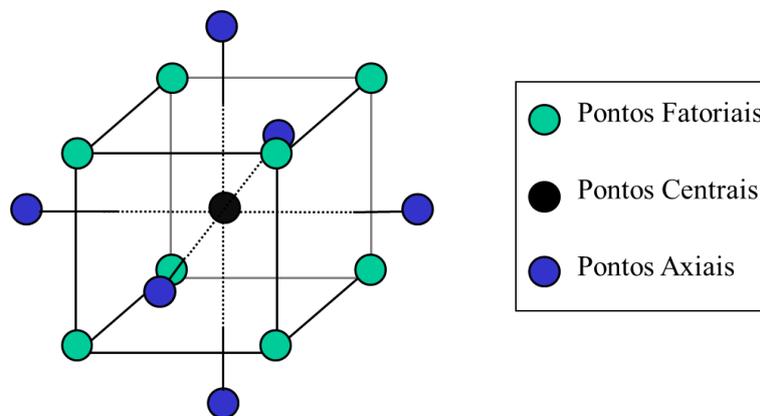


Figura 10 - Representação gráfica de um arranjo composto central (CCD)

Fonte: Adaptado de Montgomery (2009)

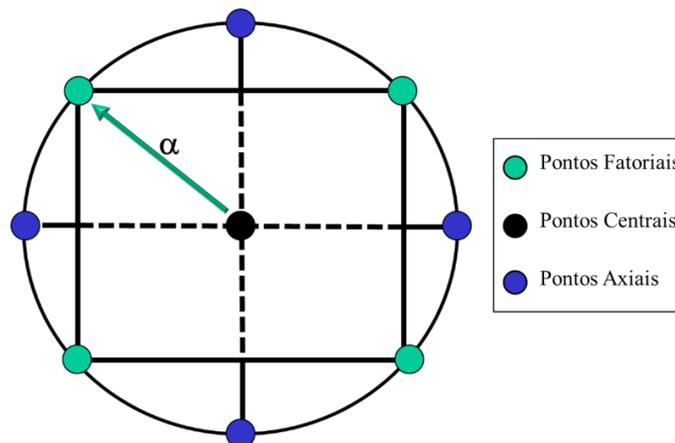


Figura 11 - Representação gráfica de um arranjo composto central circunscrito

Fonte: Adaptado de Montgomery (2009)

Levando-se em consideração os autores Myers, Montgomery e Anderson-Cook (2009), pode-se considerar que funções polinomiais de primeiro grau, quando a curvatura

não apresenta significância estatística, e de segundo grau, quando a curvatura apresenta significância estatística são suficientes para representar adequadamente os processos analisados. As Equações 1 e 2 correspondem as funções polinomiais estimadas na metodologia de superfície de resposta com a finalidade de representar algebricamente o processo:

$$f(x) = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i x_i + \varepsilon \quad (1)$$

$$f(x) = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i x_i + \sum_{i=1}^k \beta_{ii} x_i^2 + \sum_{i < j} \sum \beta_{ij} x_i x_j + \varepsilon \quad (2)$$

Mais especificamente, denotando por \mathbf{X} uma matriz quadrada composta pela primeira coluna de valores um e demais colunas com combinações de parâmetros dos fatores controláveis e, denotando por \mathbf{Y} o vetor das respectivas variáveis resposta observadas para cada conjunto de parâmetros, a estimação dos coeficientes da função polinomial, vetor denotado de $\hat{\boldsymbol{\beta}}$, via mínimos quadrados ordinários é definida matricialmente por $\hat{\boldsymbol{\beta}} = (\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1}(\mathbf{X}'\mathbf{Y})$.

Ainda na sexta etapa de condução do DOE, deve-se analisar a qualidade das estimações realizadas por mínimos quadrados ordinários. Para tanto, utiliza-se os instrumentos tradicionais de análise de regressões, tais como a análise de variância (em inglês, *Analysis of Variance* – ANOVA) e o coeficiente de determinação ajustado (R^2 ajustado). No que se refere especificamente ao R^2 , cumpre ressaltar que este corresponde a razão entre as diferenças quadráticas dos valores estimados e a média e os valores observados e a média, tal como apresentado na Equação 3:

$$R^2 = \frac{(\hat{Y}_i - \bar{Y})^2}{(Y_i - \bar{Y})^2} \quad (3)$$

Em que, \hat{Y}_i corresponde ao valor estimado para a variável resposta i , a partir da função polinomial de superfície de resposta e \bar{Y} , corresponde a média desta variável resposta. É importante ressaltar que é possível efetuar um ajuste de graus de liberdade ao R^2 com a finalidade de se evitar a sua inflação devido à quantidade de variáveis de entrada, sendo que, esta métrica é definida por R^2 ajustado.

Finalmente, na última etapa da condução do projeto e análise de experimentos, técnicas de otimização devem ser aplicadas nos modelos validados e, em posse dos resultados da otimização, recomendações objetivas de melhoria do processo devem ser realizadas (MYERS, MONTGOMERY e ANDERSON-COOK, 2009), conforme apresentado na seção seguinte.

2.4 Otimização Multiobjetivo

Levando-se em consideração Rao (2009), define-se como otimização multiobjetivo a técnica matemática cuja finalidade seja otimizar um conjunto de funções de maneira sistemática e concomitante. Sob uma perspectiva analítica, a otimização multiobjetivo consiste em determinar o vetor de variáveis de decisão $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ comuns ao vetor de funções objetivo $F(\mathbf{x}) = \{f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_m(\mathbf{x})\}$ e que ao ser determinado otimiza este vetor, conforme estruturado a seguir:

$$\text{Mín } F(\mathbf{x}) = \{f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_m(\mathbf{x})\}$$

Sujeito à:

$$h_i(\mathbf{x}) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, p \quad (4)$$

$$g_j(\mathbf{x}) \leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, q$$

$$\mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max}$$

Tal que é denotado por $h_i(\mathbf{x})$ as p restrições de igualdade, $i = 1, 2, \dots, p$, e é denotado por $g_j(\mathbf{x})$ as q restrições de desigualdade $j = 1, 2, \dots, q$ e, por fim, são denotados por \mathbf{x}_{\min} e \mathbf{x}_{\max} os limites mínimo e máximo do vetor de variáveis de decisão, respectivamente.

Como as funções objetivo podem possuir convexidades diferentes e, em algumas situações, com direções de otimização conflitantes, a literatura assume que, em geral, não existe apenas um vetor de variáveis de decisão que otimiza o vetor de funções objetivo, mas ao contrário, existe um conjunto de soluções ótimas e, desta forma, as técnicas multiobjetivo possuem a finalidade de determinar, justamente, este conjunto de soluções (RAO, 2009).

Inserido neste contexto, o conceito de ótimo de Pareto ganha especial importância. Conforme Rao (2009), define-se por solução Pareto-ótima um vetor de variáveis de

decisão \mathbf{x}^* que otimiza o vetor de funções objetivo tal que não existam nenhum outro vetor \mathbf{x}' que gere redução em alguma função objetivo sem causar algum aumento em pelo menos uma função objetivo, analiticamente, um vetor de variáveis de decisão é Pareto-ótimo se não ocorrer a condição $f_i(\mathbf{x}') \leq f_i(\mathbf{x}^*)$, $i = 1, 2, j, \dots, m$, com $f_j(\mathbf{x}') < f_j(\mathbf{x}^*)$.

Ao associar o conceito de otimização multiobjetivo ao conceito de solução Pareto-ótima, pode-se depreender que a finalidade da otimização multiobjetivo consiste em identificar um conjunto de soluções ótimas, sendo este conjunto definido como fronteira de Pareto (RAO, 2009). Na Figura 2.8 é representado graficamente o conceito de fronteira de Pareto para um vetor de duas funções objetivo $F(\mathbf{x}) = \{f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x})\}$ considerando os n vetores Pareto-ótimos de variáveis de decisão \mathbf{x}_i^* , $i = 1, 2, \dots, n$.

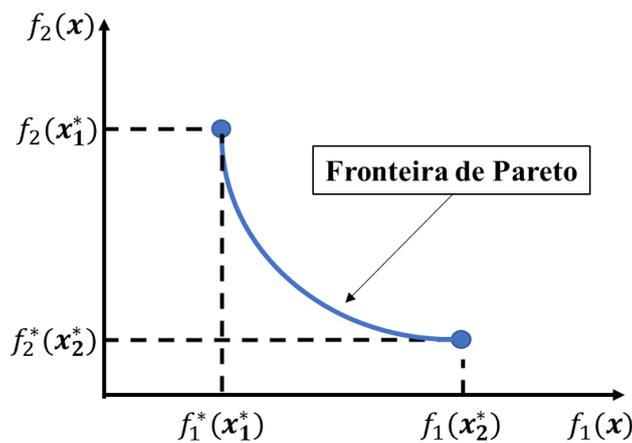


Figura 12 - Descrição gráfica de uma fronteira de Pareto

Fonte: Vahidinasab e Jadid (2010)

Ressalta-se que uma vez mensurada a fronteira de Pareto, algum critério adicional deve ser empregado com vistas a selecionar uma solução dentre as possíveis soluções da fronteira de Pareto. Estes critérios são chamados de métodos *a posteriori* tal como a entropia (ROCHA et al., 2015) e ou o critério de erro percentual global (GOMES et al., 2013).

2.4.1 Interseção Normal à Fronteira

Conforme argumentado por Pereira, Leite e Alvim (2017) existem uma série de técnicas de otimização multiobjetivo que podem ser empregadas para construção da fronteira de Pareto, dentre esse conjunto de técnicas destaca-se a interseção normal à

fronteira (em inglês, *Normal Boundary Intersection* – NBI), desenvolvida originalmente por Das e Dennis (1998).

Sucintamente, pode-se elencar vantagens da implementação do método de interseção normal à fronteira a construção de fronteiras contínuas e quase uniformemente distribuídas, independentemente do conjunto de importâncias (ou pesos) atribuídos a cada função objetivo e/ou das escalas e/ou significados físicos destas mesmas funções e, além disso, o NBI possui maior robustez no que se refere a não geração de soluções dominadas (LOPES *et al.*, 2016; PEREIRA, LEITE e ALVIM, 2017)

De acordo com a estruturação de Brito *et al.* (2014), para se implementar o NBI deve-se inicialmente mensurar a matriz de *payoff*, denotada por Φ . Considerando um vetor de m funções objetivo, $F(\mathbf{x}) = \{f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_m(\mathbf{x})\}$, a matriz de *payoff* é mensurada a partir das otimizações individuais de cada função objetivo, neste sentido, ao se denotar por \mathbf{x}_1^* o vetor ótimo da função objetivo f_1 e ao se denotar por $f_i(\mathbf{x}_1^*)$ o valor da i -ésima função objetivo ao se considerar o vetor ótimo da função objetivo f_1 , tem-se:

$$\Phi = \begin{pmatrix} f_1^*(\mathbf{x}_1^*) & \cdots & f_1(\mathbf{x}_i^*) & \cdots & f_1(\mathbf{x}_m^*) \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ f_i(\mathbf{x}_1^*) & \cdots & f_i^*(\mathbf{x}_i^*) & \cdots & f_i(\mathbf{x}_m^*) \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ f_m(\mathbf{x}_1^*) & \cdots & f_m(\mathbf{x}_i^*) & \cdots & f_m^*(\mathbf{x}_m^*) \end{pmatrix} \quad (5)$$

A partir da matriz de *payoff*, extrai-se dois vetores. O primeiro vetor é constituído pelos ótimos individuais de cada função objetivo, denominado de ponto de utopia e denotado por $F^U = [f_1^U, \dots, f_i^U, \dots, f_m^U]^T$, sendo f_i^U igual a $f_i^*(\mathbf{x}_i^*)$, e o segundo vetor é constituído pelos valores máximos (não ótimos) individuais de cada função objetivo, denominado de ponto de pseudo-nadir e denotado por $F^N = [f_1^N, \dots, f_i^N, \dots, f_m^N]^T$, sendo f_i^N igual ao valor máximo (não ótimo) de $f_i(\mathbf{x})$.

Por sua vez, com base nestes vetores deve-se escalonar cada função objetivo, sendo que, este escalonamento corresponde a normalização das funções objetivo (BRITO *et al.*, 2014) e corresponde a um procedimento necessário pois cada função individual possui escala e significado físico diferente (BRITO *et al.*, 2014). Assim tem-se:

$$\bar{f}_i(\mathbf{x}) = \frac{f_i(\mathbf{x}) - f_i^U}{f_i^N - f_i^U}, i = 1, \dots, m \quad (6)$$

Com base no procedimento de escalonamento, pode-se estruturar a matriz *payoff* escalonada, denotada por $\bar{\Phi}$, correspondendo ao processo de normalização da matriz de *payoff*:

$$\bar{\Phi} = \begin{pmatrix} \bar{f}_1^*(x_1^*) & \cdots & \bar{f}_1(x_i) & \cdots & \bar{f}_1(x_m^*) \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{f}_i(x_1^*) & \cdots & \bar{f}_i^*(x_i) & \cdots & \bar{f}_i(x_m^*) \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{f}_m(x_1^*) & \cdots & \bar{f}_m(x_i) & \cdots & \bar{f}_m^*(x_m^*) \end{pmatrix} \quad (7)$$

Na Figura 13 é apresentada graficamente a formulação do problema de otimização a partir do NBI, considerando apenas um vetor com duas funções objetivos, $F(x) = \{f_1(x), f_2(x)\}$:

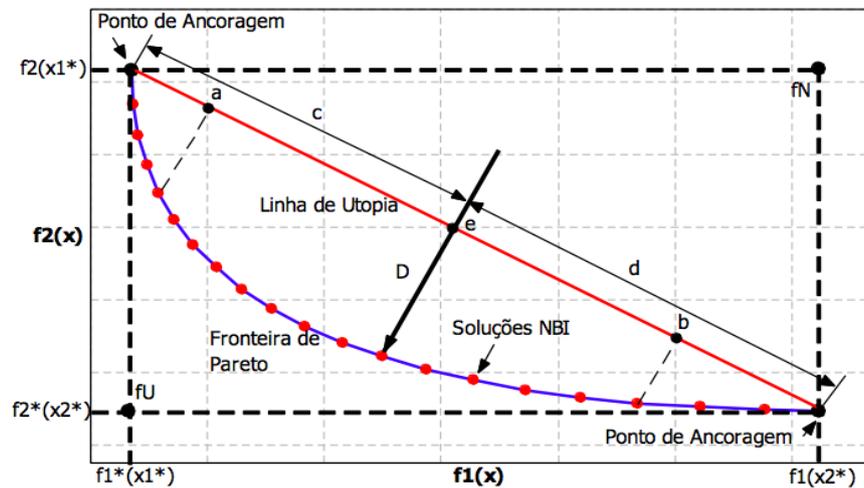


Figura 13 - Descrição gráfica do NBI

Fonte: Adaptada de Brito et al. (2014)

Em acréscimo, assim como descrito por Brito *et al.* (2014), os pontos a, b e c são obtidos pelo produto da matriz de *payoff* escalonada e de um vetor de pesos w_i , denotado por $\bar{\Phi}w_i$. Por seu turno produto da matriz de *payoff*, denotado por Φw , define a linha de utopia.

Ao se denotar por \hat{n} um vetor normal em relação a linha de utopia na direção da origem tem-se a função $\Phi w + D\hat{n}$ que representa o conjunto de pontos na normal, sendo que, a interseção desta normal em relação a fronteira da região viável mais próxima da origem é a própria maximização da distância entre a linha de utopia e a fronteira de Pareto.

Deste modo, é determinada a seguinte formulação para o problema de otimização multiobjetivo.

$$\begin{aligned}
 & \text{Máx } D \\
 & \text{Sujeito a:} \\
 & \bar{\Phi}w + D\hat{n} = \bar{F}(x)
 \end{aligned} \tag{8}$$

Como o parâmetro conceitual D está presente na função objetivo e na restrição, pode-se simplificar a formulação do problema. Neste sentido, ao se rearranjar a Equação 8, tem-se:

$$\begin{aligned}
 & \text{Mín}_{x \in \Omega} \bar{f}_1(x) \\
 & \text{Sujeito à:} \\
 & \bar{f}_1(x) - \bar{f}_2(x) + 2w - 1 = 0 \\
 & 0 \leq w \leq 1
 \end{aligned} \tag{9}$$

Sendo a Equação 9, justamente, a formulação usual do NBI para um problema biobjetivo.

2.5 Engenharia Econômica

Segundo Damodaran (2006), pode-se definir como investimento de capital a ação de incorrer em um custo imediato relacionado a compra de um ativo com a expectativa de que este ativo seja fonte de entradas de caixa no futuro. Sobre este aspecto, acrescenta-se que os técnicos econômico-financeiros das empresas frequentemente devem analisar a viabilidade de realizar investimentos em projetos, sendo que, estas decisões são as mais relevantes para um gestor na medida em que podem definir o sucesso, ou fracasso, de uma empresa.

Como base no descrito, Hawawini e Viallet (2010) organizam a gestão de investimentos de capital em um processo composto por 4 etapas, deste modo, na Figura 14 é apresentada sua esquematização.

A primeira etapa consiste no processo de identificação de oportunidades de projetos que possam ser objetivados em investimentos de capital. Uma vez identificados,

inicia-se a segunda etapa, pautada na estimação dos fluxos futuros, isto é, nas prováveis recompensas que o projeto pode gerar. Em posse dos dados do investimento de capital e do fluxo de caixa futuro, a terceira etapa é destinada a estabelecer a métrica de análise de viabilidade e, conseqüentemente, de decisão. Por fim, uma vez decidido realizar o investimento de capital, a última etapa é fundamentada na monitoria contínua da implementação (HAWAWINI e VIALLET, 2010).



Figura 14 - Processo de gestão de investimento de capital

Fonte: Adaptado de Hawawini e Viallet (2010)

No tocante especificamente à terceira etapa, Pasqual, Padilla e Jadotte (2013) descrevem que diversas métricas podem ser utilizadas com a finalidade de avaliar investimentos, tais como o *payback* descontado, a taxa interna de retorno (TIR), o valor anual uniforme (VA), ressaltando as especificidades de cada uma, contudo, é argumentado que o critério de decisão denominado valor presente líquido (VPL) possui maiores vantagens de emprego em relação as demais.

Sobre esta métrica de decisão de investimento de capital, Damodaran (2006) e Temper e Martinez-Alier (2013) explicam que o VPL é definido como a diferença entre o desembolso necessário à realização do investimento de capital e o valor presente do fluxo de caixa líquido futuro. Particularmente, por valor presente entende-se a soma dos valores do fluxo de caixa líquido deflacionados ao período do investimento a partir de uma determinada taxa de desconto, sendo que, Temper e Martinez-Alier (2013) argumentam que esta taxa de desconto deve representar o custo do capital. Desta Forma, tem-se:

$$VPL = -F_0 + \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1+r)^i} \quad (10)$$

Sendo F_0 o desembolso do investimento na data zero, F_i o valor do fluxo de caixa líquido estimado para o período i , sendo $i = 1, 2, 3, \dots, n$, e, por fim, r a taxa de desconto representativa do custo de capital.

Obviamente, se o VPL mensurado for maior que zero, o fluxo de caixa líquido futuro, quando deflacionados ao mesmo período do investimento, valor presente, soma um montante superior ao desembolso necessário à realização do investimento, denotando a viabilidade do negócio. De outro lado, se o VPL mensurado for menor que zero, o fluxo de caixa líquido futuro, quando deflacionados ao mesmo período do investimento, valor presente, soma um montante inferior ao desembolso necessário à realização do investimento, denotando a inviabilidade do negócio (HAWAWINI e VIALLET, 2010).

A utilização do critério de decisão de investimento VPL pode ser aplicada a diferentes finalidades de análise, sendo que, a escolha deste objetivo acaba por alterar a estruturação do fluxo de caixa e a escolha da taxa de desconto a ser aplicada. Mais especificamente, pode-se avaliar o patrimônio líquido em que o fluxo de caixa a ser descontado (chamado de fluxo de caixa do acionista) é formado pelas receitas deduzidas de todos os gastos operacionais, fiscais e de financiamento, além de possíveis necessidades de reinvestimentos. Em outra perspectiva, pode-se avaliar a empresa como um todo, em que o fluxo de caixa (chamado de fluxo de caixa livre) é formado pelas receitas deduzidas dos supracitados gastos, exceto dos gastos de financiamento (DAMODARAN, 2006).

Torna-se relevante ressaltar que como a taxa de desconto, também chamada de taxa mínima de atratividade (TMA), deve representar o respectivo custo de capital, sua determinação depende estritamente da finalidade de análise a ser realizada (DAMODARAN, 2006).

2.5.1 Determinação do custo de capital

No que se refere especificamente a determinação da taxa mínima de atratividade, Damodaran (2006) explica que quando a finalidade de análise é pautada na avaliação do patrimônio líquido, a taxa mínima de atratividade deve representar a taxa de retorno

exigida pelos acionistas, justamente, sobre este patrimônio. Neste sentido, a taxa mínima de atratividade corresponde ao custo do capital próprio (K_e).

O custo de capital próprio (K_e) pode ser mensurado a partir do instrumento de precificação de ativos denominado CAPM (em inglês, *Capital Asset Pricing Model* – CAPM). Com base no mesmo autor, a seguir tem-se pormenorizado o cômputo do custo de capital próprio a partir do CAPM (HAWAWINI e VIALLET, 2010):

$$K_e = R_f + \beta(R_m - R_f) \quad (11)$$

Denotando-se por R_f e R_m a taxa livre de risco e a taxa de retorno esperado pelo mercado, respectivamente, e denotando-se por β o beta alavancado, isto é, medida que relaciona o risco do projeto e o risco do mercado. Ressalta-se que, segundo recomendação da ANEEL (2018), para projetos de energia deve-se acrescentar uma medida de risco país, sendo assim, tem-se a seguinte expressão para determinação do custo de capital próprio:

$$K_e = R_f + \beta(R_m - R_f) + R_B \quad (12)$$

Na Equação 13 tem-se denotado por R_B a medida de risco país.

Neste sentido, tem-se a seguinte elaboração para o cômputo do critério de decisão de investimentos VPL:

$$VPL_{\text{Patrimônio Líquido}} = -F_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1 + K_e)^i} \quad (13)$$

Sendo F_0 o desembolso do investimento na data zero, F_i o valor do fluxo de caixa líquido estimado para o período i , sendo $i = 1, 2, 3, \dots, n$, e, por fim, K_e a taxa de desconto representativa do custo de capital próprio.

De outra forma, quando a finalidade de análise é pautada em avaliar a empresa, a taxa mínima de atratividade apropriada deve representar o custo dos diversos componentes de financiamento utilizados pela empresa, sendo que, estes componentes de financiamento devem ser ponderados pelas respectivas proporções de utilização. Neste caso a determinação da taxa mínima de atratividade é definida pelo custo médio ponderado de capital (em inglês, *Weight Average Capital Cost* – WACC), sendo que este modelo pode ser assim expresso:

$$WACC = K_d D(1 - \tau) + K_e E \quad (14)$$

Denotando-se por K_d e K_e o custo de capital de terceiros e o custo de capital próprio, respectivamente, D e E a proporção do investimento de capital financiado pelo capital de terceiros e pelo capital próprio, respectivamente e, por fim, denotando-se por τ a alíquota de tributo cuja base de incidência é deduzida das despesas financeiras respectivas ao financiamento de capital de terceiros (DAMODARAN, 2006).

Adicionalmente, Damodaran (2006) explica que K_d pode ser atribuída a alíquota de juros cobrados ao se captar recursos externamente, ou seja, alíquota de juros de títulos emitidos ou de empréstimos bancários realizados (DAMODARAN, 2006).

Neste caso, tem-se a seguinte elaboração para o cálculo do critério de decisão de investimentos VPL:

$$VPL_{Empresa} = -F_0 + \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1 + WACC)^i} \quad (15)$$

Sendo F_0 o desembolso do investimento na data zero, F_i o valor do fluxo de caixa líquido estimado para o período i , sendo $i = 1, 2, 3, \dots, n$, e, por fim, $WACC$ a taxa de desconto representativa do custo médio ponderado de capital.

2.5.2 Análise de risco

Levando-se em consideração Jorion (2003), pode-se definir genericamente por risco a variabilidade intrínseca a uma determinada variável financeira, neste sentido, estimativas pontuais das variáveis financeiras podem não corresponder a realidade devido a presença da variabilidade.

Com a finalidade de diminuir o erro nas projeções e, portanto, tornar a estimativa de fluxo de caixa futuro mais próxima da realidade é recomendado incorporar a variabilidade na análise de viabilidade financeira. Para tanto, analisa-se estatisticamente o comportamento das variáveis e, então, atribui-se uma distribuição de probabilidade adequada para cada variável financeira do negócio (JORION, 2003).

Em posse das distribuições de probabilidade, mensura-se iterativamente e aleatoriamente o valor presente líquido em diferentes parâmetros das variáveis financeiras e, portanto, em diferentes cenários do fluxo de caixa do projeto, procedimento

denominado de simulação de Monte Carlo. Desta forma, o critério de decisão VPL, então, determinístico passa a ser estocástico e sua função densidade de probabilidade passa a corresponder a probabilidade de viabilidade do negócio, como abaixo:

$$(P_{VPL>0}/(x_1, x_2, x_j, \dots, x_n; i) = \int_0^{\infty} (\widetilde{VPL}) d\widetilde{VPL} \quad (16)$$

Denotando-se por $P_{VPL>0}$ a probabilidade acumulada de VPL's positivos do projeto, x_j as n variáveis aleatórias financeiras analisadas, $j = 1, 2, \dots, n$, i a taxa de desconto considerada para análise e, por fim, \widetilde{VPL} a função densidade de probabilidade dos VPL's do projeto.

3 MÉTODO PROPOSTO

A partir das demonstrações realizadas no Capítulo 2, todos os fundamentos teóricos necessários à elaboração do método proposto por esta pesquisa já foram apresentados. Neste sentido, este capítulo possui como objetivo central, justamente, a apresentação do método proposto para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Com esta finalidade, este capítulo foi organizado em 4 seções.

Na primeira seção é realizada uma classificação epistemológica da presente pesquisa e, além disso, a organização de sua implementação é pormenorizada. Em seguida, a segunda a seção é destinada a apresentação da definição estrita do modelo conceitual de sistemas fotovoltaicos enquanto um processo em que variáveis de entrada são incorporadas para geração de variáveis resposta.

Na terceira seção é detalhado o modelo científico do método proposto pela presente tese para otimização do processo de geração de energia fotovoltaica definido na seção anterior, cumpre ressaltar, a partir de uma estruturação experimental em ambiente simulado.

Por fim, na última seção são especificadas as condições experimentais e, adicionalmente, são apresentadas as matrizes experimentais com os resultados dos procedimentos experimentais realizados. Esta seção ainda corresponde a etapa de modelo científico do método proposto.

3.1 Classificação Epistemológica da Pesquisa

Levando em consideração as definições presentes em Marconi e Lakatos (2006), a pesquisa presente nesta tese pode ser classificada como sendo de natureza aplicada, com objetivos explicativos e normativos a partir de uma abordagem quantitativa, uma vez que o método proposto é estruturado com base na modelagem e simulação.

Mais especificamente, a natureza aplicada relaciona-se ao fato de o problema abordado por este trabalho ser real e prático. Quanto à caracterização dos objetivos, justifica-se que é buscado, em primeiro lugar, estabelecer hipóteses que descrevem o tema para, então, testá-las com o fim de generalizar os resultados da conclusão (MARTINS, MELLO e TURRIONI, 2014).

Com relação a estruturação do método proposto com base na modelagem e simulação, justifica-se a adequação do procedimento, visto que, a pesquisa é alicerçada no pressuposto de que é possível criar modelos analíticos que representam, ao menos em parte, o processo estudado e os respectivos dilemas de tomada de decisão enfrentados pelos gestores e que além disso, existe uma relação causal entre as variáveis do processo (JACK *et al.*, 1989; BERTRAND e FRANSOO, 2002).

Por sua vez, a organização da implementação do método desenvolvido neste trabalho seguiu a proposta realizada por Mitroff *et al.* (1974) em que a implementação é realizada por um ciclo composto por 4 fases, tal como apresentado na Figura 15, abaixo.

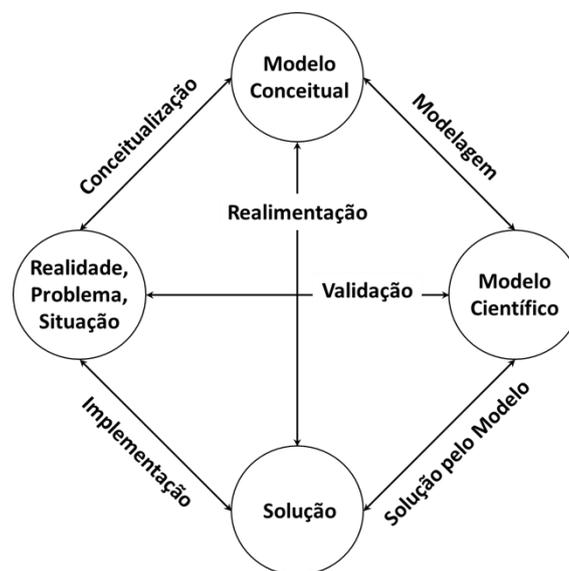


Figura 15 - Ciclo de implementação da modelagem

Fonte: Adaptado de Mitroff *et al.* (1974)

Em resumo, tem-se representado na Figura 15 uma fase inicial destinada a elaboração do modelo conceitual, ou seja, definição das variáveis a serem incluídas no modelo com a finalidade de representação do processo a ser pesquisado. Uma segunda fase, correspondendo ao modelo científico, destinada a definição das relações causais entre as variáveis e das técnicas matemáticas a serem empregadas para formulação do modelo analítico. Duas fases finais, correspondendo a análise dos resultados do modelo analítico sistematizado e a extensão deste à solução do sistema real problematizado, respectivamente (BERTRAND e FRANSOO, 2002; MARTINS, MELLO e TURRIONI, 2014).

3.2 Modelo Conceitual: Sistema Fotovoltaico

Os dimensionamentos de miniusinas fotovoltaicas conectadas à rede são condicionados sobremaneira em função da área disponível para instalação e da limitação de recursos financeiros. Uma vez que estas restrições representam prejuízo ao desempenho em geração e ao resultado financeiro, a presente proposta refere-se à determinação do dimensionamento ótimo sujeito as estas restrições. Sendo que o método proposto para determinação de dimensionamento ótimo é estruturado a partir de planejamento experimental.

Conforme descrito, ressalta-se que é entendido por dimensionamento ótimo sujeito a restrições, a configuração do sistema fotovoltaico que maximiza o desempenho de geração de energia em razão da área ocupada (definido como densidade de energia) e, concomitantemente, maximiza o resultado financeiro do empreendimento em operação.

Obviamente, uma vez que o método de dimensionamento ótimo proposto é estruturado a partir de um planejamento experimental, torna-se necessário representar o projeto de uma miniusina fotovoltaica enquanto um processo para que, desta forma, os experimentos sejam possíveis de serem realizados, analisados e otimizados.

Mais especificamente, o projeto de sistema fotovoltaico deve ser representado de forma que as decisões de configuração do sistema fotovoltaico sejam definidas como variáveis de controle e seus respectivos desempenhos, tanto em geração de energia por área ocupada, quanto em resultado financeiro, sejam definidos como variáveis resposta a serem otimizadas. Correspondendo a primeira etapa do ciclo de implementação da modelagem.

Com base no explicitado, na Figura 16 é apresentado uma esquematização em que a configuração de uma miniusina fotovoltaica é representada enquanto um processo a ser estudado a partir de uma estruturação experimental. A configuração de uma miniusina fotovoltaica é representada por um processo constituído por quatro variáveis de controle, Inclinação, Azimutal, Potência e Tipo, denotadas por X_1 , X_2 , X_3 e X_4 , respectivamente. Estas variáveis de controle, por sua vez, geram duas variáveis resposta, Densidade de Energia e Valor Presente Líquido, denotadas por Y_1 e Y_2 , respectivamente.

A variável de controle Inclinação, X_1 , diz respeito ao ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico em relação ao solo. Conforme descrito, o ângulo de inclinação que

maximiza a geração média de energia ao longo do ano é relativamente estabelecido na literatura, visto que, tem-se estabelecido que o ângulo de inclinação em relação ao solo deve ser proporcional a latitude do local a ser instalada o sistema fotovoltaico (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

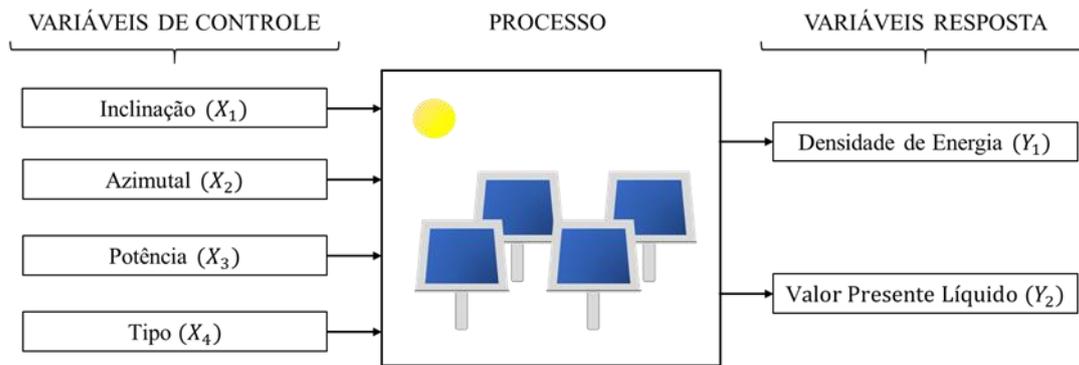


Figura 16 – Modelo conceitual de um sistema fotovoltaico

Fonte: Elaboração própria

Em contrapartida, um dilema é enfrentado na análise do projeto quando se leva em consideração o fator sombra. Este dilema relaciona-se ao fato de a distância entre painéis ser diretamente proporcional ao aumento da inclinação destes em relação ao solo e, neste sentido, ângulos de inclinação maiores aumentam a área necessária à instalação do sistema fotovoltaico (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

Já a variável de controle Azimutal, X_2 , refere-se ao ângulo azimutal do sol. O ângulo azimutal do sol que maximiza a geração média de energia ao longo do ano é relativamente estabelecido na literatura, para o Brasil, corresponde ao norte magnético, ver Apêndice A. Porém, essa regra geral não leva em consideração especificidades climatológicas da região, fato que pode comprometer a produção de energia e modificar a quantidade necessária de placas, tornando-se necessário, na prática, um estudo para se verificar descolamentos angulares (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

Em acréscimo, a variável de controle Potência, X_3 , relaciona-se à potência nominal do painel fotovoltaico. Uma vez que a demanda de energia é mensurada, o projetista de sistemas fotovoltaicos enfrenta o dilema entre adotar uma quantidade maior

de placas com potência nominal inferior, ou o contrário. Este dilema possui relação com aspectos financeiros, de área e climatológicos, visto que, o preço e o tamanho são diretamente proporcionais à potência nominal do módulo e, além disso, painéis com potência nominal diferentes possuem superfícies de contato diferentes, desta forma, as condições climatológicas influenciam o desempenho de produção de energia dos painéis também de maneira diferente (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

Em acréscimo, variável de controle Tipo, X_4 , diz respeito ao tipo de placas empregadas, isto é, tecnologia de fabricação das células fotovoltaicas. O projetista enfrenta ainda um dilema ao ter que escolher pelo tipo de tecnologia de célula fotovoltaica a ser instalada no sistema fotovoltaico. Esta variável guarda relação com aspectos técnicos, pois placas com células fotovoltaicas diferentes possuem eficiências também diferentes influenciando, inclusive, a potência nominal do sistema, além disso, aspectos financeiros também são enfrentados pois as placas com diferentes tecnologias possuem preços também diferentes, alterando o custo final do investimento (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

A variável resposta Densidade de Energia, Y_1 , corresponde à razão entre a produção de energia ao longo de um ano e a área necessária à implantação da miniusina fotovoltaica. Como se pode depreender, a associação entre as variáveis de controle define a configuração do sistema fotovoltaico e, conseqüentemente, a sua produção de energia e correspondente área necessária. Sob este aspecto é estabelecida uma relação de causa e efeito entre o projeto e a densidade de energia (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

Por fim, a variável resposta Valor Presente Líquido, Y_2 , corresponde ao critério de decisão característico da análise de viabilidade financeira de investimento. Na proporção em que a produção de energia de miniusinas fotovoltaicas conectadas à rede corresponde, na prática, a economia com gastos de energia, esta economia pode ser tomada como entradas de caixa de um empreendimento, por outro lado, custos de investimento e manutenção são necessários à operação dessas miniusinas, podendo ser tomados como saídas de caixa. Também sob esta perspectiva é estabelecida uma relação de causa e efeito

entre o projeto e seu resultado financeiro (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

Como já demonstrado no Capítulo 3, estas variáveis de controle correspondem à base do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e, portanto, são as variáveis de controle mais relevantes ao processo sob uma perspectiva de produção de energia. No que se refere ao aspecto financeiro, de um lado, a própria produção de energia já corresponde às entradas de caixa do empreendimento, fato que determina o seu resultado, de outro lado, o custo de investimento relacionado à aquisição dos painéis corresponde a cerca de 50% do investimento total, neste sentido, essas variáveis de controle também são as mais relevantes ao processo sob uma perspectiva financeira (ABINEE, 2012).

3.3 Modelo Científico: Dimensionamento Estruturado em Planejamento Experimental

Assim como descrito por Mcevoy, Markvart e Castaner (2012), diversos pacotes computacionais estão disponíveis, atualmente, para auxiliar o projetista de sistemas fotovoltaicos. A rigor, estes pacotes comerciais podem ser definidos em duas classes, ferramentas de dimensionamento elétrico e ferramentas de simulação.

Basicamente, as duas classes se diferenciam pelos objetivos de análise, visto que, enquanto as ferramentas de dimensionamento elétrico estão estritamente focadas em auxiliar a configuração do arranjo elétrico, as ferramentas de simulação partem de parâmetros elétricos e físicos já especificados, possuindo como objetivo realizar simulações numéricas dos sistemas fotovoltaicos fornecendo relatórios de desempenho (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012).

Destaca-se que estas ferramentas de simulação são consideradas precisas, uma vez que suas previsões de operação do sistema fotovoltaico apresentam baixos níveis de erro ao se comparar com observações medidas (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012). Apesar da disponibilidade destas ferramentas auxiliares, é escassa a literatura que busca formalizar procedimentos estruturados de modo que a determinação do arranjo elétrico e físico dos sistemas fotovoltaicos seja pautada na otimização do projeto técnico e econômico. Desta forma, há um maior grau de subjetividade dos projetos, com prejuízos consequentes aos desempenhos financeiro e em geração de energia.

Neste sentido, a presente pesquisa propõe um método estruturado em que experimentos sejam realizados em ambiente simulado, a partir da integração de ferramentas de dimensionamento e de ferramentas de simulação, e os dados coletados sejam utilizados para estimação de funções objetivo a serem otimizadas, de modo a selecionar a configuração ótima para o sistema fotovoltaico em análise.

Na Figura 17 é apresentado o fluxo representativo do método proposto para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico estruturado em planejamento experimental.

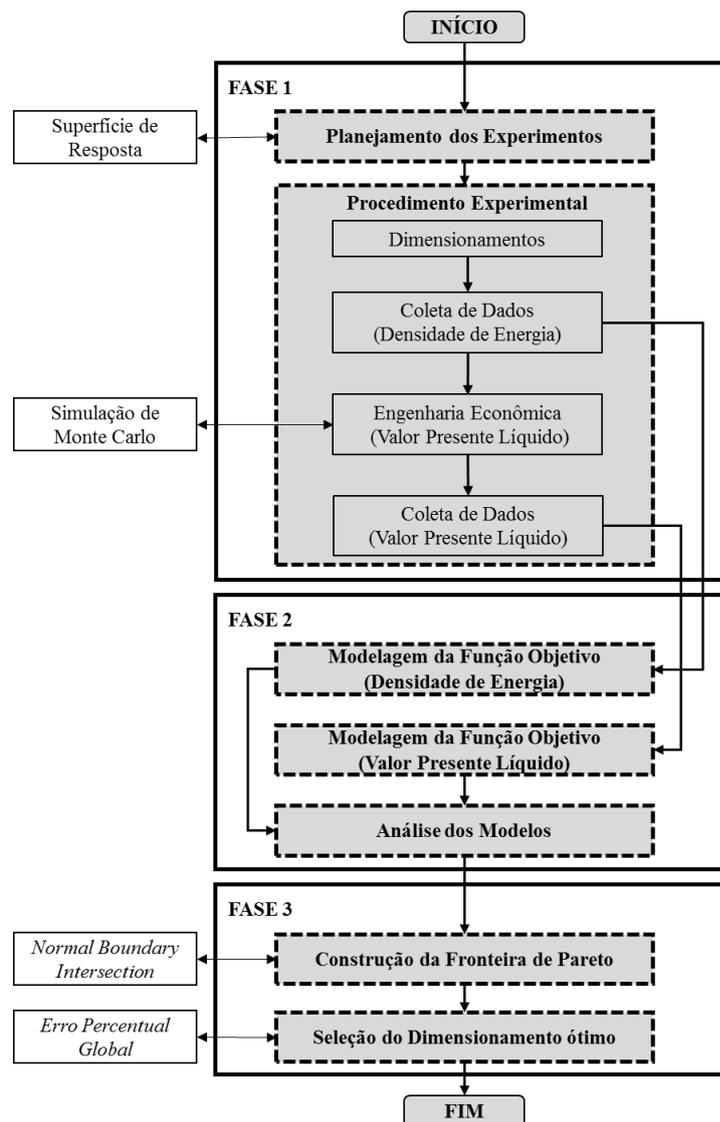


Figura 17 - Método proposto para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Fonte: Elaboração própria

Como é possível observar na Figura 17, o método proposto é constituído essencialmente por três fases que estão relacionadas à estruturação experimental, modelagem e otimização de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, respectivamente. Conforme pormenorizado nos itens a seguir.

3.3.1 Fase 1 – Planejamento e procedimento experimental

A Fase 1 é fundamentada nas etapas iniciais do Método de Superfície de Resposta, particularmente, nas etapas de planejamento experimental e de procedimento experimental.

No tocante a etapa de planejamento experimental, como no contexto da presente pesquisa o processo a ser otimizado é propriamente o sistema fotovoltaico, os fatores selecionados correspondem as variáveis de controle do objeto de estudo esquematizado na seção anterior, isto é, Inclinação, Azimutal, Potência e Placa, ver Figura 16.

Mais especificamente, as variáveis de entrada Inclinação e Azimutal são contínuas no intervalo físico aceitável para os respectivos ângulos, isto é, de 0° à 90° para o primeiro e de -90° à 90° para o segundo. Em contrapartida, as variáveis Potência e Tipo não são contínuas, isto pois, os modelos das placas são comercializados em intervalos fixos e discretos de potência e, de maneira análoga, os tipos de placas fotovoltaicas são limitados as tecnologias de fabricação existentes, obviamente, também discretas.

Na proporção em que o problema é definido com base em variáveis de entrada contínuas e categóricas, um sequenciamento experimental específico deve ser delimitado ao se considerar o arranjo composto central para quatro fatores em dois níveis. O sequenciamento experimental necessário é elaborado com base em 16 experimentos fatoriais ($2^k = 2^4 = 16$), 16 pontos axiais – caso as variáveis fossem estritamente contínuas, seriam 8 ($2k = 2 \times 4 = 8$), entretanto, não há pontos axiais para as variáveis categóricas imprimindo a necessidade de um conjunto de pontos axiais das variáveis contínuas para cada combinação categórica, isto é, $2 \times (2k = 2 \times 2 = 4)$ – e 20 pontos centrais – de maneira análoga, são gerados 5 pontos centrais para cada combinação de variáveis categóricas. No total, 52 experimentos são estabelecidos.

Com relação a definição dos níveis de cada fator, o presente método propõe como estratégia inicial a seleção dos pontos centrais das variáveis contínuas com base nas respectivas angulações que maximizam a produção média anual de energia de cada placa

individual, conforme estratégia de geração estabelecida para mini e microusinas – isto é, ângulo de inclinação proporcional a latitude e azimutal com ângulo zero, isto é, voltado para o norte magnético.

Esta estratégia de seleção de níveis garante que a curvatura seja significativa independente da faixa de variação angular selecionada para as variáveis contínuas e independente da combinação categórica – na etapa de análise do fatorial completo – viabilizando a estimação da função quadrática característica do método de superfície de resposta.

Após estratégia inicial de definição dos pontos centrais, basta delimitar uma faixa de variação em torno do ponto central que seja adequada a região a ser instalado o sistema fotovoltaico. Na medida em que, de acordo com a região, algumas latitudes são extremamente baixas – podendo ser nulas, inclusive – recomenda-se assumir que a faixa de variação máxima seja delimitada pelos pontos axiais, caso contrário estes últimos poderiam assumir valores negativos para o supracitado caso de latitudes baixas, sem sentido prático para o objeto de estudo. Na Figura 18 é apresentada a esquematização para delimitação dos níveis das variáveis contínuas com base na estratégia proposta.

Cumprir ressaltar que em alguns locais a latitude é baixa, próxima a zero. Para estes casos específicos, uma variante da estratégia consiste em delimitar um ângulo de mínimo de 10° e, então, adotar um nível de variação em que a latitude zero corresponda a um ponto axial. Esta estratégia também garante a curvatura necessária ao modelo.

No que se refere ao nível da variável categórica Potência, o presente método propõe a comparação entre os valores de potência nominal extremos de determinado modelo de interesse, isto é, menor e maior potências nominais disponíveis para comercialização. Este procedimento garante que as diferenças de desempenho, área e preço sejam captadas na análise.

Por fim, quanto a variável categórica Tipo, neste método é proposto a comparação entre placas de silício policristalino e monocristalino, sendo que, a proposta se fundamenta no fato de esta tecnologia de fabricação pertencer a primeira geração de placas e, devido a este fato, ser a tecnologia mais consolidada e comercializada, ver Apêndice A. Com base no descrito, no Apêndice C é apresentado o sequenciamento de dimensionamentos a serem simulados.

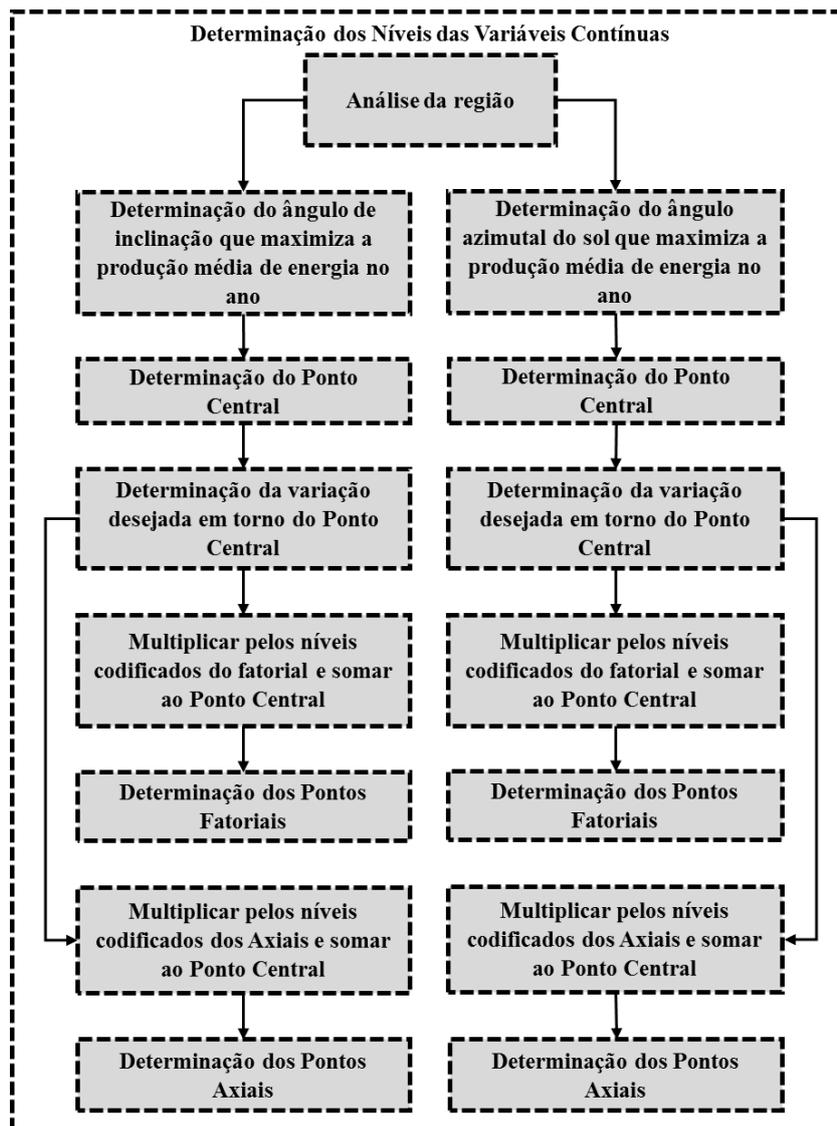


Figura 18 - Procedimento proposto para delimitação dos níveis das variáveis contínuas

Fonte: Elaboração própria

Seguindo o fluxo do método proposto, encerrada a etapa de planejamento experimental, cumpre a implementação dos experimentos em ambiente simulado, correspondendo a etapa de procedimento experimental. Tem-se, portanto, que cada teste da Figura 18 corresponde a um dimensionamento físico a ser simulado.

Na proporção em que os dimensionamentos físicos devem respeitar especificações técnicas, neste trabalho é proposto a utilização de pacotes comerciais que integrem as ferramentas de dimensionamento elétrico e de simulação. Este percurso garante que todos os testes a serem simulados correspondam a respectivos sistemas fotovoltaicos

realizáveis, dito de outra forma, que todo dimensionamento físico esteja correto sob uma perspectiva de dimensionamento elétrico.

Ainda referente a etapa de procedimento experimental, quanto as medições a serem realizadas em cada teste experimental simulado, o método propõe que, a partir das simulações, sejam mensuradas as variáveis resposta descritas na esquematização do objeto de estudo, isto é, Densidade de Energia e Valor Presente Líquido, Ver Figura 16.

Alinhado com a proposta, ao implementar a simulação de cada teste, a produção de energia e o respectivo número de placas necessárias deve ser coletado para que densidade de energia seja mensurada. Esta densidade de energia é a primeira variável a ser modelada na próxima fase do método proposto.

De outro lado, a partir dos custos de investimento e operação relativos a cada teste e a partir das respectivas produções de energia simuladas cumpre a realização das análises de viabilidade, a partir do critério valor presente líquido a ser mensurado. Como alguns pacotes de simulação fornecem como resposta o perfil de produção de energia e não apenas a previsão pontual – isto é, é fornecida a distribuição de probabilidade da produção de energia – sugere-se o cômputo da média do valor presente líquido a partir da técnica de simulação de Monte Carlo, para que o risco da operação seja incorporado na análise. A média do valor presente líquido mensurado para cada teste é a segunda variável a ser modelada na próxima fase do método proposto.

3.3.2 Fase 2 – Meta-modelagem e Análise

A Fase 2 ainda é fundamentada nas etapas finais do Método de Superfície de Resposta, particularmente, nas etapas de modelagem das variáveis resposta e análise dos modelos.

As etapas de modelagens consistem em, a partir de todos os testes simulados e respectivas variáveis respostas coletadas, estruturar as matrizes experimentais a serem utilizadas como fonte de dados para estimação das funções de densidade de energia e de valor presente líquido – cumpre reiterar que estas etapas de modelagens são realizadas a partir da técnica de mínimos quadrados ordinários.

Uma vez que a matriz experimental possui variáveis contínuas e variáveis categóricas, propõe-se que um modelo quadrático completo seja estimado nas variáveis

contínuas para cada combinação de variáveis categóricas, mantendo-se constante os fatores quadráticos e a interação para cada uma dessas combinações.

Consoante com a proposta, na Equação 15 são expressos os modelos genéricos a serem estimados para a variável resposta densidade de energia, por combinação categórica.

$$DE_{(i,j)} = \beta_{0(i,j)} + \beta_{1(i,j)}X_1 + \beta_{2(i,j)}X_2 + \beta_3X_1^2 + \beta_4X_2^2 + \beta_5X_1X_2 + \varepsilon \quad (17)$$

Na Equação 15 tem-se que $DE_{(i,j)}$ corresponde a variável resposta densidade de energia considerando a combinação categórica (i,j) , sendo que i denota a variável Potência, $i = 1,2$, e j denota a variável Tipo, $j = 1,2$. As variáveis Inclinação e Azimutal são denotadas por X_1 e X_2 , respectivamente. Os coeficientes referentes a constante e as variáveis Inclinação e Azimutal são denotados por β_0 , β_1 , β_2 , respectivamente, e se modificam de acordo com a respectiva combinação categórica (i,j) . Em associação, os coeficientes dos fatores quadráticos de Inclinação e Azimutal e da interação são denotados por β_3 , β_4 e β_5 , respectivamente, e são independentes da combinação categórica.

Já na Equação 16 são expressos os modelos genéricos a serem estimados para a variável resposta densidade de energia, por combinação categórica.

$$VPL_{(i,j)} = \beta_{0(i,j)} + \beta_{1(i,j)}X_1 + \beta_{2(i,j)}X_2 + \beta_3X_1^2 + \beta_4X_2^2 + \beta_5X_1X_2 + \varepsilon \quad (18)$$

De maneira análoga, na Equação 16 tem-se que $VPL_{(i,j)}$ corresponde a variável resposta valor presente líquido considerando a combinação categórica (i,j) , sendo que i denota a variável Potência, $i = 1,2$, e j denota a variável Tipo, $j = 1,2$. As variáveis Inclinação e Azimutal são denotadas por X_1 e X_2 , respectivamente. Os coeficientes referentes a constante e as variáveis Inclinação e Azimutal são denotados por β_0 , β_1 , β_2 , respectivamente, e se modificam de acordo com a respectiva combinação categórica (i,j) . Em associação, os coeficientes dos fatores quadráticos de Inclinação e Azimutal e da interação são denotados por β_3 , β_4 e β_5 , respectivamente, e são independentes da combinação categórica.

Já a etapa de análise dos modelos consiste, em primeiro lugar, à verificação dos ajustes dos modelos estimados, sendo que, este é um procedimento fundamental na medida em que denota a qualidade com que os modelos representam os respectivos

objetos de estudo. Por fim, como último procedimento da etapa de análise dos modelos, sugere-se realizar a verificação da convexidade de cada função quadrada estimada, visto que, a partir deste procedimento pode-se melhor compreender os resultados otimização, a ser realizada na próxima fase.

3.3.3 Fase 3 – Otimização Multiobjetivo

Finalmente, a Fase 3 corresponde as etapas de otimização multiobjetivo dos modelos estimados na seção anterior e seleção do melhor dimensionamento entre os ótimos, denominadas de etapa de construção da fronteira de Pareto e etapa de seleção do dimensionamento ótimo, respectivamente.

A primeira etapa consiste em construir uma fronteira de Pareto a partir do modelo de densidade de energia e do modelo de valor presente líquido para cada combinação de variável categórica. Cumpre ressaltar que o método propõe a utilização da técnica de interseção normal à fronteira para elaboração da referida fronteira de Pareto.

Mais especificamente, na etapa de construção da fronteira de Pareto, ressalta-se que foram adicionadas mais 5 restrições à formulação original da técnica de otimização multiobjetivo Interseção Normal à Fronteira, apresentada na Equação 9.

A primeira restrição refere-se aos procedimentos experimentais e garante que os resultados das variáveis de decisão estejam sob a região experimental. As restrições 2 e 3 garantem que os deslocamentos do ângulo azimutal não excedam o direcionamento próprio das cidades localizadas no hemisfério sul, ou seja, garante que as placas se mantenham direcionadas para o norte magnético. As restrições 4 e 5 garantem que as inclinações das placas não excedam limites físicos, isto é, que as placas não sejam alocadas com inclinações negativas e/ou superiores a 90° .

Desta forma, na Equação 19 tem-se representada a formulação do problema em que $\overline{DE}_{(i,j)}$ e $\overline{VPL}_{(i,j)}$ correspondem as funções densidade de energia e valor presente líquido escalonadas pela matriz de *payoff*, respectivamente. O subscrito (i,j) delimita a combinação categórica, sendo que i denota a variável Potência, $i = 1,2$, e j denota a variável Tipo, $j = 1,2$. Por fim, X_1 e X_2 referem-se as variáveis Inclinação e Azimutal, respectivamente e w a ponderação de importância entre as funções objetivos.

$$\begin{aligned}
& \text{Mín } \overline{DE}_{(i,j)} \\
& \text{Sujeito a:} \\
& h_0: \overline{DE}_{(i,j)} - \overline{VPL}_{(i,j)} + 2w - 1 = 0 \\
& h_1: X_1^2 + X_2^2 \leq 2 \\
& h_2: X_1 \geq 0^\circ \\
& h_3: X_1 \leq 90^\circ \\
& h_4: X_2 \geq -90^\circ \\
& h_5: X_2 \leq 90^\circ
\end{aligned} \tag{19}$$

Então, a de seleção do dimensionamento ótimo, é formulada em dois procedimentos. O primeiro consiste em uma comparação entre as fronteiras de Pareto mensuradas para cada combinação categórica, a finalidade é selecionar a fronteira Pareto dominante, isto é, a fronteira que apresenta os maiores valores de densidade de energia e valor presente líquido em cada ponderação entre as funções.

Já o segundo procedimento, diz respeito à seleção do melhor dimensionamento na fronteira Pareto dominante, sendo que o presente método propõe o critério de menor erro percentual global (EPG) e, neste sentido, mensura-se o EPG para todo o conjunto de pesos. Desta forma, garante-se que o dimensionamento selecionado na fronteira Pareto dominante possua a menor distância dos respectivos ótimos individuais.

A etapa acima é necessária pois para cada importância relativa dada ente as duas funções a partir do w , um diferente resultado ótimo é calculado, compondo a fronteira de pareto. Desta forma, para cada w analisado, tem-se um respectivo dimensionamento ótimo. Com a finalidade de se alcançar apenas um dimensionamento ótimo para o sistema fotovoltaico, buscou-se o resultado que apresenta a menor distância em relação aos pontos de utopia a partir do EPG.

Na Equação 18 define-se a função de erro percentual global no contexto do método proposto pela presente tese. Em que EPG corresponde ao erro percentual global das respostas ótimas da fronteira de Pareto da combinação categórica dominante, $DE_{(i,j)}^*$ e $VPL_{(i,j)}^*$ referem-se aos valores das respostas de densidade de energia e de valor

presente líquido ótimas, também da fronteira de Pareto da combinação categórica dominante e $DE_{(i,j)U}^U$ e $VPL_{(i,j)U}^U$ referem-se aos alvos definidos pelos valores de utopia da matriz *payoff* – correspondendo, portanto, as respostas ótimas das respectivas otimizações individuais.

$$EPG = \left| \frac{DE_{(i,j)}^*}{DE_{(i,j)U}^U} - 1 \right| + \left| \frac{VPL_{(i,j)}^*}{VPL_{(i,j)U}^U} - 1 \right| \quad (20)$$

Como se pode depreender a partir da Equação 18, quanto menor o erro percentual global, então, menor a distância entre a resposta ótima obtida pela formulação multiobjetivo e as formulações individuais. Desta forma, o menor EPG corresponde ao critério de seleção da resposta Pareto-ótima a ser selecionada correspondendo ao dimensionamento do sistema fotovoltaico.

3.4 Aplicação Prática do Método Proposto

Com a finalidade de demonstrar a robustez prática, implementou-se o método proposto em projetos hipotéticos de miniusinas fotovoltaicas nas capitais com maior número de conexões, segmentadas por regiões, isto é, Belém, Fortaleza, Brasília, Rio de Janeiro e Florianópolis, ver Tabela 6.

As referidas implementações focaram em projetos comerciais e industriais, dada a discutida importância destas classes de consumidores. Além disso, também como já descrito, as regiões mais povoadas possuem maior potencial de geração de energia a partir de miniusinas fotovoltaicas e as capitais representam grande proporção do número de conexões, consumidores e potência instalada no contexto da geração distribuída, fato que justifica a escolha destas cidades.

Ressalta-se que as especificações comentadas nesta seção correspondem ao início de implementação do método proposto pela presente tela, ou seja, Fase 1 planejamento e procedimento experimental. No que tange à organização de Mitroff *et al.* (1974), esta aplicação corresponde a etapa de solução e é estendida até o fim do próximo capítulo, em que os resultados da aplicação são apresentados e discutidos.

3.4.1 Especificações técnicas dos planejamentos e dos procedimentos experimentais

Assim como explicado, a etapa inicial do método proposto consiste no planejamento experimental, mais especificamente, na determinação dos níveis de cada um dos quatro fatores do processo de geração de energia fotovoltaica – isto é, Inclinação, Azimutal, Potência e Tipo – e na determinação do sequenciamento de experimentos.

No que se refere a variável contínua Inclinação, denotada por X_1 , em primeiro lugar delimitou-se os pontos centrais de acordo com as latitudes de cada cidade – isto é, para cidades com latitudes inferiores a 10° , delimitou-se o ponto central igual a latitude da cidade mais 10° . Para latitudes entre 10° e 20° , delimitou-se o ponto central igual a latitude da cidade. Para latitudes entre 21° e 30° , delimitou-se o ponto central igual a latitude da cidade mais 5° . Quanto a variação da variável Inclinação, a presente aplicação do método proposto definiu 10° de variação em torno do ponto central, assim, mantêm-se condições iguais de comparação.

Já para variável contínua azimutal, denotada por X_2 , delimitou-se o mesmo ponto central para todas as cidades analisadas, qual seja, o ângulo de 0° , ou seja, em todas as cidades as placas direcionadas para o norte/sul magnético, dependendo do hemisfério em que está localizada a referida capital.

Definiu-se, então, para todas as cidades uma variação máxima de 30° em torno do ponto central, referente ao ponto axial, assim ganhos de produção média de energia ao longo do ano em consequência de alterações de estações e do dia são incorporados na fase de modelagem.

Com relação as variáveis categóricas Potência e Tipo, denotadas por X_3 e X_4 , adotou-se as normativas estabelecidas no método proposto da seção anterior para determinação dos níveis. Ou seja, selecionou-se níveis relativamente extremos de potência nominal dos painéis – mais especificamente, modelos de potência nominal igual a 270 Wp e 325 Wp – com a finalidade de incorporar os dilemas de decisão relacionados a esta variável na aplicação prática. Além disso, foram selecionados modelos de painéis fabricados com células de silício monocristalino e de silício policristalino, dada a importância comercial destas tecnologias no mundo.

No Apêndice D são apresentadas as características elétricas e físicas dos painéis selecionados para realização dos procedimentos experimentais. De maneira complementar, as informações do fabricante e do modelo também são discriminadas. Além disso, são descritos os desempenhos de cada painel selecionado para realização dos experimentos, em diferentes níveis de irradiação.

Com base no método proposto, a produção de energia de cada arranjo físico em cada cidade, determinado, por sua vez, pelo sequenciamento experimental, deve ser estimada por meio de simulação. Portanto, a presente aplicação do método implementou as supracitadas produções de energias a partir do *software* PVSYST®, particularmente a sua versão de teste.

Como expresso por Luque e Hegedus (2003) este *software* foi desenvolvido originalmente pela Universidade de Genebra, sendo hoje comercializado pela companhia PVSYST S.A. O programa possui uma ampla base de dados de irradiação, 22 regiões da suíça e outras 200 regiões ao redor do mundo, com a funcionalidade de importar dados de regiões não pré-existentes a partir da integração com o programa Meteonorm®.

As simulações de desempenho já são implementadas no programa considerando um sistema fotovoltaico conectado à rede e, adicionalmente, mensuram as perdas para o sistema simulado, sendo que, um relatório é fornecido com a produção de energia e as respectivas informações de perdas para os inversores, cabos elétricos, temperatura, fator de sombra, dentre outros condicionantes. A vista disso, é demonstrado na literatura baixos níveis de resíduos entre desempenhos simulados no PVSYST® e desempenhos medidos (MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012)

Cumprе ressaltar que o software corresponde a uma ferramenta de dimensionamento e a uma ferramenta de simulação, isto pois, os arranjos físicos apenas são simulados caso o projeto elétrico esteja correto. Desta forma, é garantida a validade técnica de cada um dos arranjos físicos simulados de acordo com o sequenciamento experimental.

Esclarece-se que devido as perdas de geração de energia e aos possíveis danos físicos causados aos módulos por conta do fator de sombra, com impactos negativos à viabilidade econômica do empreendimento, na presente aplicação prática, os experimentos simulados foram implementados sem se considerar o fator sombra.

Obviamente, para tanto, os afastamentos necessários entre os painéis foram mensurados e validados na própria simulação.

3.4.2 Especificações financeiras dos procedimentos experimentais

Com a finalidade de analisar a viabilidade financeira dos sistemas fotovoltaicos simulados em cada cidade, mensurou-se o critério de decisão de investimento valor presente líquido para todo o sequenciamento experimental. Isto se justifica pois, a produção de energia e os respectivos gastos de investimento e de operação e manutenção de cada arranjo físico do sequenciamento experimental determinam, em grande medida, a viabilidade financeira do projeto.

Para cômputo do valor presente líquido, a estruturação do fluxo de caixa se fundamentou em Holdermann, Kissel e Beigel (2014), Aquila *et al.* (2016) e Aquila *et al.* (2017), tal que a vida útil estipulada para os projetos foi de 25 anos, isto é, limitada pela vida útil de operação dos painéis, e o regime tributário adotado foi o de lucro presumido.

No Quadro 1 é apresentada a estrutura de elaboração do fluxo de caixa do acionista de um projeto de instalação fotovoltaica. Cumpre explicar que sua formulação foi pautada no Art. 187 da Lei 6.404 de 1976 em que se instituiu a Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) na Lei das Sociedades por Ações (BRASIL, 2018).

A Receita Operacional Bruta corresponde, no contexto desta aplicação, à produção de energia de cada arranjo físico do sequenciamento experimental multiplicada pela tarifa de energia praticada em cada cidade analisada. Contudo, considerou-se uma perda de rendimento dos painéis equivalente a 2,00% no primeiro ano e 0,70%, 0,80% para placas do tipo silício monocristalino e policristalino ao longo dos demais anos, respectivamente. Estas perdas de rendimento guardam relação com desgaste dos módulos (PINHO e GALDINO, 2014). De outro lado, considerou-se um incremento de 2,5% ao ano no preço da tarifa fruto das revisões tarifárias, conforme previsão realizada em (HOLDERMANN, KISSEL e BEIGEL, 2014).

Acrescenta-se que não há Deduções da Receita Bruta uma vez que não há devoluções de vendas e abatimentos e, tampouco, impostos e contribuições incidentes sobre as vendas. Desta forma, as rubricas Receita Operacional Bruta e Receita Operacional Líquida são iguais.

Receita Operacional Bruta
(-) Deduções da Receita Bruta
Receita Operacional Líquida
(-) Custos das Vendas
Resultado Operacional Bruto
(-) Despesas Operacionais
(-) Despesas Financeiras Líquidas
Resultado Operacional Antes do Imposto e da Contribuição Social Sobre o Lucro
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre o Lucro
Lucro Líquido
(-) Amortização de dívidas
(-) Investimentos
(+) Liberação Financiamento
(+) Valor Residual
Resultado Líquido do Exercício

Quadro 1 - Fluxo de caixa do acionista

Fonte: Brasil (2018)

Em relação aos Custos das Vendas, a única variável a ser considerada refere-se ao custo de operação e manutenção, em que se considerou o valor de 1,00% do investimento fixo, este patamar está alinhado com os autores Mcevoy, Markvart e Castaner (2012), dado que, poucos gastos são necessários à manutenção de miniusinas fotovoltaicas conectadas, em geral, associadas a limpeza das placas. Esta é a única dedução da Receita Operacional Líquida para se obter o Resultado Operacional Bruto (lucro bruto).

No que se refere às despesas, a primeira variável associada diz respeito ao seguro de operação do sistema fotovoltaico. Para esta aplicação prática, orçamentos foram solicitados junto à fornecedores de equipamentos fotovoltaicos e chegou-se a um valor médio de R\$ 160.000,00 ao ano para realização do respectivo seguro. Sendo que este valor está associado a potência nominal do sistema e, portanto, não varia com a configuração física projetada.

Como o regime tributário adotado corresponde ao lucro presumido, o Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e as Contribuições Sociais sobre o Lucro Líquido (CSLL) incidem diretamente sobre a Receita Operacional Bruta, deste modo, a depreciação contábil não diminui a respectiva base de incidência destes tributos e, portanto, não foi considerada na estruturação do fluxo de caixa.

Em segundo lugar, as despesas financeiras seguiram as condições de financiamento balizadas pela linha de crédito disponibilizada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e específica para empreendimentos de geração de energia renovável, particularmente, a linha BNDES Finem, Geração de Energia.

A taxa de juros referente a esta linha de financiamento corresponde à soma de dois componentes, custo financeiro e taxa do BNDES, sendo o primeiro igual a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) que é igual a 7,00% ao ano e o segundo determinado a partir da negociação entre o BNDES e o cliente, podendo variar entre 2,10% ao ano e 6,56% ao ano, sendo que, estes valores são correspondentes a data da elaboração do fluxo de caixa. Neste sentido, adotou-se como caso base o limite superior igual a TJLP mais 6,56%, descontados da inflação, totalizando uma taxa de juros de 13,56% ao ano. Com prazo de financiamento estimado em 15 anos.

A partir do descrito, para o cenário de financiamento adotado a diferença entre as rubricas Resultado Operacional Bruto e Resultado Operacional Antes do Imposto e da Contribuição Social Sobre o Lucro corresponde, justamente, ao valor estimado para o seguro de operação do sistema e aos juros pagos a partir da referida condição de financiamento. Obviamente as amortizações respectivas ao cenário de financiamento traçado também foram consideradas no fluxo, ao serem deduzidas do Lucro Líquido.

No que se refere as deduções de IRPJ e CSLL, como a redução de gastos com energia elétrica não afetam as receitas operacionais das empresas e, portanto, não alteram a base de incidência do imposto de renda e das contribuições sociais no regime tributário de lucro presumido, não há aumento de pagamento de tributos a partir da instalação fotovoltaica. Logo, não há deduções tributárias a se fazer do Resultado Operacional Antes do Imposto e da Contribuição Social Sobre o Lucro, sendo este último igual ao Lucro Líquido.

Por fim, quanto aos gastos com investimento, destaca-se que estes também foram estimados com base em orçamentos solicitados a empresas fornecedoras de equipamentos fotovoltaicos. Na medida em que o método é estruturado em um procedimento experimental composto por 52 experimentos, tem-se o mesmo número de dimensionamentos e, desta forma, de diferentes gastos com investimento.

A partir dos levantamentos realizados a partir das solicitações de orçamentos, encontrou-se um valor médio de R\$ 2.692.457,67 ao se considerar os 52 experimentos. Quanto ao valor residual, considerou-se uma proporção de 10% do investimento de capital realizado, chegando-se, assim, ao fluxo de caixa final. Cumpre explicar que não se considerou qualquer necessidade de capital de giro adicional.

No Quadro 2 são apresentados os parâmetros adotados para elaboração do fluxo de caixa do projeto base.

Variáveis	Valores	Incidência
Vida Útil do Projeto	25 anos	-
Perda de Rendimento Placas	2%	Ano 1
Perda de Rendimento Placas (Si-Mono)	0,7% ao ano	Ano 2 - 25
Perda de Rendimento Placas (Si-Poli)	0,8% ao ano	Ano 2 - 25
Aumento de Tarifa	2,5% ao ano	Tarifa
Custos Operacionais	1% ao ano	Investimento
Seguro do Sistema	R\$ 160.000,00	-
Grau de Alavancagem	70%	Investimento
Taxa de Juros do Financiamento	13,56 % ao ano	Saldo Devedor
Prazo do Financiamento	15 anos	-

Quadro 2 - Premissas técnico-financeiras (caso base)

Fonte: Elaboração Própria

No que se refere à estimativa do custo de capital, como na presente aplicação prática a avaliação foi estruturada a partir da elaboração do fluxo de caixa do acionista, na medida em que as despesas financeiras e as amortizações foram consideradas ao longo da vida útil do projeto, implementou-se o cômputo do custo de capital próprio a partir do CAPM.

Conforme explicado, este procedimento é apropriado pois no fluxo de caixa do acionista a taxa de desconto apropriada deve representar o retorno exigido por estes. Ressalta-se que os parâmetros considerados para estimativa do custo de capital próprio foram retirados de Aquila *et al.* (2016) e Aquila *et al.* (2017), além das recomendações de parâmetros presentes no relatório técnico da ANEEL (2018).

Com base no descrito, os parâmetros considerados para cálculo do custo de capital próprio a partir do CAPM são exibidos na Tabela 9. Com base nos parâmetros apresentados, chegou-se a um valor de custo de capital próprio (K_e) de aproximadamente 13,78% ao ano, já descontada a taxa de inflação.

Tabela 9 - Premissas consideradas para estimação do custo de capital

Variáveis	Valores
Taxa Livre de Risco	2,73%
Prêmio de Risco e de Mercado	6,64%
Beta Desalavancado	0,43
Beta Alavancado	1,43
Risco Brasil	3,88%
Inflação Americana considerada	2,06%
(Custo de capital próprio) ke	16,13%
(Custo de capital de terceiros) kd	13,56%
(% Capital Próprio) E	30,00%
(% Capital de Terceiros) D	70,00%

Fonte: ANEEL (2018)

Ademais, para tornar a análise de viabilidade financeira mais real e robusta, a partir do caso base acima elaborado, incorporou-se o risco ao se atribuir distribuições de probabilidade a algumas variáveis técnicas e financeiras e, então, mensurou-se a média do critério de decisão valor presente líquido ao se considerar 10.000,00 cenários, por sua vez, obtidos a partir da técnica de Simulação de Monte Carlo (SMC).

Segundo Kushary, Davison e Hinkley (2000) esta quantidade de cenários é mais que suficiente para eliminar viés de estimação. Cumpre ressaltar que este corresponde a um elemento sugerido no método proposto, o modelo estimado para o VPL utiliza a média da SMC executado em cada cenário.

Mais especificamente, na medida em que o PVSYST® fornece não apenas a produção de energia pontual, mas o perfil de produção de energia aproximado por uma função densidade de probabilidade normal, incorporou-se estas probabilidades ao cômputo das Receitas Operacionais Brutas ao longo dos períodos, correspondendo a fonte de dispersão da Receita Operacional Bruta.

Em associação, como não se estabeleceu qualquer restrição de limite inferior à variável inclinação, esta pode assumir valores inferiores a 10°, fato que enseja maior necessidade de limpezas ao longo dos períodos (GHOSH *et al.*, 2016) e, portanto, maiores custos. Neste sentido, atribuiu-se uma distribuição de probabilidade uniforme para o custo de operação e manutenção, com limite inferior igual a 1,00% e limite superior igual a 1,50% para os casos em que a inclinação das placas assume valores inferiores a 10° no

procedimento experimental. Este valor de limite superior também está alinhado com Mcevoy, Markvart e Castaner (2012).

Analogamente, uma distribuição de probabilidade uniforme foi atribuída para a taxa de juros do financiamento, de modo que o limite inferior corresponde ao menor componente de negociação com o BNDES, isto é 2,10% ao ano, e o limite superior corresponde ao maior componente de negociação do BNDES, ou seja, 6,56% ao ano.

Por fim, em relação à dispersão no investimento, como no caso base foi atribuído o valor médio de todos os orçamentos realizados junto as fornecedoras de equipamentos, para a análise de risco atribuiu-se distribuições triangulares de probabilidade em que o cenário mais provável de cada experimento correspondeu a própria média e os limites inferior e superior corresponderam ao menor e maior valor orçados, respectivamente.

Deste modo, no Quadro 3 são resumidas as estratégias de atribuição de distribuições de probabilidade com a finalidade de incorporar o risco na análise financeira.

Distribuição Normal de Probabilidade	
Variável	Parâmetros
Geração de Energia	Perfil de Geração de Energia
Distribuição Uniforme de Probabilidade	
Variável	Parâmetros
Custos de Operação e Manutenção	(Limite Inferior; Limite Superior) (1%;1,5%)
Taxa de Juros (Financiamento)	(Limite Inferior; Limite Superior) (9,10%;13,65%)
Distribuição Triangular de Probabilidade	
Variável	Parâmetros
Investimento	(Limite Inferior; Mais Provável; Limite Superior) (Menor Preço; Preço Médio; Maior Preço)

Quadro 3 - Distribuições de probabilidade para análise de risco de viabilidade do empreendimento

Fonte: Elaboração própria

Adicionalmente, no Apêndice E são apresentadas as matrizes experimentais de todas as 5 cidades estudadas na presente aplicação prática, ou seja, os sequenciamentos experimentais e os resultados dos procedimentos experimentais realizados, obviamente, realizados com base nas especificações técnicas e financeiras realizadas acima.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo tem por objetivo central apresentar os desenvolvimentos das fases 2 e 3 do método proposto de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos estruturado em planejamento experimental, trata-se portanto, das implementações das fases de modelagem dos resultados dos experimentos realizados nas 5 capitais com maior número de conexões em cada região, a partir de suas respectivas matrizes experimentais, e posterior otimização multiobjetivo das funções objetivo estimadas para dimensionamento do sistema.

Para tanto, foram estruturadas duas seções além desta introdução com a finalidade de apresentar, justamente, as duas fases de meta-modelagem e análise de otimização multiobjetivo, respectivamente.

Na primeira seção os resultados da implementação da fase 2 são apresentados e discutidos. As funções objetivo estimadas são exibidas para cada cidade, conforme Equações 17 e 18, então, as respectivas qualidades dos modelos inferidos são analisadas.

A estimação dos coeficientes foi realizada utilizando os níveis codificados das variáveis de controle, assim como expresso no Apêndice C. Este procedimento minimiza a covariância entre as variáveis de controle e, conseqüentemente, melhora a qualidade da regressão. Utilizou-se o *software* estatístico Minitab® (versão 17) em que a técnica de mínimos quadrados ordinários é utilizada para a referida estimação.

Posteriormente, na segunda seção, as fronteiras de Pareto mensuradas com base nas funções objetivo estimadas em cada cidade são apresentadas e discutidas. Então, inicia-se o procedimento de seleção do dimensionamento ótimo na fronteira Pareto dominante a partir do critério de menor EPG, procedimentos estes que compõem a implementação da fase 3 do método proposto.

No que se refere a otimização, o algoritmo gradiente reduzido generalizado (GRG) foi empregado para solucionar o supracitado problema de otimização para cada um dos pesos (w), conforme Equação 19. Ressalta-se que foram estabelecidas alterações de pesos da ordem de 0,1 e a programação foi realizada em planilhas do *Microsoft Excel*®, versão 2016, utilizando o suplemento *solver*®. Obviamente, o cômputo do EPG em cada peso da fronteira Pareto-dominante foi realizado conforme Equação 20.

O capítulo se encerra com uma última seção complementar destinada a implementar uma análise de sensibilidade nos dimensionamentos ótimos mensurados em cada uma das 5 capitais. Este procedimento possui o potencial de aumentar o conhecimento do gestor do empreendimento, visto que, identifica as variáveis críticas à viabilidade do projeto.

4.1 Análise das funções objetivo estimadas para as capitais selecionadas em cada região

Os coeficientes das quatro funções objetivo de densidade de energia estimados para cada uma das 5 cidades com maior número de conexões fotovoltaicas em cada região, são apresentados na Tabela 10. Ressalta-se que ao todo são quatro funções objetivo devido ao fato de serem quatro combinações categóricas, conforme explicado na Equação 17.

Tabela 10 - Funções objetivo de densidade de energia segmentadas por combinação categórica de placa

Cidades	Combinação Categórica (Potência;Tipo)	F.O. Densidade de Energia (KWh/m ² /ano)					
		β_0	β_1	β_2	β_3	β_4	β_5
Belém	(1;1)	132,60	-62,91	-0,29	27,24	-0,70	-0,05
	(2;1)	134,37	-63,54	-0,09	27,24	-0,70	-0,05
	(1;2)	133,00	-63,95	0,13	27,24	-0,70	-0,05
	(2;2)	135,91	-64,58	0,33	27,24	-0,70	-0,05
Fortaleza	(1;1)	135,78	-57,61	-0,08	22,89	-1,23	-0,13
	(2;1)	137,68	-58,38	0,38	22,89	-1,23	-0,13
	(1;2)	136,26	-57,89	-0,38	22,89	-1,23	-0,13
	(2;2)	139,54	-58,66	0,08	22,89	-1,23	-0,13
Brasília	(1;1)	128,78	-46,22	0,21	16,94	-1,61	0,21
	(2;1)	131,28	-47,30	-0,09	16,94	-1,61	0,21
	(1;2)	129,21	-45,69	-0,12	16,94	-1,61	0,21
	(2;2)	131,44	-46,78	-0,42	16,94	-1,61	0,21
Rio de Janeiro	(1;1)	93,15	-24,91	-0,18	6,58	-1,34	0,29
	(2;1)	94,69	-24,54	0,38	6,58	-1,34	0,29
	(1;2)	93,73	-25,60	-0,42	6,58	-1,34	0,29
	(2;2)	95,27	-25,23	0,14	6,58	-1,34	0,29
Florianópolis	(1;1)	71,23	-14,25	-1,04	2,20	-1,46	-0,46
	(2;1)	72,61	-14,11	-0,72	2,20	-1,46	-0,46
	(1;2)	71,82	-13,95	-1,11	2,20	-1,46	-0,46
	(2;2)	73,13	-13,80	-0,80	2,20	-1,46	-0,46

Fonte: Elaboração própria.

As curvaturas foram significativas nos modelos de densidade de energia em todas as cinco cidades em que o método proposto foi aplicado, visto que, os p-valores foram

inferiores a 0,05. Consequentemente, pode-se afirmar que a aproximação quadrática adotada é apropriada à caracterização do processo de geração de energia fotovoltaica nestas capitais, independentemente das condições climáticas características de cada região.

Além disso, todas as estimações apresentaram altos ajustes, isso pode ser atestado pelos altos R^2 ajustados, mais especificamente, 99,51%, 99,53%, 99,47%, 99,77% e 99,30% para os modelos de densidade de energia nas cidades de Belém, Fortaleza, Brasília, Rio de Janeiro e Florianópolis, respectivamente. Apesar de algumas variáveis não apresentarem significância estatística, com p-valores superiores a 0,05, não se implementou qualquer modificação nas funções objetivos, isto é, uma vez que os ajustes encontrados foram suficientemente altos, optou-se por manter o modelo completo nas cidades.

Determinadas as funções objetivo para as variáveis resposta densidade de energia, a análise concentrou-se nos efeitos das variáveis de entrada com a finalidade de aumentar o esclarecimento sobre o processo de geração de energia fotovoltaica e, desta forma, a qualidade de seu gerenciamento.

Como se pode depreender a partir da Tabela 10, o efeito principal inclinação (β_1) apresentou impactos negativos à densidade de energia em todas as capitais e independentemente da potência nominal e do tipo de placas adotadas. Isso ressalta o fato de apesar de a inclinação proporcional a latitude aumentar a eficiência de geração de cada placa individualmente, seu resultado geral corresponde a um prejuízo à eficiência do sistema fotovoltaico na medida em que distanciamentos maiores se tornam necessários com a finalidade de se minimizar as perdas por sombras mútuas. No que se refere ao efeito principal azimutal (β_2), destaca-se a baixa sensibilidade relativa de densidade de energia devido à deslocamentos no ângulo azimutal e a não constatação de um padrão aparente entre as cidades.

Com relação a análise das variáveis categóricas Potência e Tipo, pode-se observar um padrão em que a utilização de placas de maior potência nominal e de silício policristalino apresentaram maiores médias de densidade de energia, isto é, maiores valores da constante (β_0), em todas as cinco cidades de cada região do país.

Por sua vez, na Tabela 11 são exibidos os coeficientes das quatro funções objetivo de valor presente líquido estimados para as 5 capitais selecionadas para cada região do Brasil. Reforça-se que são quatro funções objetivo para cada cidade devido ao fato de existirem quatro combinações categóricas, como demonstrado na Equação 18.

Tabela 11 - Funções objetivo de valor presente líquido segmentadas por combinação categórica de placa

Cidades	Combinação Categórica (Potência;Tipo)	F. O. Valor Presente Líquido (em R\$ 1.000,00)					
		β_0	β_1	β_2	β_3	β_4	β_5
Belém	(1;1)	2541,92	-106,89	12,26	-100,79	-9,06	7,37
	(2;1)	2563,98	-109,25	13,06	-100,79	-9,06	7,37
	(1;2)	2816,63	-110,46	9,82	-100,79	-9,06	7,37
	(2;2)	2821,62	-112,82	10,63	-100,79	-9,06	7,37
Fortaleza	(1;1)	1.836,40	-124,21	-26,84	-95,64	-15,85	-16,95
	(2;1)	1.851,54	-122,06	-28,75	-95,64	-15,85	-16,95
	(1;2)	2.104,69	-128,57	-27,08	-95,64	-15,85	-16,95
	(2;2)	2.111,15	-126,42	-28,99	-95,64	-15,85	-16,95
Brasília	(1;1)	1.653,97	95,86	-25,59	-75,73	-80,12	-15,19
	(2;1)	1.684,80	73,84	-24,63	-75,73	-80,12	-15,19
	(1;2)	1.926,06	100,19	-23,83	-75,73	-80,12	-15,19
	(2;2)	1.933,09	100,17	-22,88	-75,73	-80,12	-15,19
Rio de Janeiro	(1;1)	1.031,57	16,07	-16,60	-84,87	-96,10	-7,99
	(2;1)	1.043,06	14,89	-16,59	-84,87	-96,10	-7,99
	(1;2)	1.300,06	13,81	-17,59	-84,87	-96,10	-7,99
	(2;2)	1.305,02	12,63	-17,57	-84,87	-96,10	-7,99
Florianópolis	(1;1)	-124,13	-95,65	-46,99	-73,07	-121,00	-14,22
	(2;1)	-118,59	-97,65	-45,50	-73,07	-121,00	-14,22
	(1;2)	140,87	-94,59	-46,63	-73,07	-121,00	-14,22
	(2;2)	143,87	-96,60	-45,14	-73,07	-121,00	-14,22

Fonte: Elaboração própria.

Também para o caso das funções de VPL estimadas verificou-se que as curvaturas foram significativas, em cada uma das cidades – com p-valores inferiores a 0,05 –, neste sentido, existem evidências para se afirmar que a estimação da função quadrática implementada é adequada à representação do processo de geração de energia fotovoltaica nestas capitais.

Em associação, verificou-se altos ajustes para os modelos de valor presente líquido nas cidades de Belém, Fortaleza, Brasília, Rio de Janeiro e Florianópolis como pode ser atestado pelos R^2 ajustados de 99,94%, 99,92%, 97,33%, 99,85% e 99,89%, respectivamente. O mesmo procedimento supracitado foi adotado, isto é, optou-se pela

manutenção do modelo completo em todas as cidades a despeito de algumas variáveis não apresentarem significância estatística, procedimento respaldado, justamente, pelos altos ajustes encontrados.

Também a partir das funções objetivo obtidas para as variáveis resposta de valor presente líquido, realizou-se a análise dos respectivos efeitos das variáveis de entrada com o intuito de aumentar o conhecimento a respeito do processo de geração de energia fotovoltaica e, portanto, a qualidade de seu gerenciamento.

Levando-se em consideração a Tabela 11 pode-se observar que os efeitos principais da variável inclinação (β_1) apresentaram impactos negativos ao valor presente líquido nas cidades de Belém, Fortaleza e Florianópolis independente da combinação categórica de potência nominal e tipo de placa. Na condição inversa, situam-se as cidades de Brasília e Rio de Janeiro. Adicionalmente, quanto a variável azimutal, pode-se atestar um padrão de impacto negativo em todas as cidades, exceto em Belém.

De maneira análoga ao caso das funções objetivo de densidade de energia, sob uma perspectiva de variáveis categóricas, Potência e Tipo, verifica-se um padrão em que todas as capitais selecionadas as placas de maior potência nominal e de silício policristalino possuem maiores médias de densidade de energia e, concomitantemente, maiores médias de valor presente líquido, como pode ser atestado pelos maiores valores da constante (β_0).

Ressalta-se ainda que as médias de VPL são inferiores à medida em que as cidades estão localizadas ao sul, onde os níveis de irradiação são inferiores. Para a cidade de Florianópolis, localizada na região sul, o dimensionamento realizado impacta diretamente na viabilidade econômica do sistema fotovoltaico a ser instalado.

4.2 Otimização do dimensionamento nas capitais selecionadas em cada região

Para iniciar a fase 3 do método proposto em cada cidade, correspondendo à otimização das funções objetivo densidade de energia e valor presente líquido e posterior seleção do dimensionamento ótimo da miniusina fotovoltaica, implementou-se uma análise de convexidade. Este percurso permite avaliar se o sentido das otimizações, maximização dos modelos, é compatível aos pontos estacionários das funções estimadas.

Na Tabela 12 são exibidos os autovalores das matrizes hessianas mensurados para as funções objetivo densidade de energia e valor presente líquido em cada uma das 5 capitais selecionadas de cada região.

Tabela 12 - Análise de convexidade das funções objetivo para as capitais selecionadas

Cidades	Autovalores das Funções Objetivo de Densidade de Energia		Autovalores das Funções Objetivo de Valor Presente Líquido	
	λ_1	λ_2	λ_1	λ_2
Belém	27,24	-0,70	-8,91	-100,94
Fortaleza	22,89	-1,23	-14,96	-96,53
Brasília	16,94	-1,61	-70,02	-85,83
Rio de Janeiro	6,58	-1,34	-83,60	-97,38
Florianópolis	2,22	-1,47	-72,03	-122,03

Fonte: Elaboração própria.

A partir da Tabela 12 pode-se depreender que um padrão de convexidade das funções foi verificado para todas as 5 capitais. Para as funções de densidade de energia, os autovalores calculados possuem sinais positivos e negativos caracterizando funções indefinidas em que o ponto estacionário corresponde a um ponto de inflexão e, portanto, o sentido de otimização não é compatível com a convexidade destas funções, tendendo à solução de canto – ao menos uma restrição estará ativa. Para as funções de valor presente líquido os autovalores mensurados possuem sinais negativos, caracterizando funções negativa definidas em que o ponto estacionário corresponde um máximo global, neste caso, o sentido da otimização é compatível com a convexidade das funções estimadas.

Após análise de convexidade, implementou-se propriamente a otimização dos problemas multiobjetivos, em cada uma das cidades, para todo conjunto de pesos e em todas as combinações categóricas.

Na Figura 19 são apresentados os gráficos das fronteiras de Pareto para a cidade de Belém, segmentados por combinação categórica. Para esta cidade, pode-se observar que em todas as combinações categóricas de placas o sistema fotovoltaico conectado à rede se mostrou um empreendimento viável, dado que o VPL foi positivo em todos os

conjuntos de pesos w . Este fato pode ser explicado pelas altas densidades de energia simuladas e pela tarifa relativamente alta cobrada nesta capital.

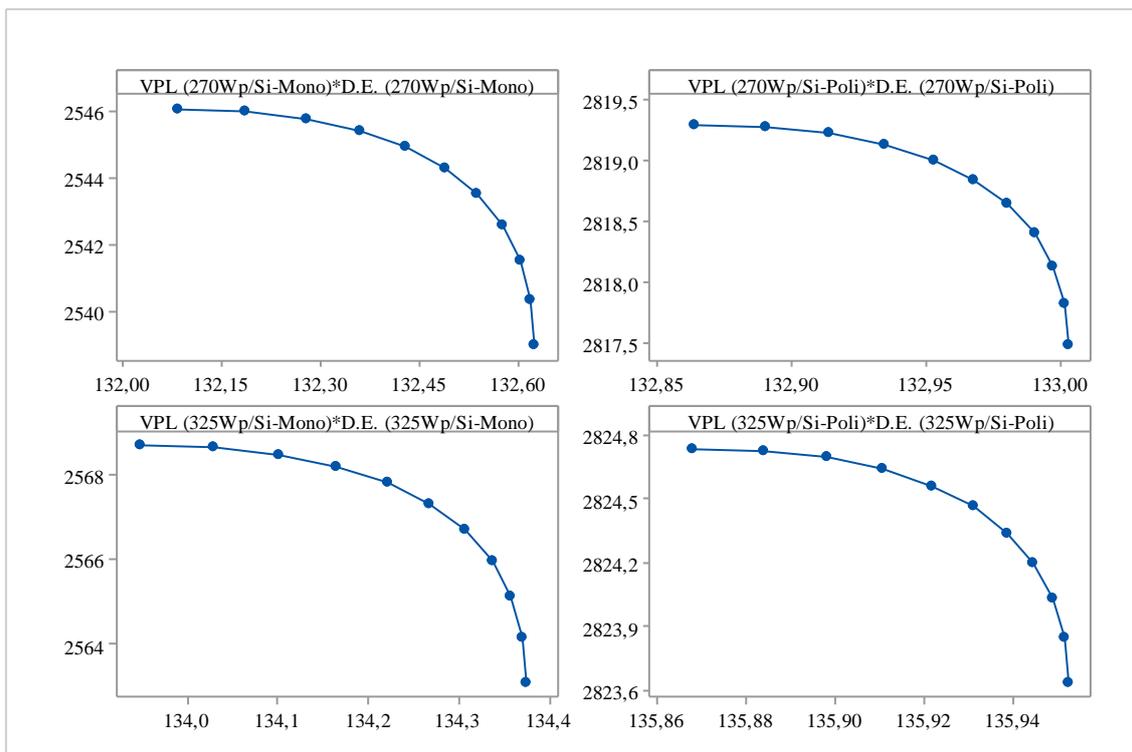


Figura 19 - Fronteira de Pareto por combinação categórica em Belém (valores de VPL em R\$ 1.000 e de D.E. em kWh/m²/ano)

Fonte: Elaboração própria.

Ao se comparar os resultados entre as placas de silício monocristalino de potência nominal de 270 Wp e de silício policristalino de potência nominal de 325 Wp, em todos os pesos w , verifica-se aumentos médios de 2,92% e 10,93% na densidade de energia e no valor presente líquido, respectivamente. Este resultado está alinhado a supracitada tendência de melhores resultados apresentados por módulos do tipo silício policristalino com maior potência nominal.

Sendo assim, a fronteira de Pareto dominante para a capital Belém é construída pela combinação categórica de painel de silício policristalino com potência nominal de 325 Wp.

Por sua vez, na Figura 20 são exibidos os gráficos das fronteiras de Pareto para a cidade de Fortaleza, agrupados por combinação categórica. Nesta capital, tem-se que em todas as combinações categóricas de placas o sistema fotovoltaico conectado à rede se mostrou um empreendimento viável, dado que o critério de decisão de investimento valor

presente líquido foi maior que zero em todos os conjuntos de pesos w . Assim como em Belém, as altas densidades de energia simuladas e pela tarifa cobrada nesta capital.

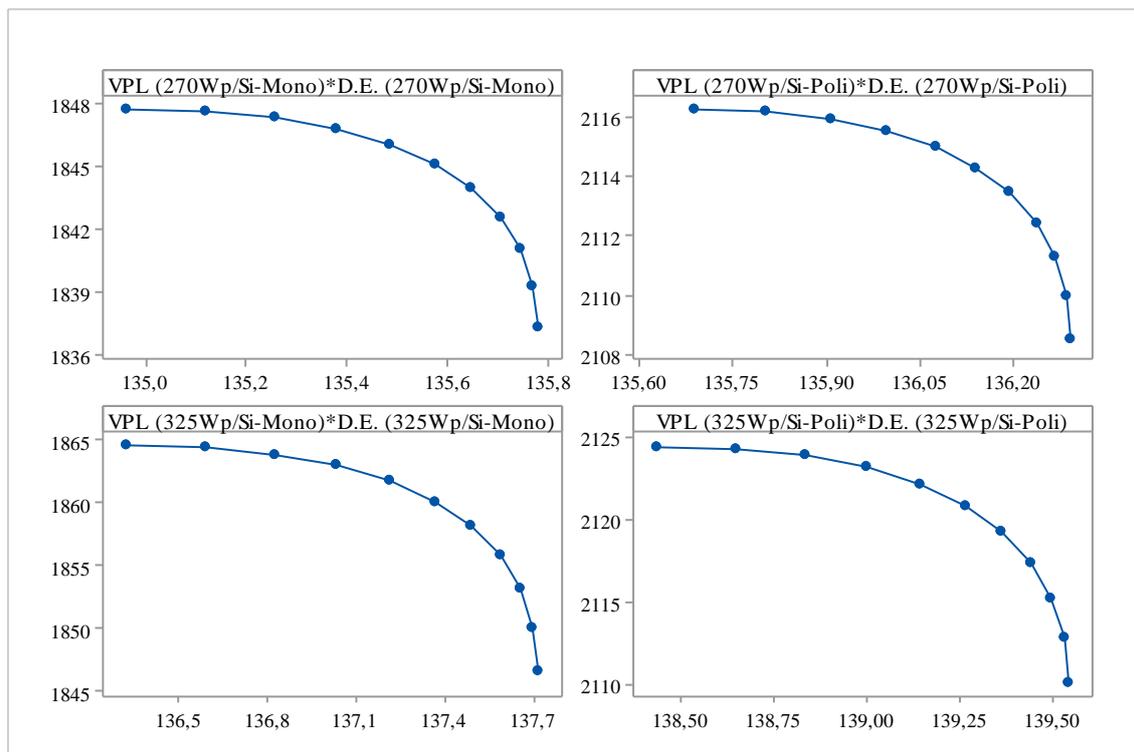


Figura 20 - Fronteira de Pareto por combinação categórica em Fortaleza (valores de VPL em R\$ 1.000 e de D.E. em kWh/m²/ano)

Fonte: Elaboração própria.

Também neste caso, a tendência de melhores resultados apresentados por módulos do tipo silício policristalino com maior potência nominal confirmada nas respostas da otimização, na proporção em que se verificou aumentos médios de 3,26% e 14,70% na densidade de energia e no VPL, respectivamente, ao se comparar os resultados entre as placas de silício monocristalino de potência nominal de 270 Wp e de silício policristalino de potência nominal de 325 Wp, em todos os pesos w .

Como em todos os pesos w os melhores desempenhos estão associados às simulações em que as placas de silício policristalino de potência nominal de 325 Wp foram adotadas, esta é a combinação categórica que define a fronteira Pareto-dominante para a capital Fortaleza.

Já na Figura 21 são ilustrados os gráficos das fronteiras de Pareto para a cidade de Brasília, agrupados por combinação categórica. Pode-se constatar que independente da combinação categórica adotada para o sistema fotovoltaico, o projeto é viável. Isto pois,

o critério de decisão valor presente líquido foi positivo em todos os conjuntos de pesos w . Também neste caso esta viabilidade pode ser explicada pelas altas densidades de energia simuladas e pela alta tarifa cobrada na cidade de Brasília. As fronteiras de Pareto mensuradas por painéis de silício monocristalino e de silício policristalino apresentaram formatos diferentes entre si para a cidade de Brasília, apesar de ainda serem equiespaçados.

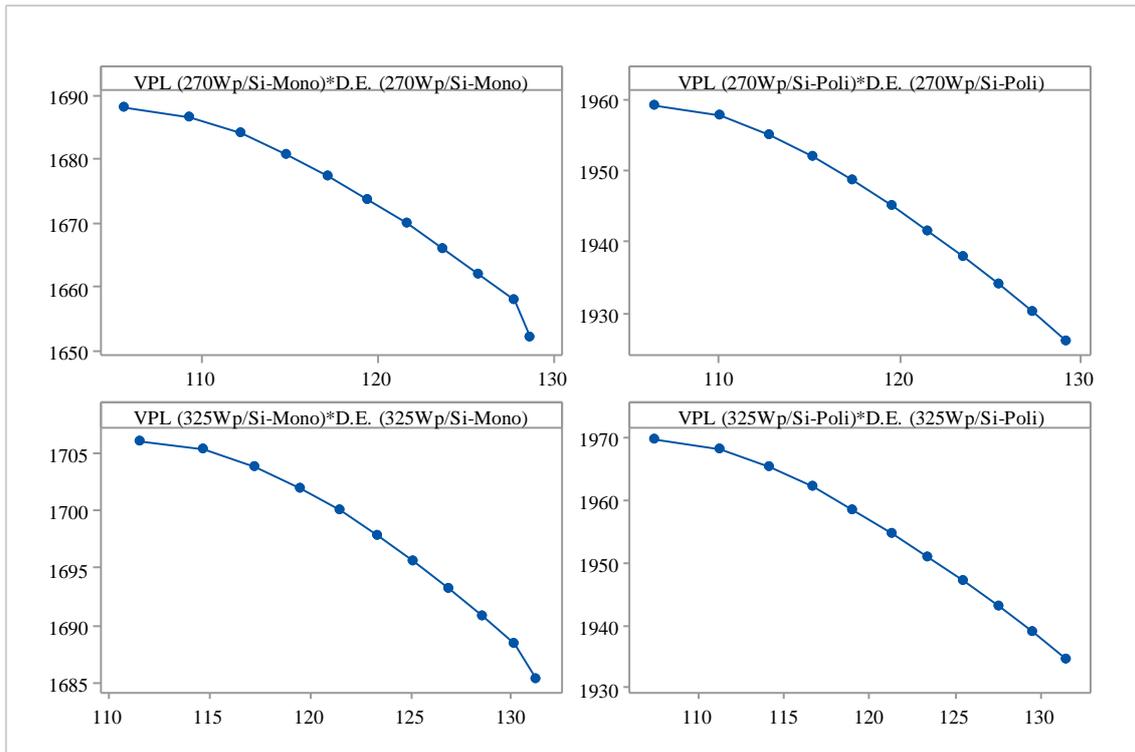


Figura 21 - Fronteira de Pareto por combinação categórica em Brasília (valores de VPL em R\$ 1.000 e de D.E. em kWh/m²/ano)

Fonte: Elaboração própria.

As respostas da otimização seguiram a tendência mencionada na análise de efeitos, isto é, melhores desempenhos relacionados aos módulos do tipo silício policristalino com maior potência nominal, esta afirmação pode ser verificada a partir do aumento médio de 24,48% na densidade de energia ao se comparar os resultados entre as placas de silício policristalino de potência nominal de 270 Wp e de silício policristalino de potência nominal de 325 Wp, em todos os pesos w , e a partir do aumento médio de 14,60% no VPL ao se comparar os resultados entre as placas de silício monocristalino de potência nominal de 270 Wp e de silício policristalino de potência nominal de 325 Wp, em todos os pesos w .

Portanto, tem-se que a fronteira Pareto-dominante para a Brasília é construída a partir da combinação categórica de módulo de silício policristalino com potência nominal de 325 Wp. Obviamente, isto se justifica pelos melhores desempenhos simulados para esta placa em cada peso w .

Na Figura 22 são apresentados os gráficos das fronteiras de Pareto para a cidade do Rio de Janeiro, agrupados por combinação categórica.

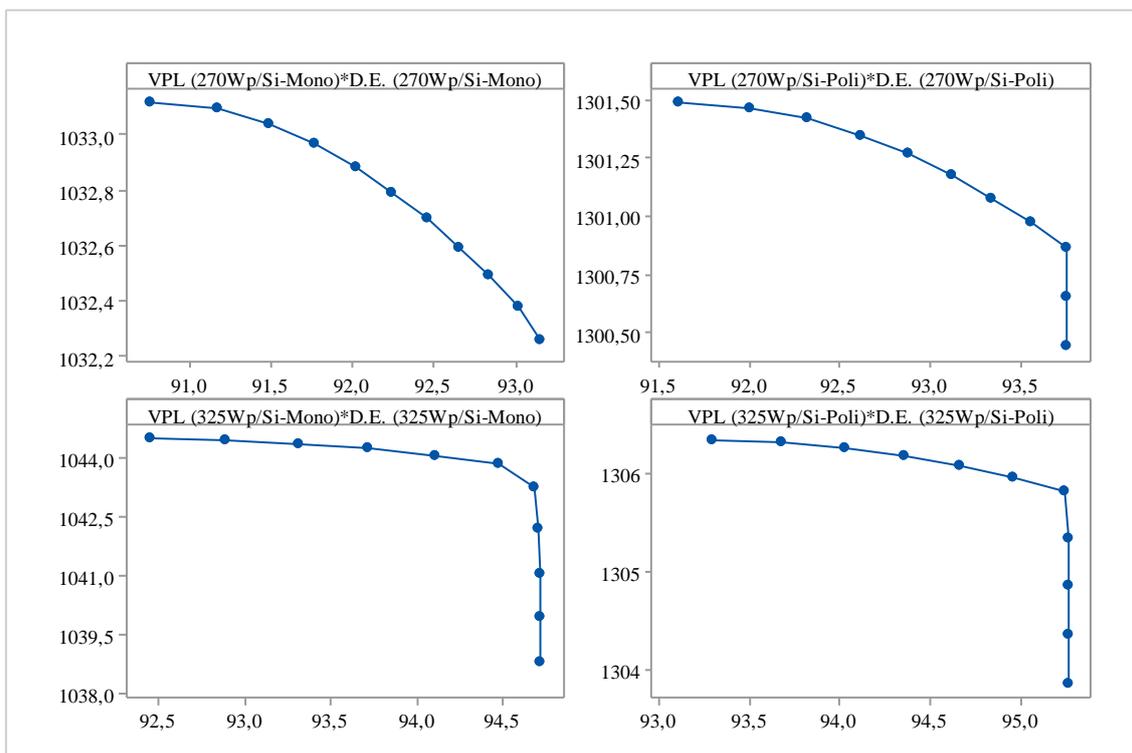


Figura 22 - Fronteira de Pareto por combinação categórica em Rio de Janeiro (valores de VPL em R\$ 1.000 e de D.E. em kWh/m²/ano)

Fonte: Elaboração própria.

Para a cidade do Rio de Janeiro, assim como descrito pela Figura 22, pode-se observar que em todas as combinações categóricas de placas o sistema fotovoltaico conectado à rede se mostrou um empreendimento viável, dado que o VPL foi positivo em todos os conjuntos de pesos w . Este fato também pode ser explicado, em certa medida, pelas altas densidades de energia simuladas e pela tarifa relativamente alta cobrada nesta capital.

Outro ponto a ser destacado refere-se ao fato de as fronteiras de Pareto construídas a partir de combinações categóricas diferentes terem apresentados formatos diferentes, ainda que equiespaçados. Assim como observado no caso de Brasília.

Mais uma vez, a tendência de melhores resultados apresentados por módulos do tipo silício policristalino com maior potência nominal – descrita na análise de efeitos – foi atestada nos resultados da otimização, na proporção em que há aumentos médios de 4,95% e 26,40% na densidade de energia e no VPL, respectivamente, ao se comparar os resultados entre as placas de silício monocristalino de potência nominal de 270 Wp e de silício policristalino de potência nominal de 325 Wp, em todos os pesos w .

Pelo motivo supracitado, a fronteira de Pareto dominante para a cidade do Rio de Janeiro é construída pela combinação categórica de painel de silício policristalino com potência nominal de 325 Wp.

Por fim, na Figura 23 são dispostos os gráficos das fronteiras de Pareto para a capital Florianópolis, segmentados por combinação categórica.

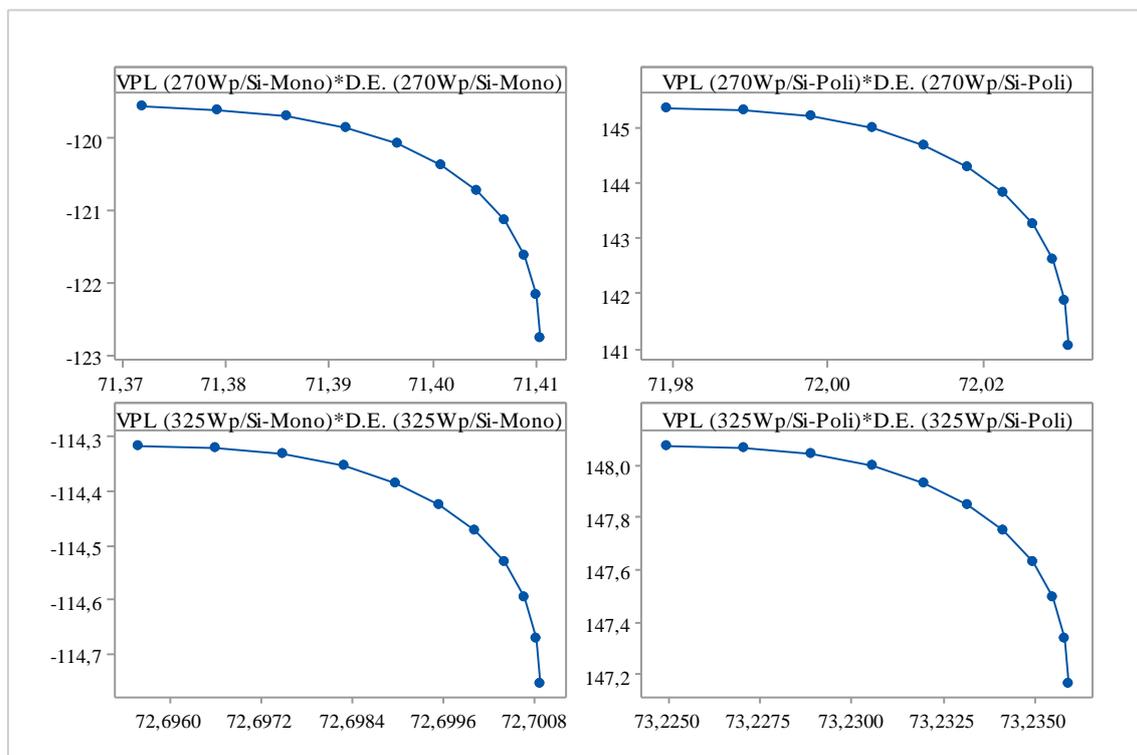


Figura 23 - Fronteira de Pareto por combinação categórica em Florianópolis (valores de VPL em R\$ 1.000 e de D.E. em kWh/m²/ano)

Fonte: Elaboração própria.

Levando-se em consideração a Figura 23 pode-se constatar que nas combinações categóricas de placas de silício monocristalino o projeto fotovoltaico se apresentou inviável, isto pois o critério de decisão valor presente líquido mensurado foi negativo em todos os conjuntos de pesos w , no sentido oposto, nas combinações categóricas de placas

de silício policristalino. De maneira análoga, as baixas densidades de energias simuladas e a baixa tarifa praticada na cidade de Florianópolis podem explicar a referida sensibilidade de viabilidade do projeto de miniusina conectada à rede.

A tendência de melhores resultados associados ao emprego de módulos do tipo silício policristalino com maior potência nominal – demonstrada na análise de efeitos – foi constatada nos resultados da otimização, como se pode observar pelo aumento médio de cerca de 2,60% na densidade de energia e pelo aumento médio do VPL em aproximadamente 123,80% ao se comparar os resultados entre as placas de silício monocristalino de potência nominal de 270 Wp e de silício policristalino de potência nominal de 325 Wp, em cada peso w .

Neste sentido, define-se que a fronteira Pareto-dominante para a cidade de Florianópolis é construída pela combinação categórica de placas de silício policristalino com potência nominal de 325 Wp, visto que, verificou-se melhores resultados simulados em todos os pesos w associados à esta placa.

A partir de todas as fronteiras Pareto-dominantes determinadas em cada uma das capitais selecionadas de cada região, estabelecidas com base em placas de silício policristalino com potência nominal de 325 Wp, iniciou-se a última etapa do método de dimensionamento proposto, ou seja, a seleção do dimensionamento ótimo a partir do critério de menor erro percentual global calculado para cada peso w em cada cidade.

Os dimensionamentos selecionados para as 5 cidades, com seus respectivos valores de densidade de energia e valor presente líquido, são apresentados na Tabela 13. Como informação complementar também são apresentados os respectivos erros percentuais globais mensurados para o melhor cenário de peso w .

Conforme apresentado na Tabela 13, em cada projeto de miniusina fotovoltaica conectada à rede selecionada em cada capital a variável Inclinação é zerada. Isto pode ser explicado pela diminuição da razão entre produção de energia e área ocupada e, como referido, este resultado se opõe a regra de dimensionamento em que a inclinação deve ser proporcional a latitude, mas se aproxima da restrição de espaços disponíveis à instalação de sistemas fotovoltaicos característica dos grandes centros urbanos. De outro lado, com pequenos deslocamentos angulares, a variável azimutal se aproxima do direcionamento

ao norte magnético nos projetos ótimos e, por sua vez, este resultado está alinhado à literatura.

Tabela 13 - Dimensionamentos selecionados para as capitais selecionadas

Cidades	Inclinação	Azimutal	Peso	EPG	D.E. (KWh/m²/ano)	VPL (R\$ 1.000,00)
Belém	0°	0,38°	0,6	0,0002	135,94	2.824,34
Fortaleza	0°	-0,44°	0,5	0,0036	139,27	2.120,86
Brasília	0°	-0,16°	1	0,0177	131,47	1.934,71
Rio de Janeiro	0°	-0,09°	0,6	0,0007	95,25	1.305,82
Florianópolis	0°	-0,19°	0	0,0001	73,22	148,08

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, pode-se observar que pelo EPG ocorreu uma priorização do critério densidade de energia nas capitais da região norte, centro-oeste e sudeste, com pesos nos níveis 0,6, 1 e 0,7, respectivamente. No sentido oposto, nas cidades de Fortaleza e Florianópolis verificou-se priorização dos aspectos financeiros com pesos nos níveis 0,5 e 0, respectivamente.

4.3 Análise de sensibilidade nos dimensionamentos ótimos de cada capital

Após a realização de todos os dimensionamentos ótimos, partiu-se para implementação de uma análise de sensibilidade em cada uma destes. Deve-se ressaltar que a estruturação da análise de sensibilidade ainda permaneceu pautada no fluxo de caixa do acionista, conforme apresentado no capítulo anterior.

Particularmente, para realização da análise de sensibilidade, considerou-se cinco percentis das distribuições de probabilidade consideradas no cálculo do VPL médio a partir da SMC, ver Quadro 3, são eles 1%, 25,50%, 50%, 74,50% e 99%. Para aumentar a quantidade de informações disponíveis, implementou-se a estratégia de distribuição de probabilidade adotada para investimento para cada um de seus componentes.

Nas Figuras 24, 25, 26, 27 e 28 são apresentados os resultados das análises de sensibilidades realizadas nos dimensionamentos ótimos das cidades de Belém, Fortaleza, Brasília, Rio de Janeiro e Florianópolis, respectivamente.

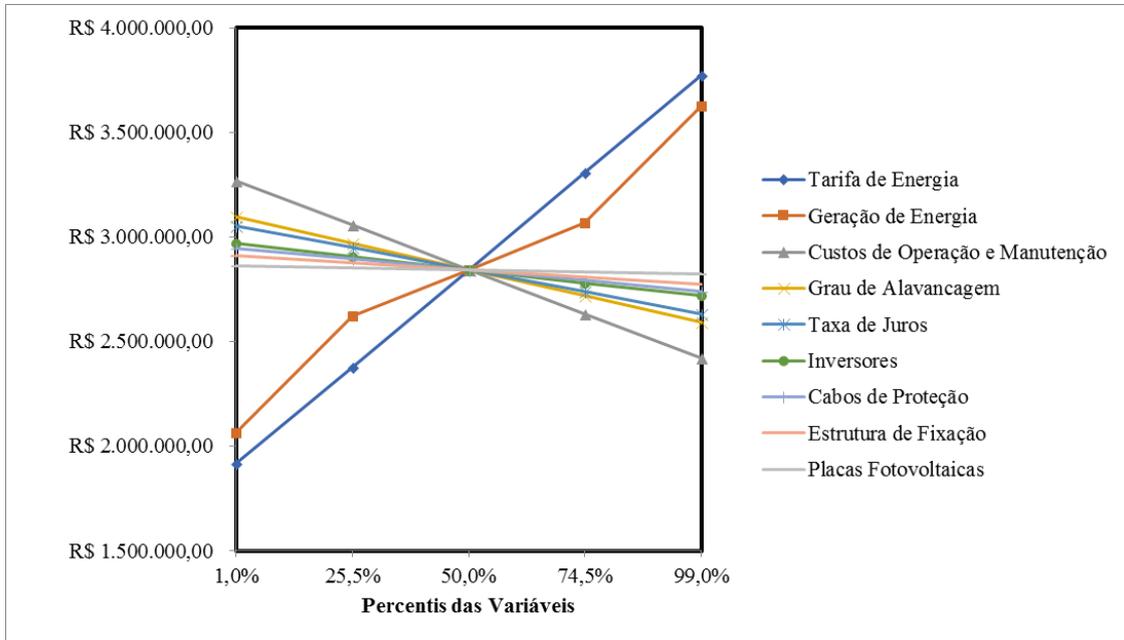


Figura 24 - Análise de sensibilidade para a cidade de Belém

Fonte: Elaboração própria

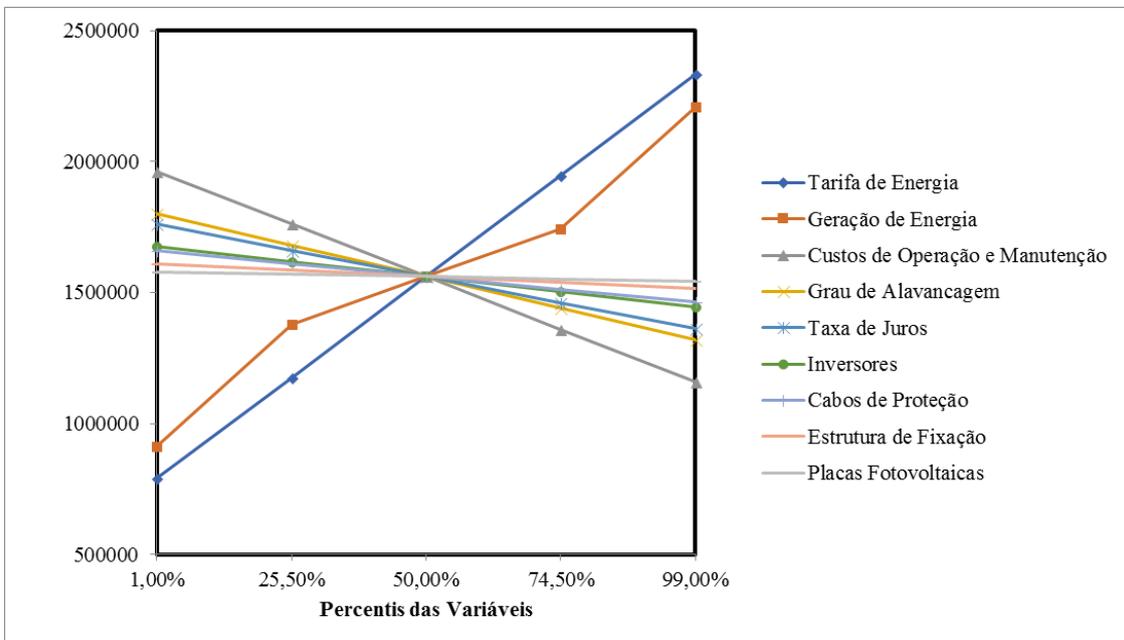


Figura 25 - Análise de sensibilidade para a cidade de Fortaleza

Fonte: Elaboração própria.

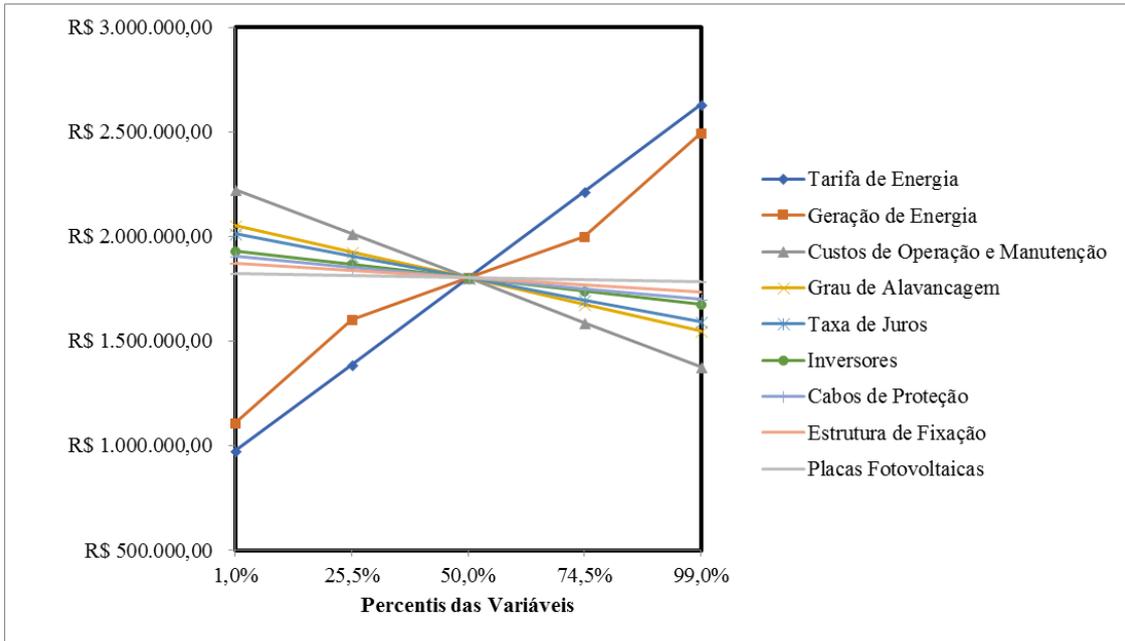


Figura 26 - Análise de sensibilidade para a cidade de Brasília

Fonte: Elaboração própria.

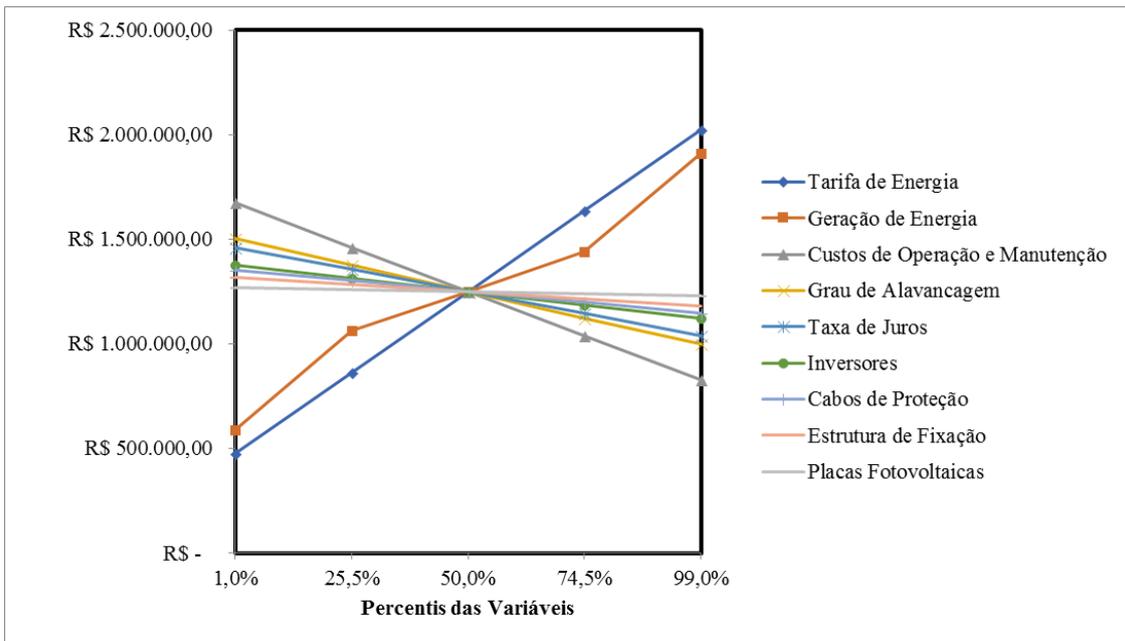


Figura 27 - Análise de sensibilidade para a cidade do Rio de Janeiro

Fonte: Elaboração própria.

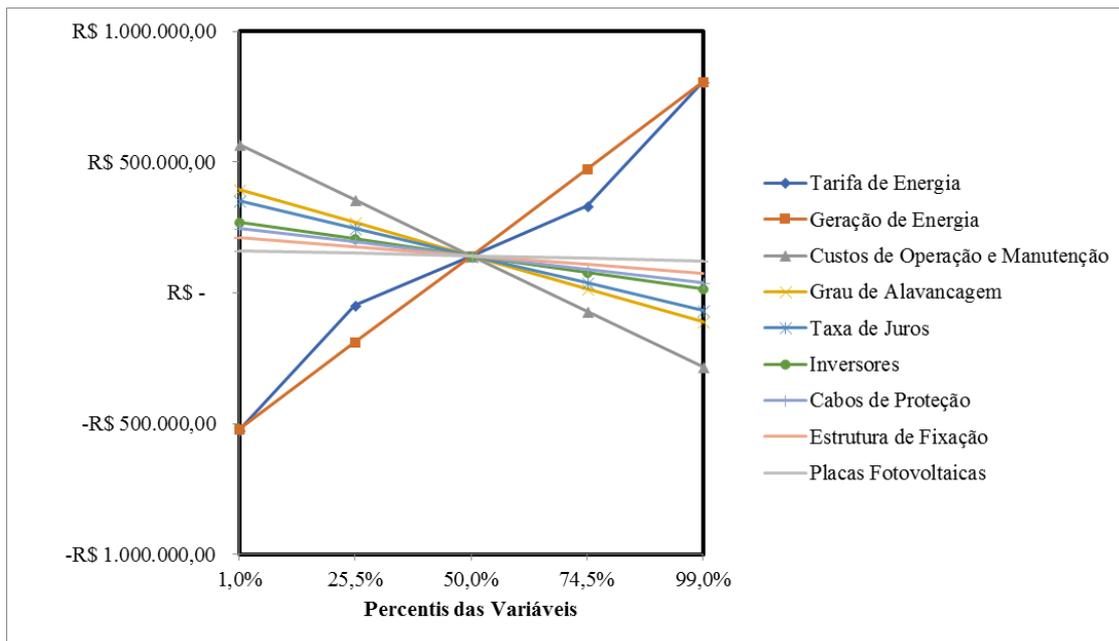


Figura 28 - Análise de sensibilidade para a cidade de Florianópolis

Fonte: Elaboração própria.

Como se pode depreender a partir dos resultados da análise de sensibilidade realizada em cada uma das capitais estudadas, a variável que mais impacta na viabilidade do empreendimento fotovoltaico (medida pelo critério de decisão VPL) corresponde a tarifa de energia praticada pelas respectivas concessionárias. Em segundo lugar, observa-se a importância relativa das gerações de energia dos sistemas.

Em certo sentido, este cenário tende a ser positivo sob uma perspectiva de administração de risco. De um lado, em todo o país são observadas tendências de aumentos sistemáticos nas tarifas de energia e, deste modo, das economias de energia propiciadas pelas construções dos empreendimentos fotovoltaicos (reforça-se que as tarifas correspondem à fonte de receita em projetos fotovoltaicos). De outro lado, conforme demonstrado no Capítulo 2, o Brasil é caracterizado por possuir alta disponibilidade de recurso solar associada a baixa variabilidade e, obviamente, este fato tende a melhorar o desempenho de geração de energia dos sistemas fotovoltaicos.

Cumpre destacar ainda que, a partir das análises de sensibilidade realizadas, pode-se constatar um padrão em que os componentes de investimento apresentam importância relativa inferior na viabilidade do empreendimento fotovoltaico (mediadas pelo critério de decisão valor presente líquido). Este também corresponde a um cenário positivo à realização do investimento de capital em empreendimentos fotovoltaicos no contexto da

geração distribuída pois, como ressaltado, grande parte dos equipamentos fotovoltaicos são importados e, portanto, seus valores sofrem influências das variações cambiais, porém, com impactos amortecidos na viabilidade econômica do sistema.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo propõe-se a consolidar as principais contribuições teóricas geradas a partir do método de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede desenvolvido, levando-se em consideração os resultados obtidos a partir de sua aplicação no contexto da geração distribuída no Brasil. Neste sentido, as conclusões aqui contidas podem ser utilizadas como ferramenta de informação, tanto para operadores de mercado, quanto para formuladores de políticas pública. Deve-se ressaltar que este capítulo encerra a implementação do método de modelagem, na medida em que correspondem a etapa de realidade, problema, solução do ciclo proposto por Mitroff *et al.* (1974).

Ao final do capítulo, uma última seção é incluída com a finalidade de realizar sugestões de pesquisas futuras a serem desenvolvidas.

5.1 Conclusões Gerais

A presente tese foi estruturada com o objetivo geral de propor um método de dimensionamento ótimo de um sistema fotovoltaico no contexto da geração distribuída, maximizando, desta forma, a densidade de energia gerada e o retorno financeiro do empreendimento, simultaneamente.

Para tanto, em primeiro lugar o trabalho implementou técnicas bibliométricas com a finalidade de analisar a robustez dos recursos de modelagem estatística de processos, otimização multiobjetivo e engenharia econômica empregados e, posteriormente, analisar a trajetória de desenvolvimento conceitual do escopo de aplicação destas técnicas, que no presente trabalho refere-se ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

A partir dos supracitados procedimentos bibliométricos pode-se atestar que, mesmo se tratando de técnicas consolidadas na literatura, dado o número relativamente grande de publicações, a associação entre elas possui, por si só, um caráter inovador, uma vez que nenhum artigo com a associação destas técnicas foi encontrado.

No mesmo sentido, a partir da análise de caminho principal pode-se atestar que o escopo de aplicação referido no objetivo da tese também traz contribuição teórica incremental ao preencher hiatos de conhecimento presentes na literatura, mais especificamente a ausência de procedimentos estruturados e generalizáveis para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de maior porte e conectados à rede.

Pode-se destacar ainda sobre este aspecto que, conforme comentado no Capítulo 2, apesar de representar um dos países com maior disponibilidade de recurso solar, o Brasil ocupa apenas a décima segunda posição no *ranking* de número de publicações na área (com 49 trabalhos acadêmicos publicados) evidenciando que a presente aplicação prática pode trazer uma contribuição ao menos incremental para um campo de estudo ainda em formação no país.

Uma vez atestadas as contribuições teóricas relacionadas ao objetivo do trabalho a partir da análise bibliométrica, estruturou-se uma fundamentação teórica em que, em primeiro lugar, buscou-se explorar a utilização da tecnologia solar fotovoltaica no Brasil. Esta análise permitiu identificar a conjuntura atual de incentivos governamentais ao emprego da tecnologia, pautada na regulamentação do aumento de porte de sistemas fotovoltaicos no contexto da geração distribuída com a finalidade de viabilizar empreendimentos de maior porte e, assim, fomentar a indústria nacional. Sendo que esta conjuntura se alinha ao objetivo geral traçado na tese.

Em seguida, a fundamentação teórica voltou-se a explicar os principais instrumentos matemáticos que, ao serem associados, ensejaram o desenvolvimento do método proposto. Mais especificamente, foram explicadas a metodologia de superfície de resposta, no que tange à modelagem estatística de processos, o método de intersecção normal à fronteira, no que se refere à otimização multiobjetivo, e o critério de decisão de investimento valor presente líquido, com relação à engenharia econômica.

A vista disso, a presente pesquisa propôs um método de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede organizado em três fases, tal que é realizada uma integração entre as referidas técnicas matemáticas, ou seja, a metodologia de superfície de resposta, o critério de decisão valor presente líquido e a técnica de otimização objetivo intersecção normal à fronteira, em cada uma das correspondentes fases. Destaca-se que uma de suas principais vantagens consiste na possibilidade de generalização, ou seja, implementação do método proposto em qualquer região desejável.

Ainda sobre o método de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos proposto por esta tese, deve-se ressaltar suas contribuições teóricas colaterais relacionadas essencialmente a dois aspectos. O primeiro aspecto diz respeito ao fato de o emprego da metodologia de superfície de resposta ter sido realizada a partir de variáveis contínuas (deslocamento azimutal e inclinação dos módulos) e categóricas (potência nominal e tipo

de tecnologia de fabricação dos módulos). O segundo aspecto refere-se ao procedimento de escolha da fronteira de Pareto dominante para determinação da melhor combinação categórica, na Fase 3.

Com a finalidade de se demonstrar a aplicabilidade do método proposto, bem como a sua possibilidade de generalização, implementou-se um caso piloto nas principais capitais de cada região do país. Sendo que o critério de escolha da cidade se pautou na quantidade de conexões já existentes e, portanto, na importância da tecnologia em cada cidade.

A partir das aplicações, foram encontradas evidências de robustez do método proposto, descritas pelos altos ajustes dos modelos, curvaturas significativas em todas as cidades e, adicionalmente, significativas melhorias de desempenho sob perspectivas técnicas e econômicas, visto que, a densidade de energia e a média de valor presente líquido apresentaram melhorias médias de 7,64% e 38,09%, respectivamente.

Ao se aprofundar nas melhorias de desempenho em cada capital, pode-se depreender que as cidades de Brasília e Florianópolis apresentaram as maiores melhorias de desempenho em densidade de energia e VPL, 24,48% e 123,8%, respectivamente. De outro lado, que as cidades de Florianópolis e Belém apresentaram as menores melhorias de desempenho em densidade de energia e VPL, 2,60% e 10,93%, respectivamente.

Deve-se destacar ainda que a implementação do método de dimensionamento proposto correspondeu ao diferencial entre um empreendimento viável ou não para a cidade de Florianópolis, fato que também corrobora à demonstração da importância de adoção do método proposto por esta pesquisa na realização de dimensionamentos de sistemas fotovoltaicos.

Para se aprofundar na análise econômica da aplicação realizada, uma análise de sensibilidade foi implementada em cada dimensionamento ótimo calculado pelo método desenvolvido e proposto pela presente tese. A partir da análise de sensibilidade pode-se atestar em primeiro lugar a importância relativa das variáveis tarifa de energia e produção de energia, em detrimento das demais variáveis consideradas na avaliação econômica.

Deste modo, pode-se atestar que, apesar da não consolidação da indústria fotovoltaica nacional, os altos preços de energia praticados no país, associados as altas

disponibilidades e baixas variabilidades do recurso solar diminuem a exposição do empreendimento ao risco de não viabilidade ao se considerar o contexto da geração distribuída, sendo que, este fato reforça a importância desta última na inserção da fonte fotovoltaica na matriz energética brasileira.

Em última análise, outro ponto a ser destacado refere-se ao contexto aparentemente paradoxal da inserção da fonte fotovoltaica na matriz energética brasileira, isto pois, grande parte das conexões e dos consumidores estão, atualmente, situados em áreas com menor recurso solar. Este fato pode ser explicado pelo fato destas áreas possuírem população com maior renda média, fato que possibilita a realização do investimento de capital necessário. Contudo, este cenário traz ineficiências a consolidação da indústria, sendo necessário implementar políticas públicas que incentive a construção de sistemas fotovoltaicos em áreas de maior insolação, porém com população de menor renda.

5.2 Perspectivas de trabalhos futuros

Como desdobramentos desta pesquisa, vislumbra-se os seguintes trabalhos futuros:

- Incluir fatores controláveis relacionados a confiabilidade de geração do sistema com o intuito de levar em conta a segurança do sistema no instrumental de otimização;
- Supor um consumo teórico com a finalidade de analisar o impacto do atual contexto tributário na viabilidade do empreendimento.

REFERÊNCIAS

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. São Paulo, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482**. Brasília, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687**. Brasília, 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília, 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 23/2018–SRM/ANEEL**. Brasília, 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>> Acesso em 30 de abril de 2018.

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

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

AQUILA, G.; ROTELA JUNIOR, P.; DE OLIVEIRA PAMPLONA, E.; QUEIROZ, A. R. Wind power feasibility analysis under uncertainty in the Brazilian electricity market. **Energy Economics**, v. 65, 127–136, 2017.

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

BENDATO, I.; CASSETTARI, L.; MOSCA, M.; MOSCA, R. A design of experiments/response surface methodology approach to study the economic sustainability of a 1 MWe photovoltaic plant. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 51, 1664–1679, 2015.

BERTRAND, J. W. M.; FRANSOO, J. C. Operations management research methodologies using quantitative modeling. **International Journal of Operations & Production Management**, v. 22, 241–264, 2002.

BRASIL. Código Civil e Constituição Federal. 69ed. Saraiva, 2018.

BRITO, T. G.; PAIVA, A. P.; FERREIRA, J. R.; GOMES, J. H. F.; BALESTRASSI, P. P. A normal boundary intersection approach to multiresponse robust optimization of the surface roughness in end milling process with combined arrays. **Precision Engineering**, v. 38, 628–638, 2014.

CANADIAN SOLAR. **Solar Modules**. 2016. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/solar-panels/dymond.html>> Acesso em 21 de março de 2017.

CCEE – Camara de Comercialização de Energia Elétrica. **Resultados Consolidados**. 2018. Disponível em:

<https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=267674967126620&_adf.ctrlstate=jix2tgb3q_170#!%40%40%3F_afLoop%3D267674967126620%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3Djix2tgb3q_174> Acesso em 15 de março de 2017.

CELIK, A. N. Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic-wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems. **Energy Conversion and Management**, v. 43, 2453-2468, 2002.

CHEN, S.; CHEN, B.; FATH, B. D. Assessing the cumulative environmental impact of hydropower construction on river systems based on energy network model. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, 78–92, 2015.

CHONG, W. T.; NAGHAVI, M. S.; POH, S. C.; MAHLIA, T. M. I.; PAN, K. C. Techno-economic analysis of a wind-solar hybrid renewable energy system with rainwater collection feature for urban high-rise application. **Applied Energy**, v. 88, 4067-4077, 2011.

CUCCHIELLA, F.; D'ADAMO, I.; GASTALDI, M. A profitability assessment of small-scale photovoltaic systems in an electricity market without subsidies. **Energy Conversion and Management**, v. 129, 62-74, 2016.

CUCCHIELLA, F.; D'ADAMO, I.; GASTALDI, M. Economic analysis of a photovoltaic system: A resource for residential households. **Energies**, v. 10, 1-15, 2017b.

CUCCHIELLA, F.; D'ADAMO, I.; GASTALDI, M. The economic feasibility of residential energy storage combined with PV panels: The role of subsidies in Italy. **Energies**, v. 10, 1-18, 2017a.

DAMODARAN, A. Damodaran on Valuation: Security Analysis for Investment and Corporate Finance. 2ed. John Wiley & Sons, 2006, 685p.

DAS, I.; DENNIS, J. E. Normal-Boundary Intersection: A New Method for Generating the Pareto Surface in Nonlinear Multicriteria Optimization Problems. **SIAM Journal on Optimization**, v. 8, 631–657, 1998.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **NOTA TÉCNICA DEA 19 /14: Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro, 2014.

- GOMES, J. H. F.; PAIVA, A. P.; COSTA, S. C.; BALESTRASSI, P. P.; PAIVA, E. J. Weighted Multivariate Mean Square Error for processes optimization: A case study on flux-cored arc welding for stainless steel claddings. **European Journal of Operational Research**, v. 226, 522–535, 2013.
- GHOSH, S.; YADAV, V. K.; MUKHERJEE, V.; YADAV, P. Evaluation of relative impact of aerosols on photovoltaic cells through combined Shannon's Entropy and Data Envelopment Analysis (DEA). **Renewable Energy**, v. 105, 344–353, 2016.
- GUERRA, J. B. S. O. D. A.; DUTRA, L.; SCHWINDEN, N. B. C.; ANDRADE, S. F. DE. Future scenarios and trends in energy generation in Brazil: Supply and demand and mitigation forecasts. **Journal of Cleaner Production**, v. 103, 197–210, 2015.
- HAWAWINI, G.; VIALLET, C. Finance for executives: managing for value creation. 4ed. Cengage Learning, 2010, 672p.
- HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**, v. 67, 612–617, 2014.
- HUMMON, N. P.; DOREAIN, P. Connectivity in a citation network: the development of DNA theory. **Social Networks**, v. 11, 39–63, 1989.
- IEA - International Energy Agency. **World Energy Outlook**. 2016a.
- IEA - International Energy Agency. **Renewables Information**. 2016b.
- JACK, R. M.; AMITABH, R.; AMOAKO-GYAMPAH, K.; KAPLAN, B. Alternative research paradigms in operations. **Journal of Operations Management**, v. 8, 297–326, 1989.
- JORION, P. Financial Risk Manager Handbook. 2ed. John Wiley & Sons, 2003, 269p.
- KALANTAR, M., MOUSAVI G., S.M. Dynamic behavior of a stand-alone hybrid power generation system of wind turbine, microturbine, solar array and battery storage. **Applied Energy**, v. 87, 3051-3064, 2010.
- KUSHARY, D.; DAVISON, A. C.; HINKLEY, D. V. Bootstrap Methods and Their Application. 1ed. Cambridge University Press, 2000, 594p.
- KIM, B.; KIM, K.; KIM, C. Determining the optimal installation timing of building integrated photovoltaic systems. **Journal of Cleaner Production**, v. 140, 1322–1329, 2017.
- LACCHINI, C.; SANTOS, J. C. V. DOS. Photovoltaic energy generation in Brazil - Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. **Renewable Energy**, v. 52, 183–189, 2013.
- LIANG, H.; WANG, J.; XUE, Y.; CUI, X. Information & Management IT outsourcing research from 1992 to 2013: A literature review based on main path analysis. **Information & Management**, v. 53, 227–251, 2016.
- LIU, J. S.; LU, L. Y. Y.; LU, W. M.; LIN, B. J. Y. Data envelopment analysis 1978-2010: A citation-based literature survey. **Omega**, v. 41, 3–15, 2013.

- LOPES, L. G. D.; BRITO, T. G.; PAIVA, A. P.; PERUCHI, R. S.; BALESTRASSI, P. P. Robust parameter optimization based on multivariate normal boundary intersection. **Computers & Industrial Engineering**, v. 93, 55–66, 2016.
- LU, L. Y. Y.; LIU, J. S. Technological Forecasting & Social Change A novel approach to identify the major research themes and development trajectory : The case of patenting research. **Technological Forecasting & Social Change**, v. 103, 71–82, 2016.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. 1ed. John Wiley & Sons, 2003, 1132p.
- MARCONI, M. DE A.; LAKATOS, E. M. Fundamentos de metodologia científica. 6ed. Atlas, 2006, 310p.
- MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; SILVA, S. A. B.; ABREU, S. L.; COLLE, S. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. **Energy Policy**, v. 36, 2843–2854, 2008.
- MARTINS, R. A.; MELLO, C. H. P.; TURRIONI, J. B. Guia para elaboração de monografia e TCC em engenharia de produção. 1ed. Atlas, 2014.
- MARTINS, T. A. DE L.; ADOLPHE, L.; BASTOS, L. E. G.; MARTINS, M. A. DE L. Sensitivity analysis of urban morphology factors regarding solar energy potential of buildings in a Brazilian tropical context. **Solar Energy**, v. 137, 11–24, 2016.
- MCEVOY, A.; MARKVART, T.; CASTANER, L. Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications. 2ed. Academic Press, 2012, 1268p.
- MITROFF, I. I.; BETZ, F.; PONDY, L. R.; SAGASTI, F. On Managing Science in the Systems Age: Two Schemas for the Study of Science as a Whole Systems Phenomenon. **Interfaces**, v. 4, 46–58, 1974.
- MITSCHER, M.; RÜTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. **Energy Policy**, v. 49, 688–694, 2012.
- MONTGOMERY, D. C. Design and Analysis of Experiments. 6ed. John Wiley & Sons, 2009, 680p.
- MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. Applied Statistics and Probability for Engineers. 5ed. John Wiley & Sons, 2011, 811p.
- MORADI-SHAHRBABA, Z.; TABESH, A.; YOUSEFI, G. R. Economical design of utility-scale photovoltaic power plants with optimum availability. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, 3399–3406, 2014.
- MYERS, R. H.; MONTGOMERY, D. C.; ANDERSON-COOK, C. M. Response Surface Methodology: Process and Product Optimization Using Design of Experiments. John Wiley & Sons, 2009, 856p.
- NOOY, W. DE; MRVAR, A.; BATAGELJ, V. Exploratory Social Network Analysis with Pajek. Nova York, 2005.
- OLIVEIRA FILHO, K. DE S.; SARAIVA, M. DE F. O. Astronomia e Astrofísica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2014, 640p.

- ORIOLO, A.; DI GANGI, A. Review of the energy and economic parameters involved in the effectiveness of grid-connected PV systems installed in multi-storey buildings. **Applied Energy**, v. 113, 955-969, 2014.
- ORIOLO, A.; DI GANGI, A. The recent change in the Italian policies for photovoltaics: Effects on the payback period and levelized cost of electricity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts. **Energy**, v. 93, 1989-2005, 2015.
- PASQUAL, J.; PADILLA, E.; JADOTTE, E. Technical note: Equivalence of different profitability criteria with the net present value. **International Journal of Production Economics**, v. 142, 205–210, 2013.
- PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. DE; RÜTHER, R. Brazilian Atlas of Solar Energy. São José dos Campos: INPE, 2006.
- PEREIRA, R. B. D.; LEITE, R. R.; ALVIM, A. C.; et al. Multi-objective robust optimization of the sustainable helical milling process of the aluminum alloy Al 7075 using the augmented-enhanced normalized normal constraint method. **Journal of Cleaner Production**, v. 152, 474–496, 2017.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2ed. Cepel/Cresesb, 2014, 530p.
- RAO, S. S. Engineering Optimization: Theory and Practice. 4ed. John Wiley & Sons, 2009, 813p.
- ROCHA, L. C. S.; PAIVA, A. P. DE; BALESTRASSI, P. P.; SEVERINO, G.; ROTELA JUNIOR, P. Entropy-Based weighting applied to normal boundary intersection approach: the vertical turning of martensitic gray cast iron piston rings case. **Acta Scientiarum Technology**, v. 37, 361–371, 2015.
- SAHEB-KOUSSA, D.; HADDADI, M.; BELHAMEL, M. Economic and technical study of a hybrid system (wind-photovoltaic-diesel) for rural electrification in Algeria. **Applied Energy**, v. 86, 1024-1030, 2009.
- SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA, A. O. An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. **Renewable Energy**, v. 85, 137–147, 2016.
- SILVA, S. B.; SEVERINO, M. M.; DE OLIVEIRA, M. A. G. A stand-alone hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system: A case study of Tocantins, Brazil. **Renewable Energy**, v. 57, 384–389, 2013.
- SWIFT, K. D. A comparison of the cost and financial returns for solar photovoltaic systems installed by businesses in different locations across the United States. **Renewable Energy**, v. 57, 37–143, 2013.
- TEMPER, L.; MARTINEZ-ALIER, J. The god of the mountain and Godavarman: Net Present Value, indigenous territorial rights and sacredness in a bauxite mining conflict in India. **Ecological Economics**, v. 96, 79–87, 2013.

VAHIDINASAB, V.; JADID, S. Normal boundary intersection method for supplier's strategic bidding in electricity markets: An environmental/economic approach. **Energy Conversion and Management**, v. 51, 1111–1119, 2010.

VILLALVA, M. G. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. 2ed. Érica, 2015, 244p.

WANG, X.; FANG, Z.; SUN, X. Usage patterns of scholarly articles on Web of Science: a study on Web of Science usage count. **Scientometrics**, v. 109, 917–926, 2016.

YANG, H.; WEI, Z.; CHENGZHI, L. Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar-wind power generation system. **Applied Energy**, v. 86, 163-169, 2009.

APÊNDICE A – Aspectos técnicos acerca da energia solar fotovoltaica

A.1 Massa de Ar e Geometria Sol-Terra

Define-se por irradiância extraterrestre a irradiância solar que atinge o topo da camada atmosférica do planeta Terra. Esta irradiância percorre uma trajetória quase reta entre o Sol e a Terra, visto que, o espaço intermediário desta trajetória é quase desprovido de matéria que pode dispersar e/ou refletir a luz do Sol (PINHO e GALDINO, 2014). Uma boa aproximação para a média do valor da irradiância extraterrestre que atinge a superfície da camada atmosférica da Terra de maneira perpendicular é de $1.366,94 \text{ W/m}^2$, sendo este valor denominado de constante solar (MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012).

Em associação, o eixo do planeta Terra apresenta uma inclinação de aproximadamente $23,45^\circ$ em relação ao plano e, além disso, seu movimento de translação percorre uma trajetória elíptica com excentricidade de aproximadamente 0,017. A combinação entre a inclinação do eixo e a trajetória elíptica do movimento de translação da origem às chamadas estações do ano Oliveira Filho e Saraiva (2014), assim como apresentado na Figura A.1.

Como se pode observar na Figura A.1, o intervalo de variação angular de incidência de radiação solar em relação ao equador é de $23,45^\circ$ no solstício de inverno (do hemisfério Sul) à $-23,45^\circ$ no solstício de verão (do hemisfério Sul)¹. Nos equinócios de primavera e outono a radiação solar está alinhada ao plano do Equador (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012).

Por conta desta variação angular, em localidades do hemisfério Sul, os dias são mais longos no solstício de verão em relação ao solstício de inverno. Nos equinócios de outono e primavera os dias possuem a mesma duração e, da mesma maneira, para localidades próximas à linha do Equador os dias possuem a mesma duração (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012). Contudo, cumpre ressaltar que a excentricidade da trajetória elíptica da Terra em torno do Sol também resulta em uma variação da irradiância extraterrestre.

¹ Por convenção os ângulos são positivos ao Norte e negativos ao Sul.

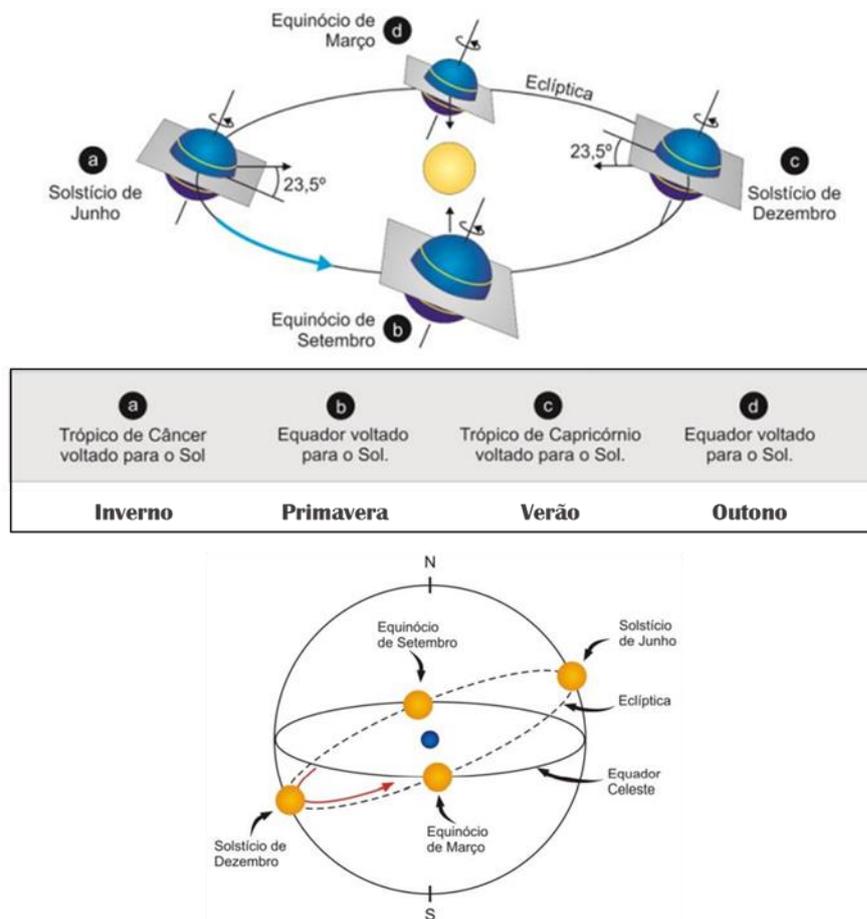


Figura A.1 - Estações do ano de acordo com a órbita da Terra em torno do Sol

Fonte: Adaptado de Oliveira Filho e Saraiva (2014).

Na Figura A.2 é apresentado a influência do movimento de translação na irradiância extraterrestre ao longo do ano. Deste modo, tem-se representado a variação da irradiância extraterrestre ao longo do ano por conta da excentricidade do movimento de translação. O menor valor para irradiância extraterrestre é encontrado no dia 2 de julho, cerca de $1321,89 \text{ W/m}^2$, na estação de inverno, de outro lado, o maior valor de irradiância extraterrestre é encontrado no dia 31 de dezembro, cerca de $1412,10 \text{ W/m}^2$, na estação de verão (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

Todavia, a radiação solar sofre significativa alteração ao atravessar a atmosfera da Terra por conta, justamente, da espessura da camada de ar e dos componentes da

atmosfera, tal como nuvens, poeira e poluição. Neste sentido, deve-se categorizar a radiação solar em dois segmentos, quais sejam, radiação direta e radiação difusa (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

A radiação direta refere-se à radiação solar que chega diretamente do Sol e incide sobre o plano horizontal, já a radiação difusa diz respeito a radiação solar que chega indiretamente do Sol e incide o plano horizontal a partir de difrações e reflexões da luz. Destaca-se que é definida como radiação global a soma da radiação direta e da radiação difusa (MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012).

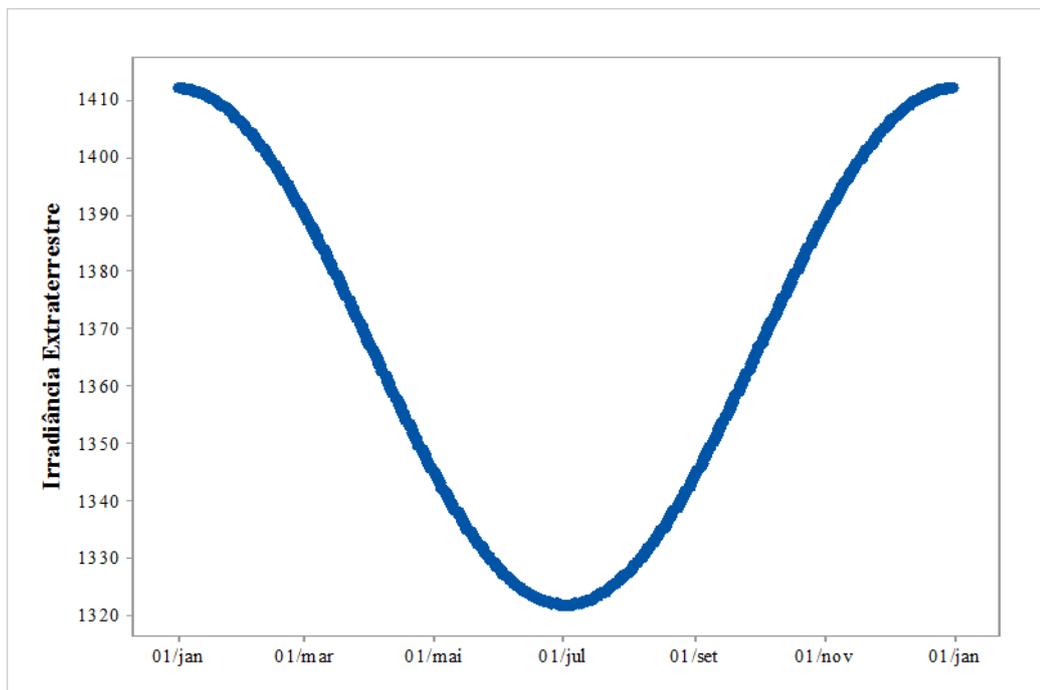


Figura A.2 - Variação da irradiância extraterrestre ao longo do ano

Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

Por seu turno, a espessura da massa de ar depende do comprimento do trajeto pelo qual o raio de luz solar percorre até chegar ao plano horizontal, sendo que, quanto maior este trajeto, maior a massa de ar e, conseqüentemente, maior o seu impacto na radiação incidente sobre determinado local (OLIVEIRA FILHO e SARAIVA, 2014). Já o comprimento do trajeto realizado pelo raio de luz solar depende do seu ângulo de inclinação em relação à uma linha imaginária perpendicular ao solo, esta linha é denominada de zênite e o ângulo de inclinação da luz solar em relação ao zênite é denominado de ângulo zenital (θ), sendo o seu ângulo complementar denotado por ângulo

de elevação solar (α) (ou, ângulo de altura solar) (OLIVEIRA FILHO e SARAIVA, 2014).

Em congruência com o acima explicado, a Figura A.3 ilustra o conceito de ângulo zenital (θ) e de seu complementar, ângulo de elevação solar (α).

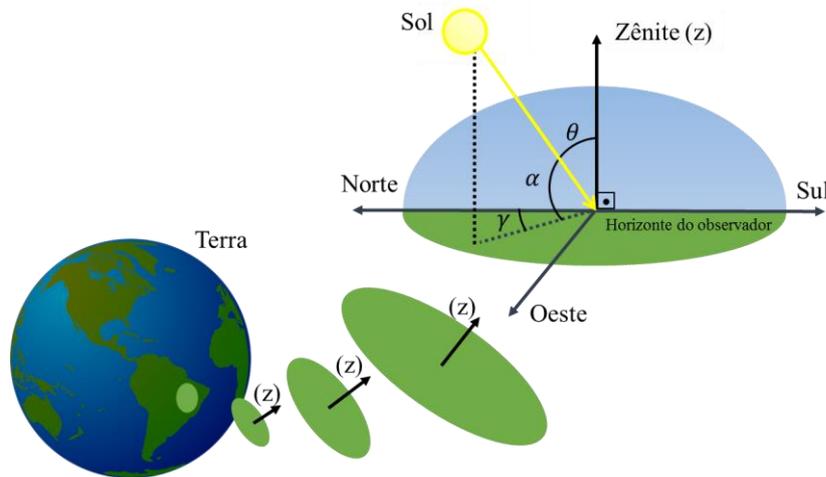


Figura A.3 - Geometria Sol-Terra

Fonte: Elaboração própria

É justamente a partir do ângulo zenital que se pode mensurar a trajetória percorrida pela luz solar em direção ao plano do planeta Terra e, desta forma, definir analiticamente o conceito de espessura de massa de ar (em inglês, *Air Mass* – AM), como elaborado abaixo (VILLALVA, 2015):

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (A.1)$$

Como a irradiância extraterrestre não atravessa a camada de ar, por convenção, o topo da camada atmosférica é definida, por convenção, como AM 0. Em associação, um ângulo zenital de aproximadamente $48,17^\circ$ corresponde a um AM 1,5, sendo que, esta espessura de camada de ar é importante por ser característica da região temperada do hemisfério norte, local onde a tecnologia fotovoltaica se desenvolve com maior intensidade tornando-se, assim, referência de medições (VILLALVA, 2015).

A explicada alteração na radiação solar devido a espessura da camada de ar refere-se mais especificamente a alterações em seu espectro de luz. Na prática, tem-se que essas alterações acabam por reduzir a irradiância na superfície terrestre (VILLALVA, 2015).

A Figura A.4 apresenta uma comparação entre irradiâncias ao se considerar a radiação solar extraterrestre (AM 0) e a radiação solar incidente em uma massa de ar característica de uma determinada região temperada do hemisfério norte (AM 1,5).

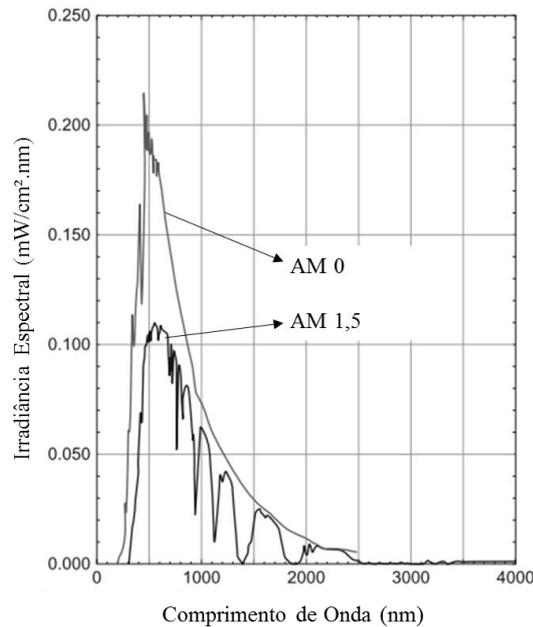


Figura A.4 - Influência da alteração espectral da radiação solar nas irradiâncias devido a massas de ar diferentes

Fonte: Adaptado de Luque e Hegedus (2003).

Como se pode depreender pela Figura A.4 o fluxo de potência é reduzido ao longo de todo o espectro de radiação solar. Neste sentido, uma boa aproximação para média de irradiância em uma determinada região temperada do hemisfério norte (AM 1,5) é igual a 1.000W/m^2 – por consequência, este nível de irradiância corresponde à referência de medições (PINHO e GALDINO, 2014). É relevante ressaltar que na região tropical a espessura de massa de ar é menor, deste modo, tanto a irradiância quanto a temperatura desses locais são maiores.

É possível associar o conceito de massa de ar à referida variação de inclinação do eixo da Terra em relação ao plano, de $23,45^\circ$ à $-23,45^\circ$. Esta associação pode ser melhor elaborada a partir da Figura A.5.

No solstício de verão a inclinação do eixo da Terra em relação ao plano é de $-23,45^\circ$ isto significa que para regiões localizadas no hemisfério Sul o ângulo zenital (θ) é menor (sendo menor a espessura da massa de ar) e, portanto, a irradiância é maior. Em contraposição, no solstício de inverno a inclinação da Terra em relação ao plano é de

23,45°, isto significa que para regiões localizadas no hemisfério Sul o ângulo o zenital (θ) é maior (sendo maior a espessura da massa de ar) e, portanto, a irradiância é menor.

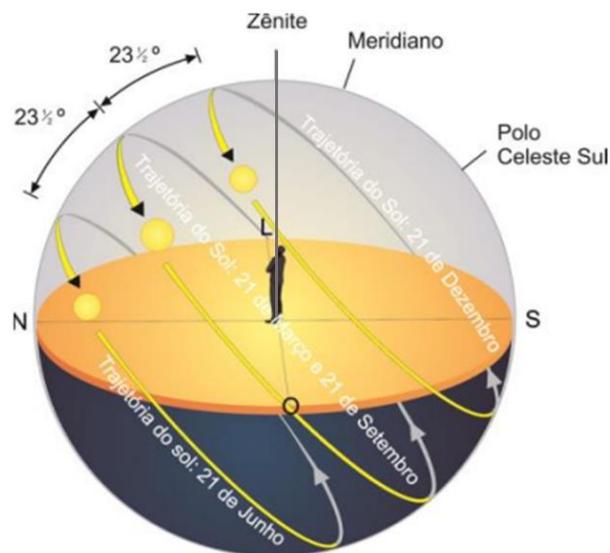


Figura A.5 - Relação entre estação do ano e massa de ar

Fonte: Adaptado de Oliveira Filho e Saraiva (2014).

Ainda ao se levar em consideração a Figura A.3 pode-se observar que mais um ângulo é relevante ao entendimento básico da geometria Sol-Terra, qual seja, o ângulo azimutal (γ). Este é definido em relação ao deslocamento angular, no plano horizontal, em relação ao norte geográfico (por convenção, definido como 0°).

Como o Sol nasce no Leste e se põe à Oeste, um observador localizado no hemisfério Sul e voltado para o Norte verá o Sol à sua direita pela manhã (por convenção, variação angular positiva) e à sua esquerda pela tarde (por convenção, variação angular negativa), ao meio dia solar (em algumas localidades o meio dia solar difere-se do meio dia horário) o ângulo azimutal será 0° , significando que o Sol está alinhado à direção Norte-Sul.

A.2 Sistemas Fotovoltaicos

Em congruência com o descrito por Pinho e Galdino (2014), diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas vêm sendo desenvolvidas desde a descoberta do efeito fotovoltaico, em especial, a partir da segunda metade do século XX, portanto, diferente do que se possa pensar, a energia solar fotovoltaica não é uma tecnologia recente.

A primeira geração de células fotovoltaicas foi desenvolvida a partir de lâminas de silício cristalino, podendo ser separadas em dois grupos em específico, silício monocristalino (Si-mono) e silício policristalino (Si-poli). A segunda geração, denominadas de filme fino, foram desenvolvidas a partir de silício amorfo (A-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS), ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e Telureto de cádmio (CdTe). Por fim, a terceira geração de células fotovoltaicas podem ser dividida em três grupos: células fotovoltaicas de multijunção e célula fotovoltaica para concentração (em inglês, *Concentrated Photovoltaics* – CPV), células sensibilizadas por corante (em inglês, *Dye-Sensitized Solar Cell* – DSSC) e células orgânicas ou poliméricas (em inglês, *Organic Photovoltaics* – OPV) (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012).

Apesar de não possuir os melhores desempenhos, as células fotovoltaicas da primeira geração dominam o mercado mundial, representando cerca de 85% do mercado mundial (PINHO e GALDINO, 2014). Diversos fatores podem explicar este cenário, em especial, a consolidação da tecnologia em termos comerciais – por exemplo, a terceira geração ainda está na fase de P&D – e a melhor relação de desempenho em conversão de radiação solar em energia elétrica por custo e por vida útil, além de possuir o menor *payback* energético (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

Ao se concentrar na análise comparativa entre as tecnologias da primeira geração, como dito, silício monocristalino (Si-mono) e silício policristalino (Si-poli), deve-se ressaltar sensível diferença entre os desempenhos, dado que, as células de (Si-mono) apresentam desempenho máximo próximo de 18%, em detrimento de 15% para as células de (Si-poli), e entre os custos, uma vez que o processo de fabricação das células de (Si-poli) é mais barato (VILLALVA, 2015).

Uma célula fotovoltaica produz pouca energia, independentemente da tecnologia de fabricação da mesma, devido a este fato são utilizados módulos fotovoltaicos (também denominados de painéis fotovoltaicos, ou placas fotovoltaicas). Estes módulos são constituídos de agrupamentos de células fotovoltaicas de mesma tecnologia de fabricação (PINHO e GALDINO, 2014).

Sobre este aspecto, explica-se que uma célula fotovoltaica consegue alcançar uma tensão elétrica de aproximadamente 0,6 V, sendo que, o agrupamento de células fotovoltaicas corresponde, na prática, à ligação em série das células com a finalidade de

incrementar a tensão do módulo. Mais comumente os painéis de silício cristalino, tanto Si-mono quanto Si-poli, apresentam tensões entre 30 V e 40 V, apesar de haver disponibilidade de tensões menores (VILLALVA, 2015).

Por seu passo, a corrente elétrica de uma célula fotovoltaica e, portanto, de um módulo fotovoltaico depende de sua respectiva área de captação de radiação solar – fatores diretamente proporcionais –. Também no que se refere aos módulos de Si-mono e de Si-poli, em geral, são encontrados valores de corrente em torno de 8 A (VILLALVA, 2015).

Desta forma, ao associar os fatores de tensão e corrente, vê-se que as potências nominais das placas fotovoltaicas de silício cristalino, independente das tecnologias de fabricação, variam entre 50 Wp e 350 Wp (VILLALVA, 2015).

Entretanto, assim como descrito por Mcevoy, Markvart e Castaner (2012), os módulos fotovoltaicos em opção não possuem corrente e tensão elétrica constantes nos terminais de saída, ao contrário, a tensão e a corrente são dependentes entre si e se alteram, ou de acordo com a carga dos que está conectado em seus terminais.

Desta forma, define-se por curva I-V a curva característica da relação entre corrente elétrica (por convenção, a corrente elétrica é representada pela variável I) e tensão elétrica (por convenção, a corrente elétrica é medida em Volts V) de um módulo fotovoltaico. Obviamente, para cada combinação de corrente e tensão uma respectiva potência de operação pode ser associada. Desta forma, define-se como curva V-P a curva característica entre a tensão e potência de operação do módulo fotovoltaico (PINHO e GALDINO, 2014).

Na Figura A.6 são apresentadas as relações entre corrente e tensão e entre tensão e potência de um determinado módulo fotovoltaico. Deste modo, tem-se representado na Figura A.6 a corrente elétrica de curto circuito (em inglês, *Short Circuit Current* – I_{SC}), esta corresponde ao ponto de máxima corrente nos terminais dos painéis e surge quando se coloca o equipamento em curto circuito ao receber radiação solar – neste ponto a tensão elétrica é nula. Em associação, o ponto de máxima tensão, denominado de tensão de circuito aberto (em inglês, *Open Circuit Voltage* – V_{OC}), corresponde a tensão medida nos terminais da placa recebendo radiação sem estar conectada ao qualquer equipamento – neste ponto a corrente elétrica é nula – (PINHO e GALDINO, 2014).

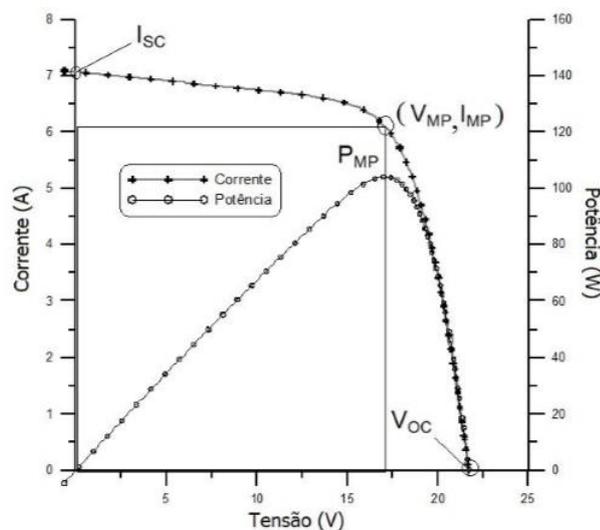


Figure A.6 - Curva I-V e curva V-P de um módulo fotovoltaico

Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

Como é possível depreender pela Figura A.6, existe uma, e apenas uma, combinação de tensão e corrente em que a potência do módulo fotovoltaico em operação é máxima – ponto denominado de máxima potência (em inglês, *Maximum Power* – P_{MP}). Ao se mensurar a corrente e a tensão elétrica nos terminais do módulo quando este está operando no ponto de máxima potência, tem-se as chamadas tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}). Obviamente, este é o ponto ideal de operação da placa fotovoltaica, visto que, à maior potência enseja maior geração de energia.

Como visto, a corrente elétrica em uma célula fotovoltaica depende da sua área de operação e, por consequência, pode-se depreender que a corrente elétrica em um módulo fotovoltaico depende diretamente da radiação solar, fatores diretamente proporcionais. Devido a este fato, quanto menor a irradiância incidente, menor a corrente elétrica nos terminais do painel em operação e, desta forma, menor a geração de energia (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012).

Já a tensão elétrica nos terminais sofre elevada influência da temperatura em que a placa fotovoltaica opera, fatores inversamente proporcionais. Desta forma, quanto maior a temperatura de operação do painel, menor a tensão elétrica em seus terminais e, portanto, menor a geração de energia (LUQUE e HEGEDUS, 2003; MCEVOY, MARKVART e CASTANER, 2012).

Na Figura A.7, a título de exemplo, são apresentadas a relação de irradiância e corrente elétrica e a relação de temperatura e tensão elétrica nos terminais de uma placa fotovoltaica de silício policristalino e de uma placa de silício monocristalino de 270 Wp de potência da fabricante *Canadian Solar*.

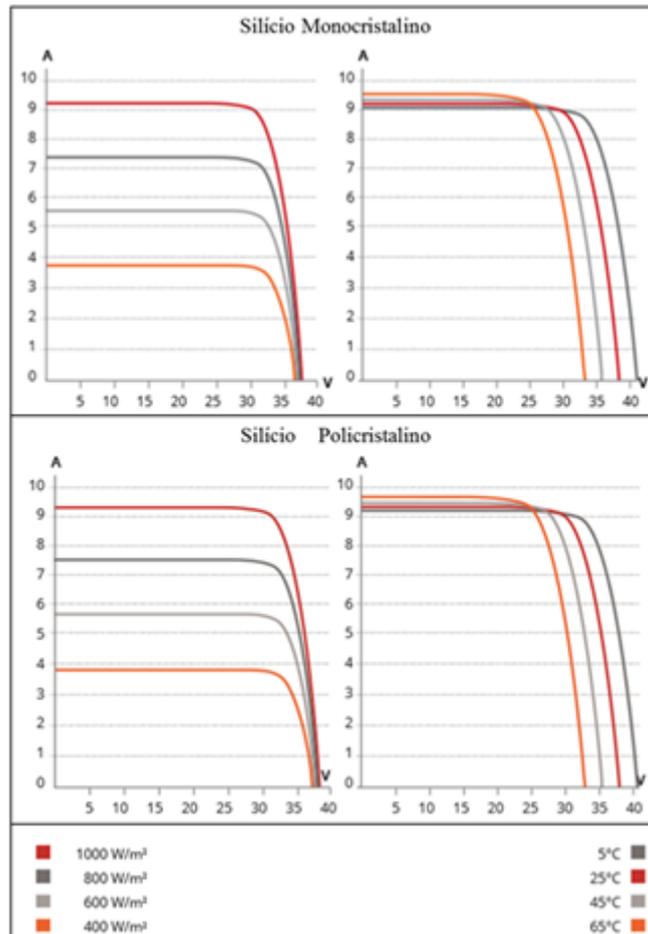


Figura A.7 - Influência da irradiância e da temperatura de operação em placas fotovoltaicas de silício cristalino

Fonte: Adaptado de Canadian Solar (2016)

Devido a esta variação no desempenho dos módulos em operação devido, tanto as condições de carga, quanto as condições do ambiente, as especificações técnicas de tensão e corrente elétrica são apresentadas a partir de determinadas condições padronizadas, duas convenções são estritamente utilizadas nos catálogos comerciais das fabricantes, quais sejam, a convenção STC (em inglês, *Standard Test Conditions – STC*) e a convenção NOCT (em inglês, *Normal Operation Cell Temperature – NOCT*).

A convenção STC é pautada nas condições de teste de células fotovoltaicas, isto é, irradiância de 1.000 W/m² (AM 1,5) e temperatura de operação de 25°C a uma pressão

atmosférica de 1 atm. Por seu turno, a convenção NOCT é pautada em condições mais próximas de operação dos painéis, ou seja, temperatura da célula fotovoltaica em 48,4°C para uma temperatura ambiental de 25°C a 1 atm, também considerando uma irradiância de 1.000 W/m² (AM 1,5).

A.2.1 Dimensionamento elétrico e físico de sistemas fotovoltaicos no contexto da geração distribuída

Define-se por sistema fotovoltaico o emprego de um conjunto de módulos fotovoltaicos ligados em série e/ou paralelo com a finalidade de gerar energia. Como é sabido, ligações em série acarretam a soma das tensões elétricas dos terminais de cada painel individual, quanto que ligações em paralelo acarretam a soma das correntes elétricas dos terminais de cada painel individual. Portanto, a finalidade óbvia do emprego de um conjunto de painéis fotovoltaicos é expandir a energia produzida.

Na Figura A.8 tem-se demonstrado um conjunto de módulos ligados entre si constituindo, assim, um sistema fotovoltaico.



Figura A.8 – Exemplo de Sistema Fotovoltaico

Com base no descrito, é possível depreender uma curva I-V e uma respectiva curva V-P para o sistema fotovoltaico como um todo, relacionado ao conjunto de módulos ligados em paralelo e em série. Na Figura A.9 é exibido o aumento na potência nominal dos sistemas fotovoltaicos devido as respectivas ligações, a partir de uma curva I-V.

É importante ressaltar que a disposição espacial dos módulos fotovoltaicos (arranjo físico do sistema fotovoltaico) não define a disposição elétrica do conjunto de painéis

(arranjo elétrico do sistema fotovoltaico), isto é, o número de módulos dispostos espacialmente em série e em paralelo não necessariamente correspondem ao número de módulos ligados em série e em paralelo sob uma perspectiva de arranjo elétrico, respectivamente.

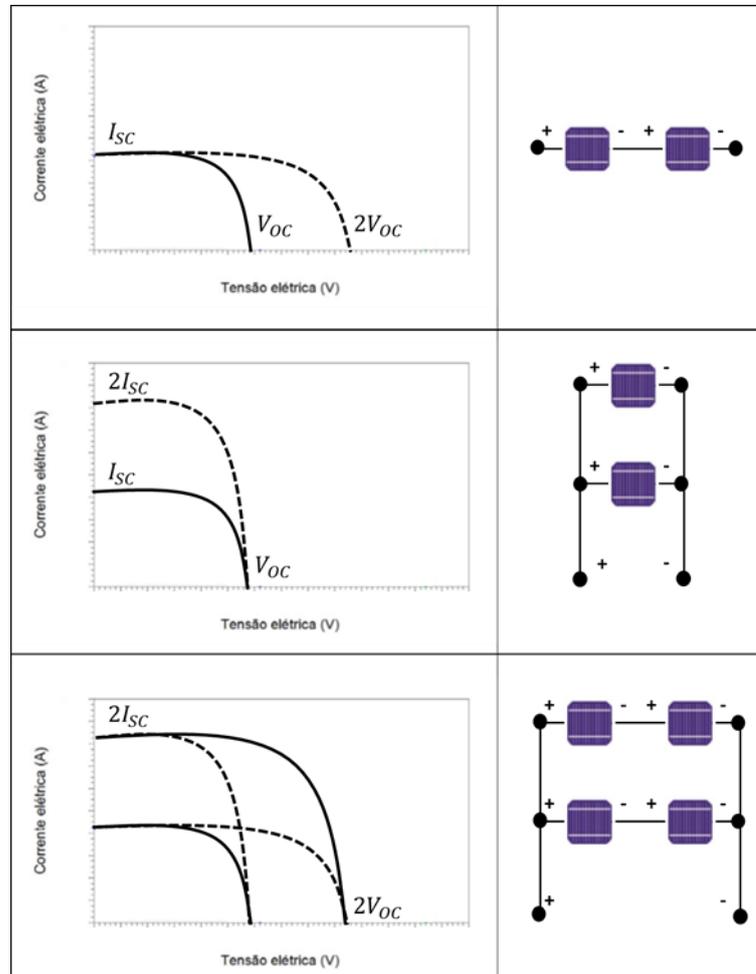


Figura A.9 - Curva I-V de sistema fotovoltaicos

Neste sentido, define-se por dimensionamento elétrico a determinação do arranjo elétrico e por dimensionamento físico a determinação do arranjo físico (espacial) de um sistema fotovoltaico – sendo este último relacionado ao posicionamento do sistema com vistas a maximizar a conversão de radiação solar em energia –. Ambos os dimensionamentos são fundamentais para o desempenho do sistema fotovoltaico.

Mais especificamente com relação ao dimensionamento físico, Mcevoy, Markvart e Castaner (2012) argumentam que dois problemas fundamentais são enfrentados na execução do projeto. O primeiro problema diz respeito à geometria Sol-Terra pois, como visto, a orientação da radiação solar muda ao longo do dia e do ano e para que haja

conversão da luz solar em energia elétrica é necessário que os raios do Sol incidam perpendicularmente nos painéis que, em geral, possuem bases fixas.

O segundo problema surge da proximidade entre as placas, dado que esta proximidade pode ocasionar sombra entre elas. A consequência imediata da sombra é a redução de incidência de radiação solar na placa sombreada, sendo que, em um conjunto de placas ligadas em série a placa de menor corrente elétrica (sombreada) não apenas reduz a própria corrente como também limita a corrente nos demais módulos da série, reduzindo significativamente a produção de energia (VILLALVA, 2015).

A consequência colateral da sombra entre placas ligadas em paralelo corresponde à possibilidade de inversão do fluxo de corrente na polaridade dos terminais, visto que a placa mais iluminada fornecerá corrente para a placa sombreada, esta inversão de polaridade pode danificar os painéis menos iluminados.

No que se refere à estratégia de dimensionamento físico com vistas a reduzir os problemas de variação de geração de energia das placas em bases fixas por conta da variação na radiação solar característica da geometria Sol-Terra, os autores Mcevoy, Markvart e Castaner (2012) e Villalva (2015) argumentam não haver uma regra exata, contudo, como o objetivo da geração distribuída é o autoconsumo ao longo de todo o ano, sem maiores prejuízos em situações de baixa produções de energia devido a segurança de fornecimento de energia pela rede, é adotada uma “regra geral” (em inglês, *rule of thumb*) pautada, justamente, na maximização da média anual de geração de energia do sistema fotovoltaico.

Esta “regra geral” consiste em inclinar a placa em um ângulo proporcional à latitude da região em que o sistema está localizado, sendo que, este procedimento tende a maximizar a média de geração de energia ao longo do ano devido as alterações de radiação em cada estação. Em associação, no que se refere ao ângulo azimutal, a “regra geral” consiste em voltar as placas para o norte – para o caso de sistemas fotovoltaicos localizados no hemisfério sul –, sendo que, este procedimento tende a maximizar a média de geração de energia ao longo do dia, devido as alterações de radiação entre os períodos da manhã e da tarde.

O Quadro A.1 sintetiza a “regra geral” de maximização de média de geração de energia ao longo do ano, para regiões localizadas no hemisfério Sul (e, portanto, com ângulo azimutal igual à zero – voltadas para o norte), com base no descrito.

Latitude Geográfica do Local	Ângulo de Inclinação Recomendado (β)
0° - 10°	Latitude +10
10° - 20°	Latitude
20° - 30°	Latitude
30° - 40°	Latitude + 5°
40° - mais	Latitude + 10°

Quadro A.1 – Regra geral de dimensionamento físico de um sistema fotovoltaico conectado à rede

Fonte: Mcevoy, Markvart e Castaner (2012)

Por sua vez, no que se refere à estratégia de dimensionamento físico com vistas a reduzir os problemas de sombreamento entre as placas, o autor Villalva (2015) argumenta também haver uma “regra geral” de distanciamento entre as placas com vistas a reduzir o sombreamento.

Na Figura A.10 fileiras de módulos em base fixa são representadas, tal que são denotados por c e x o comprimento do módulo e sua projeção no chão, respectivamente, por β e a são denotados o ângulo de inclinação do módulo e a altura da haste, respectivamente, por fim, é denotado por d a distância entre os módulos fotovoltaicos.

Com base na Figura A.10 pode-se sintetizar a cômputo do distanciamento entre as fileiras de placas fotovoltaicas a partir da “regra geral”, tal como:

$$d = 4,5 \cdot c \cdot \cos\beta \quad (\text{A.2})$$

Torna-se relevante pormenorizar que a Equação (A.2) baseia-se a estimação da projeção de sombra e no fator de utilização da área necessária à instalação dos módulos.

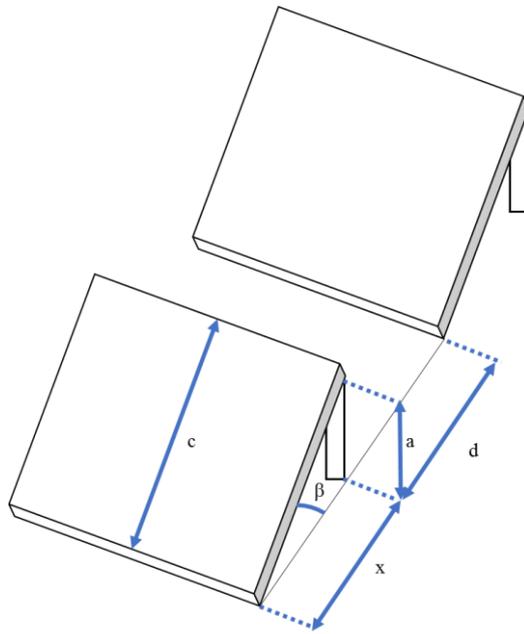


Figura A.10 - Distanciamento entre módulos fotovoltaicos

Fonte: Mcevoy, Markvart e Castaner (2012)

APÊNDICE B – Informações complementares sobre os artigos integrantes do caminho principal

Referência	Autores	Ano	Título	Periódico
cucchiella (2017a)	Cucchiella F., D'Adamo I., Gastaldi M.	2017	The economic feasibility of residential energy storage combined with PV panels: The role of subsidies in Italy	Energies
cucchiella (2017b)	Cucchiella F., D'Adamo I., Gastaldi M.	2017	Economic analysis of a photovoltaic system: A resource for residential households	Energies
cucchiella (2016a)	Cucchiella F., D'Adamo I., Gastaldi M.	2016	A profitability assessment of small-scale photovoltaic systems in an electricity market without subsidies	Energy Conversion and Management
orioli (2015)	Orioli A., Di Gangi A.	2015	The recent change in the Italian policies for photovoltaics: Effects on the payback period and levelized cost of electricity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts	Energy
orioli (2014)	Orioli A., Di Gangi A.	2014	Review of the energy and economic parameters involved in the effectiveness of grid-connected PV systems installed in multi-storey buildings	Applied Energy
chong (2011)	Chong W.T., Naghavi M.S., Poh S.C., Mahlia T.M.I., Pan K.C.	2011	Techno-economic analysis of a wind-solar hybrid renewable energy system with rainwater collection feature for urban high-rise application	Applied Energy
kalantar (2010)	Kalantar M., Mousavi G. S.M.	2010	Dynamic behavior of a stand-alone hybrid power generation system of wind turbine, microturbine, solar array and battery storage	Applied Energy
yang (2009)	Yang H., Wei Z., Chengzhi L.	2009	Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar-wind power generation system	Applied Energy
saheb-koussa (2009)	Saheb-Koussa D., Haddadi M., Belhamel M.	2009	Economic and technical study of a hybrid system (wind-photovoltaic-diesel) for rural electrification in Algeria	Applied Energy
celik (2002)	Celik A.N.	2002	Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic-wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems	Energy Conversion and Management

APÊNDICE C – Sequenciamento dos dimensionamentos a serem simulados (codificados)

Quadro C.1 – Sequenciamento experimental para dimensionamento do sistema fotovoltaico

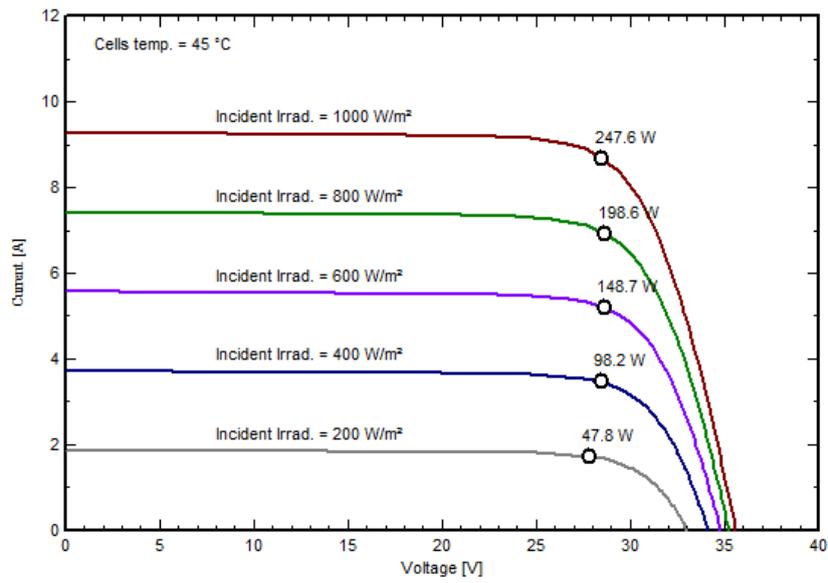
Teste	Elemento Experimental	Variáveis Contínuas		Variáveis Categóricas	
		Inclinação (X1)	Azimutal (X2)	Potência (X3)	Tipo (X4)
1	Fatoriais	-0,71°	-0,71°	270 Wp	Mono
2		0,71°	-0,71°	270 Wp	Mono
3		-0,71°	0,71°	270 Wp	Mono
4		0,71°	0,71°	270 Wp	Mono
5	Axiais	-1,00°	0,00°	270 Wp	Mono
6		1,00°	0,00°	270 Wp	Mono
7		0,00°	-1,00°	270 Wp	Mono
8		0,00°	1,00°	270 Wp	Mono
9	Pontos Centrais	0,00°	0,00°	270 Wp	Mono
10		0,00°	0,00°	270 Wp	Mono
11		0,00°	0,00°	270 Wp	Mono
12		0,00°	0,00°	270 Wp	Mono
13		0,00°	0,00°	270 Wp	Mono
14	Fatoriais	-0,71°	-0,71°	325 Wp	Mono
15		0,71°	-0,71°	325 Wp	Mono
16		-0,71°	0,71°	325 Wp	Mono
17		0,71°	0,71°	325 Wp	Mono
18	Axiais	-1,00°	0,00°	325 Wp	Mono
19		1,00°	0,00°	325 Wp	Mono
20		0,00°	-1,00°	325 Wp	Mono
21		0,00°	1,00°	325 Wp	Mono
22	Pontos Centrais	0,00°	0,00°	325 Wp	Mono
23		0,00°	0,00°	325 Wp	Mono
24		0,00°	0,00°	325 Wp	Mono
25		0,00°	0,00°	325 Wp	Mono
26		0,00°	0,00°	325 Wp	Mono
27	Fatoriais	-0,71°	-0,71°	270 Wp	Poli
28		0,71°	-0,71°	270 Wp	Poli
29		-0,71°	0,71°	270 Wp	Poli
30		0,71°	0,71°	270 Wp	Poli
31	Axiais	-1,00°	0,00°	270 Wp	Poli
32		1,00°	0,00°	270 Wp	Poli
33		0,00°	-1,00°	270 Wp	Poli
34		0,00°	1,00°	270 Wp	Poli
35	Pontos Centrais	0,00°	0,00°	270 Wp	Poli
36		0,00°	0,00°	270 Wp	Poli
37		0,00°	0,00°	270 Wp	Poli
38		0,00°	0,00°	270 Wp	Poli
39		0,00°	0,00°	270 Wp	Poli
40	Fatoriais	-0,71°	-0,71°	325 Wp	Poli
41		0,71°	-0,71°	325 Wp	Poli
42		-0,71°	0,71°	325 Wp	Poli
43		0,71°	0,71°	325 Wp	Poli
44	Axiais	-1,00°	0,00°	325 Wp	Poli
45		1,00°	0,00°	325 Wp	Poli
46		0,00°	-1,00°	325 Wp	Poli
47		0,00°	1,00°	325 Wp	Poli
48	Pontos Centrais	0,00°	0,00°	325 Wp	Poli
49		0,00°	0,00°	325 Wp	Poli
50		0,00°	0,00°	325 Wp	Poli
51		0,00°	0,00°	325 Wp	Poli
52		0,00°	0,00°	325 Wp	Poli

APÊNDICE D – Aspectos técnicos dos equipamentos empregados na aplicação dos procedimentos experimentais

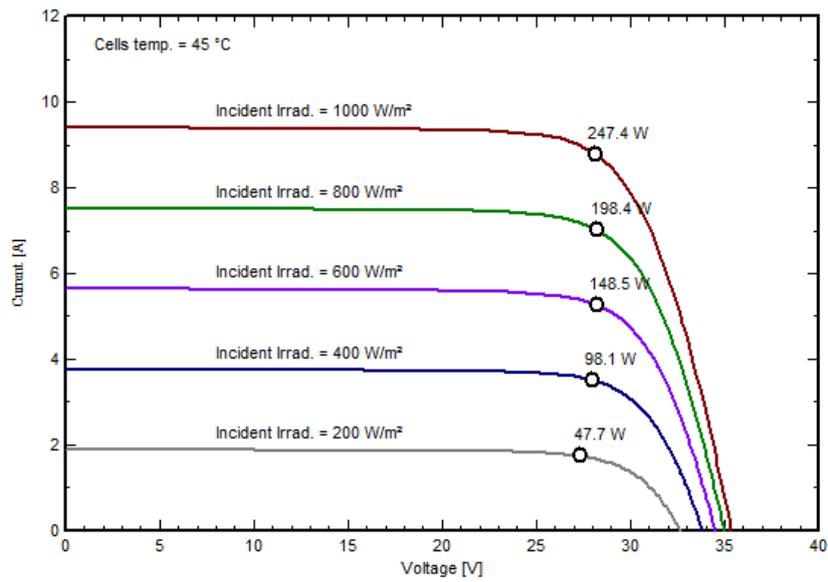
Fabricante:	Canadian Solar	Modelo:	CS6K - 270M CPTL	
Características Elétricas em NOCT				
V_{OC}	I_{SC}	V_{MPP}	I_{MPP}	P_{MPP}
38,2 V	9,19 A	31,1 V	8,67 A	269,6 W
Características Elétricas em STC			Tamanho do Pannel	
V_{MPP}	I_{MPP}	P_{MPP}	Largura	Comprimento
31,2 V	8,65 A	269,7 W	0,992 m	1,650 m
Fabricante	Canadian Solar	Modelo	CS6K - 270P FG MIX	
Características Elétricas em NOCT				
V_{OC}	I_{SC}	V_{MPP}	I_{MPP}	P_{MPP}
37,9 V	9,32 A	30,8 V	8,75 A	269,5 W
Características Elétricas em STC			Tamanho do Pannel	
V_{MPP}	I_{MPP}	P_{MPP}	Largura	Comprimento
30,8 V	8,76 A	269,5	0,992m	1,658 m
Fabricante	Canadian Solar	Modelo	CS6U - 325M CPTL	
Características Elétricas em NOCT				
V_{OC}	I_{SC}	V_{MPP}	I_{MPP}	P_{MPP}
45,8 V	9,21 A	37,4 V	8,69 A	325 W
Características Elétricas em STC			Tamanho do Pannel	
V_{MPP}	I_{MPP}	P_{MPP}	Largura	Comprimento
37,4 V	8,68 A	325 W	0,992 m	1960 m
Fabricante	Canadian Solar	Modelo	CS6U - 325P MIX 1500V	
Características Elétricas em NOCT				
V_{OC}	I_{SC}	V_{MPP}	I_{MPP}	P_{MPP}
45,5 V	9,34 A	37 V	8,78 A	324,9 W
Características Elétricas em STC			Tamanho do Pannel	
V_{MPP}	I_{MPP}	P_{MPP}	Largura	Comprimento
37V	8,78 A	324,9 W	0,992 m	1,960 m

Quadro D.1 – Características elétricas dos painéis fotovoltaicos

PV module: Canadian Solar Inc., CS6K - 270M CPTL



PV module: Canadian Solar Inc., CS6K - 270P-FG MIX



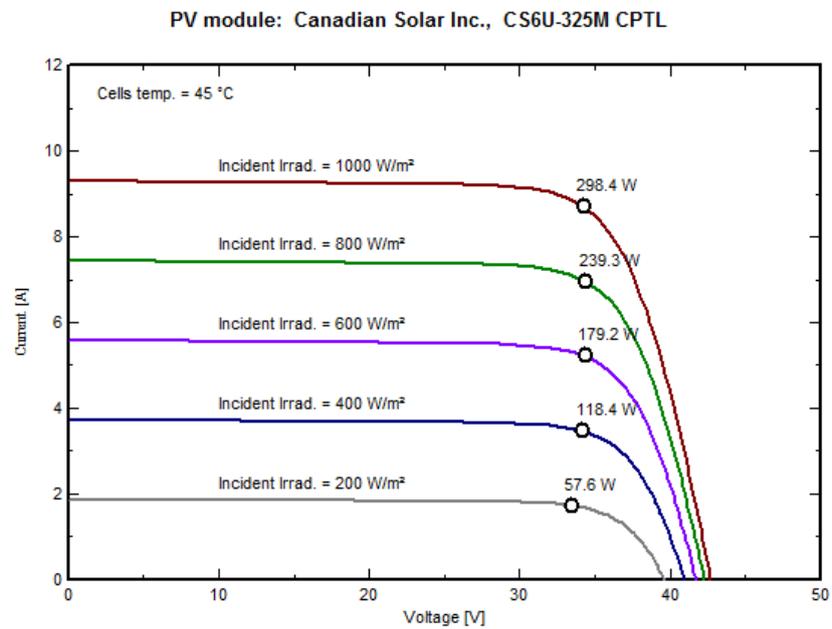
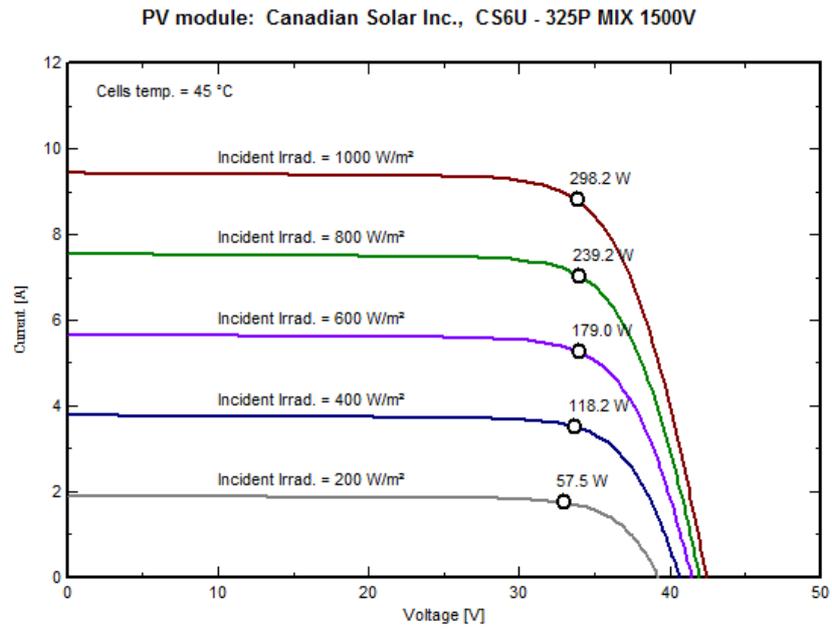


Figura D.1 – Desempenho dos módulos fotovoltaicos por nível de irradiação

APÊNDICE E – Matrizes experimentais das aplicações práticas

Teste	Elemento Experimental	Variáveis Contínuas		Variáveis Categóricas		Variáveis Resposta	
		Inclinação (X1)	Azimutal (X2)	Potência (X3)	Tipo (X4)	D. E. (Y1)	VPL (Y2)
1	Fatoriais	4°	-21°	270Wp	Mono	187	2.559
2		18°	-21°	270Wp	Mono	103	2.401
3		4°	21°	270Wp	Mono	187	2.571
4		18°	21°	270Wp	Mono	103	2.422
5	Axiais	1°	0°	270Wp	Mono	228	2.550
6		21°	0°	270Wp	Mono	93	2.337
7		11°	-30°	270Wp	Mono	132	2.518
8		11°	30°	270Wp	Mono	131	2.547
9	Pontos Centrais	11°	0°	270Wp	Mono	133	2.539
10		11°	0°	270Wp	Mono	134	2.539
11		11°	0°	270Wp	Mono	133	2.539
12		11°	0°	270Wp	Mono	130	2.542
13		11°	0°	270Wp	Mono	134	2.540
14	Fatoriais	4°	-21°	325Wp	Mono	190	2.580
15		18°	-21°	325Wp	Mono	104	2.420
16		4°	21°	325Wp	Mono	189	2.594
17		18°	21°	325Wp	Mono	106	2.449
18	Axiais	1°	0°	325Wp	Mono	227	2.571
19		21°	0°	325Wp	Mono	95	2.353
20		11°	-30°	325Wp	Mono	135	2.543
21		11°	30°	325Wp	Mono	134	2.561
22	Pontos Centrais	11°	0°	325Wp	Mono	135	2.567
23		11°	0°	325Wp	Mono	134	2.563
24		11°	0°	325Wp	Mono	135	2.565
25		11°	0°	325Wp	Mono	136	2.567
26		11°	0°	325Wp	Mono	134	2.567
27	Fatoriais	4°	-21°	270Wp	Poli	186	2.840
28		18°	-21°	270Wp	Poli	104	2.672
29		4°	21°	270Wp	Poli	188	2.839
30		18°	21°	270Wp	Poli	103	2.693
31	Axiais	1°	0°	270Wp	Poli	229	2.825
32		21°	0°	270Wp	Poli	93	2.608
33		11°	-30°	270Wp	Poli	133	2.798
34		11°	30°	270Wp	Poli	133	2.820
35	Pontos Centrais	11°	0°	270Wp	Poli	133	2.809
36		11°	0°	270Wp	Poli	133	2.811
37		11°	0°	270Wp	Poli	134	2.828
38		11°	0°	270Wp	Poli	134	2.813
39		11°	0°	270Wp	Poli	133	2.816
40	Fatoriais	4°	-21°	325Wp	Poli	192	2.842
41		18°	-21°	325Wp	Poli	105	2.672
42		4°	21°	325Wp	Poli	193	2.853
43		18°	21°	325Wp	Poli	106	2.697
44	Axiais	1°	0°	325Wp	Poli	233	2.830
45		21°	0°	325Wp	Poli	96	2.606
46		11°	-30°	325Wp	Poli	136	2.804
47		11°	30°	325Wp	Poli	136	2.823
48	Pontos Centrais	11°	0°	325Wp	Poli	134	2.823
49		11°	0°	325Wp	Poli	135	2.823
50		11°	0°	325Wp	Poli	135	2.825
51		11°	0°	325Wp	Poli	136	2.821
52		11°	0°	325Wp	Poli	135	2.825

Quadro E.1 – Matriz Experimental de Belém

Teste	Elemento Experimental	Variáveis Contínuas		Variáveis Categóricas		Variáveis Resposta	
		Inclinação (X1)	Azimutal (X2)	Potência (X3)	Tipo (X4)	D. E (Y1)	VPL (Y2)
1	Fatoriais	6°	-21°	270Wp	Mono	185	1.881
2		20°	-21°	270Wp	Mono	108	1.723
3		6°	21°	270Wp	Mono	184	1.858
4		20°	21°	270Wp	Mono	107	1.670
5	Axiais	3°	0°	270Wp	Mono	219	1.865
6		23°	0°	270Wp	Mono	98	1.618
7		13°	-30°	270Wp	Mono	135	1.847
8		13°	30°	270Wp	Mono	136	1.790
9	Pontos Centrais	13°	0°	270Wp	Mono	135	1.832
10		13°	0°	270Wp	Mono	137	1.837
11		13°	0°	270Wp	Mono	137	1.836
12		13°	0°	270Wp	Mono	136	1.834
13		13°	0°	270Wp	Mono	136	1.842
14	Fatoriais	6°	-21°	325Wp	Mono	187	1.903
15		20°	-21°	325Wp	Mono	109	1.736
16		6°	21°	325Wp	Mono	188	1.871
17		20°	21°	325Wp	Mono	109	1.681
18	Axiais	3°	0°	325Wp	Mono	221	1.875
19		23°	0°	325Wp	Mono	100	1.633
20		13°	-30°	325Wp	Mono	137	1.858
21		13°	30°	325Wp	Mono	137	1.808
22	Pontos Centrais	13°	0°	325Wp	Mono	137	1.855
23		13°	0°	325Wp	Mono	138	1.854
24		13°	0°	325Wp	Mono	138	1.854
25		13°	0°	325Wp	Mono	138	1.846
26		13°	0°	325Wp	Mono	138	1.851
27	Fatoriais	6°	-21°	270Wp	Poli	185	2.153
28		20°	-21°	270Wp	Poli	108	1.989
29		6°	21°	270Wp	Poli	184	2.133
30		20°	21°	270Wp	Poli	106	1.926
31	Axiais	3°	0°	270Wp	Poli	221	2.138
32		23°	0°	270Wp	Poli	98	1.881
33		13°	-30°	270Wp	Poli	138	2.112
34		13°	30°	270Wp	Poli	137	2.066
35	Pontos Centrais	13°	0°	270Wp	Poli	136	2.103
36		13°	0°	270Wp	Poli	137	2.104
37		13°	0°	270Wp	Poli	136	2.103
38		13°	0°	270Wp	Poli	136	2.109
39		13°	0°	270Wp	Poli	135	2.105
40	Fatoriais	6°	-21°	325Wp	Poli	190	2.158
41		20°	-21°	325Wp	Poli	110	1.991
42		6°	21°	325Wp	Poli	189	2.136
43		20°	21°	325Wp	Poli	111	1.929
44	Axiais	3°	0°	325Wp	Poli	227	2.131
45		23°	0°	325Wp	Poli	103	1.894
46		13°	-30°	325Wp	Poli	137	2.127
47		13°	30°	325Wp	Poli	138	2.066
48	Pontos Centrais	13°	0°	325Wp	Poli	139	2.112
49		13°	0°	325Wp	Poli	140	2.112
50		13°	0°	325Wp	Poli	139	2.116
51		13°	0°	325Wp	Poli	138	2.114
52		13°	0°	325Wp	Poli	139	2.109

Quadro E.2 – Matriz Experimental de Fortaleza

Teste	Elemento Experimental	Variáveis Contínuas		Variáveis Categóricas		Variáveis Resposta	
		Inclinação (X1)	Azimutal (X2)	Potência (X3)	Tipo (X4)	D. E (Y1)	VPL (Y2)
1	Fatoriais	8°	-21°	270Wp	Mono	167	1.513
2		22°	-21°	270Wp	Mono	103	1.673
3		8°	21°	270Wp	Mono	167	1.496
4		22°	21°	270Wp	Mono	104	1.610
5	Axiais	5°	0°	270Wp	Mono	194	1.445
6		25°	0°	270Wp	Mono	99	1.687
7		15°	-30°	270Wp	Mono	128	1.602
8		15°	30°	270Wp	Mono	129	1.557
9	Pontos Centrais	15°	0°	270Wp	Mono	130	1.652
10		15°	0°	270Wp	Mono	130	1.656
11		15°	0°	270Wp	Mono	129	1.665
12		15°	0°	270Wp	Mono	127	1.650
13		15°	0°	270Wp	Mono	129	1.661
14	Fatoriais	8°	-21°	325Wp	Mono	169	1.534
15		22°	-21°	325Wp	Mono	107	1.680
16		8°	21°	325Wp	Mono	169	1.503
17		22°	21°	325Wp	Mono	107	1.644
18	Axiais	5°	0°	325Wp	Mono	201	1.660
19		25°	0°	325Wp	Mono	101	1.700
20		15°	-30°	325Wp	Mono	131	1.628
21		15°	30°	325Wp	Mono	130	1.576
22	Pontos Centrais	15°	0°	325Wp	Mono	130	1.672
23		15°	0°	325Wp	Mono	130	1.671
24		15°	0°	325Wp	Mono	131	1.671
25		15°	0°	325Wp	Mono	130	1.679
26		15°	0°	325Wp	Mono	132	1.677
27	Fatoriais	8°	-21°	270Wp	Poli	167	1.785
28		22°	-21°	270Wp	Poli	106	1.942
29		8°	21°	270Wp	Poli	167	1.770
30		22°	21°	270Wp	Poli	106	1.894
31	Axiais	5°	0°	270Wp	Poli	194	1.711
32		25°	0°	270Wp	Poli	98	1.948
33		15°	-30°	270Wp	Poli	128	1.883
34		15°	30°	270Wp	Poli	127	1.832
35	Pontos Centrais	15°	0°	270Wp	Poli	131	1.930
36		15°	0°	270Wp	Poli	129	1.929
37		15°	0°	270Wp	Poli	131	1.931
38		15°	0°	270Wp	Poli	129	1.929
39		15°	0°	270Wp	Poli	130	1.928
40	Fatoriais	8°	-21°	325Wp	Poli	171	1.785
41		22°	-21°	325Wp	Poli	107	1.950
42		8°	21°	325Wp	Poli	169	1.774
43		22°	21°	325Wp	Poli	106	1.900
44	Axiais	5°	0°	325Wp	Poli	197	1.719
45		25°	0°	325Wp	Poli	100	1.967
46		15°	-30°	325Wp	Poli	130	1.886
47		15°	30°	325Wp	Poli	132	1.838
48	Pontos Centrais	15°	0°	325Wp	Poli	132	1.940
49		15°	0°	325Wp	Poli	132	1.935
50		15°	0°	325Wp	Poli	130	1.938
51		15°	0°	325Wp	Poli	132	1.934
52		15°	0°	325Wp	Poli	131	1.938

Quadro E.3 – Matriz Experimental de Brasília

Teste	Elemento Experimental	Variáveis Contínuas		Variáveis Categóricas		Variáveis Resposta	
		Inclinação (X1)	Azimutal (X2)	Potência (X3)	Tipo (X4)	D. E (Y1)	VPL (Y2)
1	Fatoriais	15°	-21°	270Wp	Mono	114	941
2		29°	-21°	270Wp	Mono	79	962
3		15°	21°	270Wp	Mono	112	934
4		29°	21°	270Wp	Mono	78	937
5	Axiais	12°	0°	270Wp	Mono	125	925
6		32°	0°	270Wp	Mono	74	972
7		22°	-30°	270Wp	Mono	92	951
8		22°	30°	270Wp	Mono	93	915
9	Pontos Centrais	22°	0°	270Wp	Mono	93	1.033
10		22°	0°	270Wp	Mono	93	1.038
11		22°	0°	270Wp	Mono	92	1.030
12		22°	0°	270Wp	Mono	94	1.028
13		22°	0°	270Wp	Mono	93	1.027
14	Fatoriais	15°	-21°	325Wp	Mono	114	959
15		29°	-21°	325Wp	Mono	80	981
16		15°	21°	325Wp	Mono	114	937
17		29°	21°	325Wp	Mono	80	944
18	Axiais	12°	0°	325Wp	Mono	127	939
19		32°	0°	325Wp	Mono	76	980
20		22°	-30°	325Wp	Mono	93	962
21		22°	30°	325Wp	Mono	94	929
22	Pontos Centrais	22°	0°	325Wp	Mono	94	1.039
23		22°	0°	325Wp	Mono	95	1.046
24		22°	0°	325Wp	Mono	95	1.040
25		22°	0°	325Wp	Mono	95	1.045
26		22°	0°	325Wp	Mono	95	1.042
27	Fatoriais	15°	-21°	270Wp	Poli	115	1.216
28		29°	-21°	270Wp	Poli	78	1.235
29		15°	21°	270Wp	Poli	114	1.198
30		29°	21°	270Wp	Poli	78	1.198
31	Axiais	12°	0°	270Wp	Poli	127	1.190
32		32°	0°	270Wp	Poli	75	1.232
33		22°	-30°	270Wp	Poli	92	1.223
34		22°	30°	270Wp	Poli	92	1.183
35	Pontos Centrais	22°	0°	270Wp	Poli	94	1.304
36		22°	0°	270Wp	Poli	94	1.298
37		22°	0°	270Wp	Poli	94	1.300
38		22°	0°	270Wp	Poli	94	1.300
39		22°	0°	270Wp	Poli	93	1.300
40	Fatoriais	15°	-21°	325Wp	Poli	115	1.221
41		29°	-21°	325Wp	Poli	81	1.234
42		15°	21°	325Wp	Poli	114	1.201
43		29°	21°	325Wp	Poli	81	1.202
44	Axiais	12°	0°	325Wp	Poli	127	1.195
45		32°	0°	325Wp	Poli	76	1.234
46		22°	-30°	325Wp	Poli	94	1.220
47		22°	30°	325Wp	Poli	95	1.195
48	Pontos Centrais	22°	0°	325Wp	Poli	95	1.305
49		22°	0°	325Wp	Poli	95	1.304
50		22°	0°	325Wp	Poli	94	1.302
51		22°	0°	325Wp	Poli	95	1.313
52		22°	0°	325Wp	Poli	96	1.311

Quadro E.4 – Matriz Experimental de Rio de Janeiro

Teste	Elemento Experimental	Variáveis Contínuas		Variáveis Categóricas		Variáveis Resposta	
		Inclinação (X1)	Azimutal (X2)	Potência (X3)	Tipo (X4)	D. E (Y1)	VPL (Y2)
1	Fatoriais	25°	-21°	270Wp	Mono	82	-125
2		39°	-21°	270Wp	Mono	63	-252
3		25°	21°	270Wp	Mono	81	-172
4		39°	21°	270Wp	Mono	58	-331
5	Axiais	22°	0°	270Wp	Mono	88	-106
6		42°	0°	270Wp	Mono	59	-288
7		32°	-30°	270Wp	Mono	71	-200
8		32°	30°	270Wp	Mono	70	-299
9	Pontos Centrais	32°	0°	270Wp	Mono	72	-128
10		32°	0°	270Wp	Mono	71	-123
11		32°	0°	270Wp	Mono	71	-124
12		32°	0°	270Wp	Mono	72	-121
13		32°	0°	270Wp	Mono	72	-123
14	Fatoriais	25°	-21°	325Wp	Mono	83	-115
15		39°	-21°	325Wp	Mono	63	-248
16		25°	21°	325Wp	Mono	83	-166
17		39°	21°	325Wp	Mono	63	-329
18	Axiais	22°	0°	325Wp	Mono	89	-105
19		42°	0°	325Wp	Mono	61	-286
20		32°	-30°	325Wp	Mono	72	-197
21		32°	30°	325Wp	Mono	71	-284
22	Pontos Centrais	32°	0°	325Wp	Mono	73	-117
23		32°	0°	325Wp	Mono	73	-114
24		32°	0°	325Wp	Mono	73	-120
25		32°	0°	325Wp	Mono	73	-118
26		32°	0°	325Wp	Mono	72	-121
27	Fatoriais	25°	-21°	270Wp	Poli	83	146
28		39°	-21°	270Wp	Poli	63	12
29		25°	21°	270Wp	Poli	81	91
30		39°	21°	270Wp	Poli	62	-63
31	Axiais	22°	0°	270Wp	Poli	88	153
32		42°	0°	270Wp	Poli	60	-21
33		32°	-30°	270Wp	Poli	71	66
34		32°	30°	270Wp	Poli	70	-27
35	Pontos Centrais	32°	0°	270Wp	Poli	72	140
36		32°	0°	270Wp	Poli	72	144
37		32°	0°	270Wp	Poli	72	138
38		32°	0°	270Wp	Poli	71	140
39		32°	0°	270Wp	Poli	71	140
40	Fatoriais	25°	-21°	325Wp	Poli	84	147
41		39°	-21°	325Wp	Poli	64	16
42		25°	21°	325Wp	Poli	83	96
43		39°	21°	325Wp	Poli	64	-68
44	Axiais	22°	0°	325Wp	Poli	90	159
45		42°	0°	325Wp	Poli	61	-20
46		32°	-30°	325Wp	Poli	73	66
47		32°	30°	325Wp	Poli	70	-21
48	Pontos Centrais	32°	0°	325Wp	Poli	74	142
49		32°	0°	325Wp	Poli	73	143
50		32°	0°	325Wp	Poli	73	150
51		32°	0°	325Wp	Poli	73	141
52		32°	0°	325Wp	Poli	74	143

Quadro E.5 – Matriz Experimental do Florianópolis