UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA POLITÉCNICA

Guido Javier Rostegui Aguilar

**Metodologia para avaliação do
dimensionamento de sistemas
fotovoltaicos conectados à rede**

São Paulo
2018

Guido Javier Rostegui Aguilar

**Metodologia para avaliação do
dimensionamento de sistemas
fotovoltaicos conectados à rede**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do título de
Mestre em Ciências.

São Paulo
2018

Guido Javier Rostegui Aguilar

**Metodologia para avaliação do
dimensionamento de sistemas
fotovoltaicos conectados à rede**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do título de
Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Maurício Barbosa de Camargo Salles

São Paulo
2018

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Aguilar, Guido Javier Rostegui

Metodologia para avaliação do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede / G. J. R. Aguilar -- versão corr. -- São Paulo, 2018.

77 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia solar 2.Sistemas fotovoltaicos 3.Sistemas fotovoltaicos (Metodologia) I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

*Este trabalho é dedicado aos humildes
de coração que sonham em grande.*

Agradecimentos

Agradeço a Deus primeiramente pela vida, a saúde e a possibilidade de estar onde estou neste momento.

Aos meus pais pelo apoio constante e incondicional em todas as etapas e projetos que tenho empreendido na minha vida.

Ao professor Maurício Salles pelo apoio e acompanhamento durante o desenvolvimento deste trabalho.

À Angélica por sua companhia, amor, compreensão e motivação.

Ao professor Nelson Kagan e a Matheus Gemignani pela ajuda no desenvolvimento do trabalho, assim como aos colegas do Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia (ENERQ) e do Laboratório de Redes Elétricas Avançadas (LGrid) que me ajudaram quando precisei.

“Dulce bellum inexpertis”
(Pindar)

Resumo

Este trabalho apresenta a avaliação do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede por meio de indicadores de custo de energia; foram feitas diversas simulações de geração de energia para sistemas fotovoltaicos com diferentes configurações e tamanhos com o objetivo de verificar a aplicabilidade do método proposto a qualquer sistema. Com a utilização dos indicadores busca-se determinar uma configuração adequada de módulos fotovoltaicos dentro do sistema, isto é, o espaçamento entre fileiras de módulos, o ângulo de inclinação destes, a quantidade de *strings* e a quantidade de módulos por *string*, considerando o impacto que estas variáveis têm na geração de energia do sistema ao longo dos anos de vida do projeto. Para avaliar esse impacto são utilizados três indicadores, a saber, o custo da energia gerada, entendida como o custo de instalação de um sistema fotovoltaico (incluindo custo de equipamentos, estruturas, componentes elétricos, mão de obra, lucro do instalador, etc.) dividido pela quantidade de energia que o sistema é capaz de entregar à rede elétrica, o custo nivelado de energia simples (sLCOE por sua sigla em inglês) e o custo nivelado de energia (LCOE) calculado pelo método da taxa de encargo fixo (FCR por sua sigla em inglês). Os indicadores são apresentados em valores em USD/kWh. As simulações foram realizadas em duas locações utilizando equipamentos comercializados atualmente, para sistemas com e sem rastreador solar. O software utilizado para realizar as simulações foi o System Advisor Model (SAM), software gratuito desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) para dimensionamento e cálculo de sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: Energia solar. LCOE. Módulos solares. Sistemas fotovoltaicos. System Advisor Model.

Abstract

This work presents the evaluation of the sizing of grid-connected photovoltaic systems by means of energy costs indicators; several simulations of power generation for photovoltaic systems with different configurations and sizes were carried out to verify the applicability of the proposed method to any system. By using the indicators it is sought to determine a suitable configuration of photovoltaic modules within the system, that is, the spacing between rows of modules, their tilt angle, the number of strings and the number of modules per string, considering the impact that these variables have on system power generation. In order to evaluate this impact, three indicators are used, namely the cost of the generated energy, understood as the cost of installing a photovoltaic system (including cost of equipment, structures, electrical components, labor, profit of the installer, etc.) divided by the amount of energy that the system is able to deliver to the grid in the first year of operation, the Simple Levelized Cost of Energy (sLCOE) and the Levelized Cost of Energy (LCOE) calculated by the Fixed Charge Rate (FCR) method. The indicators are presented in values in USD/kWh. The simulations were carried out in two locations using commercially available equipment, for fixed-tilt and single axis tracker systems. The software used to perform the simulations was the SAM, free software developed by NREL for sizing and calculation of photovoltaic systems.

Keywords: LCOE. Photovoltaic systems. Solar energy. Solar modules. System Advisor Model.

Lista de ilustrações

Figura 1	Mapa de radiação solar dos locais escolhidos para as simulações	29
Figura 2	Mapa com a localização aproximada de Petrolina	30
Figura 3	Mapa com a localização aproximada de La Guajira	31
Figura 4	Arranjo fotovoltaico configurado em fileiras de módulos	34
Figura 5	Diagrama básico de um sistema fotovoltaico conectado à rede	34
Figura 6	Energia gerada, incremento e diferenças de energia em função do espaçamento entre fileiras. Sistema de 1 MW	38
Figura 7	Energia gerada, incremento e diferenças de energia em função do espaçamento entre fileiras. Sistema de 1,5 MW	39
Figura 8	Energia gerada, incremento e diferenças de energia em função do espaçamento entre fileiras. Sistema de 2 MW	40
Figura 9	Relação entre o incremento da energia gerada e o ângulo de inclinação para uma usina FV em dois locais com módulos fixos.	41
Figura 10	Custos totais de um sistema FV para o modelo de concessionária . . .	44
Figura 11	LCOE calculado pelo método FCR para três valores de DF	50
Figura 12	sLCOE para três valores de DF	51
Figura 13	Fluxograma da metodologia	55
Figura 14	Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 6 MW. Configuração com 4 inversores de 1,5 MW. . . .	60
Figura 15	Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 60 MW. Configuração com 40 inversores de 1,5 MW. . .	61
Figura 16	Custo da energia no primeiro ano vs. Quantidade de strings em paralelo. Sistema de 60 MW com rastreador localizado em Petrolina	62

Figura 17	Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 6 MW. Configuração com 6 inversores de 1 MW.	74
Figura 18	Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 6 MW. Configuração com 3 inversores de 2 MW.	75
Figura 19	Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 60 MW. Configuração com 60 inversores de 1 MW.	76
Figura 20	Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 60 MW. Configuração com 30 inversores de 2 MW.	77

Lista de tabelas

Tabela 1	Características dos módulos FV da Canadian Solar	32
Tabela 2	Características dos inversores da Power Electronics	32
Tabela 3	Resultados da análise do espaçamento na produção de energia de diferentes sistemas fotovoltaicos	36
Tabela 4	Custos de instalação detalhados para um sistema FV de 5 MW. Modelo concessionária	45
Tabela 5	Cronograma da depreciação	47
Tabela 6	Termos financeiros	48
Tabela 7	Comparação das variáveis utilizada pelos indicadores	52
Tabela 8	Parâmetros de simulação dos sistemas fotovoltaicos analisados	55
Tabela 9	Configuração básica das simulações	56
Tabela 10	Resumo dos resultados das simulações de sistemas FV de 6 e 60 MW com rastreador	58

Lista de siglas

AGs Algoritmos Genéticos

CEC California Energy Commission

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas

ENERQ Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia

FCR Fixed Charge Rate

FV Fotovoltaico

GHI Global Horizontal Irradiance

GCR Ground Coverage Ratio

HOMER Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources

IEA International Energy Agency

IRENA International Renewable Energy Agency

LCOE Levelized Cost of Energy

LGrid Laboratório de Redes Elétricas Avançadas

MPP Maximum Power Point

NREL National Renewable Energy Laboratory

NSRDB National Solar Radiation Database

PSO Particle Swarm Optimization

SAM System Advisor Model

sLCOE Simple Levelized Cost of Energy

TMY Typical Meteorological Year

TRNSYS Transient System Simulation Tool

Sumário

1	Considerações iniciais	23
1.1	Introdução	23
1.2	Objetivos	24
1.3	Estrutura do trabalho	24
2	Revisão bibliográfica	25
3	Materiais e Métodos	29
3.1	Locais	29
3.1.1	Brasil	30
3.1.2	Colômbia	30
3.2	Software utilizado	30
3.2.1	SAM (System Advisor Model)	31
3.3	Características dos equipamentos	31
4	Análise do espaçamento e do ângulo de inclinação	33
5	Indicadores de custo de energia	43
5.1	Custo nivelado de energia (LCOE) calculado pelo metodo da taxa de encargo fixo (FCR)	44
5.2	Custo nivelado de energia simples (sLCOE)	50
5.3	Custo da energia no primeiro ano	52
5.4	Comparação dos indicadores	52
6	Simulações e resultados	53
6.1	Descrição geral da metodologia	53
6.2	Impacto da configuração dos <i>strings</i>	54
6.3	Sistema de 6 MW	56
6.4	Sistema de 60 MW	57

6.5	Resumo dos resultados obtidos	58
7	Considerações finais	63
7.1	Publicações	64
7.2	Sugestões para trabalhos futuros	65
	Referências	67
	Anexos	71
ANEXO A	Gráficos dos indicadores de custo de energia	73

Considerações iniciais

1.1 Introdução

De acordo com a International Energy Agency (IEA), a energia renovável é a energia derivada de processos naturais (por exemplo, luz solar, vento e marés) que são reabastecidos em uma taxa mais alta do que eles são consumidos. O papel das energias renováveis continua aumentando nos setores de aquecimento, refrigeração, transporte e especialmente no setor elétrico (IEA, 2017). O relatório “Estatísticas de Capacidade Renovável 2018” da International Renewable Energy Agency (IRENA) mostra que no ano 2017 foram adicionados aproximadamente 167 GW de capacidade de geração renovável globalmente, o que significa um crescimento anual aproximado de 8,3 % (IRENA, 2018a). No mesmo relatório observa-se que foram adicionados 93,75 GW de capacidade instalada de energia solar, um incremento do 31,6 % com respeito ao ano anterior. Somente nos Estados Unidos a taxa de crescimento anual de geração distribuída de energia solar fotovoltaica de 2010 a 2015 ultrapassou 40 %. O crescimento da geração fotovoltaica distribuída tende a aumentar, não obstante, depende da evolução das estruturas tarifárias de eletricidade, das políticas e dos avanços tecnológicos que possam se apresentar nos anos seguintes (COLE et al., 2016). O relatório da IRENA “Custos de geração de energia renovável em 2017” estabelece que o custo global nivelado de eletricidade de usinas de tecnologia fotovoltaica com capacidade maior a 1 MW diminuiu de 0,36 USD/kWh a 0,10 no período 2010-2017, o que significa uma redução aproximada de 72,2 % e representa a maior redução entre as diferentes tecnologias de energia renovável no mesmo período (IRENA, 2018b). A redução dos custos permite uma ampla penetração da tecnologia fotovoltaica nos países em desenvolvimento, sendo exemplo o Brasil e a Colômbia; no Brasil o grupo ENEL instalou o maior parque solar em América do Sul em 2017, com uma capacidade instalada de 292 MW (ENEL, 2017), enquanto que na Colômbia em fevereiro deste ano uma resolução (RES. 030 de 2018) que regula as atividades de autogeração a pequena escala e geração distribuída foi sancionada pela Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Esta resolução, entre outras coisas, estabelece as diretrizes para a venda de energia por parte de usuários

finais à rede. Apesar dos fatos, a penetração em grande escala das energias renováveis nos sistemas de potência introduz variabilidade e falta de armazenamento de energia (PINTO et al., 2012). Os sistemas de potência foram projetados para gerar a energia suficiente para atender a demanda com certas condições de qualidade e confiabilidade. A geração de energia eólica e solar é variável e têm um comportamento diferente em relação às fontes tradicionais de energia. Dada esta variabilidade, os sistemas a serem implementados devem ser projetados de forma rigorosa, de modo que o maior benefício possa ser obtido, utilizando os recursos da melhor maneira, o qual inclui selecionar cuidadosamente o local de instalação, os equipamentos e configurar apropriadamente o sistema, bem como realizar uma avaliação de desempenho em termos operacionais e económicos.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é avaliar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede por meio de indicadores de custo de energia.

Sugerir por meio do cálculo de três indicadores de custo de energia a configuração espacial adequada (quantidade de módulos por *string* e *strings* em paralelo) de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Analisar e determinar o espaçamento ideal que deve existir entre fileiras de módulos e o ângulo de inclinação destes para que a energia gerada pelo sistema seja aproveitada da melhor forma.

1.3 Estrutura do trabalho

A seguir é feita uma breve descrição dos capítulos desta dissertação. O Capítulo 1 apresenta a introdução e os objetivos do trabalho. O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica com as principais publicações referentes ao tema da dissertação e uma discussão acerca das mesmas. O Capítulo 3 descreve o software utilizado, os locais escolhidos para o estudo, os dados meteorológicos de tais locais e as características dos equipamentos usados nas simulações feitas para o desenvolvimento da dissertação. O Capítulo 4 apresenta uma análise do espaçamento entre fileiras de módulos e o ângulo de inclinação destes com o intuito de determinar qual é a melhor configuração para obter um bom aproveitamento do sistema. O Capítulo 5 apresenta os indicadores de custo de energia utilizados no desenvolvimento da dissertação. O Capítulo 6 descreve de forma geral a metodologia de avaliação do dimensionamento de sistemas FV com os indicadores propostos e apresenta as simulações realizadas e os resultados obtidos ao variar a configuração dos strings de sistemas fotovoltaicos. Finalmente, o Capítulo 7 apresenta as considerações finais do trabalho, o que inclui as publicações feitas durante o mestrado e sugestões para trabalhos futuros.

Revisão bibliográfica

Diferentes metodologias foram estudadas e desenvolvidas ao longo do tempo, mostrando resultados que contribuíram para o avanço no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Relação arranjo FV/inversor

Relação entre a potência nominal do arranjo fotovoltaico e a potência nominal do inversor ou inversores que compõem o sistema. Alguns dos artigos relacionados utilizam esta relação para identificar as características que afetariam o rendimento dos sistemas fotovoltaicos (MONDOL; YOHANIS; NORTON, 2006; PEIPPO; LUND, 1994). Em (MONDOL; YOHANIS; NORTON, 2006), foram realizadas diferentes simulações com TRNSYS (Ferramenta de Simulação de Sistemas Transitórios) para examinar os efeitos que têm a orientação e inclinação da superfície FV, características do inversor, irradiação e relação entre o custo dos módulos e o inversor sobre a proporção arranjo FV/inversor; esse trabalho foi realizado para várias localidades na Europa. O índice de dimensionamento (arranjo FV/inversor) foi afetado pelas condições de irradiação solar, a eficiência do inversor e a relação entre o custo dos módulos e o inversor. Em (PEIPPO; LUND, 1994) o índice de dimensionamento do sistema fotovoltaico é estudado para minimizar o custo total do sistema. Através de simulações da operação do sistema em diversas localidades na Europa e nos Estados Unidos foi concluído que a energia anual de saída prevista é o parâmetro mais importante para a determinação do índice. Um índice de dimensionamento variando entre 1,2 e 1,5 é aplicável como uma solução econômica rentável para a maioria dos sistemas examinados. Um estudo recente desenvolvido em Aguascalientes, México enfatiza o papel da tensão de entrada CC (corrente contínua) na eficiência de conversão CC/CA (corrente alterna) (RODRIGO; VELÁZQUEZ; FERNÁNDEZ, 2016). Dois módulos fotovoltaicos comerciais com comportamento diferente em relação à tensão de entrada CC e tecnologia foram caracterizados pela pesquisa. Foi recomendado um índice de dimensionamento de 0,95 e 1,05 dependendo da tecnologia do módulo, CdTe ou

c-Si, respectivamente, independente do inversor escolhido.

Métodos de otimização e indicadores econômicos

A metodologia apresentada em (KORNELAKIS; MARINAKIS, 2010) sugere que a combinação ideal do número de módulos fotovoltaicos e inversores, ângulo de inclinação, colocação dos módulos dentro da área de instalação e a distribuição entre os inversores, maximizam o benefício econômico total durante o período de vida útil do sistema. A metodologia de otimização proposta foi implementada com o algoritmo PSO (Otimização de enxame de partículas por tradução livre), que foi comparada com os resultados obtidos implementando a mesma metodologia com algoritmos genéticos (AGs) (KORNELAKIS; KOUTROULIS, 2009). Uma metodologia para a otimização do dimensionamento de usinas fotovoltaicas é apresentada em (PARAVALOS et al., 2014), implementada através de processamento paralelo de AGs. O custo nivelado de energia (LCOE por sua sigla em inglês) foi minimizado por meio de procedimentos de dimensionamento e usando intervalos de irradiação de 1 minuto. Em (PEREZ-GALLARDO et al., 2014) foi proposto um quadro integrado que gerenciasse simultaneamente critérios técnicos, econômicos e ambientais para analisar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologias (c-Si, a-Si, CdTe e CIS) com a ajuda de algoritmos genéticos. Uma avaliação ponderada com todos os critérios foi realizada para obter uma pontuação para cada tecnologia; o menor resultado foi obtido pela tecnologia a-Si. Em (AZZAM; IBRAHIM, 2018) é feita uma análise de viabilidade, utilizando o SAM para avaliar os benefícios econômicos que poderiam ser obtidos ao instalar um sistema fotovoltaico de 150 kW numa fábrica para atender o 100 % de sua demanda energética. Os indicadores utilizados para avaliar a viabilidade do projeto foram o LCOE e valor presente neto (VPN). Um outro estudo técnico-econômico foi feito para avaliar o potencial da inclusão de sistemas fotovoltaicos a grande escala no Bahrein. Este estudo usou como base um sistema de 1 MW conectado à rede capaz de atender o consumo pico diário. Os indicadores utilizados foram o LCOE, o valor presente neto e o prazo de retorno do investimento; o sistema projetado apresentou valores de LCOE 43 % menores que os do custo atual do kWh no país asiático (PILLAI; NASER, 2018).

Outros estudos

(RAMLI et al., 2015) incluiu o impacto ambiental no seu análise, realizado no software HOMER (Modelo de Otimização Híbrida para Recursos de Energia Múltiplos) mostrou que a proporção do tamanho do inversor deve ser igual a 1 para minimizar as emissões de CO_2 . No entanto, o tamanho do inversor pode ser subdimensionado em até 68 % para reduzir custos. Em (FARANDA et al., 2015) foi proposto um método analítico para otimizar o dimensionamento de uma usina fotovoltaica conectada à rede em termos de produção de energia. Um método simples para otimizar a saída

de energia do arranjo fotovoltaico foi apresentado em (HOUARI et al., 2016). Foi analisada a influência da irradiância e da temperatura nas características elétricas do módulo fotovoltaico para encontrar uma aproximação ao ponto de potência máxima (MPP) ideal. A metodologia de projetos experimentais foi utilizada para modelagem e otimização. Outros autores enfatizam a importância da eficiência do inversor na seleção do índice de dimensionamento e na energia anual injetada na rede (NOTTON; LAZAROV; STOYANOV, 2010; VELASCO et al., 2011). No entanto, os desenvolvimentos nesta área permitiram que as eficiências dos inversores fossem altas o suficiente para ignorar uma nova análise variando o tipo de conversor a ser usado.

Materiais e Métodos

3.1 Locais

Foram escolhidas duas localidades para realizar uma comparação com dados de irradiação diferentes. Os locais escolhidos estão no Brasil e na Colômbia, ambos possuem altos níveis de irradiação, adequados para o desenvolvimento de projetos fotovoltaicos. As simulações correspondem à instalação dos módulos em um lugar plano, condição comum e disponível nos locais escolhidos. Os dados meteorológicos foram obtidos da NSRDB (Base de Dados Nacional de Radiação Solar dos Estados Unidos), considerando um ano meteorológico típico (TMY). Na Figura 1 é apresentado o mapa de radiação solar dos locais obtido na NSRDB, pode observar-se que a Irradiação Horizontal Global (GHI por sua sigla em inglês) está na faixa de 6,0 - 6,5 $kWh/m^2/dia$.

Figura 1 – Mapa de radiação solar dos locais escolhidos para as simulações

Fonte: Adaptado de <https://nsrdb.nrel.gov/nsrdb-viewer>.

3.1.1 Brasil

Foi escolhida a cidade de Petrolina ($-9,37^{\circ}$ N, $-40,58^{\circ}$ E) no estado de Pernambuco no nordeste do Brasil devido à alta disponibilidade do recurso solar, além da possibilidade de coletar dados de medição, pois foi instalada uma estação meteorológica e uma microunidade fotovoltaica no local. Na Figura 2 observa-se o mapa com a localização aproximada de Petrolina.

Figura 2 – Mapa com a localização aproximada de Petrolina

Fonte: Adaptado de <https://nsrdb.nrel.gov/nsrdb-viewer>.

3.1.2 Colômbia

A segunda locação, um pequeno povoado no estado La Guajira ($12,01^{\circ}$ N, $-71,86^{\circ}$ E) na região norte da Colômbia, foi selecionada devido aos seus altos níveis de irradiância, similares aos da Petrolina, além de oferecer uma avaliação da área como uma possível região de desenvolvimento para projetos fotovoltaicos favoráveis à diversidade da matriz energética do país. Na Figura 3 observa-se o mapa com a localização aproximada do povoado em La Guajira.

3.2 Software utilizado

O principal software utilizado neste trabalho é o SAM, software de dimensionamento e planejamento de sistemas de energia renovável. A análise dos dados e o processamento dos resultados foram feitas em MATLAB.

Figura 3 – Mapa com a localização aproximada de La Guajira

Fonte: Adaptado de <https://nsrdb.nrel.gov/nsrdb-viewer>.

3.2.1 SAM (System Advisor Model)

É um modelo financeiro e de desempenho desenvolvido pelo NREL, que facilita a tomada de decisões para as pessoas envolvidas na indústria de energias renováveis. SAM permite prever o desempenho, estimar o custo e simular diferentes tipos de sistemas de energia renovável, tais como geotérmica, eólica, fotovoltaica e biomassa, com base em diferentes parâmetros que podem ser especificados como entradas do modelo. Para o desenvolvimento da dissertação foi utilizado o modelo de desempenho fotovoltaico detalhado sem modelo financeiro.

3.3 Características dos equipamentos

Os equipamentos utilizados nas simulações de produção de energia foram escolhidos das bases de dados do SAM. Foram selecionados inversores da empresa Power Electronics de diferentes capacidades (1 000, 1 500 e 2 000 kW) com altas eficiências ponderadas (97,03, 98,14 e 98,13 % respectivamente), segundo a Comissão de Energia da Califórnia (CEC), e módulos fotovoltaicos da empresa Canadian Solar de silício policristalino de 72 séries de células, 330 Wp e uma eficiência nominal de 17,38 %. As características dos módulos e dos inversores são mostradas detalhadamente nas Tabelas 1 e 2 respectivamente.

Tabela 1 – Características dos módulos FV da Canadian Solar

Característica	Especificação
Tipo de células	Silício policristalino
Arranjo	72 células
Potência	330 Wp
Eficiência nominal	17,38 %

Fonte: Base de dados do SAM.

Tabela 2 – Características dos inversores da Power Electronics

Característica	Especificações		
Potência	1 000 KW	1 500	2 000
Eficiência ponderada CEC	97,02 %	98,24 %	98,13 %

Fonte: Base de dados do SAM.

Análise do espaçamento e do ângulo de inclinação

Este capítulo apresenta as simulações realizadas para determinar o arranjo ideal em termos de espaçamento das fileiras dos módulos fotovoltaicos considerando o incremento percentual entre cada separação e o ângulo de inclinação dos módulos para produzir a maior quantidade de energia possível. A seguir são esclarecidos alguns termos para entender melhor o desenvolvimento do trabalho.

- ❑ *String*: conjunto de módulos fotovoltaicos ligados em série.
- ❑ Arranjo fotovoltaico: conjunto ordenado de módulos fotovoltaicos que podem estar ligados em série, em paralelo ou como uma mistura dos anteriores.
- ❑ Relação de cobertura do solo (GCR): “Corresponde a proporção da área do arranjo fotovoltaico para a área total do solo. Para um arranjo configurado em fileiras de módulos, o GCR é o comprimento do lado de uma fileira dividida pela distância entre a parte inferior de uma fileira e a parte inferior da fileira vizinha ” (NREL, 2018d).
- ❑ Espaçamento entre fileiras: distância entre a parte inferior de uma fileira e a parte inferior da fileira vizinha.
- ❑ Ângulo de inclinação: ângulo entre a componente horizontal e os módulos fotovoltaicos.

A Figura 4 mostra um arranjo fotovoltaico configurado em fileiras de módulos onde pode-se identificar o espaçamento entre fileiras, o ângulo de inclinação e o comprimento de uma das fileiras.

Um diagrama básico de um sistema fotovoltaico conectado à rede com seus componentes é apresentado na Figura 5. O diagrama mostra alguns *strings* de módulos fotovoltaicos

Figura 4 – Arranjo fotovoltaico configurado em fileiras de módulos

$$\text{Espaçamento entre fileiras} = \text{comprimento do lado} / \text{GCR}$$

Fonte: Autor.

ligados em paralelo e conectados diretamente a um inversor. Existem variações nas ligações, podendo ser utilizadas caixas de junção (*string boxes*) para ligar vários *strings* ou fazer uso de microinversores (inversores conectados a um módulo capazes de converter corrente direta em corrente alterna). No caso de sistemas residenciais usualmente há um único *string*, enquanto que, para um sistema de grande porte (alguns MWs), várias cadeias de módulos podem estar conectadas a caixas de junção e, estas por sua vez, a um ou mais inversores.

Figura 5 – Diagrama básico de um sistema fotovoltaico conectado à rede

Fonte: Autor.

Para as simulações apresentadas neste capítulo foi considerada a conexão dos arranjos fotovoltaicos diretamente ao inversor central. Com os resultados das simulações busca-se analisar o impacto do espaçamento e do ângulo de inclinação na energia gerada. O índice de dimensionamento do sistema fotovoltaico para os casos apresentados foi fixado em 1 aproximadamente, pelo qual têm-se sistemas de 1, 1,5 e 2 MW. As simulações foram realizadas para GCR variando de 0,9 a 0,375 com passos de 0,025, o qual corresponde a um espaço entre a projeção de uma fileira e a parte inferior da fileira vizinha variando entre 0,5 m e 6,5 m aproximadamente. Nessas condições, foram realizadas 22 simulações para cada configuração do sistema (com rastreador, com rastreador e *backtracking* e com módulos fixos) considerando arranjos de 180, 290 e 350 strings de 17 módulos cada. As simulações para o sistema de módulos fixos foram realizadas com ângulo de inclinação igual à latitude do local (9,37° em Petrolina e 12,01° em La Guajira) e para o sistema com rastreador os módulos não têm inclinação alguma. Os módulos localizados em Petrolina foram orientados para o norte e em La Guajira foram orientados para o sul (ANEEL, 2017). O sistema com rastreador acompanha a trajetória do sol do leste ao oeste com um ângulo limite de rotação de 45°. O *backtracking* (BT) evita o sombreamento entre fileiras de módulos quando é utilizado rastreador solar. Nas Figuras 6, 7 e 8 apresenta-se a energia gerada, o incremento de energia em termos percentuais e a diferença percentual entre a energia produzida por um sistema com rastreador e *backtracking* e um sistema de módulos fixos em função do espaçamento entre fileiras para sistemas de 1, 1,5 e 2 MW respectivamente.

Nas figuras apresentadas, o literal b) mostra o incremento na geração de energia conforme o espaçamento entre fileiras de módulos aumenta. Nas configurações com rastreador observa-se um incremento de energia maior que o apresentado no sistema de módulos fixos. O sistema com rastreador e *backtracking* gera a maior quantidade de energia em comparação com as duas configurações restantes, sendo a de módulos fixos a que menor quantidade de energia gera. Este fato motiva o cálculo da diferença de energia gerada por estas configurações que foi mostrado no literal c) de cada um dos gráficos, no qual observa-se que a maior diferença apresenta-se no maior espaçamento entre fileiras e tal valor está em torno do 26 % a mais de energia gerada por um sistema com rastreador e *backtracking*. O incremento de energia ao aumentar o espaço entre fileiras para sistemas com módulos fixos não é significativo, sendo que para espaçamentos maiores a 1,2 m este incremento é menor a 0,5 %, assim, se for necessário utilizar este tipo de sistema as variáveis relacionadas com o espaçamento e a geração de energia devem ser muito bem analisadas, pois não adianta aumentar o máximo o espaçamento sabendo que o incremento de energia não será proporcional nem significativo e os custos aumentarão. O sistema com o qual podem obter-se os melhores resultados em termos energéticos é o que tem rastreador e *backtracking*. O incremento de energia gerada por este tipo de sistemas é uniforme devido a sua capacidade de evitar o sombreamento dos painéis ao rastrear a trajetória do sol,

enquanto que a configuração sem *backtracking* produz sombreamento em alguns espaços de tempo pela inclinação dos módulos, isto traz consigo uma leve diminuição na geração de energia.

A base escolhida para o gráfico de incremento percentual de energia corresponde ao menor valor de energia gerada por cada uma das configurações.

Na Tabela 3 estão resumidos os principais resultados obtidos após a análise do espaçamento na produção de energia por sistemas fotovoltaicos conectados à rede com diferentes configurações.

Tabela 3 – Resultados da análise do espaçamento na produção de energia de diferentes sistemas fotovoltaicos

Potência	Configuração	Menor qtde. de energia produzida (MWh)	Maior qtde. de energia produzida (MWh)	Diferença
1 MW	LG - Fixo	1592,5	1860,4	16,83 %
	LG - 1 eixo	1581,2	2284,1	44,45 %
	LG - 1 eix BT	1935,5	2339,2	20,86 %
	Pe - Fixo	1710,4	1828,7	6,92 %
	Pe - 1 eixo	1527,1	2253,2	47,54 %
	Pe - 1 eix BT	1904,5	2295,2	20,51 %
1,5 MW	LG - Fixo	2592,2	3044,2	17,44 %
	LG - 1 eixo	2552,8	3738,1	46,43 %
	LG - 1 eix BT	3170,4	3834,0	20,93 %
	Pe - Fixo	2826,6	3031,7	7,26 %
	Pe - 1 eixo	2509,2	3750,3	49,46 %
	Pe - 1 eix BT	3170,3	3826,2	20,69 %
2 MW	LG - Fixo	3118,0	3658,3	17,33 %
	LG - 1 eixo	3058,0	4475,0	46,34 %
	LG - 1 eix BT	3798,7	4589,5	20,82 %
	Pe - Fixo	3357,8	3596,2	7,10 %
	Pe - 1 eixo	2951,0	4414,2	49,58 %
	Pe - 1 eix BT	3738,0	4503,2	20,47 %

Fonte: Autor.

De acordo com os dados da Tabela 3 pode-se dizer que a potência instalada do sistema fotovoltaico não influencia a diferença percentual existente entre a configuração com menor espaço entre fileiras e a configuração com maior espaçamento, pois nos três casos analisados esta diferença se mantém menor ao 2,5 %. A máxima diferença atingida comparando o menor e o maior espaçamento entre fileiras para a configuração com módulos fixos é 17,44 %, enquanto que para a configuração com rastreador essa diferença é de 49,58 % e para o sistema com rastreador e *backtracking* a diferença é de 20,93 %. Segundo os resultados o sistema com rastreador e BT é o melhor em termos de energia produzida em todos os casos, sem importar a localização do projeto. A definição específica do espaço entre fileiras ideal vai depender de fatores como a disponibilidade do terreno e seu custo, o qual requer um estudo econômico para determinar a viabilidade do projeto visando produzir mais energia utilizando um maior terreno.

Na definição do ângulo de inclinação foram feitas simulações para um sistema com módulos fixos nas duas locações, variando o ângulo e observando as mudanças na energia gerada. Na Fig.9 é mostrada tal variação.

Foi observado que a escolha de um ângulo apropriado permite incrementar em mais de 1 % a energia gerada (comparando a maior e a menor quantidade de energia produzida). Seguindo a regra geral determinada pela geometria da terra alguns autores costumam usar a latitude do local onde será instalado o sistema como referência para a seleção do ângulo de inclinação ótimo (ELMINIR et al., 2006; KERN; HARRIS, 1975), a diferença entre a energia gerada com o ângulo definido igual à latitude e a máxima energia gerada é menor que 0,2 %. Porém, como citado em (YADAV; CHANDEL, 2013) o ângulo é específico para cada local e deve-se determinar usando valores de irradiação solar medidos.

Figura 6 – Energia gerada, incremento e diferenças de energia em função do espaçamento entre fileiras. Sistema de 1 MW

a) Relação entre a energia gerada no primeiro ano e o espaçamento entre fileiras

b) Relação entre o incremento da energia gerada no primeiro ano e o espaçamento entre fileiras

c) Relação entre a diferença de energia gerada por um sistema com rastreador (BT) e um sistema de módulos fixos e o espaçamento entre fileiras

Fonte: Autor.

Figura 7 – Energia gerada, incremento e diferenças de energia em função do espaçamento entre fileiras. Sistema de 1,5 MW

a) Relação entre a energia gerada no primeiro ano e o espaçamento entre fileiras

b) Relação entre o incremento da energia gerada no primeiro ano e o espaçamento entre fileiras

c) Relação entre a diferença de energia gerada por um sistema com rastreador (BT) e um sistema de módulos fixos e o espaçamento entre fileiras

Fonte: Autor.

Figura 8 – Energia gerada, incremento e diferenças de energia em função do espaçamento entre fileiras. Sistema de 2 MW

a) Relação entre a energia gerada no primeiro ano e o espaçamento entre fileiras

b) Relação entre o incremento da energia gerada no primeiro ano e o espaçamento entre fileiras

c) Relação entre a diferença de energia gerada por um sistema com rastreador (BT) e um sistema de módulos fixos e o espaçamento entre fileiras

Fonte: Autor.

Figura 9 – Relação entre o incremento da energia gerada e o ângulo de inclinação para uma usina FV em dois locais com módulos fixos.

Fonte: Autor.

Indicadores de custo de energia

Neste capítulo serão explicados os três indicadores de custo de energia utilizados para avaliar o impacto que tem o dimensionamento do sistema fotovoltaico neles. Os indicadores principalmente fazem uso da energia gerada e dos custos de instalação.

A saber, os três indicadores são o custo nivelado de energia (LCOE) calculado pelo método da taxa de encargo fixo (FCR por sua sigla em inglês), o custo nivelado de energia simples (sLCOE por sua sigla em inglês) e o custo da energia gerada no primeiro ano, isto é, o custo de instalação de um sistema fotovoltaico, incluindo equipamentos, estruturas, componentes elétricos, EPC (engenharia, suprimento e construção), etc., dividido pela quantidade de energia que o sistema pode fornecer à rede no primeiro ano de operação. O uso destes indicadores permite comparar sistemas fotovoltaicos de diferentes potências e em diferentes locais. Os indicadores neste estudo são apropriados para os estágios preliminares da análise de viabilidade do projeto antes de ter muitos detalhes sobre os custos e a estrutura financeira.

Os custos de instalação foram tomados do benchmark de custos de sistemas fotovoltaicos nos Estados Unidos para o primeiro quarto do 2017 realizado pelo NREL (FU et al., 2017). Este documento descreve em detalhe os custos de sistemas FV conectados à rede residenciais (3-10 kW), comerciais (10 kW - 2 MW) e de concessionária (> 2 MW) nos Estados Unidos. Os custos para sistemas de 5 e 50 MW descritos no documento foram tomados como referência e são usados no cálculo dos indicadores. Os sistemas FV simulados têm capacidades de 6 e 60 MW. Na Fig. 10 é apresentado um gráfico de barras com os custos totais de instalação em USD/W_{DC} para sistemas fotovoltaicos de mais de 2 MW de capacidade instalada com módulos fixos e rastreador. Na Tabela 4 são mostrados os custos detalhados para o modelo de concessionária de 5 MW. Os valores do custo de instalação com os quais foram feitos os cálculos desta dissertação e o benchmark são de acesso público e estão disponíveis no site do NREL.

Como era de se esperar, os custos do sistema com rastreador são maiores aos de um sistema com módulos fixos; no entanto, o incremento no custo é inferior ao 8,5 %.

Os custos de instalação de um sistema de maior ou menor capacidade geralmente terá

Figura 10 – Custos totais de um sistema FV para o modelo de concessionária

Fonte: Adaptado de (FU et al., 2017).

os mesmos componentes mostrados na Tabela 4, com os devidos aumentos ou diminuições de valor conforme corresponda.

5.1 Custo nivelado de energia (LCOE) calculado pelo metodo da taxa de encargo fixo (FCR)

O primeiro indicador é o custo nivelado de energia (LCOE) calculado pelo método da taxa de encargo fixo (FCR). “O Custo Nivelado de Energia (LCOE) é o custo de geração de energia para um determinado sistema. É uma avaliação econômica do custo do sistema de geração de energia, incluindo todos os custos ao longo de sua vida útil: investimento inicial, operações e manutenção, custo do combustível (se necessário) e custo de capital. Um cálculo do valor presente líquido é realizado e resolvido de tal forma que, para o valor do LCOE escolhido, o valor presente líquido do projeto torna-se zero” (NREL, 2018c). O LCOE calculado pelo método da FCR utiliza a seguinte equação para seu cálculo:

$$LCOE = \frac{FCR * TCC + FOC}{AEP} + VOC \quad (1)$$

Onde FCR é a taxa de encargo fixo, TCC é o custo de capital expresso em dólares (\$), FOC é o custo fixo anual de operação (\$), VOC é o custo variável de operação (\$/kWh) e AEP é a produção anual de eletricidade expressa em kWh.

A taxa de encargo fixo (FCR) é definida como o valor da receita por dólar de investimento que deve ser coletado dos clientes para pagar os encargos contábeis desse

Tabela 4 – Custos de instalação detalhados para um sistema FV de 5 MW. Modelo concessionária

Categoria	Descrição	Valor (USD/W_{DC})
Preço do módulo	Preço médio de venda fora da fábrica (primeiro comprador)	0,35
Preço do inversor	Preço médio de venda fora da fábrica (primeiro comprador)	0,06
Estrutura	Preço médio de venda fora da fábrica (primeiro comprador)	0,12 - Fixo 0,18 - 1 eixo
Componentes elétricos	Condutores, condutos, caixas de passo, painéis, disjuntores, etc.	0,19
Despesas gerais	Custos associados a despesas administrativos e logísticos	0,11 - Fixo 0,12 - 1 eixo
Taxa de venda	Média nacional dos E.U. ponderada por estado pelas capacidades instaladas em 2016	0,05
Custos diretos de instalação	Mão de obra (eletricistas e trabalhadores) incluindo os benefícios de lei	0,15 - Fixo 0,16 - 1 eixo
Permissão, Inspeção e Interconexão	Custo de permissões de construção, interconexão e comissionamento	0,12
Despesas desenvolvedor	Despesas gerais, finanças e funções corporativas	0,13 - Fixo 0,14 - 1 eixo
Contingência	3 % sobre os custos de engenharia e construção	0,03 - Fixo 0,04 - 1 eixo
Margem de lucro	Inclui margem de lucro sobre os custos de engenharia, construção e despesas gerais	0,07
Total	Custo total de instalação do sistema	1,38 - Fixo 1,49 - 1 eixo

Fonte: Adaptado de (FU et al., 2017).

investimento (EPRI, 1987). É calculado como se mostra na seguinte equação.

$$FCR = CFR * PFF * CFF \quad (2)$$

Para realizar o cálculo do FCR devem-se conhecer alguns termos. Estes termos, junto com a nomenclatura utilizada nas equações e as equações mesmas são apresentadas a seguir ¹. A maioria de termos e equações foram adaptadas da ajuda do SAM, na seção de Cálculo do LCOE (NREL, 2018d).

Período de análise (N)

numero de anos que o projeto gerara eletricidade e receita.

Taxa de inflação (i)

taxa de inflação anual durante o período de análise.

Taxa interna de retorno (IRR)

taxa de retorno nominal anual do projeto sobre o capital próprio.

¹as siglas utilizadas foram escritas fazendo referência aos termos em inglês.

Dívida do termo do projeto (DF)

tamanho da dívida como uma fração do custo de capital.

Taxa nominal de juros da dívida (NINT)

taxa nominal anual de juros da dívida. Assume-se que o período da dívida é o mesmo que o período de análise.

Taxa nominal de juros de construção (CINT)

taxa de juros anual sobre o financiamento da construção.

Depreciação

diminuição do valor de um ativo ao longo de sua vida útil. A vida útil dos sistemas de energia solar foi determinada pelo IRS (Internal Revenue Service) para ser 5 anos. Mesmo que os arranjos solares durem décadas, a Receita Federal espera que uma empresa distribua todo o valor do arranjo ao longo de cinco anos em seus impostos. Os sistemas de energia solar também se qualificam para a depreciação acelerada sob um cronograma MACRS (Modified Accelerated Cost Recovery System) de 5 anos (YELLOWLITE, 2016). O cronograma é mostrado na Tabela 5 e os valores são usados para os cálculos em (8).

Fator de financiamento do projeto (PFF)

fator para contabilizar os custos de financiamento do projeto. É calculado a partir da taxa de imposto efetiva e do cronograma de depreciação.

Fator de financiamento da construção (CFF)

fator para contabilizar os custos de financiamento da construção. É calculado a partir do cronograma de custos de construção, da taxa de imposto efetiva e da taxa de juros de construção. Ajustando o custo anual durante a construção para 100 % e a taxa nominal de juros de construção para zero se produz a exclusão deste fator ($CFF = 1$).

- ☐ Ano de construção (c)
- ☐ Período de construção em anos (C)
- ☐ Cronograma de construção (CON)
- ☐ Fator de recuperação de capital (CRF)
- ☐ Ano de análise (n)
- ☐ Taxa de imposto efetiva (TAX)
- ☐ Valor presente da depreciação (PVDEP)
- ☐ Taxa de juros reais da dívida (RINT)

- Retorno real sobre o investimento (RROE)
- Custo médio ponderado de capital (real) (WACC)

Tabela 5 – Cronograma da depreciação

Ano	Depreciação
1	20,00 %
2	32,00 %
3	19,20 %
4	11,52 %
5	11,52 %
6	5,76 %

Fonte: (NREL, 2018d).

A equação do fator de recuperação de capital (CRF) é mostrada a seguir.

$$CRF = \frac{WACC * (1 + WACC)^N}{(1 + WACC)^N - 1} \quad (3)$$

Onde:

$$WACC = \frac{1 + ((1 - DF) * ((1 + RROE) * (1 + i)))}{(1 + i)} + \frac{DF * ((1 + RINT) * (1 + i) - 1) * (1 - TAX)}{(1 + i)} - 1 \quad (4)$$

$$RROE = \frac{1 + IRR}{1 + i} - 1 \quad (5)$$

$$RINT = \frac{1 + NINT}{1 + i} - 1 \quad (6)$$

Para o fator de financiamento do projeto (PFF) é usada (7).

$$PFF = \frac{1 - (TAX * PVDEP)}{1 - TAX} \quad (7)$$

Onde:

$$PVDEP = \sum_{n=0}^N \frac{DEP_n}{((1 + WACC) * (1 + i))^{n+1}} \quad (8)$$

Finalmente, o fator de financiamento da construção é expresso como segue:

$$CFF = \sum_{c=0}^C CON_c * (1 + (1 - TAX) * ((1 + CINT)^{c+0.5} - 1)) \quad (9)$$

Os valores usados para calcular o indicador são apresentados na Tabela 6. Alguns valores foram obtidos do SAM e representam valores padrão usados neste tipo de projetos.

Esses valores podem ser facilmente alterados e definidos de acordo com as condições de cada projeto. O uso deles é para fins ilustrativos e no caso de querer replicar as simulações e análises expostas neste trabalho.

Tabela 6 – Termos financeiros

Termo	Valor
Período de análise (N)	20 anos
Taxa de inflação (i)	2,5 %/ano
Taxa interna de retorno nominal (IRR)	13 %/ano
Dívida do termo do projeto (DF)	0,5
Taxa nominal de juros da dívida (NINT)	8 %
Taxa de imposto efetiva (TAX)	40 %
Taxa nominal de juros de construção (CINT)	0 %

Fonte: Autor.

A seguir serão apresentados os valores restantes após ser calculados por meio das equações e com os valores da Tabela 6. O cálculo destes valores é feito tomando como referência um sistema de 60 MW composto por inversores de 1,5 MW com rastreador, localizado em La Guajira e para uma configuração de 12 200 *strings* em paralelo de 18 módulos em série por cada *string*.

O retorno real sobre o investimento (RROE) é calculado por meio de (5) conhecendo o valor da taxa interna de retorno (IRR) e da taxa de inflação (i).

$$RROE = \frac{1 + 0,13}{1 + 0,025} - 1 = 0,1024 \quad (10)$$

A taxa real de juros da dívida (RINT) é calculada com os valores de NINT e de i usando (6).

$$RINT = \frac{1 + 0,08}{1 + 0,025} - 1 = 0,0537 \quad (11)$$

Com os resultados obtidos em (10) e (11), além dos valores de i , TAX e DF é calculada a WACC segundo (4).

$$WACC = \frac{1 + ((1 - 0,5) * ((1 + 0,1024) * (1 + 0,025)))}{(1 + 0,025)} + \frac{0,5 * ((1 + 0,0537) * (1 + 0,025) - 1) * (1 - 0,4)}{(1 + 0,025)} - 1 = 0,0624 \quad (12)$$

O fator de recuperação de capital (CRF) depende da WACC e do período de análise do projeto (N); com esses dois valores é calculado o CRF, fazendo uso de (3).

$$CRF = \frac{0,0624 * (1 + 0,0624)^{20}}{(1 + 0,0624)^{20} - 1} = 0,0889 \quad (13)$$

Tal como dito anteriormente, ao ajustar o custo anual durante a construção para 100 % e a taxa nominal de juros de construção para zero o fator de financiamento da construção (CFF) toma o valor de 1.

$$CFF = 1 \quad (14)$$

Fazendo o cálculo da depreciação com os dados da Tabela 5 e a equação (8) é obtido o seguinte resultado.

$$PVDEP = 0,7938 \quad (15)$$

Com o valor da depreciação e a taxa de imposto efetiva é calculado o fator de financiamento do projeto.

$$PFF = \frac{1 - (0,4 * 0,7938)}{1 - 0,4} = 1,1375 \quad (16)$$

Já definidos o CRF, o CFF e o PFF é possível calcular a taxa de encargo fixo por meio de (2).

$$FCR = 0,0889 * 1,1375 * 1 = 0,1011 \quad (17)$$

Finalmente, para o cálculo do LCOE é utilizada a equação (1). Esta equação inclui os valores do custo de capital (TCC), custo fixo anual de operação (FOC) e produção anual de eletricidade (AEP) que dependem da configuração e do tamanho do sistema. O custo variável de operação (VOC) não é tido em conta para as análises desenvolvidas na dissertação. A seguir são apresentados os valores necessários para o cálculo do LCOE para a configuração mencionada anteriormente (sistema de 60 MW com inversores de 1,5 MW com rastreador localizado em La Guajira).

$$\square \text{ TCC} = \$ 87'167.351,82$$

$$\square \text{ FOC} = \$ 1'160.668,57$$

$$\square \text{ AEP} = 161'427.000 \text{ kWh}$$

$$LCOE = \frac{0,1011 * 87'167.351,82 + 1'160.668,57}{161'427.000} = 0,0618 \text{ \$/kWh} \quad (18)$$

É utilizada uma fração da dívida do termo do projeto igual a 0,5, o que faz que o valor do LCOE seja menor que se o projeto fosse financiado totalmente por capital externo (Dívida do termo do projeto = 1). Fazendo uma análise mais detalhada é proposta uma variação no valor da fração de dívida do projeto (0, 0,5 e 1,0) com o fim de observar as diferenças que possam produzir-se no valor do indicador e especificamente se é produzida alguma mudança na seleção da configuração espacial adequada do sistema. Para exemplificar as variações da variável DF e sua incidência no valor do LCOE na Fig. 11 é

apresentado o gráfico do LCOE com relação à quantidade de *strings* em paralelo de um sistema de 60 MW com inversores de 1,5 MW com rastreador, localizado em La Guajira. Na Fig. 11 é mostrada a configuração de 18 módulos por *string*, apenas é mostrado o resultado para esta configuração dado que o comportamento do gráfico é o mesmo para as outras configurações.

Figura 11 – LCOE calculado pelo método FCR para três valores de DF

Fonte: Autor.

Observa-se que ao aumentar o valor da dívida 50 % o valor do LCOE diminui entre 26 % e 29 % aproximadamente. A diminuição dos valores do LCOE quando a $DF = 0$ e quando $DF = 1$ é de 48 % aproximadamente. Apesar das diferenças em valor serem grandes a configuração espacial obtida se mantém, isto quer dizer que é independente do valor desta variável.

5.2 Custo nivelado de energia simples (sLCOE)

O custo nivelado de energia simples (sLCOE) é o segundo indicador, calculado usando (19).

$$sLCOE = \frac{OCC * CRF + custos\ fix.\ O\&M}{8760 * CF} + custos\ var.\ O\&M \quad (19)$$

OCC (Overnight Capital Cost) é o custo de capital expresso em dólares por kilowatt instalado (\$/kW), o CRF é calculado como mostrado em (3), os custos fixos de operação e manutenção (fix. $O\&M$) estão em dólares por kilowatt-ano (\$/kW-ano) e os custos variáveis de operação e manutenção (var. $O\&M$) em dólares por kilowatt-hora (\$/kWh). No denominador estão o número de horas em um ano (8760) e o fator de capacidade, uma

fração entre 0 e 1 que representa a porção de um ano em que a usina gera energia (NREL, 2018c).

Usando os mesmos valores e a mesma configuração que no exemplo do LCOE, a seguir são mostradas as variáveis envolvidas e o cálculo do sLCOE.

$$\square \text{ OCC} = 1201,62 \text{ \$/kW}$$

$$\square \text{ CRF} = 0,0889$$

$$\square \text{ Fix. O\&M} = \$ 16$$

$$\square \text{ CF} = 0,2540$$

$$sLCOE = \frac{1201,62 * 0,089 + 16}{8760 * 0,2540} = 0,0552 \text{ \$/kWh} \quad (20)$$

A diferença entre o valor do sLCOE e do LCOE calculado pelo método da taxa de encargo fixo é de 12 % aproximadamente. Apesar desta diferença, a configuração espacial do sistema que apresenta o menor valor é a mesma para os dois indicadores.

O valor do sLCOE é influenciado também pelo fração da dívida (DF). Na Fig.12 é mostrado o mesmo exemplo feito para o LCOE, mas com os valores calculados para o sLCOE. O aumento do valor da DF produz uma diminuição no valor do sLCOE; por cada 0,5 de aumento da DF o valor do sLCOE diminui entre 23 e 26 % aproximadamente. A redução total do valor do sLCOE quando o valor da DF passa de 0 a 1 é de 43 % aproximadamente.

Figura 12 – sLCOE para três valores de DF

Fonte: Autor.

5.3 Custo da energia no primeiro ano

O terceiro e último indicador é o custo de energia para o primeiro ano de operação da usina, definido como o quociente entre o custo total de instalação do sistema e a energia injetada na rede no primeiro ano de operação. A equação geral é mostrada abaixo.

$$E_{cost} = \frac{\text{Custo de instalação do sistema } FV}{\text{Energia injetada na rede no primeiro ano}} \quad (21)$$

A seguir é calculado o valor do indicador para a mesma configuração com a qual foram calculados os indicadores anteriores.

$$E_{cost} = \frac{87'167.351,82}{161'427.000} = 0,5400 \text{ \$/kWh} \quad (22)$$

O valor deste indicador é muito mais alto que os dos outros indicadores; porém, para o fim de escolher uma configuração espacial adequada o resultado é o mesmo que o obtido utilizando o sLCOE e o LCOE calculado pelo método FCR.

5.4 Comparação dos indicadores

Nesta seção é feita uma comparação em termos de variáveis utilizadas dos três indicadores de custo de energia utilizados na dissertação. Na Tabela 7 são mostrados os indicadores e as variáveis que usam-se no seu cálculo. O indicador custo da energia no primeiro ano foi denominado como CEPA para efeitos de apresentação na tabela.

Tabela 7 – Comparação das variáveis utilizada pelos indicadores

Indicador	Variável						
	CRF	CFF	PFF	FOC	VOC	Custo de capital	Energia produzida
LCOE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
sLCOE	✓	-	-	✓	✓	✓	✓
CEPA	-	-	-	-	-	✓	✓

Fonte: Autor.

Observa-se que o custo da energia no primeiro ano é o indicador que precisa da menor quantidade de variáveis para seu cálculo, seguido pelo sLCOE e com a maior quantidade de variáveis está o LCOE calculado pelo método FCR. Em termos de precisão econômica pode se dizer que é melhor um indicador que reúna a maior quantidade de variáveis pois tende a ser mais completo e o resultado será mais preciso. No entanto, para os fins desta dissertação (escolha de uma configuração espacial adequada), a precisão não é tão importante e como será mostrado no capítulo seguinte apesar das diferenças que se apresentam nos valores dos indicadores por causa do número de variáveis utilizadas no seu cálculo, o menor valor obtido corresponde à mesma configuração para os três indicadores.

Simulações e resultados

Este capítulo mostra a metodologia utilizada para avaliar o impacto que tem o dimensionamento do sistema fotovoltaico nos três indicadores explicados no capítulo anterior. São mostrados também os resultados das simulações realizadas para análise da configuração dos *strings* e arranjos com respeito aos indicadores. As simulações foram realizadas para determinar qual configuração apresenta os menores valores para cada indicador.

Nesta análise não estão incluídas questões financeiras muito avançadas como redução no custo dos equipamentos, troca de equipamentos ou custos de degradação, apenas pretende-se apresentar uma análise preliminar para ajudar a decidir o tamanho certo do sistema fotovoltaico de acordo com a energia gerada e os custos associados a sua instalação.

6.1 Descrição geral da metodologia

O intuito deste trabalho é avaliar por meio de indicadores de custo de energia a definição da configuração espacial (tamanho dos strings e arranjos) de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Para este propósito várias simulações de energia gerada com diferentes configurações considerando as especificações e os limites dos equipamentos utilizados foram realizadas. A variação positiva do tamanho do string resulta no aumento da tensão de entrada do inversor, enquanto o número de strings em paralelo define a corrente de entrada. A metodologia para atingir os objetivos propostos compõe-se das seguintes fases.

1. Escolha do local de instalação. O local onde o sistema fotovoltaico será instalado é escolhido. Algumas fontes de dados de recursos solares podem ser encontradas em (NREL, 2018b). Além disso, os dados para locais em América Central do Norte e do Sul e no Sudeste Asiático podem ser baixados diretamente do National Solar Radiation Database (NSRDB) para o SAM (NREL, 2018a). Também é possível usar um arquivo específico obtido por medição.

2. Equipamento. Os equipamentos são selecionados neste segundo estágio. Devem ser consideradas as características dos módulos e as restrições de corrente e tensão especificadas no *datasheet*. O SAM inclui um banco de dados de módulos e inversores de diversos fabricantes. Além disso, algumas características do equipamento que não estão no banco de dados podem ser especificadas.
3. Projeto do sistema. O número de módulos por string e os strings em paralelo são definidos. O espaçamento entre fileiras e o ângulo de inclinação são configurados de acordo com as simulações realizadas no capítulo 4. A orientação dos módulos e do rastreador é definida. Em seguida, as perdas do sistema são estimadas (*mismatch* dos módulos, perdas do lado DC, diodos e conexões e sujeira). O SAM permite escolher modelos financeiros, incluindo o método FCR descrito acima; no entanto, apenas as equações e alguns valores padrão mostrados no software foram usados no desenvolvimento do trabalho.
4. Simulação. O sistema fotovoltaico configurado é simulado, ou seja, é obtida a quantidade de energia gerada pelo sistema no primeiro ano de operação, além disso é possível obter outros valores, como o fator de capacidade, o rendimento energético, a relação de desempenho e, no caso de incluir parâmetros financeiros no projeto do sistema, também o LCOE. O SAM possui uma opção chamada de “*parametrics*” que permite inserir mais de um valor para uma ou mais variáveis de entrada para explorar a interferência que tais valores têm no resultado da simulação e assim poder identificar os melhores valores das variáveis de entrada. Esta opção é utilizada para variar a configuração espacial do sistema fotovoltaico (número de strings, módulos por string, ângulo de inclinação, entre outros).
5. Processamento de resultados. Os resultados são organizados e somando os custos para cada uma das configurações, os indicadores são calculados. Este processo é feito no MATLAB, programando um *script* com as equações e variáveis envolvidas que permite plotar os resultados obtidos.
6. Análise. Os resultados são analisados e as conclusões são obtidas.

O fluxograma da metodologia é mostrado na Figura 13.

6.2 Impacto da configuração dos *strings*

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações realizadas para obter a energia gerada por sistemas fotovoltaicos conectados à rede com diferentes configurações espaciais, analisando o impacto que tem a variação dessas configurações nos indicadores descritos no capítulo 5. Na Tabela 8 são apresentados os parâmetros utilizados nas simulações dos sistemas fotovoltaicos de 6 e 60 MW, que foram as duas potências escolhidas

Figura 13 – Fluxograma da metodologia

Fonte: Autor.

para o desenvolvimento da dissertação.

A configuração do sistema FV considerando o tamanho e o número de *strings* depende das características do equipamento escolhido e da capacidade de potência do sistema, razão pela qual os parâmetros variam dependendo da configuração de cada sistema. O tamanho do *string* refere-se ao número de módulos em série que cada *string* possui e depende da tensão de entrada do inversor, enquanto que o número de *strings* em paralelo é condicionado pela corrente. Os valores mostrados na Tabela 8 foram definidos tomando como referência apenas um inversor da capacidade de potência correspondente, isto é, para um sistema de 60 MW, os valores devem ser multiplicados por 60, 40 e 30, respectivamente. O passo indica a variação que cada um dos parâmetros tem ao executar as simulações.

Tabela 8 – Parâmetros de simulação dos sistemas fotovoltaicos analisados

Parâmetro	Configuração		
	1 MW	1,5 MW	2 MW
Tamanho do string	17-22	17-22	17-22
Passo	1	1	1
Strings em paralelo/Inversor	140-190	215-305	300-390
Passo	10	10	10
Número de simulações	36	60	60

Fonte: Autor.

Os principais dados de configuração para as simulações dos sistemas fotovoltaicos podem ser encontrados na Tabela 9. O GCR e o ângulo de inclinação foram definidos de acordo com as simulações realizadas e explicadas no capítulo 4. O limite de rotação referente à configuração com rastreador de um eixo foi definido como 45°, o valor padrão no SAM.

Nas seções seguintes serão apresentados os gráficos feitos após obter os valores dos indicadores do custo de energia e distribuí-los em cada configuração espacial. Por questões de espaço e visualização apenas serão apresentados os gráficos de um tamanho de inversor por sistema (só os gráficos dos sistemas de 6 e 60 MW compostos por inversores de 1,5

Tabela 9 – Configuração básica das simulações

Parâmetro	Petrolina		La Guajira	
	Fixo	1 eixo	Fixo	1 eixo
GCR	0,65	0,475	0,65	0,475
Espaço entre fileiras	2,14 m	4,32 m	2,15 m	4,32 m
Ângulo de inclinação	7,5°	-	8,5°	-
Limite de rotação	-	45°	-	45°

Fonte: Autor.

MW). As simulações, cálculos e gráficos foram feitos para três inversores de capacidades diferentes (1, 1,5 e 2 MW) como foi mencionado e mostrados nas tabelas dos parâmetros de simulação. Os gráficos restantes encontram-se nos Capítulo 7.2.

6.3 Sistema de 6 MW

Os parâmetros de simulação e a configuração dos sistemas são mostrados nas Tabelas 8 e 9 respectivamente. A seguir serão mostrados quatro gráficos que correspondem à relação entre os indicadores de custo de energia e a quantidade de *strings* em paralelo para um sistema de 6 MW composto por quatro inversores de 1,5 MW. Para esta configuração são mostrados quatro gráficos que correspondem aos dois locais (Petrolina ou La Guajira) e às duas configurações de módulos (fixos ou com rastreador) do sistema. Em cada gráfico mostram-se os três indicadores. Nos gráficos o eixo x corresponde a quantidade de strings em paralelo, dividido também pela quantidade de módulos por string, no eixo y esquerdo está o custo da energia para o primeiro ano de funcionamento da usina e no eixo y da direita estão o custo nivelado de energia simples (sLCOE) e o custo nivelado de energia (LCOE) calculado pelo método da taxa de encargo fixo (FCR) expressos em USD/kWh. Para uma melhor visualização, nas figuras apenas são mostrados os resultados para distribuições de 18, 19 e 20 módulos por string. No entanto, as simulações foram feitas para todas as distribuições da Tabela 8, isto é, 17-22 módulos/string.

Na Fig. 14 observam-se os gráficos que relacionam os indicadores de custo de energia e a configuração espacial de um sistema fotovoltaico de 6 MW com rastreador e módulos fixos composto por quatro inversores de 1,5 MW localizado em Petrolina e em La Guajira respectivamente. A configuração com o menor valor do indicador está sinalizada com um círculo vermelho.

O sistema com os menores valores dos indicadores é o que está localizado em La Guajira (Colômbia) e tem rastreador. O seguinte sistema com menores valores dos indicadores é o de Petrolina com rastreador. Evidencia-se que os sistemas com rastreador apresentam os menores valores e existe uma leve diferença de irradiação entre os locais, destacando-se por isto La Guajira. Estas diferenças podem ser um indicador para selecionar um ou outro local para o desenvolvimento de um sistema fotovoltaico. De forma geral o sistema

composto por quatro inversores de 1,5 MW cujos resultados foram mostrados nesta seção é o sistema com os menores valores dos indicadores. Nos gráficos apresentados na Fig. 14 observa-se que a configuração de *strings* adequada é a mesma para os três indicadores, independente do local e da configuração dos módulos (fixos ou com rastreador). A configuração que apresenta o menor valor é a que está composta por 1220 *strings* em paralelo e 18 módulos por cada *string*, o que resulta num sistema com 21960 módulos fotovoltaicos que representam 7,25 MW de potência instalada aproximadamente. Este valor de potência faz que a relação entre o arranjo FV e o inversor seja de 1,15, o que quer dizer que com a configuração adequada tem-se um sistema fotovoltaico sobre-dimensionado.

6.4 Sistema de 60 MW

Nesta seção são apresentados os gráficos da relação entre os indicadores de custo de energia e a configuração espacial de um sistema fotovoltaico de 60 MW composto por quarenta (40) inversores de 1,5 MW. Os gráficos apresentam o mesmo comportamento que os gráficos correspondentes ao sistema de 6 MW, com as respectivas diferenças no valor dos indicadores. Nesta configuração o sistema têm uma capacidade dez vezes maior que a anterior, portanto, os valores dos indicadores são consideravelmente menores (na faixa de 19-23 %), o que está em concordância com a diminuição dos valores dos custos de instalação para usinas de 5 MW e 50 MW (19 % aproximadamente), tomados como referência para os cálculos.

Na Fig. 15 observam-se os gráficos que relacionam a configuração espacial e os indicadores de custo de energia do sistema fotovoltaico com rastreador e módulos fixos composto por quarenta inversores de 1,5 MW localizado em Petrolina e em La Guajira. Novamente é sinalizada a configuração com o menor valor dos indicadores com um círculo vermelho.

De forma análoga aos resultados obtidos para o sistema de 6 MW, o sistema com os menores valores dos indicadores é o sistema localizado em La Guajira (Colômbia) e cuja configuração inclui rastreador. A Fig. 15 que mostra quatro configurações do sistema mostra que a distribuição de *strings* adequada é a mesma para os três indicadores menos em um dos doze casos (Custo da energia no primeiro ano para o sistema localizado em La Guajira com módulos fixos). A configuração adequada em 11 dos 12 casos que tem os menores valores dos indicadores é a que está composta por 12200 *strings* em paralelo e 18 módulos por cada *string*, isto é, um sistema com 219600 módulos fotovoltaicos. A configuração restante tem 19 módulos por *string* em lugar de 18, mas a mesma quantidade de *strings* em paralelo (12200). A potência instalada de cada uma das configurações é de 72,54 e 76,57 MW respectivamente, e a relação entre as potências dos arranjos FVs e a potência dos inversores é de 1,15 e 1,21. Mais uma vez, a configuração adequada do sistema fotovoltaico corresponde a um sistema sobredimensionado.

6.5 Resumo dos resultados obtidos

Esta seção apresenta um resumo dos resultados mostrados nos gráficos das duas seções anteriores. Adicionalmente, é feita uma análise acerca do comportamento parabólico das curvas dos gráficos.

Nos gráficos da relação entre os indicadores de custo de energia e a distribuição dos strings de um sistema fotovoltaico é observado um comportamento parabólico das diferentes curvas. Este comportamento resulta do incremento no número de módulos FV utilizados, o que produz um aumento na geração de energia e em consequência nos custos de instalação do sistema. Porém, chega-se a um ponto no qual apesar do incremento no número de módulos (e no custo), a energia gerada não sofre um incremento significativo, causando que os custos sejam maiores e a produção de energia não justifica tal incremento. Na Fig. 16 são apresentadas as curvas do custo da energia no primeiro ano de um sistema de 60 MW composto por sessenta (60), quarenta (40) e trinta (30) inversores de 1, 1,5 e 2 MW respectivamente localizado em Petrolina com rastreador e 20 módulos por string, onde observa-se melhor o comportamento parabólico descrito.

A seguir, na Tabela 10 apresentam-se as distribuições de *strings* (módulos por *string* e *strings* em paralelo) com os menores valores dos indicadores de custo de energia para sistemas de 6 e 60 MW com rastreador. Nos casos nos quais apresenta-se um valor só quer dizer que é a mesma configuração para os dois locais, caso contrário estarão os valores para cada local antecedido pelas letras LG (La Guajira) ou Pet (Petrolina).

Tabela 10 – Resumo dos resultados das simulações de sistemas FV de 6 e 60 MW com rastreador

Indicador	Tamanho do sistema					
	6 MW			60 MW		
	Tamanho do inversor					
	1 MW	1,5 MW	2 MW	1 MW	1,5 MW	2 MW
LCOE por FCR	19*1140	18*1220	Pet - 19*1140 LG - 19*1170	19*11400	18*12200	Pet - 19*11400 LG - 19*11700
sLCOE	19*1140	18*1220	Pet - 19*1140 LG - 19*1170	19*11400	18*12200	Pet - 19*11400 LG - 19*11700
Custo da energia	19*1140	18*1220	Pet - 19*1140 LG - 19*1170	19*11400	18*12200	Pet - 19*11400 LG - 19*11700

Fonte: Autor.

Da Tabela 10 é interessante observar que a quantidade de *strings* em paralelo do sistema de 6 MW é exatamente dez vezes maior que a quantidade de *strings* do sistema de 60 MW, quer dizer que é a mesma diferença que existe entre a capacidade dos sistemas. Observa-se também que as distribuições dos módulos são as mesmas para os três indicadores utilizados. Este é o resultado mais importante, pois comprova-se que apesar do número de variáveis envolvidas no cálculo do indicador é possível obter a mesma resposta (considerando a resposta como a configuração espacial adequada do sistema FV) que outros indicadores que requerem maiores recursos para seu cálculo.

Pode-se concluir que a configuração adequada para o desenvolvimento do projeto fotovoltaico seria aquela que inclui rastreador, e se estivéssemos escolhendo um local com melhores condições para desenvolver um projeto fotovoltaico o povoado colombiano localizado no estado de La Guajira teria uma leve vantagem. Com respeito ao tamanho do inversor, os sistemas com os menores valores dos indicadores de custo de energia foram os sistemas apresentados nas seções 6.3 e 6.4 compostos por inversores de 1,5 MW.

Figura 14 – Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 6 MW. Configuração com 4 inversores de 1,5 MW.

Fonte: Autor.

Figura 15 – Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 60 MW. Configuração com 40 inversores de 1,5 MW.

Fonte: Autor.

Figura 16 – Custo da energia no primeiro ano vs. Quantidade de strings em paralelo. Sistema de 60 MW com rastreador localizado em Petrolina

a) Sistema composto por 60 inversores de 1 MW

b) Sistema composto por 40 inversores de 1,5 MW

c) Sistema composto por 30 inversores de 2 MW

Fonte: Autor.

Considerações finais

Este trabalho apresentou os resultados do projeto de mestrado intitulado Metodologia para Avaliação do Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Foi analisada a configuração espacial de sistemas fotovoltaicos de diversas capacidades para avaliar o impacto que tem a variação dessas configurações na produção de energia e no valor de três indicadores definidos que dependem dos custos de instalação dos sistemas FV e de sua produção de energia.

Pode-se concluir que por meio do uso dos indicadores de custo de energia apresentados é possível selecionar a configuração espacial adequada de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Tal configuração varia em termos de quantidade de módulos e de strings. Com o uso dos indicadores podem ser comparados sistemas localizados em diferentes lugares e assim determinar qual deles é o que apresenta as condições mais favoráveis para o desenvolvimento de um empreendimento fotovoltaico.

Como parte do desenvolvimento do trabalho foram apresentados os resultados das simulações realizadas que permitiram evidenciar o comportamento da energia produzida quando a configuração de strings e de espaçamento varia. Os resultados mostram como é possível atingir até 26 % a mais de energia com um sistema com rastreador de um eixo e *backtracking*, comparado com um sistema de módulos fixos. A variação positiva do espaçamentos entre fileiras de painéis de um sistema com módulos fixos não representa incrementos significativos na geração de energia; espaçamentos acima de 1,2 m o incremento de energia não ultrapassa o 4 %.

Segundo os resultados obtidos não apresentam-se diferenças significativas entre as configurações adequadas obtidas para cada sistema ao mudar o tamanho do inversor, isto é, os menores valores do indicador para um sistema composto por inversores de 2 MW não são muito diferentes dos valores apresentados por um sistema com inversores de 1,5 MW (as diferenças nos valores dos indicadores não ultrapassam 1,5 %).

Conclui-se que qualquer um dos três indicadores pode ser usado para um estágio de pré-dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, uma vez que o menor valor deles corresponde à mesma configuração de string. Isso prova que, apesar de não represen-

tar um poderoso indicador econômico, o custo da energia é útil em um estágio preliminar de projeto. Em relação aos dois indicadores de custo nivelado de energia, pode-se dizer que, devido à inclusão de um maior número de variáveis em seu cálculo, o LCOE calculado pelo método da taxa de encargo fixo (FCR) oferece um valor mais próximo dos 100 \$/MWh apresentados pela IRENA em (IRENA, 2018b), enquanto os resultados do custo nivelado de energia simples apresentam valores mais baixos (61 \$/MWh para sistemas com módulos fixos e 56 \$/MWh para sistemas com rastreador). No Brasil o preço médio da energia no último leilão de energias renováveis (27º Leilão de Energia Nova A-4) foi de 35,57 \$/MWh (valor na data de realização do leilão) para usinas de tecnologia solar fotovoltaica (CCEE, 2018). Este valor tão baixo faz pensar que os resultados apresentados neste trabalho não tem nenhum valor prático; porém, os valores aqui apresentados não pretendem ajustar-se à realidade, mas mostrar um método de comparação de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos por meio de indicadores de custo de energia. A diferença entre os valores reais (do leilão) e os valores obtidos nesta dissertação indicam que é necessário tomar em conta diferentes fatores que podem influenciar o cálculo dos indicadores, especialmente os valores das taxas usadas. Outros valores de referência para o LCOE são dados no benchmark de custos de sistemas solares fotovoltaicos (FU et al., 2017) que mostra valores entre 40 \$/MWh e 60 \$/MWh.

A relação entre a potência do arranjo FV e a potência do inversor foi maior que 1,14 e menor que 1,21 para todas as configurações adequadas achadas, o que indica que os sistemas fotovoltaicos apresentam melhores desempenhos quando sobre-dimensionados. Pode-se concluir que por meio dos indicadores de custo de energia permite encontrar uma configuração espacial adequada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de forma simples, permitindo a comparação e o dimensionamento de projetos em diferentes locais e de qualquer potência, sendo de grande utilidade no planejamento inicial de sistemas FV.

7.1 Publicações

Lista dos trabalhos publicados durante o mestrado.

- Gemignani, M., Rostegui, G., Salles, M. B., & Kagan, N. (2017, June). Methodology for the sizing of a solar PV plant: A comparative case. In Clean Electrical Power (ICCEP), 2017 6th International Conference on (pp. 7-13). IEEE.
- Gemignani, M., Rostegui, G. J., & Kagan, N. (2017, November). Solar radiation synthetic sequences and bidding strategies for energy auctions. In Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2017 IEEE 6th International Conference on (pp. 406-411). IEEE.

- Rostegui, G., Salles, M. B. , & Gemignani, M.(2018, June). Methodology for the sizing of grid-connected photovoltaic systems. In Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-7), 2018 7th World Conference on. IEEE. Em publicação.

7.2 Sugestões para trabalhos futuros

A pesquisa desenvolvida nesta dissertação de mestrado pode ser considerada como a parte inicial de um projeto mais complexo no qual podem ser aplicadas técnicas avançadas de otimização para definir qual é a configuração ótima de um sistema fotovoltaico, tendo em conta diferentes variáveis. Um outro avanço importante na pesquisa seria a inclusão dos custos de sistemas fotovoltaicos em valores locais (reais no Brasil e pesos colombianos na Colômbia), assim como a aplicação dos diferentes incentivos que existem em cada país para que a análise econômica esteja o mais completa possível.

Referências

- ANEEL. **Atlas de Energia Eletrica do Brasil**. 2017. Acesso em: maio de 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_solar/3_2.htm>.
- AZZAM, Y. A.; IBRAHIM, N. A feasibility study of the use of solar photovoltaic energy in saudi arabia: A case study assessment in a factory in zulfi city. **Journal of Solar Energy Engineering**, 2018. American Society of Mechanical Engineers, v. 140, n. 4, p. 041013, 2018.
- CCEE. **Info Leilao N. 022 - 27 Leilao de Energia Nova (A-4)**. [S.l.], 2018.
- COLE, W. et al. **2016 Standard Scenarios Report: A US Electricity Sector Outlook**. [S.l.], 2016.
- ELMINIR, H. K. et al. Optimum solar flat-plate collector slope: case study for helwan, egypt. **Energy Conversion and Management**, 2006. Elsevier, v. 47, n. 5, p. 624–637, 2006.
- ENEL. **ENEL inaugurates the largest solar park in operation in South America. Original in portuguese**. 2017. Acesso em: junho de 2018. Disponível em: <<https://www.enel.com.br/pr/midia/news/d201711-enel-inaugura-o-maior-parque-solar-em-operacao-da-america-do-sul.html>>.
- EPRI. **TAG - Technical Assessment Guide, Volume 3: Fundamentals and Methods**. [S.l.], 1987.
- FARANDA, R. S. et al. The optimum pv plant for a given solar dc/ac converter. **Energies**, 2015. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 8, n. 6, p. 4853–4870, 2015.
- FU, R. et al. **US solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2017**. [S.l.], 2017.
- HOUARI, Z. M. et al. Photovoltaic solar array: Modeling and output power optimization. **Environmental Progress & Sustainable Energy**, 2016. Wiley Online Library, v. 35, n. 5, p. 1529–1536, 2016.
- IEA. **IEA Renewables**. 2017. Acesso em: fevereiro de 2018. Disponível em: <<https://www.iea.org/topics/renewables/>>.
- IRENA. **Renewable capacity statistics 2018**. [S.l.], 2018.

- _____. **Renewable Power Generation Costs in 2017**. [S.l.], 2018.
- KERN, J.; HARRIS, I. On the optimum tilt of a solar collector. **Solar Energy**, 1975. Elsevier, v. 17, n. 2, p. 97–102, 1975.
- KORNELAKIS, A.; KOUTROULIS, E. Methodology for the design optimisation and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems. **IET Renewable Power Generation**, 2009. IET, v. 3, n. 4, p. 476–492, 2009.
- KORNELAKIS, A.; MARINAKIS, Y. Contribution for optimal sizing of grid-connected pv-systems using pso. **Renewable Energy**, 2010. Elsevier, v. 35, n. 6, p. 1333–1341, 2010.
- MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, 2006. Elsevier, v. 80, n. 12, p. 1517–1539, 2006.
- NOTTON, G.; LAZAROV, V.; STOYANOV, L. Optimal sizing of a grid-connected pv system for various pv module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. **Renewable Energy**, 2010. Elsevier, v. 35, n. 2, p. 541–554, 2010.
- NREL. **National Solar Radiation Database**. 2018. Acesso em: julho de 2018. Disponível em: <<https://nsrdb.nrel.gov/>>.
- _____. **Resources - Weather Data**. 2018. Acesso em: maio de 2018. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/weather>>.
- _____. **Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation**. 2018. Acesso em: julho de 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>>.
- _____. **System Advisor Model - Help Documentation**. 2018.
- PARAVALOS, C. et al. Optimal design of photovoltaic systems using high time-resolution meteorological data. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, 2014. IEEE, v. 10, n. 4, p. 2270–2279, 2014.
- PEIPPO, K.; LUND, P. Optimal sizing of grid-connected pv-systems for different climates and array orientations: a simulation study. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, 1994. Elsevier, v. 35, p. 445–451, 1994.
- PEREZ-GALLARDO, J. et al. Ecodesign of photovoltaic grid-connected systems. **Renewable Energy**, 2014. Elsevier, v. 64, p. 82–97, 2014.
- PILLAI, G.; NASER, H. A. Y. Techno-economic potential of largescale photovoltaics in bahrain. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, 2018. Elsevier, v. 27, p. 40–45, 2018.
- PINTO, L. et al. Overcoming renewable energy climatological risks: the hydroeolic pool. In: IEEE. **Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2012 11th International Conference on**. [S.l.], 2012. p. 272–276.

RAMLI, M. A. et al. Optimal sizing of grid-connected photovoltaic energy system in saudi arabia. **Renewable Energy**, 2015. Elsevier, v. 75, p. 489–495, 2015.

RODRIGO, P.; VELÁZQUEZ, R.; FERNÁNDEZ, E. F. Dc/ac conversion efficiency of grid-connected photovoltaic inverters in central mexico. **Solar Energy**, 2016. Elsevier, v. 139, p. 650–665, 2016.

VELASCO, G. et al. Simulation-based criteria for the power sizing of grid-connected pv systems. **International Review on Modelling and Simulations (I. RE. MO. S.)**, 2011. v. 4, n. 5, 2011.

YADAV, A. K.; CHANDEL, S. Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2013. Elsevier, v. 23, p. 503–513, 2013.

YELLOWLITE. **Commercial Depreciation On A Solar Energy System**. 2016. Acesso em: junho de 2018. Disponível em: <<https://www.yellowlite.com/blog/post-/commercial-depreciation-on-a-solar-energy-system/>>.

Anexos

ANEXO **A**

Gráficos dos indicadores de custo de energia

Figura 17 – Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 6 MW. Configuração com 6 inversores de 1 MW.

Fonte: Autor.

Figura 18 – Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 6 MW. Configuração com 3 inversores de 2 MW.

Fonte: Autor.

Figura 19 – Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 60 MW. Configuração com 60 inversores de 1 MW.

Fonte: Autor.

Figura 20 – Custo nivelado de energia calculado pelo método FCR, custo nivelado de energia simples (sLCOE) e custo da energia no primeiro ano para um sistema de 60 MW. Configuração com 30 inversores de 2 MW.

Fonte: Autor.