

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

**MARIO LUIZ FERRARI PIN**

**LEVANTAMENTO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA  
COM SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO APLICADOS À  
ARQUITETURA NOS EDIFÍCIOS DO CAMPUS SÃO PAULO DA USP**

**SÃO PAULO  
2017**

MARIO LUIZ FERRARI PIN

LEVANTAMENTO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM  
SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO APLICADOS À ARQUITETURA NOS EDIFICIOS  
DO CAMPUS SÃO PAULO DA USP

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-  
Graduação em Energia do Instituto de Energia e  
Ambiente da Universidade de São Paulo para a  
obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

Versão Corrigida

SÃO PAULO  
2017

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

#### FICHA CATALOGRÁFICA

Pin, Mario Luiz Ferrari.

Levantamento do potencial de geração fotovoltaica com sistemas de microgeração aplicados à arquitetura no edifício do campus São Paulo da USP. / Mario Luiz Ferrari Pin; orientador: Roberto Zilles. — São Paulo, 2017. 103f.: il. 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Microgeração. 3. Geração de energia elétrica – distribuição. I. Título.

Nome: PIN, Mario Luiz Ferrari

Título: Levantamento do potencial de geração fotovoltaica com sistemas de microgeração aplicados à arquitetura nos edifícios do campus São Paulo da USP.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em:

Banca examinadora

Prof. Dr. \_\_\_\_\_ Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_ Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_ Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_ Instituição: \_\_\_\_\_

Presidente Assinatura: \_\_\_\_\_

Dedico esse trabalho a meu querido avô  
Victorio José Pin, grande metalúrgico,  
que despertou em mim o interesse  
investigativo e científico.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar aos meus pais Mario e Maria Helena, por sempre terem priorizado a minha educação, mesmo que algumas vezes às custas de muito sacrifício pessoal.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Roberto Zilles, por me oferecer essa oportunidade de estudo, pelos conhecimentos transmitidos e pela paciência em me orientar neste trabalho.

Ao Instituto de Energia e Ambiente da USP, por me propiciar um ambiente de excelente qualidade para os estudos.

Aos colegas do IEE, pelas longas discussões e pelos momentos de descontração.

Aos colegas de trabalho no IFSP de Boituva, pelo apoio e incentivo nesses últimos meses para que eu pudesse concretizar esse trabalho.

E por fim, à minha namorada Giorjety, pelo incentivo, ajuda e principalmente paciência, que foram essenciais para que eu concluísse essa dissertação.

## RESUMO

PIN, Mario Luiz Ferrari. **Levantamento do potencial de geração fotovoltaica com sistemas de microgeração aplicados à arquitetura no edifício do campus São Paulo da USP.** 2017. 102f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

O objetivo deste trabalho foi determinar o potencial de geração fotovoltaica com sistemas de microgeração sobre os edifícios dentro do campus São Paulo da USP. As diferentes topologias de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foram descritas, apresentando as vantagens e desvantagens de cada uma delas. Em 2012, com a edição da Resolução Normativa nº482 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tornam-se possíveis no Brasil a instalação de sistemas de geração de energia a partir de fontes renováveis, de forma distribuída, onde o consumidor conectado à rede de distribuição injeta energia na rede elétrica e com isso gera créditos que são usados nos meses subsequentes. A Resolução Normativa nº 687 da ANEEL e o Convênio 16 do CONFAZ, ambos de 2015, estabeleceram novas regras que tornaram a geração distribuída mais atrativa economicamente, o que resultou no crescimento do número de instalações de forma acelerada a partir desse ano. A usina fotovoltaica do Instituto de Energia e Ambiente é formada por quatro instalações distintas e tem uma potência instalada de 540 kWp. Os dados de produção e de desempenho do primeiro ano de operação das instalações que se encontram sobre a Biblioteca Brasileira Guita e José Mindlin e do Instituto de Estudos Brasileiros foram utilizados para que parâmetros mais adequados fossem inseridos no simulador de sistemas fotovoltaicos SISIFO. Com esses parâmetros, juntamente com dados solarimétricos do projeto SWERA e meteorológicos do INMET utilizou-se o software SISIFO para simular a capacidade de produção de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos de microgeração sobre os edifícios identificados no campus. A capacidade anual de produção de energia elétrica calculada para esses sistemas é de 2.600 MWh o que corresponde a 3,1% do consumo total de eletricidade do campus entre abril de 2015 e maio de 2016.

**Palavras-chave:** geração distribuída, microgeração, sistemas fotovoltaicos, simulação.

## ABSTRACT

PIN, Mario Luiz Ferrari. **Survey of the photovoltaic generation potential with microgeneration systems applied to architecture on the buildings of São Paulo campus of USP.** 2017. 102f . Dissertation (Master of Science) - Graduate Program in Energy, University of São Paulo, São Paulo, 2017.

The goal of this work was to determine the potential of photovoltaic generation with microgeneration systems on the buildings within the São Paulo campus of USP. The different topologies of on grid photovoltaic systems were described, presenting the advantages and disadvantages of each one of them. In 2012, with the issuance of Normative Resolution No. 482 by the National Electric Energy Agency (ANEEL), it became possible in Brazil to install power generation systems from renewable sources in a distributed way, where consumers connected to the distribution network injects power into the grid and thereby generates credits that are used in the subsequent months. The Normative Resolution N ° 687 of ANEEL and CONFAZ Agreement 16, both of 2015, established new rules that made distributed generation more economically attractive, which resulted in an accelerated growth of the number of installations as of this year. The photovoltaic power plant of the Institute of Energy and Environment is formed by four distinct installations and has an installed power of 540 kWp. The production and performance data of the first year of operation of the facilities located on the Brasiliana Guita and José Mindlin Library and the Brazilian Institute of Studies were used to set the most appropriate parameters to be inserted in the SISIFO photovoltaic system simulator. With these parameters, together with solarimetric data from the SWERA project and meteorological data from INMET, SISIFO was used to simulate the electricity production capacity from photovoltaic microgeneration systems on the identified campus buildings. The annual electricity production capacity calculated for these systems is 2,600 MWh which corresponds to 3.1% of total campus consumption of electricity between April 2015 and May 2016.

**Keywords:** distributed generation, microgeneration, photovoltaic systems, simulation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Sistema fotovoltaico isolado.....	20
Figura 1.2 - Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com inversor único.....	22
Figura 1.3 - Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com múltiplos inversores. ....	23
Figura 1.4 - Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com microinversores. ....	24
Figura 2.1 - Número acumulado de instalações de micro e minigeração fotovoltaica no Brasil .....	36
Figura 2.2 - Número de novas instalações de micro e minigeração fotovoltaica no Brasil .....	37
Figura 3.1 - Campus São Paulo da USP e as instalações da usina fotovoltaica do IEE-USP. .	40
Figura 3.2 - (a) Instalações fotovoltaicas no IEE-USP; (b) Instalação sobre a Biblioteca Brasileira Guita e José Mindlin.....	40
Figura 3.3 - Central fotovoltaica sobre o solo CTPV .....	41
Figura 3.4 - Eletrocentro do sistema CTPV .....	42
Figura 3.5 - Vista superior do sistema BIPV .....	43
Figura 3.6 - Vista inferior do sistema BIPV .....	43
Figura 3.7 - Gerador fotovoltaico do sistema BAPV-CR.....	44
Figura 3.8 - Estrutura de montagem dos inversores da usina fotovoltaica.....	45
Figura 3.9 - (a) Um dos dez inversor de 15 kW utilizados na usina. (b) Detalhe do painel do inversor. ....	46
Figura 3.10 - Caixa de conexão c.c. ....	46
Figura 3.11 - (a) Chave seccionadora e dispositivos de proteção contra surtos (DPS); (b) Sistema de medição de grandezas elétricas. ....	47
Figura 3.12 - Esquema elétrico do sistema BAPV sobre o edifício da Biblioteca Brasileira Guita e José Mindlin.....	48
Figura 3.13 - Disposição dos painéis no telhado e detalhe da estrutura de montagem dos módulos fotovoltaicos. ....	49
Figura 3.14 - Vista frontal da montagem dos módulos fotovoltaicos sobre o telhado.....	49
Figura 3.15 - Vista traseira da montagem dos módulos fotovoltaicos sobre o telhado.....	50
Figura 3.16 - Equipamentos de aquisição e transmissão de dados da usina fotovoltaica.....	51
Figura 4.1 - Tela inicial do SISIFO .....	53
Figura 4.2 - Ícones para selecionar a versão do simulador.....	54
Figura 4.3 - Tela para inserção dos dados de localização do sistema fotovoltaico. ....	55
Figura 4.4 - Tela para carregamento da planilha com os dados solarimétricos.....	56
Figura 4.5 - Tela para inserção dos dados do módulo fotovoltaico utilizado na instalação.....	58
Figura 4.6 - Tela para inserção dos dados do gerador fotovoltaico.....	60

Figura 4.7 - Tela para inserção do balanço do sistema.....	63
Figura 4.8 - Tela de entrada de opções da simulação.....	64
Figura 4.9 - Comparação de dados medidos no primeiro ano de operação da usina BAPV e dados históricos do projeto SWERA.....	69
Figura 4.10 - Comparação entre o valor medido de produção da usina fotovoltaica e o valor simulado com os parâmetros selecionados.....	71
Figura 5.1 - (a) Conjunto Residencial da USP (CRUSP); (b) Detalhe de um dos sete edifícios do CRUSP. ....	73
Figura 5.2 - Edifícios do instituto de Ciências Biomédicas .....	75
Figura 5.3 - Faculdade de Economia e Administração.....	77
Figura 5.4 - Instituto de Química.....	78
Figura 5.5 - Departamento de Engenharia Química.....	80
Figura 5.6 - Departamento de História e Geografia (FFLCH) .....	81
Figura 5.7 - Instituto de Geociências.....	83
Figura 5.8 - Centro de Difusão Internacional.....	84
Figura 5.9 - Faculdade de Odontologia .....	88
Figura 5.10 - Faculdade de Medicina Veterinária e Zootecnia .....	89
Figura 5.11 - Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas .....	91
Figura 5.12 - Instituto Oceanográfico.....	92
Figura 5.13 - Centro de Práticas Esportivas da USP - Raia Olímpica.....	94
Figura 5.14 - Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica .....	95

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Limites de potência para micro e minigeração.....	33
Tabela 2.2 - Número de conexões de micro e minigeração por fonte de energia em junho de 2016 .....	35
Tabela 2.3 - Numero de conexões por classe de consumo.....	35
Tabela 2.4 - Número de conexões por modalidade .....	38
Tabela 3.1 - Produção de energia elétrica e indicadores de desempenho da usina BAPV.....	52
Tabela 4.1 - Dados solarimétricos utilizados para a simulação do primeiro ano de funcionamento da usina BAPV do IEE. ....	68
Tabela 4.2 - Resultados de simulações para diversos níveis de acúmulo de sujeira no painel fotovoltaico.....	70
Tabela 5.1 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 24,96 kWp sobre o telhado de um dos prédios do CRUSP.....	74
Tabela 5.2 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o telhado de um dos prédios do ICB.....	76
Tabela 5.3 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o telhado do edifício da Faculdade de Economia e Administração.....	78
Tabela 5.4 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 58,4 kWp sobre o telhado de um dos edifícios do Instituto de química .....	79
Tabela 5.5 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o telhado do edifício do Departamento de Engenharia Química da Escola Politécnica.....	81
Tabela 5.6 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 59,8 kWp sobre o telhado do edifício do Departamento de História e Geografia da Faculdade de Filosofia e Ciências Humanas ....	82
Tabela 5.7 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o telhado do edifício do Instituto de Geociências.....	84
Tabela 5.8 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 54,6 kWp sobre o telhado do edifício A do Centro de Difusão Internacional.....	85
Tabela 5.9 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 46,8 kWp sobre o telhado do edifício B do Centro de Difusão Internacional.....	86
Tabela 5.10 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 31,2 kWp sobre o telhado do edifício C do Centro de Difusão Internacional .....	87

Tabela 5.11 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre os telhados dos edifícios da Faculdade de Odontologia .....	89
Tabela 5.12 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre edifício na Faculdade de Medicina Veterinária .....	90
Tabela 5.13 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre os edifícios do Instituto de Astronomia e Geofísica e Ciências Atmosféricas .....	92
Tabela 5.14 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o edifício do Instituto Oceanográfico.....	93
Tabela 5.15 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o edifício do Centro de Práticas Esportivas da USP na Raia Olímpica.....	95
Tabela 5.16 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica .....	96
Tabela 5.17 - Produção anual de energia elétrica com sistemas de microgeração para os edifícios simulados .....	97

## LISTA DE SÍGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Auto Produtor de Energia
BAPV	<i>Building Applied Photovoltaics</i>
BDMEP	Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
CEPE	Centro de Práticas Esportivas da USP
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CRUSP	Conjunto Residencial da USP
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEA	Faculdade de Economia e Administração
FFLCH	Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas
GD	Geração Distribuída
IAG	Instituto de Astronomia e Geofísica
ICB	Instituto de Ciências Biomédicas
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEB	Instituto de Estudos Brasileiros
IEE	Instituto de Energia e Ambiente
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IO	Instituto Oceanográfico
IQ	Instituto de Química
LSF	Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia
PR	<i>Performance Ratio</i>
PRODIST Nacional	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RN	Resolução Normativa
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCG	Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SISGD	Sistema de Registro de Geração Distribuída
SPMP	Seguidor de Ponto de Máxima Potência
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
USP	Universidade de São Paulo

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	16
Objetivos.....	17
Objetivo geral .....	17
Objetivos específicos .....	17
Metodologia.....	18
1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	19
1.1 Sistemas isolados .....	19
1.2 Sistemas conectados à rede elétrica .....	20
1.2.1 Ligação com inversor único .....	21
1.2.2 Ligação com múltiplos inversores.....	22
1.2.3 Ligação com microinversores .....	23
1.2.4 Características de conexão com a rede elétrica.....	25
1.2.5 Avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica ....	26
2 GERAÇÃO DISTRIBUIDA .....	29
2.1 Geração distribuída no Brasil .....	30
2.1.1 Resolução normativa nº482/2012 .....	32
2.1.2 Evolução das instalações de GD no Brasil.....	34
3 USINA FOTOVOLTAICA DO IEE-USP .....	39
3.1 Central fotovoltaica sobre o solo (CTPV) .....	41
3.2 Estacionamento com sistema integrado a arquitetura (BIPV).....	42
3.3 Sistema sobre o telhado do edifício administrativo do IEE- USP (BAPV - CR).....	44
3.4 Sistema sobre o telhado da Biblioteca Brasileira Guita e Jose Mindlin (BAPV).....	44
3.4.1 Instalação elétrica.....	45
3.4.2 Estrutura de fixação.....	48
3.4.3 Sistema de aquisição de dados .....	50
3.4.4 Dados do primeiro ano de produção .....	51
4 SIMULADOR SISIFO .....	52
4.1 Dados de localização do sistema fotovoltaico .....	54
4.2 Entrada de dados meteorológicos .....	55
4.3 Parâmetros dos módulos fotovoltaicos .....	56
4.4 Parâmetros do gerador fotovoltaico .....	59

4.5 Parâmetros de balanço do sistema .....	62
4.6 - Opções da simulação .....	63
4.6.1 Opções básicas .....	64
4.6.2 Opções avançadas .....	65
4.7 Simulação da geração de energia elétrica da instalação sobre a Biblioteca Brasileira / IEB utilizando o SISIFO .....	67
5 ANÁLISE DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO NO CAMPUS DA USP EM SÃO PAULO .....	72
5.1 Identificação de telhados em edificações do Campus São Paulo da USP para instalação BAPV de microgeração .....	72
5.1.1 Conjunto Residencial da USP (CRUSP) .....	73
5.1.2 Instituto de Ciências Biomédicas (ICB) .....	75
5.1.3 Faculdade de Economia e Administração (FEA) .....	77
5.1.4 Instituto de Química .....	78
5.1.5 Departamento de Engenharia Química .....	79
5.1.6 Departamento de História e Geografia (FFLCH) .....	81
5.1.7 instituto de Geociências .....	83
5.1.8 Centro de Difusão Internacional .....	84
5.1.9 Faculdade de Odontologia .....	88
5.1.10 Faculdade de Medicina Veterinária e Zootecnia .....	89
5.1.11 Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas .....	90
5.1.12 Instituto Oceanográfico .....	92
5.1.13 Centro de Práticas Esportivas da USP - Raia Olímpica .....	94
5.1.14 Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica .....	95
5.2 Estimativa do impacto dos sistemas de microgeração no consumo do campus São Paulo da USP .....	96
CONCLUSÃO .....	99
REFERÊNCIAS .....	100

## INTRODUÇÃO

Com a crescente preocupação relacionada ao meio ambiente nas últimas décadas, atenção tem sido colocada no desenvolvimento de formas mais limpas e eficientes de geração de energia, em substituição aos combustíveis fósseis e de grandes usinas geradoras longe dos centros de consumo. Uma das alternativas é o emprego da geração distribuída de energia elétrica, onde a energia elétrica é gerada de forma descentralizada em pequenas centrais de produção de eletricidade conectadas ao sistema de distribuição e, portanto próximas aos consumidores (ACKERMANN et al, 2001).

A resolução normativa nº482 editada em 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentou a geração distribuída de energia elétrica a partir de fontes renováveis no Brasil, estabelecendo regras e condições de acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica. Nessa resolução a ANEEL propõe um sistema de compensação de energia, ou *net metering*. Com esse sistema, o consumidor não precisa consumir toda a energia produzida instantaneamente. Caso a produção de energia elétrica seja superior ao consumo próprio, o consumidor pode injetar essa energia excedente na rede de distribuição que é transformada em créditos de energia elétrica que podem ser utilizados pelo consumidor para abater o consumo de energia da rede elétrica nos momentos em que a geração própria não atende toda a sua demanda (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012). A resolução normativa nº482/2012 e sua revisão, a resolução normativa nº687 de 2015, estabelecem dois tipos de geração distribuída, a microgeração, que são sistemas com potência instalada de até 75 kW e minigeração, sistemas com potência instalada entre 75 kW e 3 MW para sistemas hídricos e 5 MW para demais fontes de energia renováveis. Fica estabelecido também que os créditos de energia gerados podem ser utilizados em um prazo de até 60 meses (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Para um país como o Brasil, com grande extensão territorial e alta incidência de radiação solar, a energia solar fotovoltaica se apresenta como uma das escolhas mais promissoras para a geração distribuída (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014). Esta modalidade, nas últimas décadas, tem adquirido cada vez mais seu espaço, consequência do aumento da tarifa de energia elétrica, do avanço na tecnologia com equipamentos mais eficientes e do barateamento na produção de módulos fotovoltaicos e equipamentos relacionados (CHANG, 2012), (GRANDIN, 2012).

## **Objetivos**

### **Objetivo geral**

O objetivo deste estudo foi de estimar o potencial de geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos de microgeração conectados à rede nos edifícios do campus São Paulo da Universidade de São Paulo.

### **Objetivos específicos**

Os objetivos específicos deste trabalho foram:

- Revisar os principais conceitos sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- Revisar a legislação específica para geração distribuída de energia elétrica no Brasil;
- Descrever a usina fotovoltaica do IEE-USP, com ênfase na instalação localizada sobre o telhado da Biblioteca Brasileira Guita e José Mindlin e do Instituto de estudos Brasileiros (IEB);
- Adequar os parâmetros de simulação com o programa SISIFO comparando os dados de simulação com os dados de produção real da instalação fotovoltaica citada acima;
- Identificar edificações que sejam interessantes para instalação de sistemas fotovoltaicos de microgeração no campus;
- Fazer o levantamento do potencial de geração de energia elétrica fotovoltaica nessas edificações com instalações de microgeração utilizando o simulador SISIFO;
- Estimar qual seria o impacto dessas instalações no consumo de energia elétrica total do campus.

## Metodologia

Para que os objetivos desse estudo fossem atingidos, primeiramente revisaram-se as bibliografias relacionada aos diferentes tipos de instalações fotovoltaicas conectadas à rede elétrica e também à legislação específica sobre geração distribuída no Brasil, descrevendo o sistema de compensação de energia adotado.

Em seguida, obtiveram-se os dados para análise do sistema fotovoltaico instalado sobre o telhado da Biblioteca Brasileira a partir de um sistema de monitoramento remoto da instalação, que faz a medições dos parâmetros elétricos no local e os envia através de um *link* de WiFi para o Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE-USP, onde são processados e armazenados.

Após o levantamento dos dados de produção da instalação citada acima, e os dados solarimétricos obtidos a partir de uma estação de medição localizada no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos, estes foram usados para definir os melhores parâmetros de simulação e validar os dados gerados pelo simulador SISIFO.

Por fim, foram utilizadas imagens de satélite para identificar os telhados de maior interesse para instalação de sistemas fotovoltaicos de microgeração no campus São Paulo da USP. A partir dessas imagens foi possível identificar a área disponível, a sua orientação geográfica e a existência de obstáculos que pudessem causar sombreamento no sistema projetado.

O potencial fotovoltaico em cada um desses telhados identificados foi levantado através de simulações utilizando o simulador SISIFO.

Com os dados das faturas de energia elétrica do campus e de simulações consolidados, foi possível estimar o impacto desses sistemas de microgeração no consumo de energia elétrica do campus.

## 1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

É denominado sistema fotovoltaico o conjunto de equipamentos, que agrupados realizam a conversão da energia solar em energia elétrica. A conversão fotovoltaica é feita através dos módulos fotovoltaicos, que podem ser conectados em configurações série e paralelo formando um arranjo fotovoltaico para obter os valores de tensão e corrente desejados. Além dos módulos fotovoltaicos, que são os responsáveis diretos pela conversão da energia solar em elétrica, outros equipamentos compõem o sistema, como baterias, controladores de carga, inversores, equipamentos de proteção, monitoramento e manobra (CASSARES, 2016). Os sistemas fotovoltaicos podem ser implementados de duas maneiras principais: sistemas isolados ou *off-grid* e sistemas conectados a rede elétrica ou *grid-tie*, que são melhor descritos nas seções seguintes.

### 1.1 Sistemas isolados

Os sistemas fotovoltaicos isolados são utilizados para prover eletricidade em localidades onde a expansão da rede elétrica é inviável economicamente ou tecnicamente (PINHO; GALDINO, 2014). Esses sistemas são compostos por um gerador fotovoltaico que capta a energia solar e, devido à intermitência da fonte solar, um banco de baterias é utilizado para acumular energia que é utilizada em períodos onde a energia captada pelo gerador fotovoltaico não é suficiente para alimentar todas as cargas conectadas no sistema. Um sistema de controle de carga é utilizado para garantir que a bateria opere dentro de suas características técnicas, desconectando o gerador fotovoltaico do sistema para evitar sobrecargas nas baterias ou desconectando as cargas para evitar que as baterias operem abaixo do estado de carga mínima. Como a energia gerada pelo gerador fotovoltaico é em corrente contínua, um inversor c.c./c.a. é utilizado para converter a corrente contínua em corrente alternada, adequada para alimentar a maior parte dos equipamentos elétricos disponíveis no mercado.

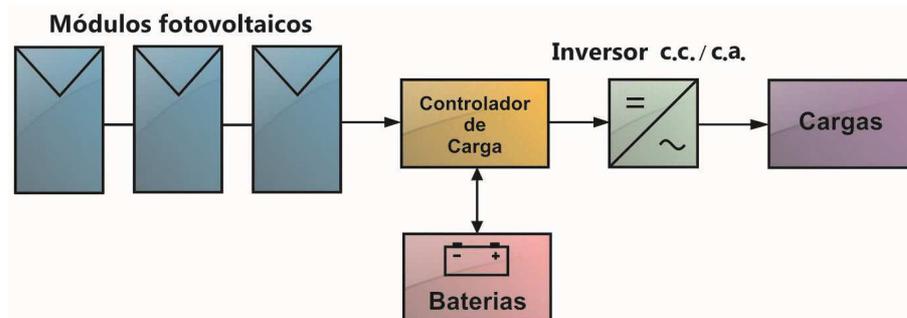
Sistemas fotovoltaicos isolados apresentam como vantagens: operação silenciosa, uma vez que não existem partes móveis no sistema; não emitem poluição atmosférica, e são

sistemas modulares, ou seja, podem ser expandidos facilmente caso a necessidade de carga seja aumentada.

Como desvantagem é possível citar: a dependência de condições climáticas, portanto, em situações onde o recurso solar é limitado por grandes períodos, como vários dias chuvosos, a disponibilidade de energia no sistema pode ser limitada; o tamanho e peso do banco de baterias, que, dependendo das condições de acesso a localidade de instalação, pode ser um fator limitante na instalação do sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

Na figura 1.1 é apresentado um diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico isolado.

Figura 1.1 - Sistema fotovoltaico isolado.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

## 1.2 Sistemas conectados à rede elétrica

Diferentemente de sistemas fotovoltaicos isolados, onde bancos de baterias são empregados para que o sistema consiga fornecer energia em momentos em que a radiação solar não é suficiente para atender a demanda, como em períodos noturnos, nublados ou chuvosos, os sistemas conectados à rede elétrica não utilizam nenhum artifício de acumulação de energia localmente. Toda energia gerada é consumida no próprio local ou, caso haja excedente, este é injetado no sistema de distribuição e somado à energia disponibilizada pela concessionária de energia elétrica da região. Nos momentos em que o consumo local é maior que a geração, a energia proveniente da concessionária é consumida (PINHO; GALDINO, 2104).

Um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) típico é composto por um gerador fotovoltaico, formado por um arranjo em série e paralelo de módulos e inversores específicos que fazem o condicionamento da potência gerada. Esses inversores fazem o sincronismo com a rede elétrica e dispõem de proteções como sub e sobre frequência, sub e sobre tensão e proteção anti ilhamento, que faz com que o sistema se desconecte automaticamente em caso de falta de energia na rede elétrica, garantindo assim a segurança no sistema elétrico local (PINHO; GALDINO, 2014).

Segundo Rütther (2004), os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica podem ser divididos em dois tipos:

Sistemas centralizados, que são constituídos de grandes instalações e que formam uma usina fotovoltaica, que podem estar instaladas longe dos centros de consumo;

Sistemas descentralizados, que geralmente se constituem de pequenos geradores fotovoltaicos instalados sobre edificações dentro de centros de consumo.

Os sistemas descentralizados apresentam como vantagem em relação aos sistemas centralizados o fato de estarem próximos aos pontos de consumo, assim as perdas na transmissão e distribuição são reduzidas, aumentando a eficiência como um todo.

As características específicas de conexão de sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica no Brasil são apresentadas na norma ABNT NBR16149:2013 - *Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*.

### 1.2.1 Ligação com inversor único

Os sistemas fotovoltaicos que possuem um único inversor são geralmente empregados em sistemas de pequeno porte, até algumas centenas de kW<sub>p</sub>. Nessa configuração, os módulos fotovoltaicos são conectados a um único inversor c.c./c.a. através de diversas *strings* ligadas em paralelo se necessário.

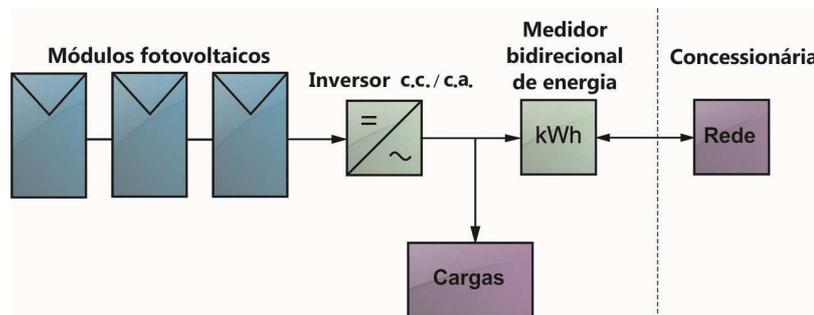
A vantagem desse tipo de sistema é a redução dos custos com o inversor c.c./c.a., uma vez que apenas um inversor é utilizado.

Algumas desvantagens desse tipo de sistema são:

- Quando diversas séries de módulos fotovoltaicos são ligadas em paralelo, pode haver uma perda de eficiência pelo descasamento das características elétricas entre cada série de módulos;
- Havendo descasamento de características elétricas entre as séries, o seguidor de máxima potência do inversor também terá sua eficiência reduzida;
- Caso haja uma falha do inversor, todo o sistema ficará inoperante até que a falha seja eliminada, aumentando assim a indisponibilidade do sistema.

Na figura 1.2 é apresentado o diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com um único inversor.

Figura 1.2 - Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com inversor único.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

### 1.2.2 Ligação com múltiplos inversores

Nesta configuração cada *string* de módulos fotovoltaicos é conectada a um inversor c.c./c.a. eliminando assim as ligações em paralelo, e conseqüentemente o problema de descasamento das características elétricas entre duas ou mais *strings*. Portanto, é possível instalar um gerador fotovoltaico com módulos com orientações e inclinações diferentes em cada *string*.

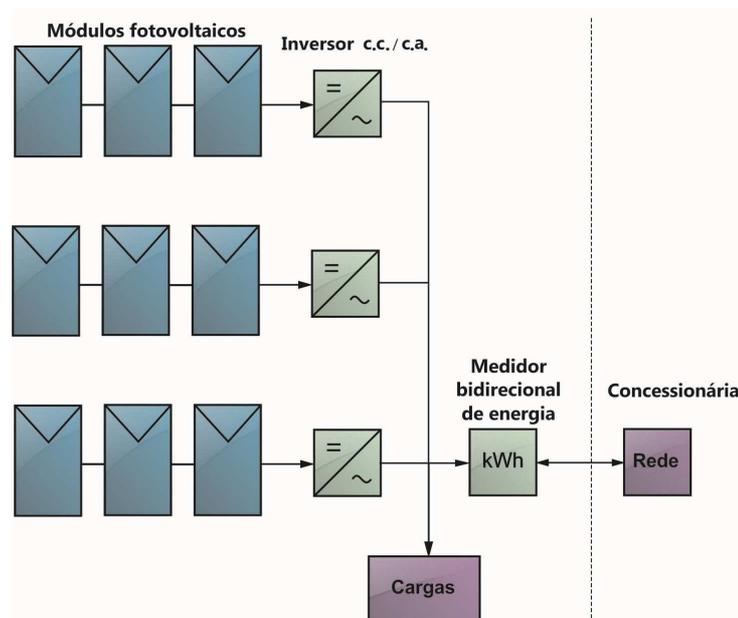
Algumas vantagens de uma ligação com múltiplos inversores são:

- Flexibilidade na instalação, sendo que cada *string* pode ser montada com uma inclinação e orientação independente das outras *strings*;
- Aumento da eficiência do sistema como um todo, uma vez que cada *string* possui um seguidor de ponto de máxima potência (SPMP), evitando assim o descasamento das características elétricas entre as diferentes *strings*;
- Aumento da disponibilidade do sistema, pois caso haja uma falha em um dos inversores, somente a *string* relacionada a ele ficará inoperante.

A principal desvantagem desse tipo de sistema é o seu custo maior se comparado com a configuração de um único inversor, uma vez que é necessária a aquisição de múltiplos inversores de potência reduzida.

Na figura 1.3 é apresentado o diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com múltiplos inversores.

Figura 1.3 - Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com múltiplos inversores.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

### 1.2.3 Ligação com microinversores

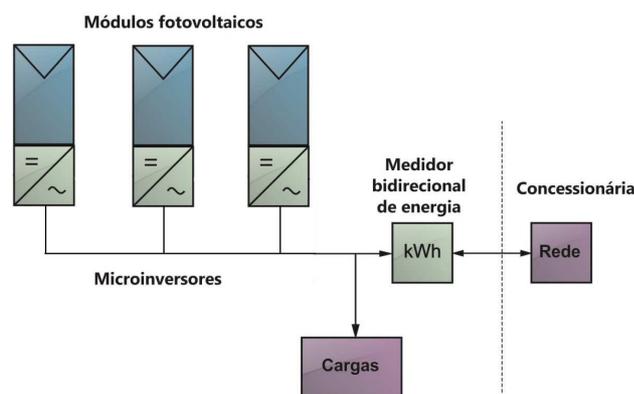
Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica podem possuir um inversor para cada módulo fotovoltaico, são os chamados microinversores, estes são empregados geralmente em sistemas residenciais de pequeno porte, onde se utilizam poucos módulos fotovoltaicos.

Esses sistemas possuem como vantagens uma ligação elétrica mais simples, uma vez que os módulos fotovoltaicos são conectados diretamente aos microinversores e esses, por sua vez são montados na mesma estrutura externa construída para suportar o módulo fotovoltaico, as saídas de corrente alternada de cada microinversor são conectadas em paralelo. Portanto, apenas o circuito de corrente alternada tem a necessidade de proteção externa e conexão com a instalação elétrica existente, eliminando a necessidade de espaço interior à edificação para instalação dos inversores. Outra vantagem desse tipo de sistema, semelhante ao sistema com múltiplos inversores é, caso um inversor ou módulo fotovoltaico apresente falha, o sistema como um todo não se torna totalmente inoperante.

Como desvantagens desse tipo de configuração, pode-se destacar a baixa eficiência dos microinversores, se comparados com inversores de maior potência, que trabalham com tensões mais elevadas. Além disso, caso haja falha de algum dos microinversores, a manutenção pode se tornar mais trabalhosa, uma vez que se encontram instalados sob o módulo fotovoltaico.

A figura 1.4 ilustra um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com microinversores.

Figura 1.4 - Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com microinversores.



#### 1.2.4 Características de conexão com a rede elétrica

Para que haja segurança na operação e manutenção do sistema elétrico de distribuição e que sejam atendidos todos os requisitos mínimos de qualidade de energia determinados pelo PRODIST foi editada a norma ABNT NBR16149:2013 - *Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição* (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

Nesta norma os parâmetros de compatibilidade do inversor com a rede elétrica tratados são:

- Faixa operacional normal de tensão;
- Cintilação;
- Proteção de injeção de componente c.c. na rede elétrica;
- Faixa operacional normal de frequência;
- Harmônicos e distorção de forma de onda;
- Fator de potência e injeção/demanda de potência reativa.

Os aspectos de segurança pessoal e proteção do sistema fotovoltaico expostos nessa norma são:

- Perda de tensão da rede;
- Variação de tensão e frequência;
- Proteção contra ilhamento;
- Reconexão;
- Aterramento;
- Proteção contra curto-circuito;
- Isolação e seccionamento;
- Religamento automático da rede.

A norma também aborda instruções para o controle externo dos inversores, que devem ser preparados para receber telecomandos para controle de potência ativa e reativa injetadas na rede e também comandos para desconexão do sistema fotovoltaico da rede.

### 1.2.5 Avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

Conforme exposto anteriormente os sistemas fotovoltaicos são compostos por diversos componentes que podem ser interconectados em diversas topologias. Esses componentes invariavelmente apresentarão perdas que se traduzem em uma redução da geração final do sistema. Essas perdas procedem-se por vários fatores como sombreamento, depósito de sujeira ou degradação dos módulos fotovoltaicos, perdas elétricas nos cabos e conexões e redução da eficiência do inversor devido a erros no seguimento de máxima potência (URREJOLA et al, 2016).

Portanto, é de extrema importância entender e verificar continuamente o desempenho do sistema fotovoltaico após a sua instalação, a fim de se detectar defeitos que podem reduzir a produção de energia elétrica. Para que essa verificação seja feita existem três indicadores de desempenho que são amplamente estudados na literatura sobre sistemas fotovoltaicos, que são: produtividade; fator de capacidade e; taxa de desempenho (BENEDITO, 2014).

A produtividade do gerador fotovoltaico ou *final yield*,  $Y_f$ , é a relação entre a geração real do sistema instalado em um determinado tempo, e a sua potência nominal, esse indicador representa o número de horas que o gerador deve operar em sua potência nominal para que gere a mesma quantidade de energia do período medido (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2005).

A equação 1 apresenta como é feito o cálculo da produtividade de um sistema fotovoltaico, onde  $E$  é a energia total produzida em um determinado tempo e  $P_0$  é a potência nominal do gerador.

$$Y_f = \frac{E}{P_0} \text{ (h ou kWh/kW}_p\text{)} \quad (1)$$

Esse indicador de produtividade é especialmente útil para que comparações de desempenho entre sistemas fotovoltaicos distintos em uma mesma localidade sejam realizadas. A unidade mais comum para representar a produtividade, apesar de o valor final ser uma unidade de tempo, é kWh/kW<sub>p</sub> (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2005; BENEDITO, 2014).

A taxa de desempenho ou *performance ratio*, PR, é a relação entre a produtividade final do sistema fotovoltaico e a produtividade de referência ou *reference yield*, Y<sub>r</sub>, que é calculada utilizando-se a irradiação total no plano do gerador fotovoltaico em um determinado tempo, H, dividida pela irradiância padrão de teste, G<sub>0</sub>, indicando assim um valor equivalente de horas de sol nas condições padrão de teste.

Na equação 2 mostra-se como é feito o cálculo da produtividade de referência e na equação 3 como é feito o cálculo da taxa de desempenho do gerador fotovoltaico.

$$Y_r = \frac{H}{G_0} \text{ (h)} \quad (2)$$

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \text{ (\%)} \quad (3)$$

O PR é um indicador adimensional e é utilizado para se acompanhar o desempenho do gerador fotovoltaico, que depende de fatores como temperatura ambiente, depósito de sujeira nos módulos e outras sazonalidades. Geralmente é medido mensalmente ou anualmente, sendo utilizado para comparações de produtividade do mesmo gerador fotovoltaico ao longo do tempo. A medição pode também ser feita diariamente ou de hora em hora, com o objetivo de se detectar uma redução do desempenho do sistema devido à falha de algum componente (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2005).

Valores típicos de desempenho de geradores fotovoltaicos estão entre 0,7 e 0,9 para os sistemas mais atuais havendo um aumento de 0,65 em média para a década de 1980 para cerca de 0,85 para a década de 2000. Este fato ocorreu principalmente devido a uma evolução dos sistemas de monitoramento, e a análise contínua dos dados providos por esses sistemas (WOYTE et al, 2013). Sistemas com PR acima de 0,75 são considerados de ótimo desempenho (ALMEIDA, 2012).

O terceiro indicador é o fator de capacidade,  $C_f$ , que é também um indicador adimensional definido pela energia gerada em um determinado intervalo de tempo e a energia máxima que esse gerador poderia fornecer se operasse em potência máxima nesse mesmo intervalo de tempo.

A equação 4 apresenta como é feito o cálculo do fator de capacidade onde  $E$  é a energia total produzida pelo gerador fotovoltaico,  $P_0$  é a potência nominal do gerador e  $t$  é o tempo que foi realizada a medição.

$$C_f = \frac{E}{P_0 \cdot t} \times 100 (\%) \quad (4)$$

O fator de capacidade é utilizado para se comparar sistemas idênticos, porém em localidades distintas ou para se comparar duas fontes diferentes de energia.

No Brasil, sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica possuem fatores de capacidade da entre 13% e 18%, dependendo da disponibilidade do recurso solar, da tecnologia e da forma de dimensionamento adotada (BENEDITO, 2009).

## 2 GERAÇÃO DISTRIBUIDA

As redes de distribuição de energia elétrica são sistemas que apresentam alta complexidade em sua concepção e implementação. São sistemas integrados, com uma interação sensível entre as fontes geradoras, equipamentos de transmissão e distribuição e a demanda de energia. O sistema elétrico tradicional apresenta como principais características uma topologia de geração de forma centralizada com os consumidores participando de forma passiva, o que faz com que o fluxo de energia nas redes de distribuição seja unidirecional.

O *smartgrid*, conhecido com rede elétrica inteligente, traz ideias inovadoras que podem mudar intensamente a maneira como a energia é ofertada. Diversas tecnologias fazem parte desse novo conceito, com destaque para a geração de energia de forma distribuída, o uso de fontes renováveis de energia, o uso de medidores inteligentes, entre outros.

Nesse novo conceito de rede de distribuição de energia elétrica, onde o consumidor passa a ter um papel ativo no sistema, desempenhando um papel fundamental na performance e controle da rede de distribuição de energia, pois podem nesse novo modelo também gerar energia elétrica (LOPES; FERNANDES; SAADE, 2015).

Como descrito por El-Kattan e Salama, 2004, a geração distribuída que também pode ser chamada de geração descentralizada, é definida como uma fonte geradora de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição. Vários fatores são considerados para se classificar os sistemas de geração distribuída como a potência nominal, a tecnologia empregada, a localização e o tipo de conexão à rede de distribuição.

Diversas fontes de energia podem ser utilizadas em sistemas de geração distribuída, (ACKERMANN et al, 2001) como as seguintes:

- Cogeneradores;
- Geradores de emergência;
- Geradores para fornecimento em horário de ponta;
- Pequenas centrais hidroelétricas (PCHs);
- Geradores fotovoltaicos;
- Geradores eólicos;

A geração de forma distribuída traz diversas vantagens para os sistemas elétricos em geral, como a redução de perdas e investimentos na expansão em redes de transmissão de energia elétrica, melhorando a qualidade e a estabilidade dos sistemas de distribuição (PEPERMANS et al, 2005). No entanto, a implantação de um sistema confiável de geração distribuída (GD) não é trivial, uma vez que a presença desse tipo de geração nas redes de distribuição de energia elétrica requer procedimentos de operação adicionais em relação às redes convencionais, bem como padrões de conexão e práticas de planejamento da expansão.

Muitos autores apontam que a geração distribuída é o futuro dos setores elétricos, trazendo inúmeros benefícios sociais e ambientais. Esses pequenos projetos de geração de energia serão utilizados concomitantemente com outras tecnologias em pleno desenvolvimento como medidores inteligentes e sistemas de armazenamento de energia possibilitando assim a introdução de padrões de consumo mais sustentáveis (LOVINS, 2011).

O uso de medidores inteligentes e da geração distribuída tornam-se importantes no controle da demanda de energia, principalmente durante o horário de pico (BUDKA et al., 2010). As concessionárias deverão se adequar a esse novo sistema de distribuição de energia, onde o consumidor exerce papel ativo na geração e também no entendimento do sistema como um todo.

## **2.1 Geração distribuída no Brasil**

Seguindo uma tendência mundial, o Brasil tem reestruturado continuamente o seu sistema elétrico. Principalmente a partir da década de 90, profundas mudanças foram impostas nas instituições relacionadas à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Novas leis e regulamentações surgiram desde então para possibilitar a geração de energia elétrica de forma distribuída.

A geração de energia elétrica de forma distribuída era proibida no Brasil até a década de 60, sendo que até meados dos anos 90 era permitida somente para autoprodução, sem que fosse permitida a conexão à rede de distribuição (BRAUN-GRABOLLE, 2010). No ano de 1995 foi sancionada a lei 9.074 que criou o conceito de consumidor livre (BRASIL, 1995) e

em 1996 o decreto nº 2.003 que regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente de Energia (PIE) e por Autoprodutor de Energia (APE) (BRASIL, 1996).

A Lei 10.438 de 2002 instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, (PROINFA), estabelecendo incentivos à geração de energia elétrica através de fontes alternativas de energia e cogeração qualificada (BRASIL, 2002). Em 2004 foi editado o decreto 5.163, que tornou possível a compra de energia elétrica proveniente de geração distribuída pelas concessionárias (BRASIL, 2004).

Até então, apesar de a energia elétrica gerada distribuídamente poder ser comprada pelas concessionárias, estas não eram obrigadas a tal. Em 2012 a Resolução Normativa nº482 foi editada pela ANEEL e estabeleceu que, embora as concessionárias não sejam obrigadas a pagar um valor monetário pela energia excedente gerada por geradores distribuídos, estas devem computar e acumular créditos de energia, os quais o consumidor pode abater na conta de energia elétrica nos meses subsequentes caso a geração local seja menor que o consumo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

Localizado em uma região tropical, o Brasil é um país privilegiado para a instalação de sistemas fotovoltaicos, pois a incidência da radiação solar é alta em todo o território nacional, mesmo nos meses de inverno (TOLMASQUIM, 2016). A irradiação anual em qualquer lugar do Brasil, segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, é de 1.500 a 2.500 kWh/m<sup>2</sup>, se mostrando superior a países onde a geração de energia solar fotovoltaica é muito difundida, como é o caso da Alemanha (900 - 1.250 kWh/m<sup>2</sup>) e Espanha (1.200 - 1.850 kWh/m<sup>2</sup>) (PEREIRA et al, 2006).

Tomalsquim (2016), porém, mostra que existem ainda alguns desafios a serem vencidos para que a geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos seja efetivamente viável no Brasil, que são:

- Custos, apesar de já terem sido reduzidos nos últimos anos, ainda precisam se equiparar a outras fontes de energia, sem a necessidade de subsídios;
- Intermittência inerente aos sistemas fotovoltaicos, que pode ser amenizada com o uso de sistemas de armazenamento de energia, por exemplo;
- Promover a indústria nacional de equipamentos para o setor fotovoltaico, para reduzir custos e trazer ao país desenvolvimento tecnológico, econômico e social;

- Acesso a financiamentos, a falta de conhecimento da tecnologia por parte das instituições financeiras é uma barreira para o equacionamento de financiamentos específicos para o setor;
- Adequação da regulação do setor para ajudar a vencer os pontos mencionados acima;
- Garantir a qualidade das instalações, pois, geralmente equipamentos apresentam garantia dos fabricantes em média de vinte anos, assim as instalações também deveriam apresentar tal garantia, o que pode ser feito através de um sistema de certificação de profissionais e empresas, por exemplo.

### 2.1.1 Resolução normativa nº482/2012

A Resolução Normativa nº482 foi editada pela ANEEL em 17 de abril de 2012 e estabeleceu as regras para acesso à rede de distribuição através de mini ou microgeração e o sistema de compensação de energia através dos créditos de energia (AGÊNCIA DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012). Este foi o resultado da consulta pública nº 15 de 2010 (10/09/2010 a 09/11/2010) e da audiência pública nº 42 de 2011 (11/08/2011 a 14/10/2011) que tiveram como objetivo discutir os aspectos legais da inserção de geradores de pequeno porte através da conexão de forma distribuída.

Em 24 de novembro de 2015 foi editada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 687 que modifica alguns pontos da RN 482/2012 e estabelece algumas novas regras como as de geração compartilhada, autoconsumo remoto e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

As definições de micro e minigeração são apontadas em seu artigo 2º com valores limites de potência de geração que foram alterados a partir de 2015 com a RN 687 e são apresentados na tabela 2.1

Tabela 2.1 - Limites de potência para micro e minigeração

Microgeração	Potência instalada menor que 75 kW para cogeração qualificada e fontes renováveis de energia.
Minigeração	Potência instalada maior que 75 kW e menor que 3 MW para fontes hídricas ou menor que 5 MW para cogeração qualificada e demais fontes renováveis de energia.

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015)

Outra mudança importante com a RN 687/2015 foi a diferenciação entre micro e minigeração quanto aos custos com a troca do medidor de energia e eventuais melhorias ou reforços do sistema de distribuição, desobrigando o consumidor conectado como microgerador a dividir esses custos, e, portanto cabendo esses custos integralmente à concessionária.

O sistema de compensação de energia elétrica instituído por essa resolução normativa versa que a energia ativa injetada pelo consumidor na rede de distribuição será cedida a título de empréstimo gratuito à concessionária, gerando assim um crédito de energia com validade de até 60 meses, ou seja, caso a geração seja maior que o consumo em um determinado mês, o consumidor recebe um crédito de energia, que poderá ser utilizado nos próximos 60 meses, caso o consumo seja maior que a geração no período.

Os medidores de energia para as unidades consumidoras que contam com micro ou minigeração devem contar com a funcionalidade de medição bidirecional, onde são medidos tanto o consumo quanto a geração. A medição ainda pode ser feita através de dois medidores distintos, um para medir a energia ativa consumida e outro para medir a energia ativa gerada.

A RN 687/2015 também alterou a regulamentação para a geração em empreendimento com múltiplas unidades, criando a oportunidade para que moradores de um mesmo condomínio possam gerar energia elétrica em suas áreas comuns e compartilhar os créditos com todas as outras unidades. Existe ainda a categoria de geração compartilhada, onde existe a reunião de consumidores dentro da mesma área de concessão, através de cooperação ou consórcio e que possuam uma unidade geradora de micro ou minigeração em local diferente dos pontos de consumo, podendo então dividir os créditos de energia gerados entre seus membros.

Ressalta-se que a cobrança de impostos na fatura de energia elétrica de consumidores com micro ou minigeração possuem critérios específicos. O Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços, ICMS é um imposto de âmbito estadual que incide sobre a fatura de energia elétrica. O Conselho Nacional de Política Fazendária, (CONFAZ), estabeleceu em seu Convênio ICMS 6 em abril de 2013 que a base de cálculo para a cobrança de ICMS nas faturas de energia elétrica seria sobre toda energia consumida pela unidade descartando qualquer compensação a partir da produção de energia pelo consumidor. Essa cobrança de ICMS sobre toda a energia consumida sem descontar a energia gerada reduziu a atratividade para a instalação de sistemas fotovoltaicos de forma distribuída.

Para solucionar essa questão, o CONFAZ publicou o Convênio 16 em 22 de abril de 2015, revogando o Convênio 6/2013, que autorizou os estados cobrarem somente o ICMS sobre a diferença da energia consumida e a energia gerada. Porém, deixou a possibilidade para os estados aderirem ou não a esse novo convênio. Até novembro de 2017 22 estados e o Distrito Federal aderiram ao Convênio 16/2015, restando apenas os estados do Amazonas, Espírito Santo, Paraná e Santa Catarina para aderirem a esse Convênio.

Com relação ao PIS/COFINS, que são impostos de âmbito federal, em 6 de outubro de 2015 foi publicada a lei nº 13.169/2015 definindo que a cobrança de tais impostos seria feita somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia gerada pelas unidades com micro ou minigeração instaladas.

### 2.1.2 Evolução das instalações de GD no Brasil

As instalações de geração distribuída que entraram em operação no mês anterior devem ser registradas pelas concessionárias em um sistema eletrônico desenvolvido pela Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração (SCG) em parceria com a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD) denominado Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD). O acesso ao sistema permite acompanhar a evolução do número de instalações (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

Na tabela 2.2 é possível acompanhar o número de usinas e consumidores que recebem créditos de micro ou minigeração assim como a potência instalada para cada tipo de geração até junho de 2017.

Tabela 2.2 - Número de conexões por fonte de energia em junho de 2017

<b>Unidades consumidoras com geração distribuída</b>			
<b>Fonte de energia</b>	<b>Quantidade de Usinas</b>	<b>Número de consumidores que recebem créditos</b>	<b>Potência instalada (kW)</b>
<b>Hídrica</b>	16	52	12.453,20
<b>Eólica</b>	52	53	10.183,20
<b>Fotovoltaica</b>	12.124	13.469	97.612,62
<b>Térmica</b>	54	171	19.599,70

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017)

Analisando a tabela 2.2 percebe-se que a fonte de energia que mais apresenta unidades consumidoras que recebem créditos de micro ou minigeração é a proveniente de geração fotovoltaica, que corresponde a 98% do total. Com relação à potência instalada, a participação da energia fotovoltaica é um pouco menor, porém ainda muito superior às demais fontes de energia para geração distribuída, 70% do total.

Tabela 2.3 - Numero de conexões por classe de consumo.

<b>Unidades consumidoras com geração distribuída</b>			
<b>Classe de Consumo</b>	<b>Quantidade de Usinas</b>	<b>Número de consumidores que recebem créditos</b>	<b>Potência instalada (kW)</b>
<b>Comercial</b>	1.905	2.334	52.210,34
<b>Iluminação pública</b>	8	8	85,9
<b>Industrial</b>	261	304	27.902,42
<b>Poder Público</b>	113	156	4.611,64
<b>Residencial</b>	9.722	10.500	41.243,45
<b>Rural</b>	292	463	12.855,94
<b>Serviço Público</b>	30	30	984,7

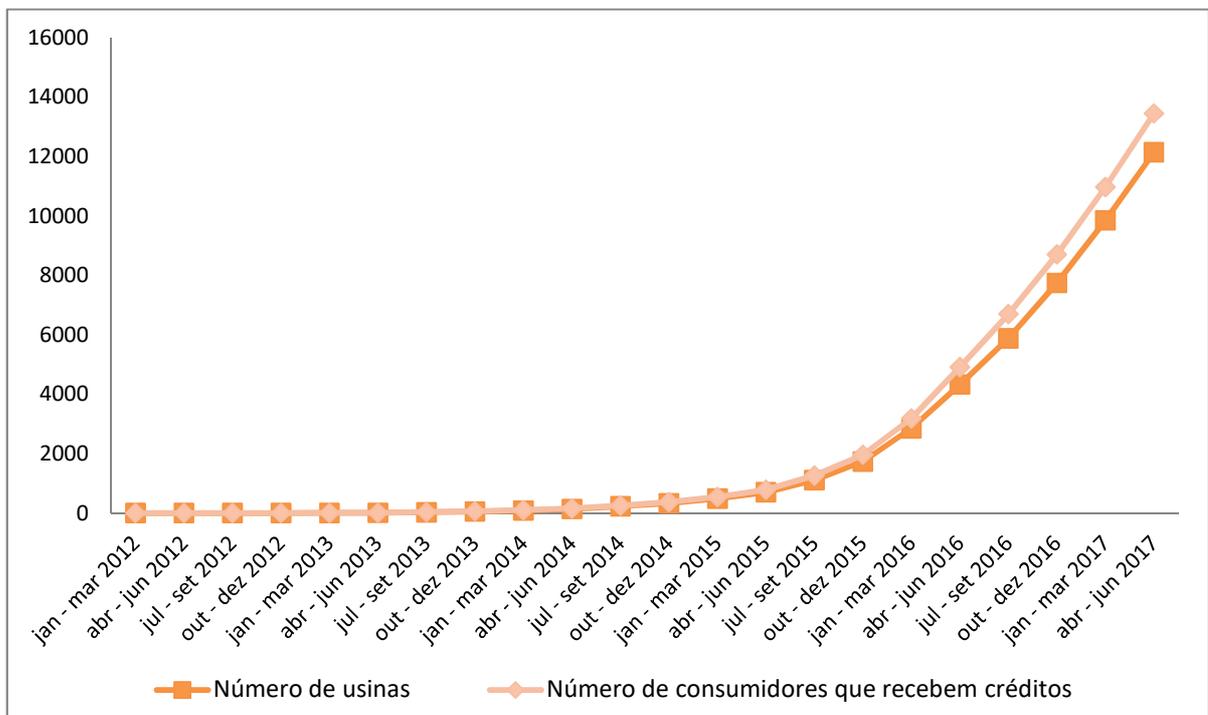
Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017)

Na tabela 2.3 é possível acompanhar o número de usinas e consumidores que recebem créditos de micro ou minigeração assim como a potência instalada para os diversos tipos de consumidores até junho de 2017.

Verificando os tipos de consumidores conectados com sistemas de geração distribuída, mencionados na tabela 2.3, tem-se que as residências possuem 9.722 unidades geradoras, que correspondem a 79,5% de todas as micro e minigeradoras no país. Interessante observar que do ponto de vista de potência instalada o setor comercial, com 52.210 kW instalados, se encontra em primeiro lugar com 37,3% do total e o setor residencial, com 41.243 kW, em segundo lugar com 29,5% do total da potencia instalada. Isso se deve ao fato de que, em média, as instalações fotovoltaicas de micro ou minigeração residenciais são menores do que as instalações em consumidores comerciais, aproximadamente 4,2 kW contra 27, 4 kW respectivamente.

Na figura 2.1 é possível observar a evolução trimestral das instalações fotovoltaicas de micro e minigeração no Brasil a partir de 2012, quando foi editada a Resolução Normativa n°482.

Figura 2.1 - Número acumulado de instalações de micro e minigeração fotovoltaica no Brasil

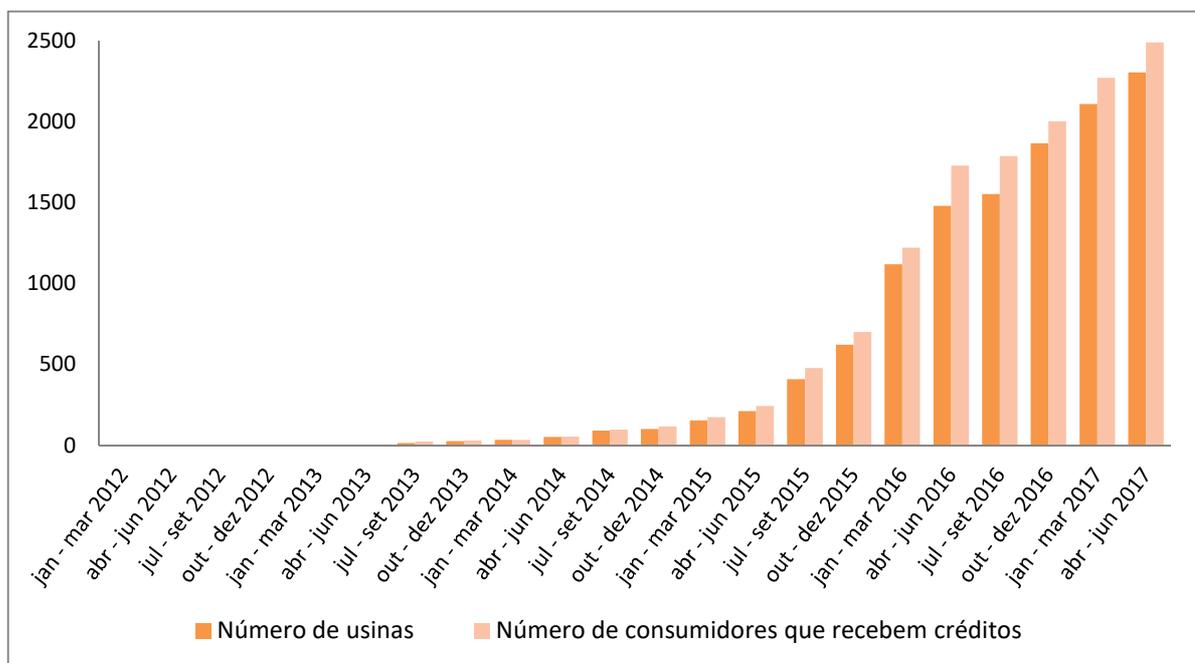


Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017)

A evolução aconteceu de forma tímida até meados do ano de 2015, quando começou um aumento acentuado no número de instalações. O número de consumidores com sistemas de micro ou minigeração ao final do ano de 2016 corresponde a 4,4 vezes o número no final do ano de 2015, o que indica um aumento expressivo das instalações, porém como indicado na Nota Técnica nº 0056/2017 da ANEEL ainda é abaixo do potencial de expansão no país (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). Entre abril e junho de 2015 iniciou-se um grande aumento no número de instalações de micro e minigeração no Brasil o que coincide com a publicação do Convênio 16/2015 do CONFAZ, detalhado anteriormente, que evidencia o quanto essa adequação na cobrança de impostos sobre a fatura de energia elétrica pode fazer uma grande diferença na atratividade para a instalação de sistemas de geração distribuída.

Na figura 2.2 acompanha-se o número de novas instalações de micro e minigeração fotovoltaica no Brasil. Observa-se que além do número de instalações estarem aumentando, o número de novas instalações também é maior a cada mês, apontando para um crescimento acelerado das instalações de geração distribuída.

Figura 2.2 - Número de novas instalações de micro e minigeração fotovoltaica no Brasil



Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017)

Verifica-se na tabela 2.4 qual a modalidade de conexão dos consumidores com geração distribuída no Brasil. Observa-se que a maior parte das unidades geradoras são para consumo próprio, 93%, o que é adequado ao perfil do consumidor residencial, que como já visto representam a maior parte das conexões de micro e minigeração. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

Tabela 2.4 - Número de conexões por modalidade

<b>Unidades consumidoras com geração distribuída</b>			
<b>Modalidade</b>	<b>Quantidade de Usinas</b>	<b>Número de consumidores que recebem créditos</b>	<b>Potência instalada (kW)</b>
<b>Autoconsumo remoto</b>	844	2.204	24.747,84
<b>Geração compartilhada</b>	23	123	5.639,95
<b>Geração na própria UC</b>	11.463	11.463	109.501,60
<b>Múltiplas UC</b>	1	5	5,00

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017)

Na Nota Técnica nº 56/2017 a ANEEL, relata uma projeção para o número de instalações residenciais e comerciais, assim como a potência instalada de geração distribuída até o ano de 2024.

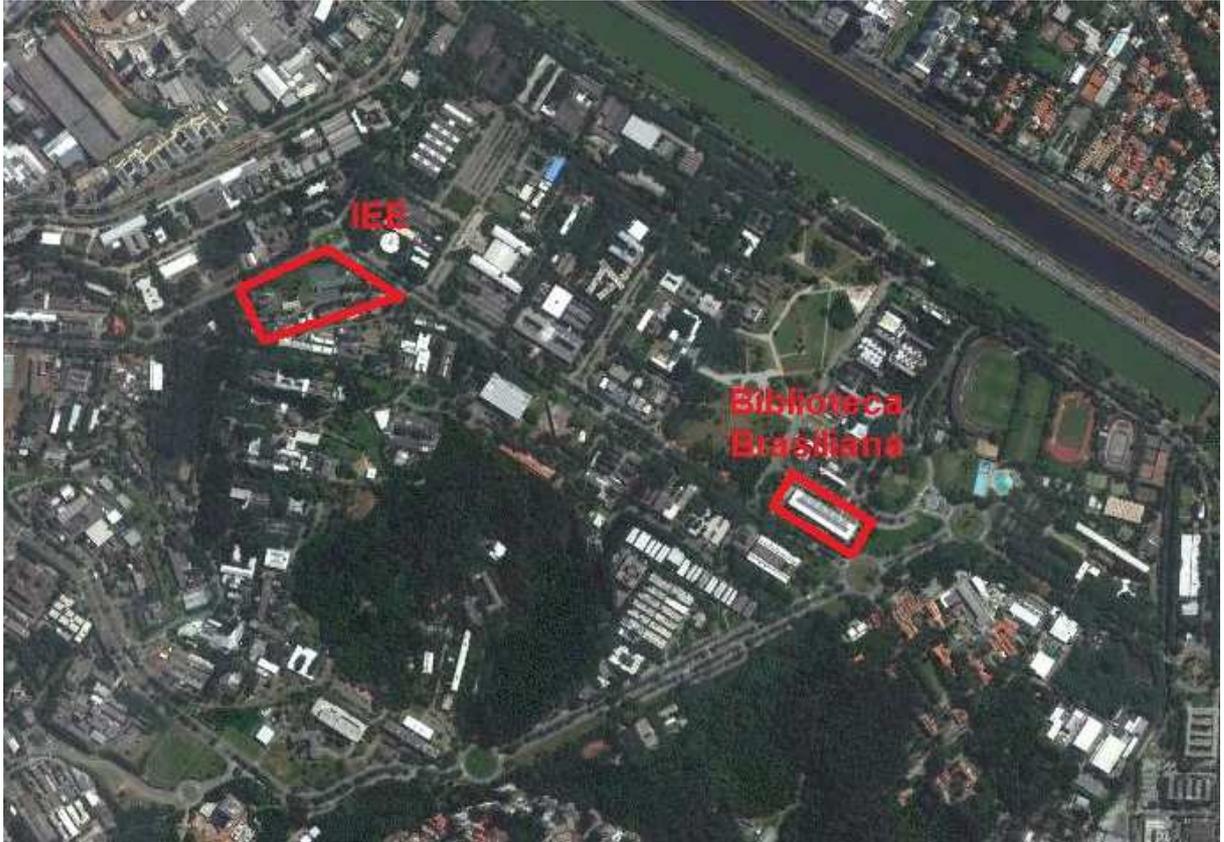
Nesta nota a ANEEL revisa para baixo a projeção feita pela SRD em 2015, publicada no Memorando nº 471/2015-SRD/ANEEL, reduzindo de 28% a 30% do esperado a partir de 2019. E conclui que até o ano de 2024 deverão existir 886,7 mil unidades consumidoras recebendo créditos de energia, com 808,3 mil no setor residencial e 78,4 mil no setor comercial (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

### 3 USINA FOTOVOLTAICA DO IEE-USP

Através do projeto PD-0068-0029/2011 - Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE-USP instalou quatro sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, que, juntos, somam 540 kWp. Cada um desses quatro sistemas apresenta configurações diferentes de montagem, sendo: um sistema BIPV (*building-integrated photovoltaics*), que compreende uma cobertura de estacionamento integrada com sistema fotovoltaico em frente ao prédio da administração do IEE-USP, com potência instalada de 150 kWp em uma configuração com múltiplos inversores afixados nas colunas da estrutura. Um sistema (CTPV), que compreende um sistema central instalado no solo sobre o gramado atrás do prédio da administração do IEE-USP, com capacidade instalada de 156 kWp em uma configuração de um único inversor central. O terceiro sistema é um BAPV (*building-applied photovoltaics*) instalado sobre o telhado do prédio da administração do IEE-USP, com capacidade de 78 kWp para estudos de compensação de reativos. E, finalmente, o quarto sistema também é um BAPV instalado sobre a Biblioteca Brasileira Guita e José Mindlin, no campus São Paulo da USP, com potência instalada de 156 kWp em uma configuração com 10 inversores de 15 kW de potência em corrente alternada.

A energia gerada pela usina fotovoltaica do IEE-USP corresponde a cerca de 1% da energia consumida pelo campus São Paulo da USP, o que faz com que toda energia gerada pelo sistema seja consumida dentro do próprio campus, não ocorrendo, portanto exportação de energia para a concessionária de distribuição, uma vez que a medição de energia para fins de faturamento é feita na subestação de entrada do campus, localizada próximo à portaria número 2.

Figura 3.1 - Campus São Paulo da USP e as instalações da usina fotovoltaica do IEE-USP.



Fonte: Google Earth, 2017.

Figura 3.2 - (a) Instalações fotovoltaicas no IEE-USP; (b) Instalação sobre a Biblioteca Brasileira Guita e José Mindlin.



(a)

(b)

Fonte: Google Earth, 2017.

### 3.1 Central fotovoltaica sobre o solo (CTPV)

O sistema CTPV é um gerador fotovoltaico instalado sobre o solo em uma área atrás do prédio da administração do Instituto de Energia e Ambiente da USP com uma potência nominal de 156 kWp. Esse gerador é montado em uma configuração com apenas um único inversor central. Os módulos fotovoltaicos são do fabricante Yingli, modelo YL260C-30b de 260 Wp cada e são arranjados em trinta *strings* de vinte módulos cada.

Três *strings* são conectadas em paralelo em caixas de junção c.c., totalizando dez caixas desse tipo. Cada caixa de junção c.c. possui os dispositivos de proteção, manobra e medição para cada *string*.

Os cabos provenientes das caixas de conexão c.c. são levados a um eletrocentro do fabricante nacional WEG que fica localizado ao lado do arranjo fotovoltaico. Nesse eletrocentro encontram-se os equipamentos que fazem o paralelismo de todas as *strings* e então conectadas a um único inversor. Localizam-se nesse eletrocentro também todos os equipamentos de manobra e proteção e um cubículo para transformador elevador, uma vez que a entrega da energia à rede elétrica é feita em média tensão (13,8 kV).

Figura 3.3 - Central fotovoltaica sobre o solo CTPV



Fonte: (INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE, 2016).

Figura 3.4 - Eletrocentro do sistema CTPV



Fonte: (INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE, 2016).

### 3.2 Estacionamento com sistema integrado a arquitetura (BIPV)

O sistema BIPV é um gerador integrado a uma estrutura metálica que constitui a cobertura do estacionamento do prédio da administração do Instituto de Energia e Ambiente da USP com uma potência nominal de 150 kWp. Ao contrário dos sistemas aplicados à arquitetura BAPV, que são instalados em estruturas arquitetônicas previamente existentes, o sistema fotovoltaico BIPV é projetado juntamente com a estrutura onde será instalado e, portanto, as peculiaridades dos sistemas fotovoltaicos já são levadas em consideração durante o projeto arquitetônico.

Nessa estrutura de cobertura de estacionamento, os arranjos são montados em três inclinações diferentes, 30°, 20° e 10°, conferindo ao desenho final um aspecto curvo.

Esse gerador é montado em uma configuração onde cada *string* fotovoltaica é conectada a um inversor. Os módulos fotovoltaicos do fabricante Yingli, modelo YL260C-30b de 260 Wp cada são arranjados em vinte e quatro *strings* de vinte e quatro módulos cada. As *strings* são conectadas a uma caixa de junção c.c., onde os dispositivos de proteção, manobra e medição estão acondicionados para cada *string*.

Os cabos de saída c.a. de cada inversor são levados a um eletrocentro do fabricante nacional WEG, localizado ao lado do sistema BIPV. Nesse eletrocentro existem os equipamentos para que as saídas c.a. dos inversores sejam paralelizadas, os dispositivos de proteção e medição e um transformador elevador, uma vez que a energia elétrica é entregue à rede elétrica em média tensão (13,8 kV).

Figura 3.5 - Vista superior do sistema BIPV



Fonte: (INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE, 2016).

Figura 3.6 - Vista inferior do sistema BIPV



Fonte: (INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE, 2016).

### 3.3 Sistema sobre o telhado do edifício administrativo do IEE- USP (BAPV - CR)

O sistema BAPV - CR é um gerador fotovoltaico instalado sobre o prédio da administração do Instituto de Energia e Ambiente da USP com uma potência nominal de 78 kWp com controle de potência reativa, utilizado para estudos de controle ativo do fator de potência do edifício através do sistema fotovoltaico.

Os módulos fotovoltaicos utilizados nesse arranjo fotovoltaico são do fabricante Yingli, modelo YL260C-30b de 260 Wp com que são arranjados em quinze *strings* de vinte módulos cada. Três *strings* são conectadas em paralelo em caixas de junção c.c., totalizando cinco caixas desse tipo. As caixas de junção c.c. possuem os dispositivos de proteção, manobra e medição para cada *string*.

Cada caixa de junção c.c. é conectada a um inversor, totalizando cinco inversores, que estão localizados em uma sala dentro do prédio de administração do Instituto.

Os inversores são conectados diretamente no quadro elétrico de entrada do edifício através de um transformador abaixador, uma vez que a tensão de linha de saída dos inversores é de 380 V e a tensão de linha do edifício é de 220 V.

Figura 3.7 - Gerador fotovoltaico do sistema BAPV-CR



Fonte: (INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE, 2016).

### 3.4 Sistema sobre o telhado da Biblioteca Brasileira Guita e Jose Mindlin (BAPV)

#### 3.4.1 Instalação elétrica.

O sistema BAPV é um gerador fotovoltaico instalado sobre o telhado da Biblioteca Brasileira Guita e José Mindlin de 156 kWp. São utilizados dez inversores totalizando uma potência nominal de 150 kW. A montagem dos inversores é feita através de uma estrutura metálica onde os dez inversores são dispostos em dois arranjos de cinco inversores cada, como mostrado pela figura 3.8.

Figura 3.8 - Estrutura de montagem dos inversores da usina fotovoltaica



Fonte: Elaboração própria, 2017.

Os inversores são do fabricante SMA. Cada inversor de modelo Sunny Tripower 15000TL com potência nominal de 15 kW forma um subsistema, onde são conectadas três *strings* fotovoltaicas de vinte módulos do fabricante Yingli, modelo YL260C-30b de 260 Wp cada.

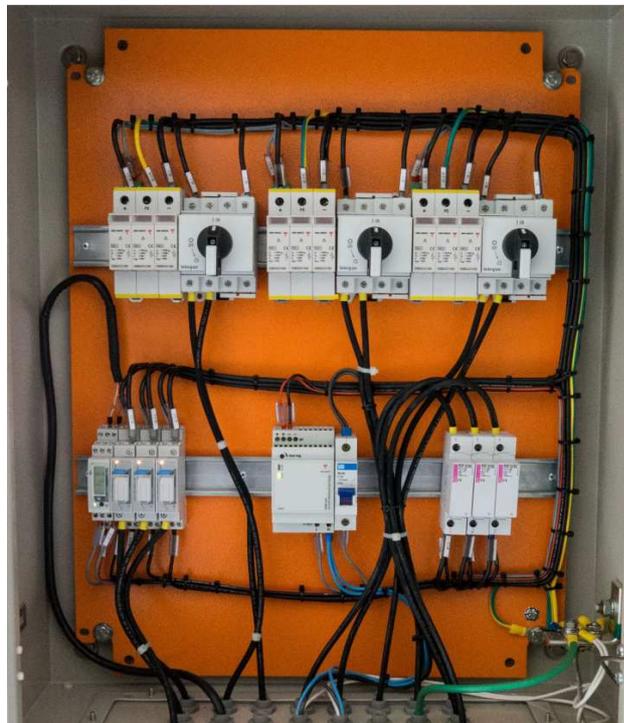
Figura 3.9 - (a) Um dos dez inversor de 15 kW utilizados na usina. (b) Detalhe do painel do inversor.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

A conexão das *strings* ao inversor é feita através de uma caixa de conexão c.c. que possui três entradas bipolares (positivo e negativo), onde as *strings* são conectadas e três saídas que são conectadas em paralelo a uma das entradas SPMP do inversor, apesar de cada inversor possuir dois SPMPs apenas um é utilizado.

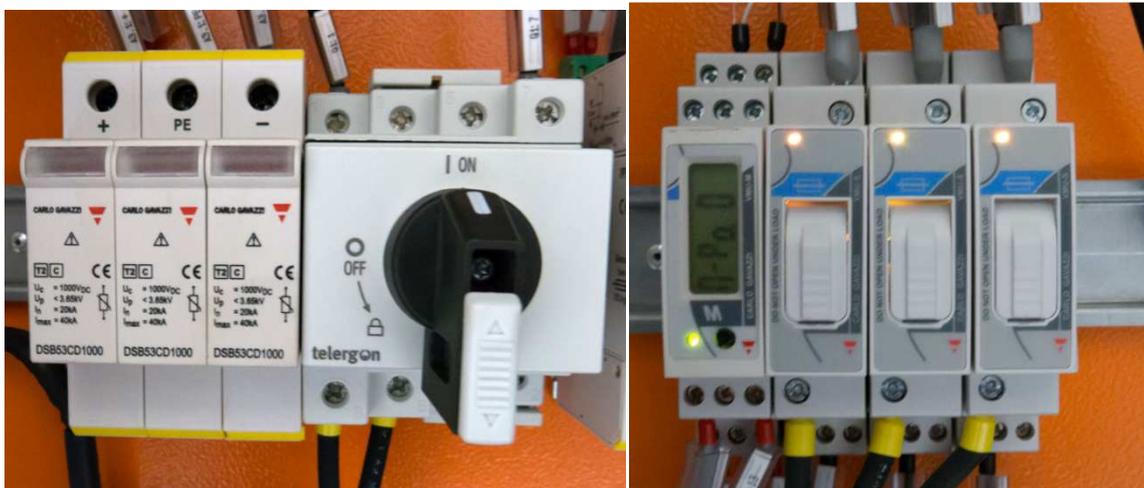
Figura 3.10 - Caixa de conexão c.c.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

Cada caixa de conexão c.c possui uma chave seccionadora, um dispositivo de proteção contra surtos (DPS) e um fusível de proteção para cada *string*, o que garante a proteção e a capacidade de manobra individual de cada *string*. Além do sistema de proteção e manobra, cada caixa de conexão c.c. possui um sistema de medição específico para sistemas fotovoltaicos do fabricante Carlo Gavazzi. O sistema é composto por uma unidade central modelo VMU-L que agrega as medições de temperatura ambiente, temperatura dos módulos fotovoltaicos e as medições de tensão e corrente elétrica de cada *string* que são realizadas através de três unidades de medição fotovoltaica VMU-S0.

Figura 3.11 - (a) Chave seccionadora e dispositivos de proteção contra surtos (DPS);  
(b) Sistema de medição de grandezas elétricas.



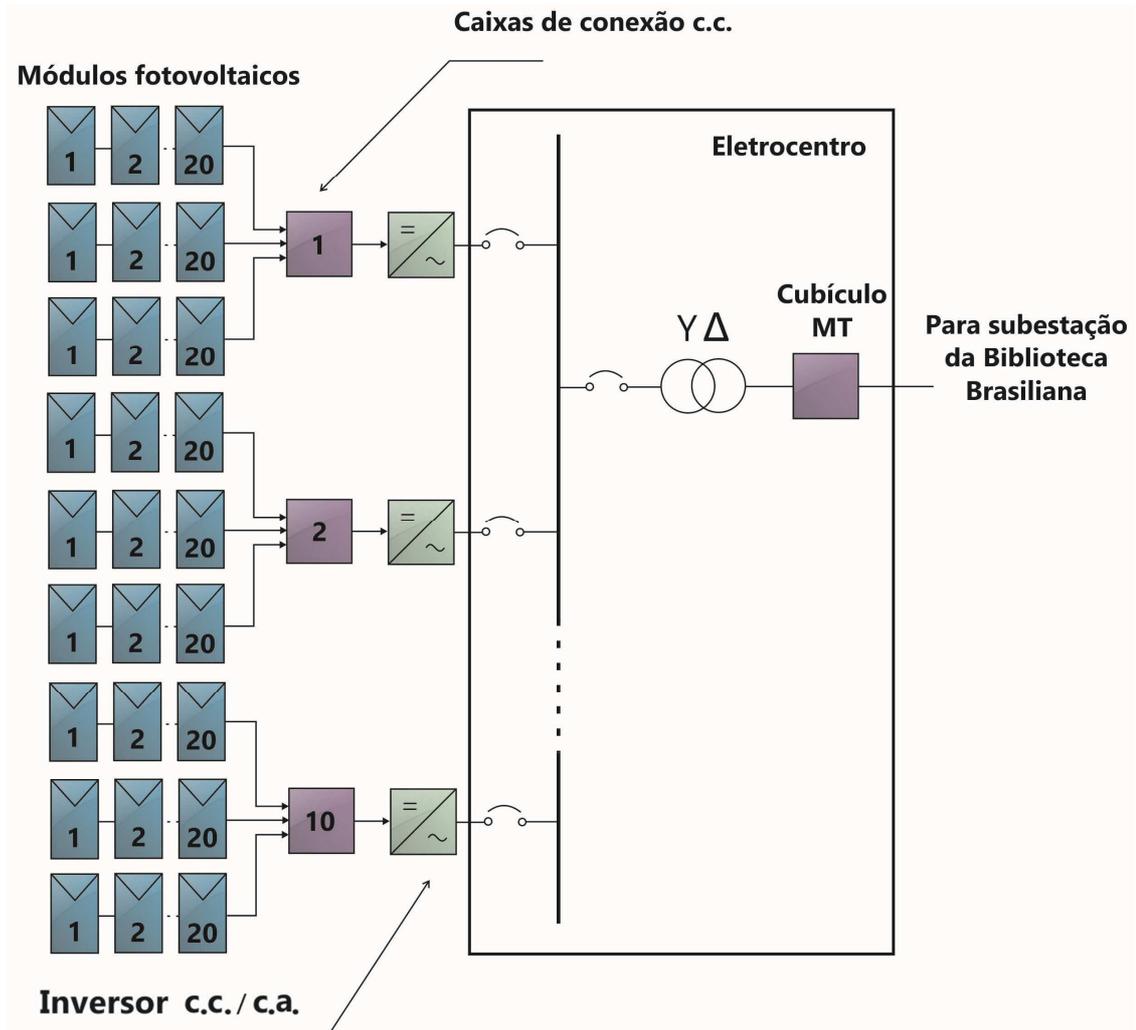
(a)

(b)

Fonte: Elaboração própria, 2017.

A saída de tensão c.a. do inversor é trifásica 220/380 V e é conectada ao quadro de baixa tensão em um eletrocentro que está instalado no gramado em frente à edificação. Esse eletrocentro contém todo o sistema de proteção e o transformador elevador para média tensão, fazendo a conexão com a rede elétrica local através da subestação de energia do edifício da biblioteca.

Figura 3.12 - Esquema elétrico do sistema BAPV sobre o edifício da Biblioteca Brasileira Guita e José Mindlin.



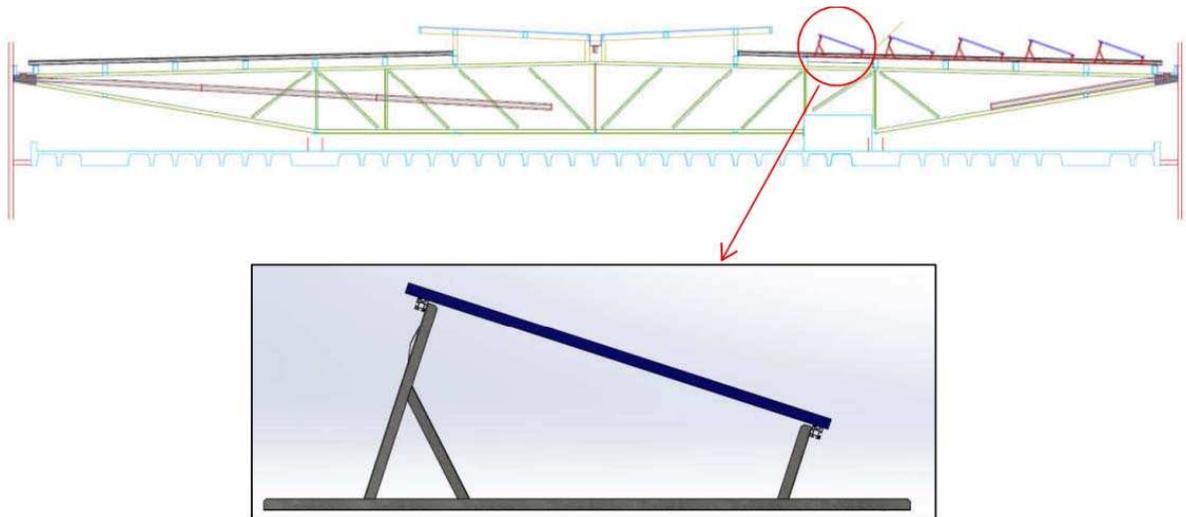
Fonte: Elaboração própria, 2017.

### 3.4.2 Estrutura de fixação

Os módulos fotovoltaicos são instalados em orientação retrato sobre uma estrutura metálica desenhada para resistir ao peso dos equipamentos e às forças exercidas devido a intempéries. Essa estrutura é fixada com parafusos autobrocantes no telhado do edifício, aruelas, buchas e uma fita desenvolvida para esse propósito garantem a impermeabilização do telhado.

Cada estrutura suporta sessenta módulos, dispostos em três séries cada. A inclinação da estrutura é de  $18^\circ$  com relação ao plano horizontal e a orientação é a mesma do edifício, cerca de  $30^\circ$  voltado para o leste em relação ao norte.

Figura 3.13 - Disposição dos painéis no telhado e detalhe da estrutura de montagem dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

Figura 3.14 - Vista frontal da montagem dos módulos fotovoltaicos sobre o telhado.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

Figura 3.15 - Vista traseira da montagem dos módulos fotovoltaicos sobre o telhado



Fonte: Elaboração própria, 2017.

### 3.4.3 Sistema de aquisição de dados

Para que os parâmetros de funcionamento possam ser monitorados e posteriormente estudados, um sistema de aquisição e armazenamento de dados é necessário.

Os sistemas que compõem a usina são monitorados através de sensores e de informações disponibilizadas pelos diferentes equipamentos instalados no sistema. Os inversores e medidores instalados no eletrocentro se comunicam através de um sistema RS485 com protocolo MODBUS.

Um sistema SCADA que tem seu servidor instalado no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE recebe e armazena todos esses dados que são transmitidos das usinas via *link WiFi*. Com esse sistema é possível visualizar em tempo real todos os parâmetros de tensão, corrente e temperatura de cada série fotovoltaica, os parâmetros operacionais dos

inversores, potência c.c. e potência c.a. e a energia gerada em um determinado intervalo de tempo.

Figura 3.16 - Equipamentos de aquisição e transmissão de dados da usina fotovoltaica.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

#### 3.4.4 Dados do primeiro ano de produção

Os dados de produção e os indicadores de desempenho da usina BAPV são apresentados na tabela 3.1. Pode-se observar que o fator de capacidade anual do sistema ficou em 13,3% dentro dos limites considerados como bons para o Brasil que seriam entre 13% e 18% (BENEDITO, 2009). A taxa de desempenho anual do sistema ficou em 75,5% também dentro do que é considerado como ótimo por Almeida (2012). É importante lembrar que ao longo desse primeiro ano de operação os módulos fotovoltaicos nunca foram limpos devido ao problema de abastecimento de água enfrentado na cidade de São Paulo durante esse período, gerando uma redução de desempenho entre 6% e 8%, como descrito no relatório de

produção do primeiro ano de operação da usina (INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE, 2016). Ainda assim apresentaram desempenho dentro do que é descrito na literatura como aceitável.

Tabela 3.1 - Produção de energia elétrica e indicadores de desempenho da usina BAPV

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Fator de capacidade (%)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>mai/15</b>	12.450	10,7	79,8	83,4
<b>jun/15</b>	12.690	11,3	81,3	75,7
<b>jul/15</b>	11.920	10,3	76,4	76,8
<b>ago/15</b>	17.110	14,7	109,7	70,8
<b>set/15</b>	13.400	11,9	85,9	81,5
<b>out/15</b>	16.360	14,1	104,9	76,3
<b>nov/15</b>	13.580	12,1	87,0	75,0
<b>dez/15</b>	16.490	14,2	105,7	73,2
<b>jan/16</b>	17.040	14,7	109,2	75,5
<b>fev/16</b>	17.000	15,7	109,0	74,4
<b>mar/16</b>	16.750	14,4	107,4	72,7
<b>abr/16</b>	17.740	15,8	113,7	70,4
<b>ANO</b>	182.530	13,3	1.169,9	75,5

Fonte: (INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE, 2016).

## 4 SIMULADOR SISIFO

O SISIFO é um programa de computador simulador de sistemas fotovoltaicos de código aberto desenvolvido pelo Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madrid (IES-UPM) em 2014. A linguagem de programação utilizada no desenvolvimento do programa foi o Matlab (INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR - UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID, 2014) que posteriormente foi traduzido para a linguagem PHP para a aplicação baseada na web.

O programa permite simular diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos, desde pequenas instalações para geração distribuída sobre telhados de residências até grandes centrais geradoras.

Na versão web, os cálculos são feitos no servidor do programa e não na máquina do usuário, não exigindo, portanto, que o usuário possua uma máquina com grande capacidade de processamento. Existem duas versões disponíveis na aplicação web, o SISIFO *First Version* e o SISIFO 2015. As funcionalidades nas duas versões são as mesmas, mudando apenas a interface gráfica do programa. Neste estudo foi utilizado a versão SISIFO *First Version*, por, no entender do autor, ser de mais fácil visualização dos parâmetros.

Figura 4.1 - Tela inicial do SISIFO



Fonte: www.sisifo.info, 2017, adaptado pelo autor.

Na tela inicial do SISIFO existe um menu, onde é encontrado o manual de instruções de uso do programa, o código fonte do programa e também publicações relacionadas ao simulador.

Rolando a tela inicial para baixo encontram-se dois ícones para selecionar a versão do simulador a ser usada.

Figura 4.2 - Ícones para selecionar a versão do simulador.



Fonte: [www.sisifo.info](http://www.sisifo.info), 2017, adaptado pelo autor.

Ao selecionar a opção *first version*, uma tela aparece com as opções de visualizar alguns exemplos de simulações, previamente parametrizadas, para que o usuário se familiarize com o simulador. Nesses exemplos muitas das funcionalidades do simulador, que serão abordadas adiante, não se encontram disponíveis. Ao lado direito existe a opção *custom simulation* onde o usuário pode iniciar uma simulação inserindo todos os dados e parâmetros de seu sistema fotovoltaico.

#### 4.1 Dados de localização do sistema fotovoltaico

Na primeira tela do simulador deve ser dado um nome ao projeto e ser inseridos os dados de localização da instalação.

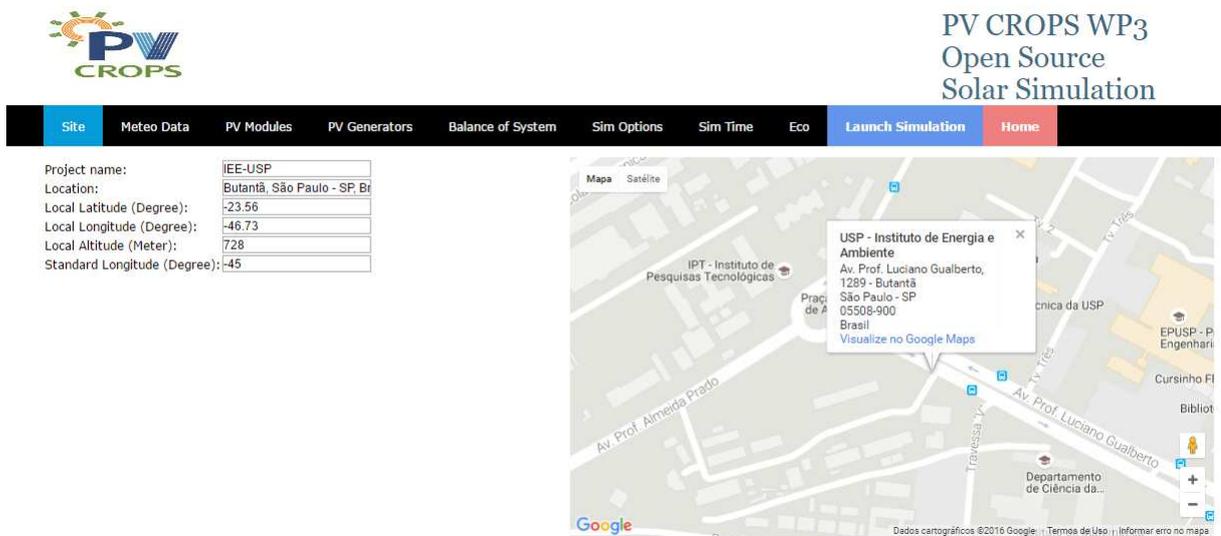
A localização pode ser inserida de três maneiras diferentes:

- Buscando diretamente no mapa, no canto direito da tela;

- Digitando o endereço do local no campo "*Location*";
- Entrando com as coordenadas e altitude manualmente.

Neste estudo os dados de localização para a simulação foram inseridos de forma manual.

Figura 4.3 - Tela para inserção dos dados de localização do sistema fotovoltaico.



Fonte: www.sisifo.info, 2017, adaptado pelo autor.

## 4.2 Entrada de dados meteorológicos

A segunda etapa da simulação é onde os dados meteorológicos do local da instalação são inseridos.

Existem três métodos de inserção dos dados meteorológicos no SISIFO:

- Médias mensais de forma manual (com dados do usuário);
- Médias mensais extraídas da base de dados PVGIS;
- Através de uma planilha contendo dados de uma série histórica de medidas no local da instalação.

Uma vez que o Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE-USP possui uma estação solarimétrica no campus de São Paulo da USP, que dispõe de armazenamento dos dados históricos, os dados meteorológicos e solarimétricos para as simulações desse estudo foram inseridos através de uma planilha tabulada de acordo com o modelo fornecido no sítio do simulador.

Figura 4.4 - Tela para carregamento da planilha com os dados solarimétricos.

The screenshot shows the PV CROPS WP3 web interface. The navigation menu includes: Site, Meteo Data (active), PV Modules, PV Generators, Balance of System, Sim Options, Sim Time, Eco, Launch Simulation, and Home. Below the menu, there is a 'Data type:' dropdown set to 'Time series'. There are buttons for 'Escolher arquivo' (No file selected), 'Download a sample form for TMY data:', and 'Download .xls file'. A preview of the data table is shown below:

	A	B	C	D	E	F	G
1	Day	Time	G0	D0	Ta	...	
2	1	0					
3	1	...					
4	1	24					
5	2	0					
6	2	...					
7	2	24					
8	...	...					
9	365	0					
10	365	...					
11	365	24					

Fonte: www.sisifo.info, 2017, adaptado pelo autor.

### 4.3 Parâmetros dos módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são parametrizados na terceira tela de inserção dos dados.

A primeira escolha a ser feita diz respeito à tecnologia que os módulos a serem utilizados no projeto possuem. Em uma lista de opções é possível escolher entre as seguintes tecnologias:

- Silício Cristalino (Si-c);
- Telureto de Cádmiio (Te-Cd);
- Silício Amorfo (Si-a);

- Filme fino (CIS).

Neste estudo todas as simulações foram feitas com módulos construídos com tecnologia de silício cristalino, uma vez que é a tecnologia mais difundida comercialmente e como foi apresentado no capítulo anterior, é a tecnologia empregada nos módulos fotovoltaicos da usina fotovoltaica do IEE-USP.

Após a seleção do silício cristalino como tecnologia empregada nos módulos fotovoltaicos, é necessário selecionar qual modelo de cálculo de potência o simulador irá utilizar. Existem dois modelos disponíveis:

- Modelo que utiliza os dados de temperatura e irradiância nos cálculos;
- Modelo que utiliza somente os valores de temperatura nos cálculos.

Para este estudo foi utilizado o modelo que somente utiliza o coeficiente de temperatura nos cálculos, uma vez que os parâmetros relacionados à irradiância não estão disponíveis no *data sheet* do fabricante.

O modelo utilizado calcula a potência máxima de saída dos módulos fotovoltaicos,  $P_{DC}$ , utilizando a seguinte equação (INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR - UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID, 2014):

$$P_{DC} = P^* \frac{\eta}{\eta^*} \frac{G}{G^*} \quad (5)$$

Onde:

- $P^*$  representa a potência gerada pelo módulo fotovoltaico nas condições padrão de teste (STC, irradiância normal de  $G^* = 1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura da célula fotovoltaica  $T_c^*$  de  $25 \text{ °C}$  e espectro AM1.5);
- $\eta$  é a eficiência do módulo fotovoltaico em relação à temperatura da célula fotovoltaica  $T_c$  e à irradiância solar global  $G$ ;
- $\eta^*$  é a eficiência do módulo fotovoltaico nas condições padrão de teste.

No modelo utilizado nesse estudo, que para calcular a eficiência do módulo fotovoltaico considera somente a variação de temperatura nas células fotovoltaicas, a eficiência  $\eta$  pode ser calculada a partir da seguinte equação:

$$\frac{\eta}{\eta^*} = 1 + \gamma(T_c - T_c^*) \quad (6)$$

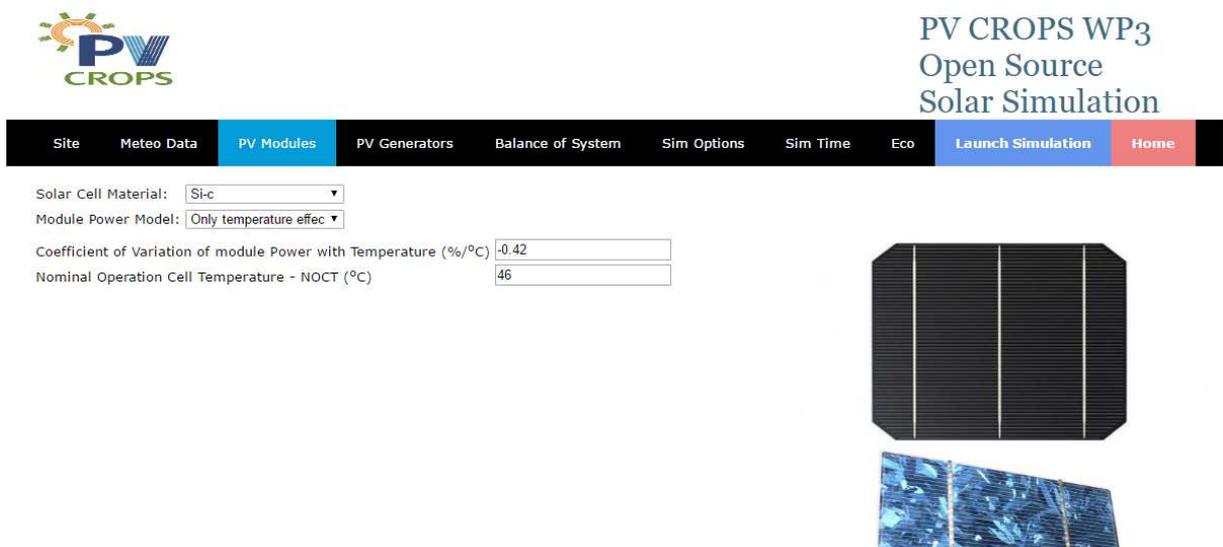
Onde:

- $\gamma$  é o coeficiente de variação da potência em relação à temperatura  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ , e é obtido no *data sheet* do fabricante do módulo fotovoltaico;
- $T_c$  é a temperatura da célula fotovoltaica calculada a partir da temperatura ambiente  $T_A$  e a temperatura nominal de operação da célula fotovoltaica, NOCT, também fornecida na ficha técnica do fabricante;
- $T_c^*$  é a temperatura da célula fotovoltaica nas condições padrão de teste;

A equação para calcular a temperatura da célula fotovoltaica,  $T_c$ , é dada a seguir:

$$T_c = T_A + 0,9 \frac{NOCT - 20}{800} \quad (7)$$

Figura 4.5 - Tela para inserção dos dados do módulo fotovoltaico utilizado na instalação.



Fonte: www.sisifo.info, 2017, adaptado pelo autor.

#### 4.4 Parâmetros do gerador fotovoltaico

No SISIFO é possível simular diversos tipos de arranjos fotovoltaicos. Essa é a primeira seleção que deve ser feita ao abrir a aba "*PV Generator*", que contém as seguintes opções de arranjos:

- Montagem fixa sobre o solo ou sobre telhado (*Ground or roof*);
- Montagem aplicada a fachada de edificações (*Facade*);
- Montagem móvel seguidor solar de um eixo horizontal (*One axis horizontal*);
- Montagem móvel seguidor solar de um eixo azimutal (*One axis vertical (Azimuthal)*);
- Montagem móvel seguidor solar de dois eixos (*Two axis (Primary vertical/Secondary horizontal)*);
- Montagem móvel seguidor solar de dois eixos (*Two axis (Primary vertical/Secondary horizontal) venetian blind*);
- Montagem móvel seguidor solar de dois eixos (*Two axis (Primary vertical/Secondary perpendicular)*);
- Montagem móvel seguidor solar de dois eixos com concentrador (*Concentrator*).

Para este estudo a opção utilizada foi a de montagem fixa sobre o solo ou telhado (*Ground or roof*), uma vez que se trata de instalações sobre o telhado de edificações.

Figura 4.6 - Tela para inserção dos dados do gerador fotovoltaico.

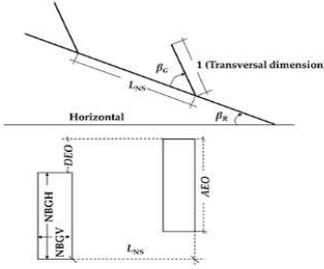


PV CROPS WP3  
Open Source  
Solar Simulation

Site
Meteo Data
PV Modules
PV Generators
Balance of System
Sim Options
Sim Time
Eco
Launch Simulation
Home

Select Structure:

System nominal power (kWp):	<input type="text" value="1000"/>
Nominal PV power per inverter (kWp):	<input type="text" value="100"/>
Nominal PV power per transformer (kWp):	<input type="text" value="1000"/>
Real Power - Nominal Power Ratio:	<input type="text" value="1"/>
Bypass diodes - horizontal (NBGH):	<input type="text" value="10"/>
Bypass diodes - vertical (NBGV):	<input type="text" value="10"/>
Roof inclination (°)	<input type="text" value="0"/>
Roof orientation (°)	<input type="text" value="0"/>
Generator inclination (°)	<input type="text" value="35"/>
Generator orientation (°)	<input type="text" value="0"/>
Separation among structures N-S (LNS)	<input type="text" value="1.5"/>
PV generator width (AEO)	<input type="text" value="5"/>
Deviation of back structure (DEO)	<input type="text" value="0"/>




Fonte: [www.sisifo.info](http://www.sisifo.info), 2017, adaptado pelo autor.

Após a seleção do tipo de montagem, é necessário preencher os parâmetros de montagem do gerador fotovoltaico:

- *System nominal power (kWp)*. É a soma das potências dos módulos fotovoltaicos que compõem o gerador;
- *Nominal PV power per inverter (kWp)*. No caso de mais de um inversor, esse é o valor da potência fotovoltaica direcionada para cada inversor que compõe o gerador;
- *Nominal PV power per transformer (kWp)*. Se a instalação possui um transformador na saída de tensão em corrente alternada, deve ser inserido nesse parâmetro o valor da potência fotovoltaica destinada a cada transformador que compõe o gerador;
- *Real power - Nominal power ratio*. Deve ser inserido nesse parâmetro o valor da razão entre a potência real e a potência nominal do gerador;
- *Bypass diodes - horizontal (NBGH)*. Deve ser inserido nesse parâmetro o número de diodos de *bypass* dispostos na horizontal em cada fileira de módulos fotovoltaicos que compõe o gerador fotovoltaico, conforme é indicado na Figura 4.6. Esse número vai variar dependendo da quantidade de módulos fotovoltaicos dispostos horizontalmente

em cada fileira e também da posição de montagem de cada módulo, se na posição retrato ou paisagem;

- *Bypass diodes - vertical (NBGV)*. Análogo ao parâmetro descrito acima, porém neste parâmetro é inserido o número de diodos de *bypass* dispostos na vertical;
- *Roof inclination (°)*. Deve ser inserido o valor de inclinação em graus do telhado sobre o qual o gerador fotovoltaico será instalado;
- *Roof orientation (°)*. Deve ser inserido o valor da orientação em graus do telhado, em relação ao norte geográfico, sobre o qual o gerador fotovoltaico será instalado;
- *Generator inclination (°)*. Deve ser inserido o valor do ângulo em graus formado pela inclinação do gerador fotovoltaico em relação ao telhado;
- *Generator orientation (°)*. Deve ser inserido o valor do ângulo em graus formado pela orientação do gerador fotovoltaico em relação ao telhado;
- *Separation among structures N-S (LNS)*. Deve ser inserido o valor da separação entre cada fileira de módulos fotovoltaicos (é preciso tomar certa atenção aqui, uma vez que esse valor é relativo à dimensão transversal de cada fileira do gerador fotovoltaico, e portanto um valor adimensional);
- *PV generator width (AEO)*. Deve ser inserido o valor da largura de cada fileira do gerador fotovoltaico em relação a sua dimensão transversal.
- *Deviation of back structure*. Aqui se deve inserir o valor da diferença de alinhamento entre cada fileira de módulos fotovoltaicos no gerador, caso não estejam todas alinhadas.

É através desses parâmetros que o simulador calcula o rendimento do gerador fotovoltaico levando em conta as inclinações e orientações do telhado e do gerador e o sombreamento causado entre uma fileira de módulos fotovoltaicos.

#### 4.5 Parâmetros de equilíbrio do sistema

Na próxima tela deve-se inserir os parâmetros de equilíbrio do sistema, que consistem nas eficiências dos inversores, perdas nos transformadores e perdas no cabeamento do sistema.

Para calcular a eficiência do inversor são necessários três parâmetros que são obtidos experimentalmente:

- $k_0$  é relacionado às perdas do inversor operando sem carga;
- $k_1$  é relacionado às perdas lineares em relação a potência do inversor;
- $k_2$  é relacionado às perdas por efeito Joule no inversor.

A eficiência do inversor pode ser calculada pela seguinte equação (MUÑOZ et al, 2011):

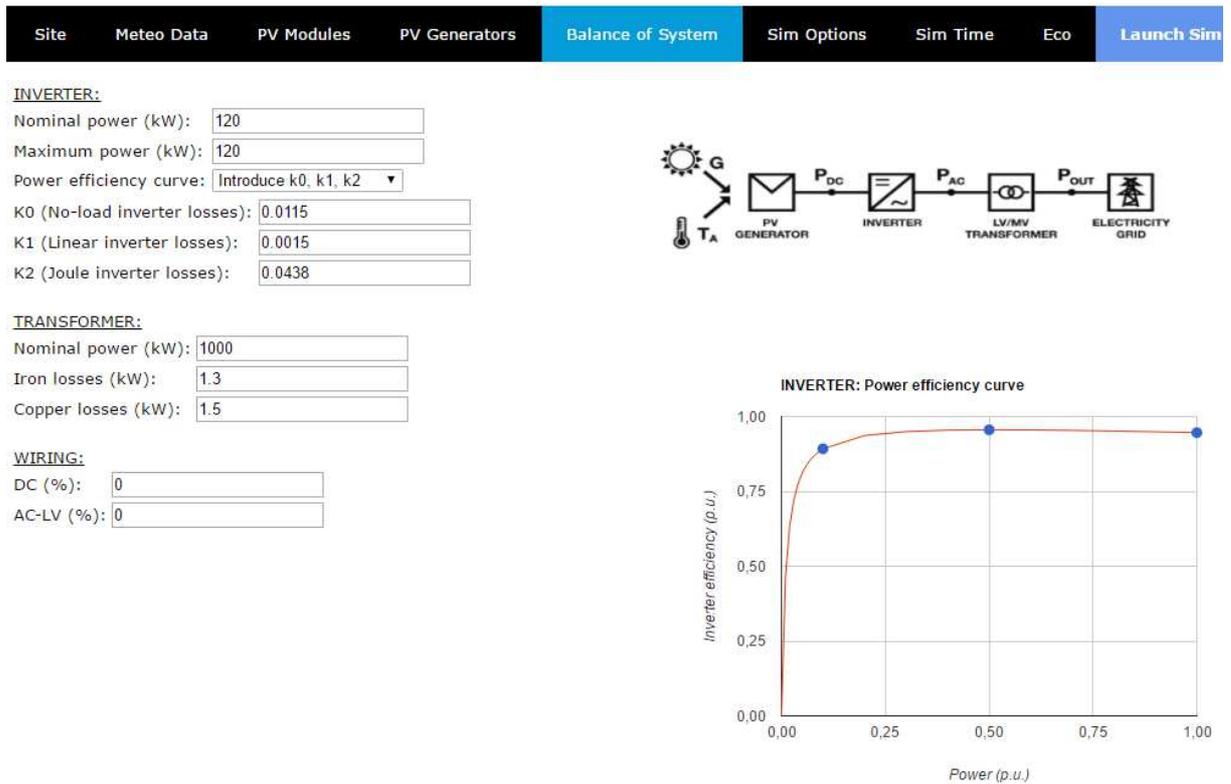
$$\eta_I = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{ac}}{P_{ac} + (k_0 + k_1 P_{ac} + k_2 P_{ac}^2)} \quad (8)$$

onde:

$$P_{ac} = \frac{P_{AC}}{P_I} \quad (9)$$

- $P_I$  é a potência nominal do inversor utilizado no gerador fotovoltaico.
- $P_{AC}$  é a potência de saída do inversor;
- $P_{DC}$  é a potência de entrada do inversor.

Figura 4.7 - Tela para inserção do balanço do sistema



Fonte: [www.sisifo.info](http://www.sisifo.info), 2017, adaptado pelo autor.

#### 4.6 - Opções da simulação

Nesta tela deve-se entrar com as opções da simulação. O SISIFO dispõe de alguns modelos de cálculo que podem ser selecionados pelo usuário, podendo ser assim, otimizado para o tipo de dados de entrada e as características de cada localidade e de cada sistema fotovoltaico.

Figura 4.8 - Tela de entrada de opções da simulação.

Site	Meteo Data	PV Modules	PV Generators	Balance of System	Sim Options
<b><u>BASIC OPTIONS:</u></b>					
PV Application:	Grid-connected ▼				
Analysis type:	Yearly Analysis ▼				
Optimum Slope:	No ▼				
Soiling impact:	Clean (0%) ▼				
<b><u>ADVANCED OPTIONS:</u></b>					
Spectral Response:	No ▼				
Diffuse Radiation Modeling:	Anisotropic (Hay) ▼				
Shading Model:	Martinez ▼				
Minimum irradiance (W/m2):	0				
Ground Reflectance:	0.2				
<b><u>UNCERTAINTY PARAMETERS:</u></b>					
Irradiation input database (%):	5				
Yearly variability (%):	1				
Long-term drift (%):	0				
Transposition models and cell temperature (%):	4				
Power response (%):	2				
Initial PV power (%):	2				
PV power degradation (%):	0				



Fonte: www.sisifo.info, 2017, adaptado pelo autor.

#### 4.6.1 Opções básicas

As primeiras opções a serem definidas no simulador são as opções básicas (*Basic Options*).

Para as duas primeiras caixas de seleção, *PV Application* e *Analysis type* só existe uma opção implementada no simulador. Para o tipo de aplicação do sistema fotovoltaico, a única opção disponível é a simulação de sistema conectado à rede elétrica e para o tipo de análise, a única opção disponível é a análise anual.

A seguir existe a caixa de opção *Optimum Slope*. Se essa opção for marcada como sim, o simulador fará os cálculos levando em consideração o gerador fotovoltaico voltado para o

norte e calculando um ângulo de inclinação  $\beta_{OPT}$  em função do ângulo da latitude local  $\Phi$ , através da equação abaixo. (LORENZO, 2011).

$$\beta_{OPT} = 3,7 + 0,69|\Phi| \quad (10)$$

Se a opção marcada for não, o programa fará a simulação levando em conta os dados de orientação e inclinação inseridos nos parâmetros do gerador fotovoltaico.

O último parâmetro a ser inserido nas opções básicas é o impacto da sujidade nos módulos fotovoltaicos (*Soiling impact*). No SISIFO é possível inserir quatro níveis diferentes de sujidade nos módulos fotovoltaicos para a simulação, cada um correspondendo a uma percentagem de perdas na geração, são eles:

- *Clean* - 0% de perdas;
- *Low* - 2% de perdas;
- *Medium* - 3% de perdas;
- *High* - 8% de perdas.

Esse valor depende de diversos fatores, como a frequência de limpeza dos módulos fotovoltaicos, o tipo de solo do local, ventos, etc. (KIMBER et al, 2006).

Para as simulações feitas nesse estudo, a caixa *Optimum slope* foi deixada na opção não, uma vez que a orientação dos módulos fotovoltaicos será a mesma dos edifícios e o ângulo de inclinação será o mesmo da latitude local. Para a caixa *Soiling impact* foram utilizados os valores que melhor aproximam a simulação dos dados reais de produção do sistema BAPV instalado sobre a Biblioteca Brasileira Guita e José Mindlin, como são mais bem detalhados nos itens 4.7 e 4.8 deste estudo.

#### 4.6.2 Opções avançadas

Nas opções avançadas, usuários mais experientes podem selecionar os modelos de algoritmos que o simulador deve usar para realizar dois passos: calcular a irradiação no plano

dos módulos a partir dos dados solarimétricos e de posicionamento do gerador fotovoltaico e o outro para descontar as perdas por sombreamentos, sujeira acumulada nos módulos fotovoltaicos, ângulo de incidência e pela resposta espectral.

A primeira caixa de opções é a *Spectral Response*, aqui é possível selecionar se o modelo proposto por Martín e Ruíz (1999) para correção do espectro solar de referência utilizando dados meteorológicos será usado ou não. No artigo em que apresentam esse modelo eles concluem que ele exerce pouca influência para sistemas fotovoltaicos que utilizam módulos de silício cristalino, porém sendo bastante indicado para tecnologia de silício amorfo, podendo chegar a uma variação de até 20% em condições de céu nublado nos meses de inverno ou outono.

Como nesse estudo foi utilizada exclusivamente a tecnologia de silício cristalino, essa opção foi desabilitada nas simulações realizadas.

A seguir deve ser escolhido o modelo matemático para o cálculo da radiação difusa em *Diffuse Radiation Modeling*. Nessa caixa é possível selecionar três opções, são dois modelos anisotrópicos e um modelo isotrópico.

O próprio manual do simulador alerta para o fato de que o modelo isotrópico foi inserido no programa apenas para que todos os modelos estivessem disponíveis, porém não recomenda o uso, uma vez que é conhecidamente uma fonte de redução da previsão de geração.

As duas opções de modelos anisotrópicos são os modelos de Hay e Perez. David, Lauret e Boland (2013) conduziram um experimento para comparar quatro modelos de radiação solar no plano inclinado, incluindo os modelos de Hay e Perez, eles concluíram que apesar dos quatro modelos apresentarem resultados próximos, o modelo de Perez foi o que apresentou os menores erros e, portanto foi o modelo utilizado nas simulações desse trabalho.

Na sequência deve ser determinado o modelo que será adotado para a influência do sombreamento no gerador fotovoltaico. Aqui existem quatro opções disponíveis: a primeira é a opção *Optimistic*, ou otimista, selecionando essa opção, o modelo calculará uma diminuição de potência proporcional à área sombreada. A segunda opção é a *Pessimistic*, ou pessimista, essa opção, se selecionada, fará com que o modelo anule a potência de uma série de módulos por completo caso haja qualquer sombra sobre o gerador fotovoltaico. A terceira opção, *Classic*, considera o modelo clássico de sombreamento em módulos fotovoltaicos, onde a sombra sobre uma célula fotovoltaica anulará um grupo de células protegidas por um diodo de

*bypass*. A quarta opção é um modelo proposto por Martínez-Moreno, Muñoz e Lorenzo (2010) quando fizeram um estudo experimental para desenvolver um modelo mais preciso para determinar as perdas por sombreamento em um gerador fotovoltaico, fizeram também uma comparação do modelo matemático criado por eles com geradores fotovoltaicos em operação, onde concluíram que o modelo apresenta um bom desempenho. Nesse trabalho todas as simulações foram feitas utilizando o modelo matemático de Martínez para o cálculo das perdas por sombreamento.

Na caixa *Minimum Irradiance* deve ser preenchido o valor da irradiância mínima que o gerador fotovoltaico entra em funcionamento, esse valor geralmente é fornecido no manual técnico dos inversores e deve ser preenchido para que com valores de irradiância abaixo do especificado o simulador não compute a geração.

No parâmetro *Ground Reflectance* deve ser introduzido o valor de refletância do solo ao redor do gerador fotovoltaico, que varia de 0,1 para grama até 0,8 para neve. Quando não se sabe ao certo o valor índice de refletância do solo, deve-se usar o valor de 0,2 (INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR - UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID, 2014).

#### **4.7 Simulação da geração de energia elétrica da instalação sobre a Biblioteca Brasileira / IEB utilizando o SISIFO**

Para a validação dos parâmetros do simulador SISIFO foi feita uma simulação do primeiro ano de funcionamento da usina fotovoltaica BAPV instalada sobre a Biblioteca Brasileira / IEB, compreendido entre maio de 2015 e abril de 2016. Os dados solarimétricos e meteorológicos utilizados para a simulação foram obtidos da estação solarimétrica do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE que fica localizada dentro do campus São Paulo da USP. Como dados de temperatura ambiente estavam indisponíveis em alguns dias na estação do LSF-IEE, foram utilizados dados do Instituto Nacional de Meteorologia, INMET através do Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa, BDMEP.

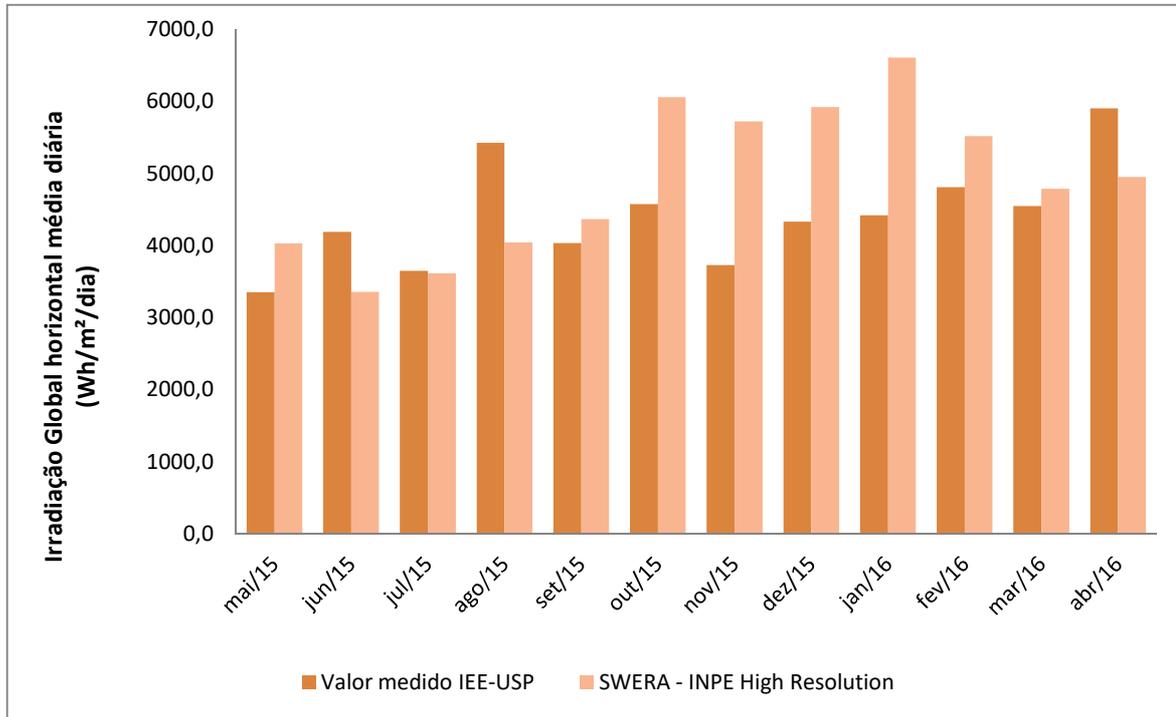
Tabela 4.1 - Dados solarimétricos utilizados para a simulação do primeiro ano de funcionamento da usina BAPV do IEE.

	<b>Irradiação Global horizontal média diária (Wh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	<b>Temperatura máxima diária média (°C)</b>	<b>Temperatura mínima diária média (°C)</b>
<b>mai/15</b>	3.349,2	22,9	15,6
<b>jun/15</b>	4.187,1	23,2	14,1
<b>jul/15</b>	3.645,2	22,8	14,2
<b>ago/15</b>	5.423,5	26,3	14,9
<b>set/15</b>	4.032,9	26,7	16,6
<b>out/15</b>	4.569,5	27,8	17,8
<b>nov/15</b>	3.725,3	27,0	18,9
<b>dez/15</b>	4.326,9	28,9	19,7
<b>jan/16</b>	4.416,3	27,9	19,2
<b>fev/16</b>	4.805,6	29,8	20,6
<b>mar/16</b>	4.546,3	28,5	19,2
<b>abr/16</b>	5.901,1	29,5	19,0

Fonte: dados da estação solarimétrica do IEE-USP, BDMEP, 2017.

A figura 4.9 mostra uma comparação dos valores de irradiação global média diária medida no primeiro ano de operação da usina BAPV com dados obtidos através do banco de dados do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), que conta com a participação de vários países, incluindo o Brasil com a participação do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e o LABSOLAR da Universidade Federal de Santa Catarina.

Figura 4.9 - Comparação de dados medidos no primeiro ano de operação da usina BAPV e dados históricos do projeto SWERA.



Fonte: Projeto SWERA, dados da estação solarimétrica do IEE-USP, 2017.

Pode-se perceber que existe uma variação grande dos valores medidos em um ano e os valores históricos, por isso a importância de se ter dados de estações no local da usina para comparação da geração e simulação e avaliação de desempenho do gerador fotovoltaico.

Para os módulos fotovoltaicos foram inseridos os valores encontrados no manual técnico do fabricante Yingli, perda de potência devido à temperatura de 0,45 %/°C e a temperatura nominal de operação da célula (NOCT) de 46 °C.

Para o gerador fotovoltaico foi selecionada a opção de solo ou telhado, uma vez que a usina encontra-se sobre um telhado. A potência total em c.c. do sistema é de 156 kWp divididos em 15,6 kWp para cada inversor. Os números de diodos de *bypass* em cada uma das direções foram definidos de acordo com a orientação dos módulos no gerador fotovoltaico, que estão na posição retrado. As distâncias entre fileiras e inclinação foram configuradas conforme o projeto de instalação, a orientação é a mesma do prédio.

As especificações dos inversores foram inseridas de acordo com o manual técnico do fabricante SMA, potência c.a. nominal de 15 kW cada e os valores de eficiência foram

inseridos através da curva fornecida no manual, 97,8%, 98,2% e 97% para níveis em relação à potência máxima de 100%, 50% e 10% respectivamente.

Na página de opções básicas e avançadas foram inseridos os parâmetros já antes mencionados, o único parâmetro variado nas simulações foi o que indica a redução de desempenho da usina fotovoltaica devido ao nível de sujeira acumulada sobre os módulos fotovoltaicos, uma vez que esse é um parâmetro que vai variar de localidade para localidade. Uma comparação com os valores reais de produção da usina BAPV e a simulação para diferentes níveis de acúmulo de sujeira nos módulos fotovoltaicos pode ser vista na tabela 4.2.

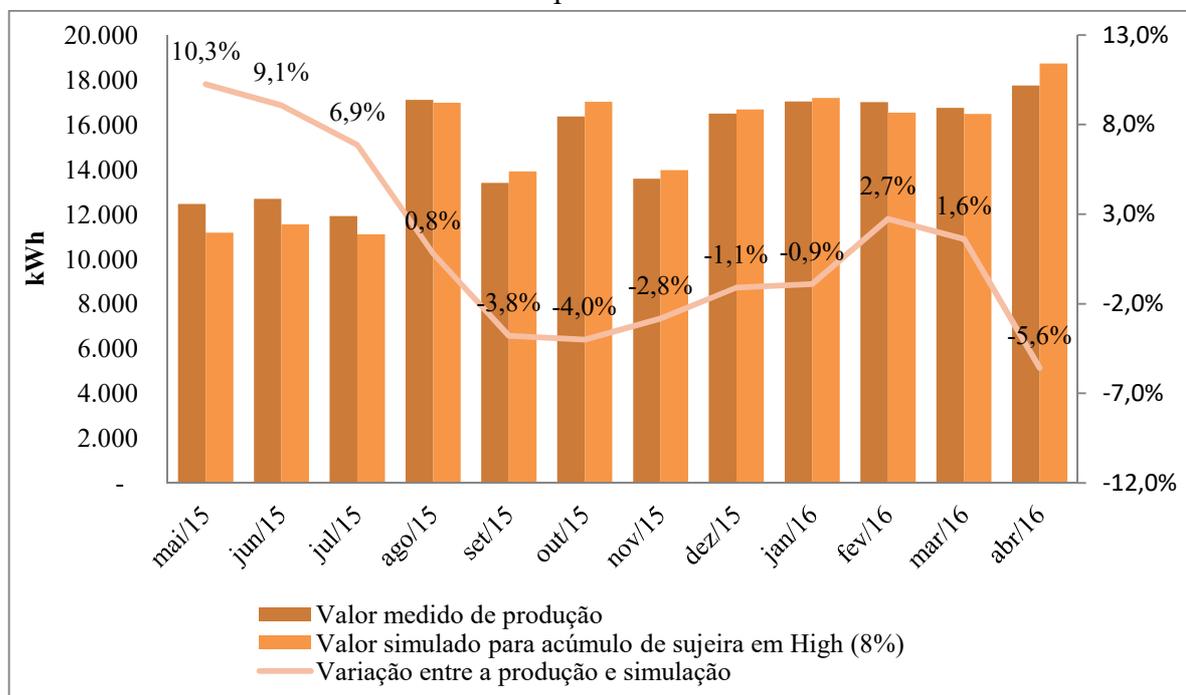
Tabela 4.2 - Resultados de simulações para diversos níveis de acúmulo de sujeira no painel fotovoltaico.

Mês	Medido (kWh)	Nível de acúmulo de sujeira no painel fotovoltaico			
		Limpo 0% (kWh)	Leve 2% (kWh)	Médio 3% (kWh)	Alto 8% (kWh)
<b>mai/15</b>	12.450	12.714	12.296	12.113	11.173
<b>jun/15</b>	12.690	13.132	12.715	12.536	11.538
<b>jul/15</b>	11.920	12.667	12.242	12.063	11.102
<b>ago/15</b>	17.110	19.039	18.496	18.250	16.974
<b>set/15</b>	13.400	15.650	15.186	14.980	13.908
<b>out/15</b>	16.360	19.051	18.506	18.265	17.016
<b>nov/15</b>	13.580	15.765	15.281	15.071	13.963
<b>dez/15</b>	16.490	18.800	18.216	17.970	16.672
<b>jan/16</b>	17.040	19.359	18.786	18.536	17.194
<b>fev/16</b>	17.000	18.507	17.976	17.743	16.536
<b>mar/16</b>	16.750	18.467	17.937	17.703	16.480
<b>abr/16</b>	17.740	20.907	20.336	20.073	18.731
<b>ANO</b>	182.530	204.058	197.973	195.303	181.287
<b>Erro relativo</b>		11,8%	8,5%	7,0%	-0,7%

Fonte: Elaboração própria, 2017.

A escolha do parâmetro de acúmulo de sujeira que promove uma redução de desempenho em 8% (*High*) se mostra o mais adequado e representa a realidade da instalação, que durante esse primeiro ano de operação em momento algum teve seus módulos lavados a não ser pelas chuvas. Fixando então o parâmetro de máximo acúmulo de sujeira pode-se observar na figura 4.10 a variação do valor medido para o valor simulado ao longo do ano.

Figura 4.10 - Comparação entre o valor medido de produção da usina fotovoltaica e o valor simulado com os parâmetros seleccionados.



Fonte: (INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE, 2016) e dados simulados pelo autor, 2017.

Pode-se observar que o erro relativo entre o valor medido de produção da usina BAPV e o valor simulado com os parâmetros seleccionados ficou entre 10,3% e -5,6% com uma variação anual média de apenas -0,7%.

## **5 ANÁLISE DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO NO CAMPUS DA USP EM SÃO PAULO**

### **5.1 Identificação de telhados em edificações do Campus São Paulo da USP para instalação BAPV de microgeração**

Para identificar os locais de interesse para a instalação de sistemas fotovoltaicos BAPV de microgeração no Campus São Paulo da USP, imagens de satélite foram utilizadas. A partir dessas imagens é possível medir a área dos telhados, verificar se não existem objetos sobre esses telhados que possam prejudicar a instalação dos módulos fotovoltaicos e também verificar a existência de obstáculos nos arredores dos edifícios que possam causar sombreamento excessivo nos módulos fotovoltaicos, o que prejudica a geração de energia elétrica.

Alguns edifícios no campus possuem área de telhado muito superior ao necessário para instalar um sistema de microgeração, que são limitados a uma potência máxima de 75 kW e que são o objetivo desse trabalho, uma vez que podem ser instalados diretamente nos quadros de força de baixa tensão dos edifícios, eliminando a necessidade da aquisição de transformadores elevadores, sistemas de medição para média tensão e eventuais obras de adequação ou reforço do sistema de distribuição, causando um ônus ao consumidor e portanto, reduzindo a atratividade do investimento.

O SISIFO foi utilizado para fazer a simulação de geração de cada um desses telhados sendo parametrizado com os valores obtidos no capítulo 4 desse trabalho e com os dados geográficos de cada um dos edifícios selecionados. Foram utilizados como referência módulos fotovoltaicos com as mesmas características dos empregados na usina BAPV sobre a Biblioteca Brasileira, assim como o ângulo de inclinação e o espaçamento entre eles.

Os dados solarimétricos utilizados nas simulações foram obtidos da base de dados SWERA utilizando o modelo BRASIL-SR que fornece dados de Irradiação global horizontal com uma resolução de 10 km a partir de imagens de satélite e estações solarimétricas em solo espalhadas pelo país (MARTINS; PEREIRA. ABREU; 2007).

### 5.1.1 Conjunto Residencial da USP (CRUSP)

Figura 5.1 - (a) Conjunto Residencial da USP (CRUSP); (b) Detalhe de um dos sete edifícios do CRUSP.



(a)

(b)

Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.1 é possível visualizar o conjunto residencial da USP (CRUSP), que é formado por oito edifícios de seis pavimentos. Cada edifício possui uma área total de cobertura de cerca de 465 m<sup>2</sup>, porém excluindo a área ocupada pela casa de máquinas dos elevadores, caixa d'água e outros objetos visíveis no telhado obtém-se uma área aproximada de 300 m<sup>2</sup> livres para a instalação. A orientação do edifício é de 28° em relação ao norte geográfico voltado para o leste. Foram considerados apenas sete dos oito edifícios uma vez que é possível identificar pela imagem que o edifício localizado mais ao norte possui equipamentos instalados sobre o telhado que ocupam boa parte deste. Como cada edifício do complexo possui um quadro de força separado, é possível instalar um sistema de microgeração em cada um deles.

Com os dados obtidos, portanto em cada edifício é possível instalar 96 módulos fotovoltaicos formando um gerador fotovoltaico de 24,96 kWp. Na simulação foram utilizados dois inversores de 12 kW cada formando um sistema, portanto, com 24 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.1 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual de cada um dos sete geradores seria de 37,3 MWh, totalizando 260,1 MWh para os sete edifícios do complexo do CRUSP. A taxa de desempenho anual ficou em 76,9% maior do que a medida da usina BAPV. Isso se dá ao fato de que a separação entre as fileiras de módulos para esses edifícios é maior devido a haver espaço no telhado, com isso as perdas por sombreamento são diminuídas, principalmente nos meses de inverno.

Tabela 5.1 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 24,96 kWp sobre o telhado de um dos prédios do CRUSP

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	3.709	150,2	76,7
<b>Fevereiro</b>	2.952	119,5	77,0
<b>Março</b>	3.630	147,0	76,5
<b>Abril</b>	3.196	129,4	75,5
<b>Mai</b>	2.915	118,0	76,6
<b>Junho</b>	2.422	98,1	76,5
<b>Julho</b>	2.660	107,7	76,6
<b>Agosto</b>	2.835	114,8	77,2
<b>Setembro</b>	2.797	113,2	78,3
<b>Outubro</b>	3.681	149,0	77,1
<b>Novembro</b>	3.213	130,1	77,8
<b>Dezembro</b>	3.304	133,8	76,9
<b>ANO</b>	37.314	1.511,0	76,9

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

### 5.1.2 Instituto de Ciências Biomédicas (ICB)

Figura 5.2 - Edifícios do instituto de Ciências Biomédicas



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.2 é possível visualizar os edifícios do Instituto de Ciências Biomédicas, três deles foram objetos desse estudo por possuírem uma grande área de cobertura e por não haver grandes objetos que possam fazer sombra em uma instalação fotovoltaica montada sobre eles.

Os edifícios foram identificados na figura 5.2 como edifícios A, B e C e cada um deles foi estudado separadamente. A orientação dos três edifícios é de  $28^\circ$  em relação ao norte geográfico voltado para o leste.

O edifício A possui uma área de cobertura total de  $3.328 \text{ m}^2$ , excluindo-se as áreas de objetos sobre o edifício, existe uma área de  $2.885 \text{ m}^2$  para a instalação de um sistema fotovoltaico.

O edifício B possui uma área de cobertura total de  $1.743 \text{ m}^2$ , excluindo-se as áreas de objetos sobre o edifício, existe uma área de  $1.268 \text{ m}^2$  para a instalação de um sistema fotovoltaico.

O edifício C possui uma área de cobertura total de  $3.480 \text{ m}^2$ , excluindo-se as áreas de objetos sobre o edifício, existe uma área de  $1.020 \text{ m}^2$  para a instalação de um sistema fotovoltaico.

Como os três edifícios possuem área que excede a necessidade para a instalação de um sistema de  $75 \text{ kW}$  e têm a mesma orientação com relação ao norte, uma única simulação foi feita para as três instalações.

Com os dados obtidos portanto, em cada edifício é possível instalar 290 módulos fotovoltaicos formando um gerador de 75,4 kWp. Na simulação foram utilizados cinco inversores de 15 kW cada do mesmo modelo utilizado na usina BAPV formando um sistema, portanto, com 75 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.2 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual de cada um dos geradores seria de 113,9 MWh, totalizando 341,7 MWh para os três edifícios do ICB. A taxa de desempenho anual ficou em 76,9%.

Tabela 5.2 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o telhado de um dos prédios do ICB

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	11.322	150,2	76,7
<b>Fevereiro</b>	9.011	119,5	77,0
<b>Março</b>	11.081	147,0	76,5
<b>Abril</b>	9.755	129,4	75,5
<b>Mai</b>	8.898	118,0	76,6
<b>Junho</b>	7.393	98,0	76,5
<b>Julho</b>	8.121	107,7	76,6
<b>Agosto</b>	8.655	114,8	77,2
<b>Setembro</b>	8.538	113,2	78,3
<b>Outubro</b>	11.237	149,0	77,1
<b>Novembro</b>	9.809	130,1	77,7
<b>Dezembro</b>	10.087	133,8	76,9
<b>ANO</b>	113.907	1.511,0	76,9

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

### 5.1.3 Faculdade de Economia e Administração (FEA)

Figura 5.3 - Faculdade de Economia e Administração



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.3 pode-se visualizar o edifício da Faculdade de Economia e Administração. A cobertura da construção tem uma área aproximada de 8800 m<sup>2</sup>, porém, devido objetos instalados na cobertura, a vegetação e edifícios vizinhos que causam sombreamento, a área estimada para construção de um sistema fotovoltaico BAPV é de 2.210 m<sup>2</sup>. A orientação do edifício é de 26,5° em relação ao norte geográfico voltado para o leste.

Como o edifício possui área excedente ao necessário para a instalação de um sistema fotovoltaico de microgeração, um sistema de 75 kW foi considerado.

Com os dados obtidos portanto, é possível instalar 290 módulos fotovoltaicos formando um gerador de 75,4 kWp. Na simulação foram considerados cinco inversores de 15 kW cada do mesmo modelo utilizado na usina BAPV formando um sistema com 75 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.3 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual do gerador seria de 114,1 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 76,9%.

Tabela 5.3 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o telhado do edifício da Faculdade de Economia e Administração

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	11.315	150,1	76,7
<b>Fevereiro</b>	9.011	119,5	77,0
<b>Março</b>	11.103	147,3	76,5
<b>Abril</b>	9.788	129,8	75,6
<b>Mai</b>	8.944	118,6	76,8
<b>Junho</b>	7.423	98,5	76,5
<b>Julho</b>	8.161	108,2	76,7
<b>Agosto</b>	8.688	115,2	77,3
<b>Setembro</b>	8.561	113,5	78,4
<b>Outubro</b>	11.247	149,2	77,1
<b>Novembro</b>	9.805	130,0	77,8
<b>Dezembro</b>	10.079	133,7	76,9
<b>ANO</b>	114.125	1.514,0	76,9

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

#### 5.1.4 Instituto de Química

Figura 5.4 - Instituto de Química



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.4 é possível visualizar o Instituto de Química da USP (IQ), o complexo é formado por treze edifícios, sendo que doze deles são idênticos. Nesse estudo apenas esses

doze edifícios foram considerados na simulação, uma vez que o décimo terceiro edifício claramente tem uma área muito grande de sombreamento por árvores.

Cada edifício possui uma área total de cobertura de cerca de 887 m<sup>2</sup> porém, excluindo a área ocupada por objetos visíveis no telhado, obtém-se uma área aproximada de 400 m<sup>2</sup> livres para a instalação em cada edifício. A orientação do edifício é de 27° em relação ao norte geográfico voltado para o leste. Pelas imagens de satélite é possível observar que alguns dos edifícios podem ter áreas sombreadas no telhado devido às árvores próximas, portanto, a disposição dos módulos fotovoltaicos deve ser estudada separadamente para cada caso. Como cada edifício do complexo possui um quadro de força separado, é possível instalar um sistema de microgeração em cada um deles.

Com os dados obtidos portanto, em cada edifício é possível instalar 150 módulos fotovoltaicos formando um gerador fotovoltaico de 39 kWp. Na simulação foram utilizados três inversores de 12 kW, formando um sistema, portanto, com 36 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.4 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual de cada um dos doze geradores seria de 58,4 MWh, totalizando 701,1 MWh para os doze edifícios do complexo do IQ. A taxa de desempenho anual ficou em 76,2%.

Tabela 5.4 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 58,4 kWp sobre o telhado de um dos edifícios do Instituto de química

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	5.854	150,1	76,7
<b>Fevereiro</b>	4.659	119,5	77,0
<b>Março</b>	5.711	146,4	76,1
<b>Abril</b>	4.992	128,0	74,6
<b>Mai</b>	4.510	115,6	74,9
<b>Junho</b>	3.718	95,3	74,2
<b>Julho</b>	4.104	105,2	74,7
<b>Agosto</b>	4.413	113,2	76,0
<b>Setembro</b>	4.393	112,6	77,8
<b>Outubro</b>	5.804	148,8	76,9
<b>Novembro</b>	5.072	130,1	77,8
<b>Dezembro</b>	5.215	133,7	76,9
<b>ANO</b>	58.445	1.499,0	76,2

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

### 5.1.5 Departamento de Engenharia Química

Figura 5.5 - Departamento de Engenharia Química



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.3 é possível visualizar o edifício do Departamento de Engenharia Química da Escola Politécnica. A cobertura da construção tem uma área aproximada de 3.230 m<sup>2</sup>, porém, excluindo a área ocupada pela casa de máquinas dos elevadores, caixa d'água e outros objetos visíveis no telhado, a área estimada para construção de um sistema fotovoltaico BAPV é de 1.010 m<sup>2</sup>. A orientação do edifício é de 62° em relação ao norte geográfico voltado para o oeste.

Como o edifício possui área excedente ao necessário para a instalação de um sistema fotovoltaico de microgeração, um sistema de 75 kW foi considerado.

Com os dados obtidos portanto, é possível instalar 290 módulos fotovoltaicos formando um gerador de 75,4 kWp. Na simulação foram considerados cinco inversores de 15 kW cada do mesmo modelo utilizado na usina BAPV formando um sistema com 75 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.5 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual do gerador seria de 110,2 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 77,1%.

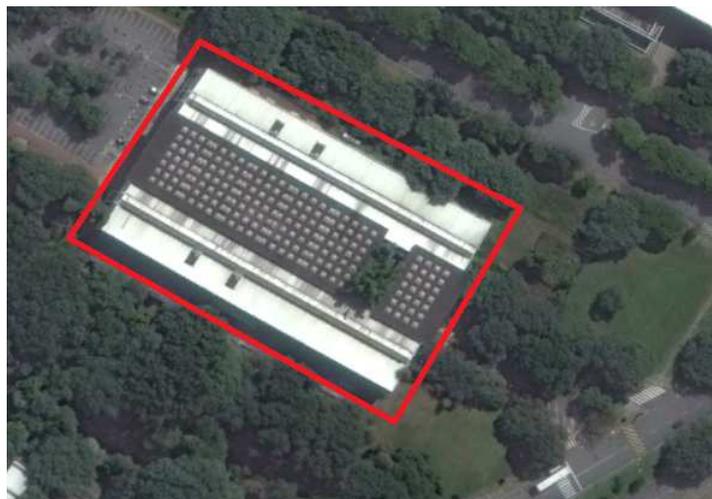
Tabela 5.5 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o telhado do edifício do Departamento de Engenharia Química da Escola Politécnica

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	11.586	153,7	77,0
<b>Fevereiro</b>	8.985	119,2	77,1
<b>Março</b>	10.703	142,0	76,4
<b>Abril</b>	9.149	121,3	75,6
<b>Mai</b>	8.129	107,8	76,9
<b>Junho</b>	6.696	88,8	77,1
<b>Julho</b>	7.389	98,0	77,2
<b>Agosto</b>	8.026	106,4	77,3
<b>Setembro</b>	8.144	108,0	78,2
<b>Outubro</b>	11.061	146,7	77,1
<b>Novembro</b>	9.939	131,8	78,0
<b>Dezembro</b>	10.390	137,8	77,3
<b>ANO</b>	110.197	1.462,0	77,1

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

#### 5.1.6 Departamento de História e Geografia (FFLCH)

Figura 5.6 - Departamento de História e Geografia (FFLCH)



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.6 é possível visualizar o edifício do Departamento de História e Geografia da Faculdade de Filosofia e Ciências Humanas. A cobertura da construção tem uma área aproximada de 7.330 m<sup>2</sup>, porém, excluindo a área da parte central do telhado que tem instaladas claraboias e a área ocupada por objetos instalados no telhado, a área estimada para construção de um sistema fotovoltaico BAPV é de 753 m<sup>2</sup>. A orientação do edifício é de 30° em relação ao norte geográfico voltado para o leste.

Com os dados obtidos portanto, em cada edifício é possível instalar 230 módulos fotovoltaicos formando um gerador fotovoltaico de 59,8 kWp. Na simulação foram utilizados quatro inversores de 15 kW cada formando um sistema, portanto, com 60 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.6 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual do gerador seria de 90,7 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 77,2%.

Tabela 5.6 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 59,8 kWp sobre o telhado do edifício do Departamento de História e Geografia da Faculdade de Filosofia e Ciências Humanas

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	8.985	150,3	76,6
<b>Fevereiro</b>	7.147	119,5	77,0
<b>Março</b>	8.797	147,1	76,6
<b>Abril</b>	7.770	129,9	76,0
<b>Mai</b>	7.121	119,1	77,6
<b>Junho</b>	5.937	99,3	77,8
<b>Julho</b>	6.515	109,0	77,8
<b>Agosto</b>	6.906	115,5	77,9
<b>Setembro</b>	6.785	113,5	78,6
<b>Outubro</b>	8.913	149,1	77,1
<b>Novembro</b>	7.783	130,1	77,7
<b>Dezembro</b>	8.009	133,9	76,9
<b>ANO</b>	90.668	1.516,0	77,2

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

### 5.1.7 Instituto de Geociências

Figura 5.7 - Instituto de Geociências



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.7 é possível visualizar os edifícios do Instituto de Geociências. A cobertura da construção tem uma área aproximada de 6.185 m<sup>2</sup> divididos em onze diferentes telhados. Boa parte dessa área de telhado é circundada por árvores altas que podem causar sombra sobre essas coberturas, excluindo essas áreas com sombreamento, as áreas que estão voltadas para o sul e área ocupada por objetos instalados no telhado, a área estimada para construção de um sistema fotovoltaico BAPV é de 1.185 m<sup>2</sup>. A orientação do edifício é de 30° em relação ao norte geográfico voltado para o leste.

Como o edifício possui área excedente ao necessário para a instalação de um sistema fotovoltaico de microgeração, um sistema de 75 kW foi considerado.

Com os dados obtidos portanto, é possível instalar 290 módulos fotovoltaicos formando um gerador de 75,4 kWp. Na simulação foram considerados cinco inversores de 15 kW cada do mesmo modelo utilizado na usina BAPV formando um sistema com 75 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.7 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual do gerador seria de 113,3 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 76,5%.

Tabela 5.7 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o telhado do edifício do Instituto de Geociências

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	11.329	150,3	76,6
<b>Fevereiro</b>	9.006	119,4	77,0
<b>Março</b>	11.032	146,3	76,2
<b>Abril</b>	9.668	128,2	75,0
<b>Mai</b>	8.779	116,4	75,9
<b>Junho</b>	7.275	96,5	75,6
<b>Julho</b>	8.005	106,2	75,8
<b>Agosto</b>	8.562	113,6	76,6
<b>Setembro</b>	8.489	112,6	78,0
<b>Outubro</b>	11.213	148,7	76,9
<b>Novembro</b>	9.813	130,1	77,7
<b>Dezembro</b>	10.098	133,9	76,9
<b>ANO</b>	113.269	1.502,0	76,5

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

### 5.1.8 Centro de Difusão Internacional

Figura 5.8 - Centro de Difusão Internacional



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.8 é possível visualizar os edifícios do Centro de Difusão Internacional são três prédios com características diferentes e por isso foram feitas simulações separadas para cada um deles.

O edifício A possui uma área de cobertura total de 1.260 m<sup>2</sup>, porém metade desse telhado é voltada para o sul e por isso não foi utilizado para a simulação, restando uma área de 630 m<sup>2</sup> para a instalação de um sistema fotovoltaico BAPV com uma orientação de 58° com relação ao norte geográfico voltado para o oeste.

Com os dados obtidos portanto, é possível instalar 210 módulos fotovoltaicos formando um gerador fotovoltaico de 54,6 kWp. Na simulação foram utilizados quatro inversores de 12 kW cada formando um sistema, portanto, com 48 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.8 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual do gerador seria de 80,6 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 75,2%.

Tabela 5.8 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 54,6 kWp sobre o telhado do edifício A do Centro de Difusão Internacional

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	8.203	150,2	76,6
<b>Fevereiro</b>	6.505	119,1	76,8
<b>Março</b>	7.898	144,7	75,4
<b>Abril</b>	6.838	125,2	73,2
<b>Mai</b>	6.092	111,6	72,7
<b>Junho</b>	4.991	91,4	71,6
<b>Julho</b>	5.535	101,4	72,4
<b>Agosto</b>	6.018	110,2	74,3
<b>Setembro</b>	6.052	110,8	76,8
<b>Outubro</b>	8.070	147,8	76,5
<b>Novembro</b>	7.105	130,1	77,7
<b>Dezembro</b>	7.313	133,9	76,9
<b>ANO</b>	80.620	1.477,0	75,2

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

O edifício B possui uma área de cobertura total de 896 m<sup>2</sup>, excluindo-se as áreas de objetos sobre o edifício e a área voltada para o sul, existe uma área de 448 m<sup>2</sup> para a instalação de um sistema fotovoltaico BAPV com uma orientação de 34° com relação ao norte

geográfico voltado para o leste. Com os dados obtidos portanto, é possível instalar 180 módulos fotovoltaicos formando um gerador fotovoltaico de 46,8 kWp. Na simulação foram utilizados três inversores de 15 kW cada formando um sistema, portanto, com 45 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.9 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual do gerador seria de 69,4 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 75,7%.

Tabela 5.9 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 46,8 kWp sobre o telhado do edifício B do Centro de Difusão Internacional

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	7.046	150,5	76,6
<b>Fevereiro</b>	5.572	119,1	76,7
<b>Março</b>	6.768	144,6	75,5
<b>Abril</b>	5.877	125,6	73,9
<b>Mai</b>	5.278	112,8	74,1
<b>Junho</b>	4.358	93,1	73,6
<b>Julho</b>	4.804	102,6	73,9
<b>Agosto</b>	5.183	110,7	75,2
<b>Setembro</b>	5.189	110,9	77,1
<b>Outubro</b>	6.912	147,7	76,5
<b>Novembro</b>	6.096	130,2	77,7
<b>Dezembro</b>	6.279	134,2	76,8
<b>ANO</b>	69.362	1.482,0	75,7

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

O edifício C possui uma área de cobertura total de 896 m<sup>2</sup>, excluindo-se as áreas de objetos sobre o edifício e a área voltada para o sul, existe uma área de 448 m<sup>2</sup> para a instalação de um sistema fotovoltaico BAPV com uma orientação de 27,5° com relação ao norte geográfico voltado para o leste. Com os dados obtidos portanto, é possível instalar 120 módulos fotovoltaicos formando um gerador fotovoltaico de 31,2 kWp. Na simulação foram utilizados dois inversores de 15 kW cada formando um sistema, portanto, com 30 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.10 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual do gerador seria de 46,7 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 76,2%.

Tabela 5.10 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 31,2 kWp sobre o telhado do edifício C do Centro de Difusão Internacional

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	4.684,0	150,1	76,7
<b>Fevereiro</b>	3.727,0	119,4	77,0
<b>Março</b>	4.564,0	146,3	76,1
<b>Abril</b>	3.990,0	127,9	74,6
<b>Mai</b>	3.607,0	115,6	75,0
<b>Junho</b>	2.975,0	95,3	74,3
<b>Julho</b>	3.281,0	105,1	74,7
<b>Agosto</b>	3.527,0	113,0	76,0
<b>Setembro</b>	3.509,0	112,5	77,7
<b>Outubro</b>	4.640,0	148,7	76,9
<b>Novembro</b>	4.058,0	130,1	77,7
<b>Dezembro</b>	4.173,0	133,8	76,9
<b>ANO</b>	46.735,0	1.498,0	76,2

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

Somando os três prédios do Centro de Difusão Internacional a produção anual do gerador fotovoltaico é de 196,7 MWh.

### 5.1.9 Faculdade de Odontologia

Figura 5.9 - Faculdade de Odontologia



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.9 é possível visualizar os edifícios da Faculdade de Odontologia. A cobertura da construção tem uma área aproximada de 9.540 m<sup>2</sup> divididos em dezessete diferentes telhados. Uma parte dessa área de telhado é circundada por árvores altas que podem causar sombra sobre essas coberturas, excluindo essas áreas com sombreamento, as áreas que estão voltadas para o sul e área ocupada por objetos instalados no telhado, a área estimada para construção de um sistema fotovoltaico BAPV é de 2.110 m<sup>2</sup>. A orientação dos edifícios é de 28° em relação ao norte geográfico voltado para o leste.

Como os edifícios possuem área excedente ao necessário para a instalação de um sistema fotovoltaico de microgeração, um sistema de 75 kW foi considerado.

Com os dados obtidos portanto, é possível instalar 290 módulos fotovoltaicos formando um gerador de 75,4 kWp. Na simulação foram considerados cinco inversores de 15 kW cada do mesmo modelo utilizado na usina BAPV formando um sistema com 75 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.11 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual do gerador seria de 113,9 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 76,9%.

Tabela 5.11 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre os telhados dos edifícios da Faculdade de Odontologia

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	11.322	150,2	76,7
<b>Fevereiro</b>	9.011	119,5	77,0
<b>Março</b>	11.081	147,0	76,5
<b>Abril</b>	9.755	129,4	75,5
<b>Mai</b>	8.898	118,0	76,6
<b>Junho</b>	7.393	98,0	76,5
<b>Julho</b>	8.121	107,7	76,6
<b>Agosto</b>	8.655	114,8	77,2
<b>Setembro</b>	8.538	113,2	78,3
<b>Outubro</b>	11.237	149,0	77,1
<b>Novembro</b>	9.809	130,1	77,7
<b>Dezembro</b>	10.087	133,8	76,9
<b>ANO</b>	113.907	1.511,0	76,9

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

#### 5.1.10 Faculdade de Medicina Veterinária e Zootecnia

Figura 5.10 - Faculdade de Medicina Veterinária e Zootecnia



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.10 é possível visualizar os edifícios da Faculdade de Medicina veterinária. O complexo é formado por diversos edifícios com telhados pequenos ou que possuem muitos objetos instalados no telhado, portanto para esse estudo foi levado em consideração somente o edifício destacado em azul na figura 5.10. A cobertura da construção tem uma área aproximada de 1130 m<sup>2</sup> e excluindo área ocupada por objetos instalados no telhado, a área estimada para construção de um sistema fotovoltaico BAPV é de 926 m<sup>2</sup>. A orientação dos edifícios é de 52° em relação ao norte geográfico voltado para o leste.

Como o edifício possui área excedente ao necessário para a instalação de um sistema fotovoltaico de microgeração, um sistema de 75 kW foi considerado.

Com os dados obtidos portanto, é possível instalar 290 módulos fotovoltaicos formando um gerador de 75,4 kWp. Na simulação foram considerados cinco inversores de 15 kW cada do mesmo modelo utilizado na usina BAPV formando um sistema com 75 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.12 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual de cada um dos geradores seria de 107,9 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 74,5%.

Tabela 5.12 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre edifício na Faculdade de Medicina Veterinária

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	11.345	150,5	75,8
<b>Fevereiro</b>	8.825	117,0	75,6
<b>Março</b>	10.510	139,4	74,1
<b>Abril</b>	8.946	118,7	72,2
<b>Mai</b>	7.915	105,0	72,4
<b>Junho</b>	6.516	86,4	72,2
<b>Julho</b>	7.180	95,2	72,3
<b>Agosto</b>	7.841	104,0	73,5
<b>Setembro</b>	7.996	106,1	75,5
<b>Outubro</b>	10.851	143,9	75,1
<b>Novembro</b>	9.758	129,4	76,8
<b>Dezembro</b>	10.178	135,0	76,3
<b>ANO</b>	107.861	1.431,0	74,5

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

### 5.1.11 Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas

Figura 5.11 - Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.11 pode-se visualizar os edifícios do Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas. As coberturas dos edifícios têm uma área aproximada de 4.860 m<sup>2</sup> divididos em quinze diferentes telhados. Uma parte dessa área de telhado é circundada por árvores altas que podem causar sombra sobre essas coberturas, excluindo essas áreas com sombreamento, as áreas que estão voltadas para o sul e área ocupada por objetos instalados no telhado, a área estimada para construção de um sistema fotovoltaico BAPV é de 1.280 m<sup>2</sup>. A orientação dos edifícios é de 7° em relação ao norte geográfico voltado para o leste.

Como os edifícios possuem área excedente ao necessário para a instalação de um sistema fotovoltaico de microgeração, um sistema de 75 kW foi considerado.

Com os dados obtidos portanto, é possível instalar 290 módulos fotovoltaicos formando um gerador de 75,4 kWp. Na simulação foram considerados cinco inversores de 15 kW cada do mesmo modelo utilizado na usina BAPV formando um sistema com 75 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.13 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual do gerador seria de 115,2 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 77%.

Tabela 5.13 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre os edifícios do Instituto de Astronomia e Geofísica e Ciências Atmosféricas

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	11.242	149,1	76,6
<b>Fevereiro</b>	9.017	119,6	77,1
<b>Março</b>	11.234	149,0	76,9
<b>Abril</b>	10.029	133,0	76,2
<b>Mai</b>	9.133	121,1	76,7
<b>Junho</b>	7.509	99,6	75,5
<b>Julho</b>	8.303	110,1	76,2
<b>Agosto</b>	8.910	118,2	77,8
<b>Setembro</b>	8.714	115,6	79,0
<b>Outubro</b>	11.293	149,8	77,2
<b>Novembro</b>	9.781	129,7	77,9
<b>Dezembro</b>	10.001	132,6	76,8
<b>ANO</b>	115.166	1.527,0	77,0

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

### 5.1.12 Instituto Oceanográfico

Figura 5.12 - Instituto Oceanográfico



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.12 pode-se visualizar os edifícios do Instituto Oceanográfico (IO). A cobertura da construção tem uma área aproximada de 9.000 m<sup>2</sup> e excluindo área ocupada por objetos instalados no telhado, a área estimada para construção de um sistema fotovoltaico BAPV é de 1.100 m<sup>2</sup> na parte frontal do prédio. A orientação dos edifícios é de 9,5° em relação ao norte geográfico voltado para o leste.

Como o edifício possui área excedente ao necessário para a instalação de um sistema fotovoltaico de microgeração, um sistema de 75 kW foi considerado.

Com os dados obtidos portanto, é possível instalar 290 módulos fotovoltaicos formando um gerador de 75,4 kWp. Na simulação foram considerados cinco inversores de 15 kW cada do mesmo modelo utilizado na usina BAPV formando um sistema com 75 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.14 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual do gerador seria de 115,0 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 76,9%.

Tabela 5.14 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o edifício do Instituto Oceanográfico

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	11.249	149,2	76,7
<b>Fevereiro</b>	9.017	119,6	77,1
<b>Março</b>	11.227	148,9	76,9
<b>Abril</b>	9.993	132,5	76,0
<b>Mai</b>	9.093	120,6	76,5
<b>Junho</b>	7.475	99,1	75,3
<b>Julho</b>	8.281	109,8	76,1
<b>Agosto</b>	8.871	117,7	77,6
<b>Setembro</b>	8.698	115,4	78,9
<b>Outubro</b>	11.292	149,8	77,2
<b>Novembro</b>	9.779	129,7	77,8
<b>Dezembro</b>	10.003	132,7	76,8
<b>ANO</b>	114.978	1.525,0	76,9

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

### 5.1.13 Centro de Práticas Esportivas da USP - Raia Olímpica

Figura 5.13 - Centro de Práticas Esportivas da USP - Raia Olímpica



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.13 pode-se visualizar Um dos edifícios do Centro de Práticas Esportivas (CEPE) da USP na Raia Olímpica. A cobertura da construção tem uma área aproximada de 1.840 m<sup>2</sup> e excluindo área sombreada por árvores, a área estimada para construção de um sistema fotovoltaico BAPV é de 980 m<sup>2</sup>. A orientação dos edifícios é de 28° em relação ao norte geográfico voltado para o leste.

Como o edifício possui área excedente ao necessário para a instalação de um sistema fotovoltaico de microgeração, um sistema de 75 kW foi considerado.

Com os dados obtidos portanto, é possível instalar 290 módulos fotovoltaicos formando um gerador de 75,4 kWp. Na simulação foram considerados cinco inversores de 15 kW cada do mesmo modelo utilizado na usina BAPV formando um sistema com 75 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.15 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual do gerador seria de 113,9 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 76,9%.

Tabela 5.15 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o edifício do Centro de Práticas Esportivas da USP na Raia Olímpica

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	11.322	150,2	76,7
<b>Fevereiro</b>	9.011	119,5	77,0
<b>Março</b>	11.081	147,0	76,5
<b>Abril</b>	9.755	129,4	75,5
<b>Mai</b>	8.898	118,0	76,6
<b>Junho</b>	7.393	98,0	76,5
<b>Julho</b>	8.121	107,7	76,6
<b>Agosto</b>	8.655	114,8	77,2
<b>Setembro</b>	8.538	113,2	78,3
<b>Outubro</b>	11.237	149,0	77,1
<b>Novembro</b>	9.809	130,1	77,7
<b>Dezembro</b>	10.087	133,8	76,9
<b>ANO</b>	113.907	1.511,0	76,9

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

#### 5.1.14 Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica

Figura 5.14 - Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica



Fonte: Google Earth, 2017.

Na figura 5.14 pode-se visualizar os edifícios do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica. A cobertura dos edifícios tem uma área aproximada de 10.200 m<sup>2</sup> e excluindo as áreas sombreada por árvores, com objetos instalados sobre o telhado e voltadas para o sul, a área estimada para construção de um sistema fotovoltaico BAPV é de 1.960 m<sup>2</sup>. A orientação do edifício central, onde existe a maior área útil para a instalação de um sistema fotovoltaico é de 65° em relação ao norte geográfico voltado para o oeste.

Como o edifício possui área excedente ao necessário para a instalação de um sistema fotovoltaico de microgeração, um sistema de 75 kW foi considerado.

Com os dados obtidos, portanto, é possível instalar 290 módulos fotovoltaicos formando um gerador de 75,4 kWp. Na simulação foram considerados cinco inversores de 15 kW cada do mesmo modelo utilizado na usina BAPV formando um sistema com 75 kW de potência em c.a.

Na tabela 5.16 são apresentados os dados da simulação com os dados mensais e anuais. A produção anual de cada um dos geradores seria de 107,0 MWh. A taxa de desempenho anual ficou em 75,2%.

Tabela 5.16 - Simulação para o sistema fotovoltaico de 75,4 kWp sobre o Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica

	<b>Produção (kWh)</b>	<b>Produtividade (kWh/kWp)</b>	<b>Taxa de desempenho (%)</b>
<b>Janeiro</b>	11.462	152,0	76,0
<b>Fevereiro</b>	8.840	117,2	75,9
<b>Março</b>	10.417	138,2	74,6
<b>Abril</b>	8.793	116,6	73,3
<b>Mai</b>	7.730	102,5	74,0
<b>Junho</b>	6.307	83,6	73,6
<b>Julho</b>	6.988	92,7	73,8
<b>Agosto</b>	7.680	101,9	74,7
<b>Setembro</b>	7.902	104,8	76,3
<b>Outubro</b>	10.826	143,6	75,6
<b>Novembro</b>	9.818	130,2	77,0
<b>Dezembro</b>	10.292	136,5	76,4
<b>ANO</b>	107.055	1.420,0	75,2

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

## 5.2 Estimativa do impacto dos sistemas de microgeração no consumo do campus São Paulo da USP

A partir das simulações para geradores fotovoltaicos de microgeração em edifícios do campus São Paulo da USP feitas no item anterior desse capítulo foi possível determinar o potencial de produção de energia elétrica nessa modalidade.

A tabela 5.17 mostra uma compilação de todos os dados obtidos nas simulações assim como a o valor total de produção.

Tabela 5.17 - Produção anual de energia elétrica com sistemas de microgeração para os edifícios simulados

	<b>Produção anual de energia elétrica (MWh)</b>	<b>Potência instalada (kW)</b>
<b>Conjunto Residencial da USP</b>	260,1	168
<b>Instituto de Ciências Biomédicas</b>	341,7	225
<b>Faculdade de Economia e Administração</b>	114,1	75
<b>Instituto de Química</b>	701,1	432
<b>Departamento de Engenharia Química da Escola Politécnica</b>	110,2	75
<b>Departamento de História e Geografia da FFLCH</b>	90,7	60
<b>Instituto de Geociências</b>	113,3	75
<b>Centro de Difusão Internacional</b>	196,7	123
<b>Faculdade de Odontologia</b>	113,9	75
<b>Faculdade de Medicina Veterinária</b>	107,9	75
<b>Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas</b>	115,2	75
<b>Instituto Oceanográfico</b>	115,0	75
<b>Centro de Práticas Esportivas - Raia Olímpica</b>	113,9	75
<b>Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica</b>	107,0	75
<b>TOTAL</b>	<b>2.600,8</b>	<b>1.683</b>

Fonte: dados de simulação feita pelo autor, 2017

Somando os dados de simulação para a produção de energia elétrica em cada uma das instalações propostas no item anterior, se todos os sistemas fotovoltaicos de microgeração BAPV propostos forem instalados, a produção anual de energia elétrica será da ordem de 2.600 MWh.

Tendo como base os dados da fatura de energia elétrica do campus São Paulo da USP entre abril de 2015 e maio de 2016, quando o consumo de energia elétrica foi de 84.449,3 MWh, essas novas instalações fotovoltaicas de microgeração representam uma redução de 3,1% no consumo de energia elétrica de todo o campus.

## CONCLUSÃO

Esse trabalho teve como objetivo determinar o impacto no consumo de energia elétrica do campus São Paulo da USP, através da instalação de sistemas fotovoltaicos de microgeração sobre os edifícios do campus. Para isso realizou-se uma revisão bibliográfica sobre sistemas fotovoltaicos e geração distribuída no Brasil. A usina fotovoltaica do Instituto de Energia e Ambiente sobre a Biblioteca Brasileira e Instituto de Estudos Brasileiros serviu de base para estimar os parâmetros mais adequados a serem inseridos no simulador, para os resultados serem o mais próximo da realidade. O simulador utilizado foi o SISIFO, desenvolvido pelo Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madrid (IES-UPM), este é de código aberto e realiza suas simulações através de um navegador web conectado à internet.

Com o simulador parametrizado adequadamente com os dados obtidos a partir da simulação da usina do IEE, dados solarimétricos e meteorológicos de estação instalada no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE e dados disponibilizados pelo projeto SWERA e pelo INMET, sistemas fotovoltaicos sobre os telhados de edifícios identificados com potencial para a instalação de microgeração foram simulados. Foram descartados edifícios que não possuem telhados viáveis para a instalação de sistemas fotovoltaicos, como o da Escola de Educação, formado por diversos domos, o do Instituto de Física, circundado por muitas árvores grandes, que promovem sombreamento excessivo e edifícios visitados previamente, que não apresentam integridade estrutural para a instalação de sistemas fotovoltaicos, como o Departamento de Engenharia Civil da Escola Politécnica e o Hospital Universitário.

Comparando os dados de simulação e dados de produção real da usina BAPV sobre a biblioteca Brasileira, o erro da produção de energia elétrica fica entre 10,3% e -5,6%, com erro médio anual de 0,7%, mostrando assim que o SISIFO se apresenta como uma ferramenta muito útil para o projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede instalados sobre telhados de edifícios que não tenham fontes externas de sombreamento.

A soma total do potencial de geração anual dos sistemas simulados é de 2.600 MWh que corresponde a 3,1% do consumo medido entre abril de 2015 e maio de 2016 de todo o campus.

## REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195–204, 20 abr. 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração distribuída amplia número de conexões em 2015. 2016. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=9044&id\\_arte=90](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_arte=90)>. Acesso em: 08 abr. 2016.

\_\_\_\_\_. Resolução normativa n° 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 08 abr. 2016.

\_\_\_\_\_. Resolução normativa n° 687 de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 08 abr. 2016.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica n°56/2017 de 24 de maio de 2017. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica\\_0056\\_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9)> Acesso em 10 de junho de 2017.

ALMEIDA, M. P., **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2002. Dissertação (Mestrado), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR16149:2013** - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição

BENEDITO, R. S., **Caracterização da Geração Distribuída de Eletricidade por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, sob os Aspectos Técnico, Econômico e Regulatório**. 2009. Dissertação (Mestrado), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

\_\_\_\_\_. **Análise de um mecanismo de compensação de reativos incorporado aos inversores de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. (Tese de Doutorado). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

BRASIL. Lei n°9.074 de 7 de julho de 1995. Brasília, DF.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 2.003 de 10 de setembro de 1996, Brasília, DF.

\_\_\_\_\_. Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, Brasília, DF.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, Brasília, DF.

BRAUN-GRABOLLE, Priscila. **A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**. 2010. 260f. Tese (Doutorado Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da universidade Federal de Santa Catarina, 2010.

CHANG, Carlos Alexandre. **Otimização Técnico Econômica de um Sistema Híbrido Fotovoltaico-Diesel com Banco de Baterias**. 2012. Dissertação (Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

DAVID, M., LAURET, P., BOLAND, J. Evaluating tilted plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location. **Renewable Energy**, v51, p124–131, 2013.

EL KHATTAM, W., SALAMA, M.M.A., "**Distributed generation technologies, definitions and benefits**", 2004.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica DEA 19/14: **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro: Empresa de pesquisa energética (EPE), Ministério de minas e energia (MME), 2014.

FARZANEH, H.; DOLL, C.N.H.; PUPPIM DE OLIVEIRA, J. A. An integrated supply-demand model or the optimization of energy flow in the urban system. **Journal of Cleaner Production**, v. 114, p. 269-285, 2016.

GRANDIN, F. O Sol já vale a pena. **Brasil Energia**, v. 380, p. 6, 2012.

INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE. **Relatório da Produção de Energia Elétrica da Usina FV de 540 kWp**, 2016.

INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR - UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID. **An online simulator of PV systems Technical reference manual**, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Cities Towns & Renewable Energy: yes, in my front yard**. Paris: OECD/IEA, 2009.

KIMBER, A., MITCHELL, L., NOGRADI, S., WENGER, H. The Effect of Soiling on Large Grid-Connected Photovoltaic Systems in California and the Southwest Region of the United States In: WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 4. 2006, Waikoloa. HI. **Proceedings**. Waikoloa, 2006.

LOPES, Y., FERNANDES, N. C., SAADE, D. M. Geração distribuída de energia: Desafios e perspectivas em redes de comunicação. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE REDES DE COMPUTADORES E SISTEMAS DISTRIBUÍDOS, 33., 2015, Vitória. **Anais...** Vitória, 2015.

LORENZO, E. Energy Collected and Delivered by PV Modules. In: LUQUE, A., HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. John Wiley & Sons, Ltd., 2011. P.984-1042

LOVINS, A. B.; ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE. **Reinventing Fire: Bold Business Solutions for the New Energy Era**. White River Junction, VT: Chelsea Green Publishing Company, 2011.

MARTÍN, N., RUIZ, J. M., A New Method for the Spectral Characterization of PV Modules. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, v7, p299-310, 1999.

MARTÍNEZ-MORENO, F., MUÑOZ, J., LORENZO, E., Experimental model to estimate shading losses on PV arrays. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v94, p2298-2303, 2010.

MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B., ABREU, S. L., Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. **Solar Energy**, v81, p517-528, 2007.

MUÑOZ, J., MATÍNEZ-MORENO, F., LORENZO, E., On-site characterization and energy efficiency of grid-connected PV inverters. **Progress in photovoltaics**, v19 (2), p192-201, 2011.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems**: NREL, 2005.

PEPERMANS, G., DRIESEN, J., HAESLONCKX, D., BELMANS, R., DHAESELEER, W., Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v 33(6), p 787–798, 2005.

PEREIRA, E. B., et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.

PINHO, João T., GALDINO, MARCO A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Grupo de trabalho de energia solar (GTES), CEPEL - DTE - CRESESB, 2014.

RÜTHER, R., **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: UFSC / LABSOLAR, 2004.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

URREJOLA, E. Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile. **Energy Conversion and Management**, v. 114, p. 338-347, 2016.

WOYTE, A. et al. Monitoring of photovoltaic systems: Good Practices and Systematic Analysis. In: EUROPEAN PV SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 28., 2013, Paris, França. **Proceedings**. Paris , 2013.