



BRUNO WILMER FONTES LIMA

**Geração Distribuída Aplicada à Edificações:
Edifícios de Energia Zero e o caso do Laboratório
de Ensino da FEC-Unicamp**

115/2012

**CAMPINAS
2012**



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

BRUNO WILMER FONTES LIMA

**Geração Distribuída Aplicada à Edificações:
Edifícios de Energia Zero e o caso do Laboratório
de Ensino da FEC-Unicamp**

Orientador: Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO
FINAL DA DISSERTAÇÃO DEPENDIDA PELO
ALUNO BRUNO WILMER FONTES LIMA
....., E ORIENTADA PELO
PROF. DR. GILBERTO DE MARTINO
JANNUZZI


ASSINATURA DO ORIENTADOR

CAMPINAS
2012

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA -
BAE - UNICAMP

L628g Lima, Bruno Wilmer Fontes, 1985-
Geração distribuída aplicada à edificações: edifícios
de energia zero e o caso do laboratório de ensino da
FEC-Unicamp / Bruno Wilmer Fontes Lima. --
Campinas, SP: [s.n.], 2012.

Orientador: Gilberto de Martino Jannuzzi.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Sistemas de energia fotovoltaica. 2. Geração de
energia fotovoltaica. 3. Edifícios sustentáveis. 4.
Energia eólica. I. Jannuzzi, Gilberto de Martino, 1955-.
II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica. III. Título.

Título em Inglês: Distributed generation applied to buildings: net zero energy
buildings and the case of the laboratory at FEC-Unicamp

Palavras-chave em Inglês: Photovoltaic Power systems, Photovoltaic power
generation, Sustainable buildings, Wind energy

Área de concentração: -

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Jose Tomaz Vieira Pereira, Roberto Lamberts

Data da defesa: 31/08/2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

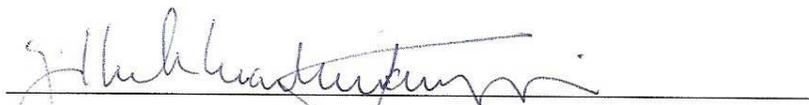
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADEMICO

**Geração Distribuída Aplicada à Edificações:
Edifícios de Energia Zero e o caso do
Laboratório de Ensino da FEC-Unicamp**

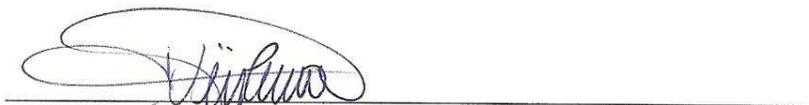
Autor: Bruno Wilmer Fontes Lima

Orientador: Gilberto de Martino Jannuzzi

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi, Presidente
FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Jose Tomaz Vieira Pereira
FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Roberto Lamberts
ECV/UFSC

Campinas, 31 de agosto de 2012

Dedico este trabalho à minha família, que sempre me apoiou e incentivou a seguir e alcançar meus objetivos.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a meus pais, Francisco e Beatriz, pela educação, apoio e carinho que fizeram com que conseguisse chegar aonde cheguei. Gostaria também de agradecer aos meus irmãos, Érico, Tatiana e Juliana; avós, Francisco (*in memoriam*), Lise, Haydée (*in memoriam*) e Bruno (*in memoriam*) e demais familiares.

Gostaria também de agradecer à minha namorada, Larissa, pelos maravilhosos anos juntos, e também aos seus pais, Carlos e Vânia.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Jannuzzi, pela ajuda e orientação na elaboração desta dissertação.

À Prof^a. Dra. Vanessa, Prof. Dr. Tomaz, Dr. Mauro e demais membros e colegas do Projeto *Greenbuilding* da CPFL, pelo aprendizado que tive ao longo do projeto.

À CPFL pela oportunidade de participar deste projeto e pelo apoio financeiro.

Aos meus amigos e colegas, pela ajuda e suporte ao longo do mestrado e da minha vida.

E por fim, gostaria de agradecer a este poder superior, que chamamos de Deus.

Eu colocaria meu dinheiro no sol e na energia solar. Que fonte de energia! Espero que não precisemos esperar até que o petróleo e o carvão acabem para encarar isto

Thomas Edison Em conversa com Henry Ford e Harvey Firestone, em 1931

RESUMO

O consumo de eletricidade no Brasil cresceu 47% na última década e estima-se que aumente outros 55,6% até 2020. A geração da maior parte da eletricidade no país é baseada no modelo de grandes usinas hidrelétricas, distantes dos centros de consumo, assim como a expansão da capacidade de geração para atender o aumento da demanda, mantendo as grandes perdas na transmissão e distribuição da eletricidade. Uma forma de reduzi-las é através do maior uso da geração distribuída, em que a eletricidade é gerada próxima ou no próprio local de consumo, como por exemplo, integrada a edificações. A partir da viabilização deste modelo de geração e dos edifícios eficientes, criou-se o conceito dos chamados Edifícios de Energia Zero (EEZ).

EEZs são edifícios com baixas necessidades energéticas e que, ao longo do ano, geram toda a energia que consomem a partir de fontes renováveis de energia. Em 2010, as edificações foram responsáveis por 46,9% do consumo de eletricidade no Brasil e esta participação deve aumentar até o final da década. Dessa forma, um maior emprego da geração distribuída através de fontes renováveis em edificações e também de novos EEZs pode atender parte desta crescente demanda, e conseqüentemente, adiar ou evitar a construção de novas grandes hidrelétricas e termelétricas movidas a combustíveis fósseis, e reduzindo os impactos socioambientais causados pela sua construção e operação.

Esta dissertação propõe uma metodologia para o projeto de sistemas de geração de energia elétrica em EEZs, visando auxiliar engenheiros e arquitetos no dimensionamento destes sistemas, permitindo uma maior adoção deste tipo de edificação. A metodologia consiste de alguns passos simples, que incluem a análise do consumo de energia do edifício e do potencial energético local, o dimensionamento e simulação do sistema de geração, concluindo com a avaliação dos resultados para averiguar se a energia gerada seria suficiente para classificar o edifício como EEZ. Adicionalmente, a metodologia propõe ferramentas para auxiliar na escolha de um sistema de geração, dentre diversas opções de arranjos e tecnologias, como o custo do sistema, da eletricidade

dade produzida por ele e do tempo de retorno de energia.

Esta metodologia foi aplicada em um laboratório de ensino, que será construído na Unicamp e tem como meta ter o menor impacto ambiental durante sua construção e operação além de ser um Edifício de Energia Zero. Foi avaliada a viabilidade e contribuição potencial da geração de eletricidade por fontes renováveis de energia no projeto deste laboratório, no caso energia solar fotovoltaica e pequenas turbinas eólicas, como forma de atender a meta EEZ. Também foram avaliados três sistemas fotovoltaicos, cotados com empresas especializadas durante o projeto do laboratório. Adicionalmente, buscando entender melhor a influência da tecnologia e do posicionamento dos sistemas fotovoltaicos na geração de eletricidade, foram realizadas simulações de sistemas com 1kWp, utilizando diferentes tecnologias e orientações. As simulações foram realizadas utilizando o software Homer Energy, de distribuição gratuita.

Palavras Chave: Energia Solar Fotovoltaica; Geração Distribuída; Edifícios de Energia Zero; Energia Eólica

ABSTRACT

Electricity consumption in Brazil increased 47% in the last decade, and it is estimated that it will increase 55.6% until 2020. Most of the electricity generated in the country is based on large hydroelectric dams, located away from the major cities. The planned expansion of the generation park to meet this increase in the demand is also based on this model, leading to great transmission and distribution losses. One way to reduce these losses is through a greater use of distributed generation, where the electricity is generated near or at the point of consumption, e.g., integrated to buildings. With the viabilization of this model of electricity generation and of energy efficient buildings, the concept of Net Zero Energy Buildings (ZEB) was created.

A ZEB is a building with low energy needs which, through the course of a year, generated all the energy which it consumes from renewable energy sources. In 2010, the building sector was responsible for 46.9% of all electricity consumption in Brazil, and this share will increase until the end of the decade. That way, a larger use of the distributed generation from renewable sources integrated to buildings and of new ZEB can meet part of this growing demand, and thus postpone or avoid the construction of new large hydroelectric dams and thermoelectric power plants running on fossil fuels, reducing the social and environmental impacts caused by its construction and operation.

This dissertation proposes a methodology for the project of electricity generation systems in ZEBs, aiming to help engineers and architects in the dimensioning of these systems, allowing a greater adoption of this kind of building. The methodology consists of a few simple steps, which includes an analysis of the building energy consumption and of the local energy potential, sizing and simulation of the generation system and comparing the results in order to conclude if it is possible for the building to become a ZEB. Additionally, the methodology proposes tools to help choosing the better option among different systems sizes and technologies, including the cost of the system, of the electricity produced by it and the energy payback time.

The methodology will be applied to a university's laboratory, which will be built at Unicamp, which aims to have the lowest environmental impact possible during its construction and operation and to be a Net Zero Energy Building. It was addressed the viability and potential contribution of electricity generation from renewable energy sources, solar photovoltaic and small wind turbines, in the laboratory's project as an strategy to reach the ZEB target. Three photovoltaic systems quoted from specialized companies during the project were also analyzed. Also, in order to address the influence of the technology and positioning of the photovoltaic systems on its performance, several simulations of systems with 1kWp were carried out, in different tilts and orientations, and using different technologies of photovoltaic modules. These simulations were performed using the Homer Energy software, which is free of charge.

Keywords: Solar Photovoltaic Energy; Distributed Generation; Net Zero Energy Buildings; Wind Energy

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Uso final de eletricidade no setor residencial. Fonte: Procel, 2007	6
Figura 2- Uso final de eletricidade no setor comercial. Fonte: Procel, 2007	6
Figura 3- Uso final de eletricidade no setor público. Fonte: Procel, 2007.....	7
Figura 4 - Esquema de um SFCR. Fonte: EPIA, 2011	29
Figura 5 Evolução da Capacidade Instalada de Sistemas Fotovoltaicos no mundo de 2000-2010. Fonte: EPIA, 2011a.....	49
Figura 6 - Participação de mercado das tecnologias de módulos fotovoltaicos mundialmente. Fonte: EPIA 2011	49
Figura 7 - Curva de Aprendizado em relação ao preço dos módulos fotovoltaicos. Fonte: EPIA 2011.....	52
Figura 8 Divisão dos Custos Associados a um SFCR no telhado de uma edificação. Fonte: EPIA 2011.....	53
Figura 9 Estimativas dos preços de grandes sistemas fotovoltaicos, em €/kWp. Fonte: EPIA 2011	53
Figura 10 - Efeito causado por um edifício no regime dos vento. Fonte: TU Delft apud WINEUR, 2007.....	57
Figura 11 - Fluxograma para o projeto de um EEZ.....	67
Figura 12 - Fluxograma mostrando as simulações realizadas	78
Figura 13 - Planta Superior do Laboratório de Ensino	83
Figura 14 - Fluxograma de Avaliação dos Sistemas Cotados	87
Figura 15. Radiação solar em Campinas (kWh/m ² /dia). Fonte: SunData - CRESESB, 2011.	91
Figura 16 - Médias Mensais das Velocidades dos Ventos, em m/s, no Aeroporto de Viracopos. Fonte: RETScreen, 2011	92
Figura 17 - Velocidade dos Ventos de 1997 à 2010.....	95
Figura 18 - Médias Mensais das Velocidade dos Ventos em 2005, em m/s.	96
Figura 19 - Fachada Oeste.....	117
Figura 20 - Fachada Leste	117

Figura 21- Geração Anual *versus* Posicionamento dos Módulos..... 119

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica em 2010 (MW e %). Fonte: EPE, 2011.....	2
Gráfico 2 - Geração elétrica por energético em 2010 (MWh e %). Fonte: EPE, 2011.....	3
Gráfico 3- Composição Setorial do Consumo de Eletricidade. Fonte: EPE, 2011.....	3
Gráfico 4 - Consumo de Energia nos Setores Residencial, Comercial e Público. Fonte: EPE, 2011	4
Gráfico 5 - Evolução no Consumo de Eletricidade nos Setores Residencial, Comercial e Público entre 2001 e 2010, em GWh. Fonte: EPE, 2011.....	5
Gráfico 6 - Fluxo de caixa do sistema proposto pela empresa 1	106
Gráfico 7 - Fluxo de caixa do sistema proposto pela empresa 2	107
Gráfico 8 - Fluxo de caixa do sistema proposto pela empresa 3	107
Gráfico 9 - Geração de Eletricidade na Condição Ideal e nas diferentes fachadas do edifício	114
Gráfico 10 - Variação da Geração Anual em kWh com a variação da inclinação dos módulos..	118
Gráfico 11 - Variação da Geração Anual com a variação da orientação dos módulos.....	118
Gráfico 12 – Perfil da Geração mensal de eletricidade de sistemas fotovoltaicos com inclinações de 0°, 22,5° e 45°, em kWh.....	120

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Hierarquia das Estratégias para o suprimento de energia de um EEZ. Fonte: Torcellini, 2006.....	24
Tabela 2 - Características das Diferentes Tecnologias de Módulos Fotovoltaicos. Fontes: (EPIA, 2011) (FTHENAKIS e KIM, 2011) (MAKRIEDES, ZINSSER, <i>et al.</i> , 2009) (ITO, KATO, <i>et al.</i> , 2008) (BRAVI, PARISI, <i>et al.</i> , 2011).....	31
Tabela 3 - Características das tecnologias fotovoltaicas utilizadas nas simulações. Fonte: (EPIA, 2011) (MAKRIEDES, ZINSSER, <i>et al.</i> , 2009).....	79
Tabela 4 - Especificações Técnicas do Sistema Fotovoltaico Proposto pela Empresa 1.....	85
Tabela 5 - Especificações Técnicas do Sistema Fotovoltaico Proposto pela Empresa 2.....	85
Tabela 6 - Especificações Técnicas do Sistema Fotovoltaico Proposto pela Empresa 3.....	86
Tabela 7 - Temperatura Média Mensal em Campinas, em °C . Fonte: (CEPAGRI, 2011).....	90
Tabela 8 - Radiação solar diária média (kWh/m ² /dia) em Campinas. Fonte: SunData - CRESESB, 2011.....	91
Tabela 9 - Dados do CEPAGRI relativos à Velocidade dos Ventos em Campinas	93
Tabela 10 - Frequência da ocorrência de ventos acima de 3m/s, 4m/s e 5m/s.....	96
Tabela 11 - Área mínima em m ² para instalação do sistema de 23,12 kWp dimensionado para cada tecnologia	99
Tabela 12 - Geração Anual de Energia do Sistema de 23,12kWp, em kWh, simulado pelo Homer	100
Tabela 13 - Sistema redimensionado para cada uma das tecnologias	100
Tabela 14 - Simulação da geração de eletricidade em kWh do sistema ofertado pela empresa 1	101
Tabela 15 - Geração de eletricidade em kWh ano a ano do sistema ofertado pela empresa 1.....	102
Tabela 16 - Simulação da geração de eletricidade em kWh do sistema ofertado pela empresa 2	103
Tabela 17 - Geração de eletricidade em kWh ano a ano do sistema ofertado pela empresa 2.....	104
Tabela 18 - Simulação da geração de eletricidade em kWh do sistema ofertado pela empresa 3	104
Tabela 19 - Geração de eletricidade em kWh ano a ano do sistema ofertado pela empresa 3.....	105
Tabela 20 - LCOE, VPL e tempo de retorno do investimento dos sistemas propostos.....	106

Tabela 21 - Energia incorporada dos componentes do sistema ofertado pela empresa 1	108
Tabela 22 - Energia incorporada dos componentes do sistema ofertado pela empresa 2	108
Tabela 23 - Energia incorporada dos componentes do sistema ofertado pela empresa 3	109
Tabela 24 - Tempo de Retorno de Energia, em anos, para cada um dos sistemas propostos	109
Tabela 25 - Rendimento do sistema, área necessária para 1kWp e potencial de geração por m ² para cada tecnologia diferente	113
Tabela 26 - Geração de Eletricidade na Condição Ideal e nas diferentes fachadas do edifício, em kWh.....	113
Tabela 27 - Rendimento das diversas tecnologias FV instaladas na condição ideal e nas fachadas	115
Tabela 28 - Variação na Geração de Eletricidade com variações na Inclinação dos painéis, em kWh.....	116
Tabela 29 - Variação na Geração de Eletricidade com variações na Orientação dos painéis	116
Tabela 30 - Geração mensal de eletricidade, em kWh, de sistemas fotovoltaicos de 1kWp com diferentes inclinações.....	120

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica

AM – Massa de Ar

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BAPV - *Building Adapted Photovoltaics*

BIG – Banco de Informações de Geração

BIPV - *Building Integrated Photovoltaics*

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CEPAGRI - Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura

CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz

EEZ – Edifício de Energia Zero

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPIA - *European Photovoltaic Industry Association*

EVA - Etil Vinil Acetato

FEC - Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Unicamp

FV - Fotovoltaico

GC - Geração Centralizada

GD - Geração Distribuída

GEE – Gases do Efeito Estufa

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo

γ PMPP – Coeficiente de Temperatura de Potência Máxima

kJ – Kilojoule

kWh – Kilowatt-hora

kWp – Kilowatt-pico

LCoE - *Levelized Cost of Electricity*

MPPT - *Maximum Power Point Tracking*

MW – Megawatt

NASA – Agência Espacial Norte Americana

NREL - *National Renewable Energy Laboratory*

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PVB - Polivinil Butiral

SFCR - Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede

SIN – Sistema Interligado Nacional

TIR – Taxa Interna de Retorno

TWh – Terawatt-hora

Unicamp – Universidade Estadual de Campinas

VPL – Valor Presente Líquido

WINEUR - *Wind Energy Integration in the Urban Environment*

Wp – Watt-Pico

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.1.1	O Consumo de Energia Elétrica no Brasil e o Papel das Edificações.....	1
1.1.2	Consumo de Energia Elétrica nas Edificações Brasileiras	4
1.1.3	Alternativa à Geração Centralizada: Geração Distribuída	7
1.2	Justificativa	11
1.3	Objetivos	12
1.3.1	Objetivo Geral.....	12
1.3.2	Objetivos Específicos.....	12
1.4	Estrutura do Trabalho	13
2	Revisão Bibliográfica	15
2.1	Edifícios de Energia Zero	15
2.1.1	Definição	15
2.1.2	Tipos de Edifícios de Energia Zero.....	16
2.1.3	Estratégias para alcançar a meta EEZ.....	22
2.2	Energia Solar Fotovoltaica	26
2.2.1	Introdução.....	26
2.2.2	Sistemas Fotovoltaicos	28
2.2.3	Módulos Fotovoltaicos	31
2.2.4	Inversores e o Balanço do Sistema	42
2.2.5	Tipos de Instalação.....	44
2.2.6	Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e no Mundo	48

2.2.7	Custos	51
2.3	Energia Eólica	54
2.3.1	Introdução.....	54
2.3.2	Turbinas Eólicas no Ambiente Urbano	55
2.3.3	Tipos de Turbinas Eólicas	58
2.3.4	Custos e Mercado.....	60
2.4	Políticas de Incentivo a Fontes Renováveis	60
2.4.1	Introdução.....	60
2.4.2	Políticas de Incentivo	61
2.5	Conexão à Rede de Distribuição	63
3	Metodologia	65
3.1	Metodologia para o Projeto de um Edifício de Energia Zero	66
3.1.1	Dimensionamento do Sistema de Geração de Energia	66
3.1.2	Viabilidade Econômica e Custo da Eletricidade.....	73
3.1.3	Tempo de Retorno da Energia	76
3.2	A Influência do Posicionamento e da Tecnologia Utilizada no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos	76
3.3	Software de Simulação	80
4	Estudo de Caso: Projeto <i>Greenbuilding CPFL</i>	81
4.1	O Laboratório de Ensino	82
4.2	Os Sistemas de Geração de Energia Propostos	84
4.2.1	O Laboratório de Ensino como um Edifício de Energia Zero	87
5	Análise de Resultados	89
5.1	Aplicação da Metodologia EEZ no caso do Laboratório de Ensino	89

5.1.1	Simulação ou Levantamento do Consumo Energético do Edifício	89
5.1.2	Análise do Potencial Energético do Local	89
5.1.3	Escolha das Fontes de Energia a Serem Utilizadas	97
5.1.4	Levantamento da Área Disponível para Instalação Do Sistema De Geração	98
5.1.5	Dimensionamento do Sistema de Geração	98
5.1.6	Simulação da Geração do Sistema Dimensionado.....	99
5.1.7	Comparação entre Geração e Consumo	100
5.2	Análise das Propostas Recebidas	101
5.2.1	Simulação dos Sistemas Propostos	101
5.2.2	Custo da Eletricidade e Análise Econômica.....	105
5.2.3	Tempo de Retorno da Energia	107
5.2.4	O Laboratório de Ensino como um EEZ.....	110
5.3	A Influência do Posicionamento e da Tecnologia Utilizada no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos	112
5.3.1	Desempenho das Tecnologias.....	112
5.3.2	Geração nas Fachadas	113
5.3.3	Análise de Sensibilidade	115
6	Conclusões	123
6.1	Sugestões de Estudos Futuros	128
	Bibliografia	129
	Apêndice A – O Funcionamento do Homer Energy	143

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

1.1.1 O Consumo de Energia Elétrica no Brasil e o Papel das Edificações

A energia elétrica é atualmente a 2º forma de energia mais utilizada no Brasil, sendo responsável por 16,3% de toda energia consumida no país, ficando atrás apenas dos derivados de petróleo (EPE, 2011). O consumo de eletricidade cresceu 47% na última década (EPE, 2011), chegando a 455,7 TWh em 2010. Projeções realizadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Plano Decenal de Expansão de Energia para 2020, estimam que este consumo aumente outros 55,6% até lá, chegando a 659 TWh. Para atender esta demanda, está previsto e contratado um aumento de 51% da capacidade instalada de geração elétrica, passando dos 113.327 MW em operação ao fim de 2010 para 171.138 MW em 2020. Estas novas centrais serão, em sua maioria, grandes centrais hidrelétricas (32.184 MW), mas também estão previstas centrais termelétricas movidas a combustíveis fósseis (8.857 MW), centrais termonucleares (1.405 MW) e centrais movidas a fontes alternativas (18.009 MW), que incluem energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (EPE, 2011a).

A atual matriz elétrica brasileira, bem como a expansão planejada, está baseada no paradigma da geração centralizada, caracterizada por grandes usinas instaladas distante dos centros de consumo, principalmente no caso das grandes hidrelétricas, que precisam ser construídas onde há potencial hidrelétrico disponível. Atualmente, 68% da capacidade instalada e 79,2% da eletricidade consumida é de origem hidrelétrica, como pode ser visto nos Gráfico 1 e Gráfico 2.

Este paradigma apresenta algumas vantagens, principalmente no planejamento da expansão e operação do sistema e nos ganhos da economia de escala. Porém, a distância entre a geração da eletricidade e o local de consumo acarreta perdas consideráveis na transmissão e distribuição da

eletricidade, que em 2010 foram de 17,2% no Sistema Interligado Nacional (SIN), equivalentes a 88,2 TWh¹, suficiente para abastecer 47,7 milhões de residências médias² (EPE, 2011), (EPE, 2011b).

Outro aspecto negativo deste paradigma é o impacto socioambiental causado por estas usinas, caracterizada pelas áreas inundadas, impactos na fauna e flora locais e comunidades deslocadas pela implantação das grandes usinas hidrelétricas, e pelas emissões de gases do efeito estufa e outros poluentes que ocorrem durante a operação de usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis.

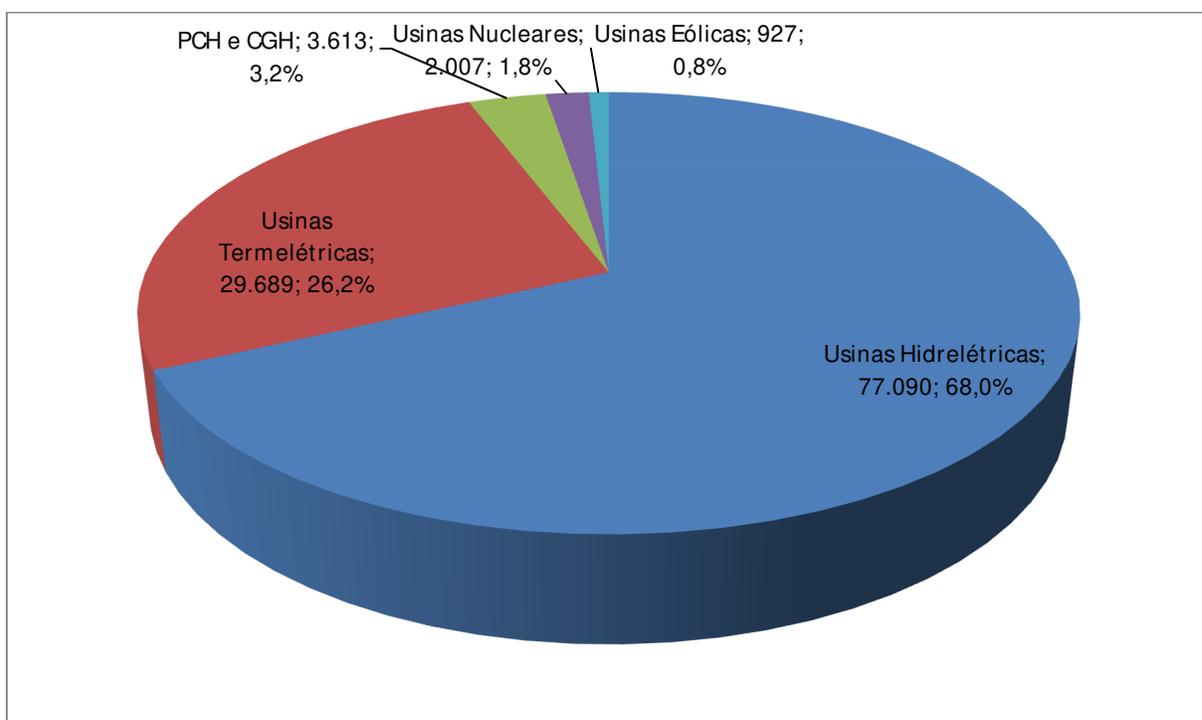


Gráfico 1 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica em 2010 (MW e %). Fonte: EPE, 2011

Ao analisar-se o consumo de eletricidade, vê-se que a indústria é o principal consumidor, seguido pelos setores residencial, comercial e público (Gráfico 3). Entretanto, quando se considera o consumo do setor de edificações como um todo, que inclui estes três últimos setores combinados, o consumo destes ultrapassa o da indústria, chegando a 46,9%, tornando-se o maior

¹ Este valor inclui tanto perdas técnicas, devido a perdas ôhmicas nas linhas de transmissão e à eficiência dos equipamentos, como perdas não técnicas, como furtos e fraudes.

² Segundo (EPE, 2011b) o consumo médio de uma residência é de 154kWh/mês, 1848kWh/ano

consumidor de eletricidade no país. Dessa forma, ao se buscar formas de reduzir o consumo de eletricidade nas edificações, pode-se reduzir consideravelmente o consumo de eletricidade como um todo, e conseqüentemente adiar a construção de novas usinas para atender a esta demanda.

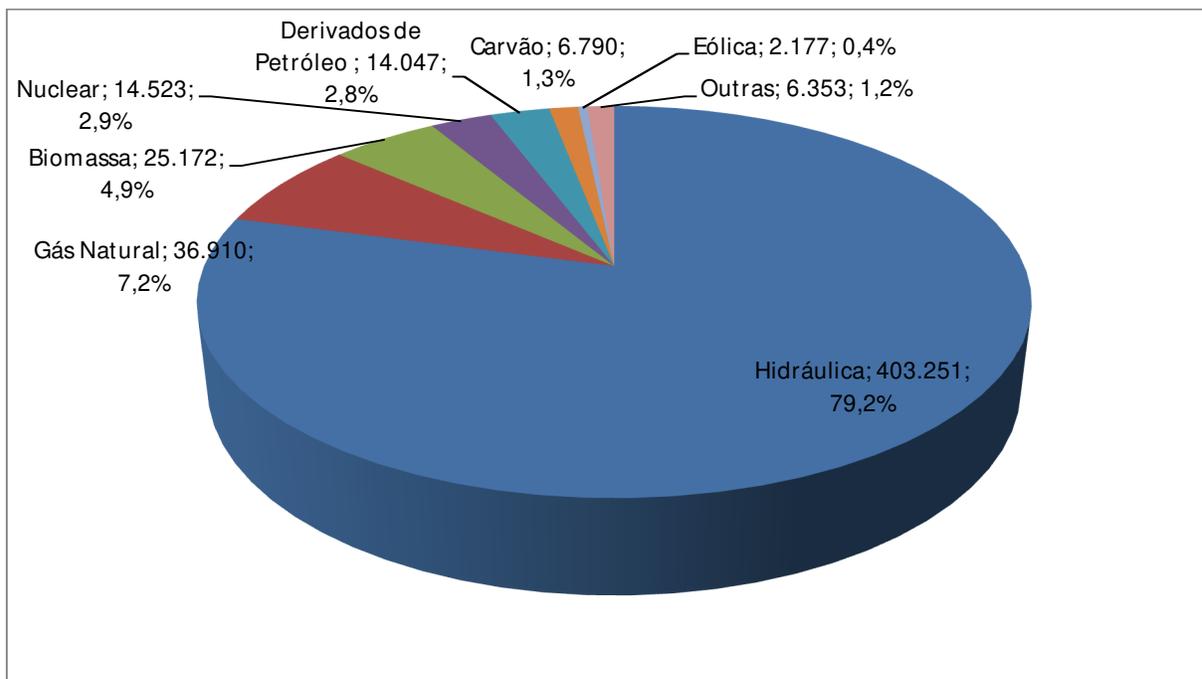


Gráfico 2 - Geração elétrica por energético em 2010 (MWh e %). Fonte: EPE, 2011

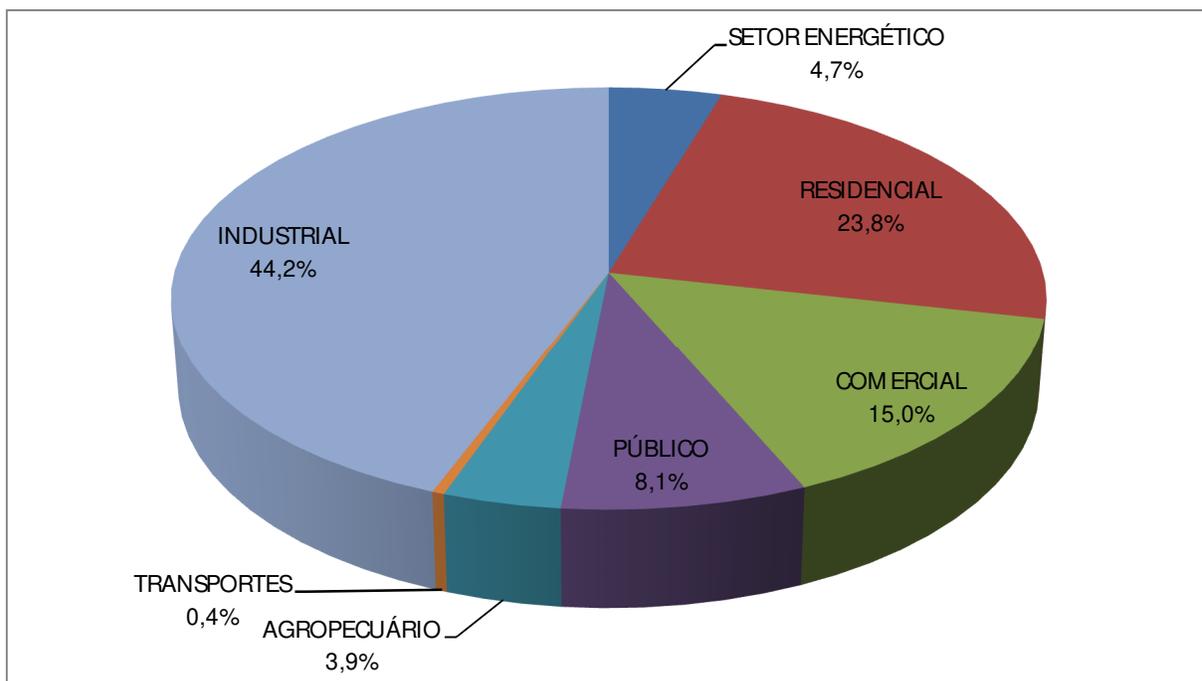


Gráfico 3- Composição Setorial do Consumo de Eletricidade. Fonte: EPE, 2011

1.1.2 Consumo de Energia Elétrica nas Edificações Brasileiras

Segundo o Balanço Energético Nacional, as edificações, que compreendem os setores residencial, comercial e público, foram responsáveis por 14% do consumo de energia primária no Brasil em 2010. Nos três setores, a eletricidade é a principal forma de energia utilizada (Gráfico 4), e quando avaliada apenas esta forma, a participação das edificações sobe para 46,9% do total, com o setor residencial responsável por 23,8% (108,45 TWh), o comercial por 15% (68,19 TWh) e o setor público com 8,1% (37,01 TWh) do total (EPE, 2011). No setor residencial, além da eletricidade há uma grande participação da lenha e do gás liquefeito de petróleo (GLP), utilizados principalmente na cocção de alimentos. Entretanto, a participação da lenha vem diminuindo consideravelmente na última década, dando lugar para fontes de energia mais eficientes e práticas, como a eletricidade, GLP e Gás Natural.

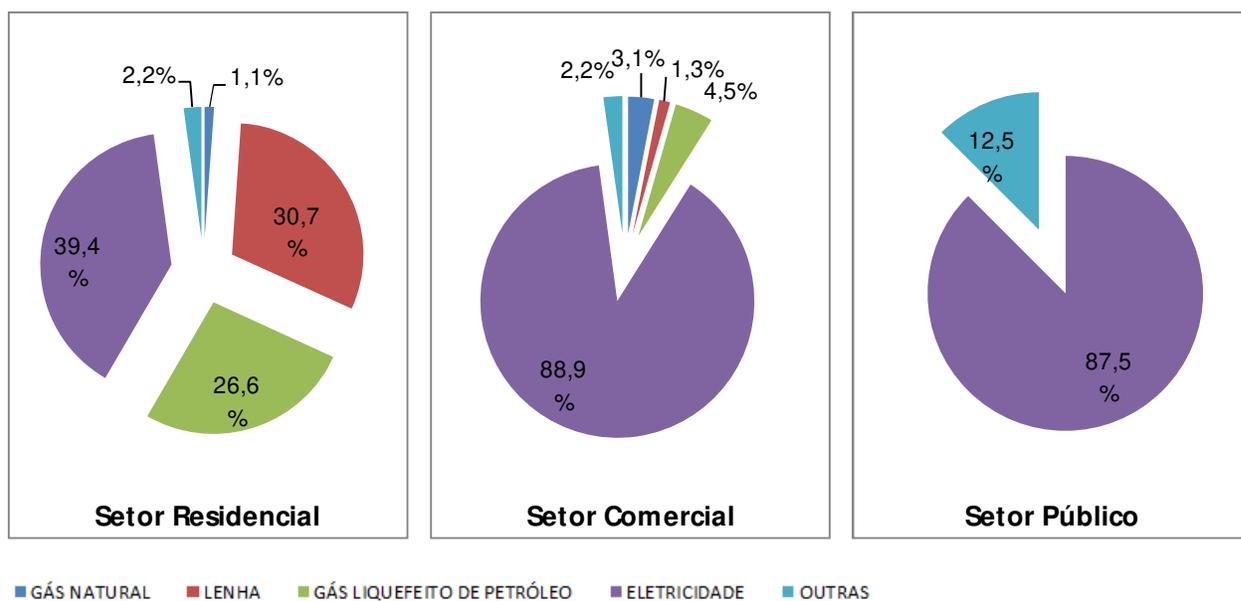


Gráfico 4 - Consumo de Energia nos Setores Residencial, Comercial e Público. Fonte: EPE, 2011

O consumo de eletricidade deste setor vem aumentando ano a ano, como visto no Gráfico 5, e esta tendência deve continuar. Projeções realizadas pela EPE indicam que o consumo de eletricidade do setor residencial deve aumentar 4,5% ao ano até 2020, representando um crescimento de 55,6% de 2010 a 2020, chegando a 166.888GWh, e aumentando sua participação no consumo total para 25,3%. O consumo de eletricidade no setor comercial é o que deve

apresentar o maior crescimento até 2020, 80%, equivalente a 6% ao ano, chegando a 123.788 GWh, representando 18,8% de toda a eletricidade consumida no país (EPE, 2011a). O PDE 2020 não faz projeções quanto ao crescimento do consumo do setor público.

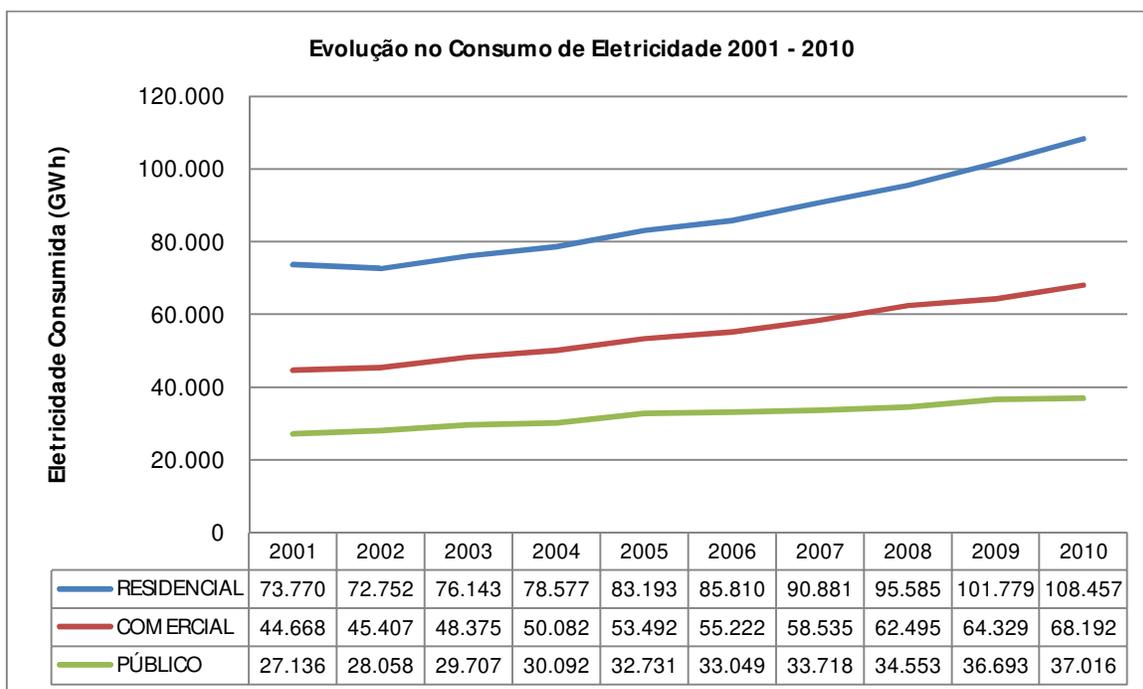


Gráfico 5 - Evolução no Consumo de Eletricidade nos Setores Residencial, Comercial e Público entre 2001 e 2010, em GWh. Fonte: EPE, 2011

A seguir, pode-se ver quais são os principais responsáveis pelo consumo de eletricidade em cada setor que compõe o setor de edificações, de acordo com pesquisa realizada pelo PROCEL em 2005 (PROCEL, 2007).

1.1.2.1 Setor Residencial

O consumo de eletricidade no setor residencial brasileiro é bem dividido (Figura 1), sendo os principais responsáveis pelo consumo o chuveiro elétrico, com 24%, seguidos pelas geladeiras, com 22% e pelos condicionadores de ar, com 20% do total.

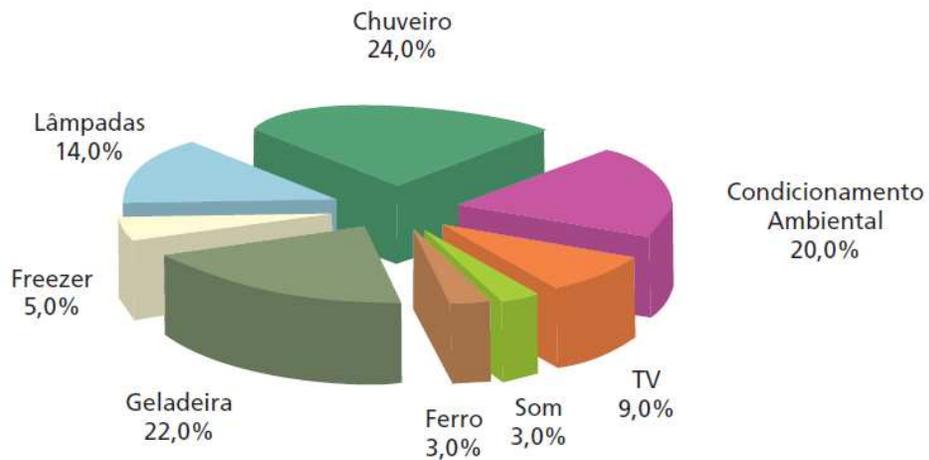


Figura 1 - Uso final de eletricidade no setor residencial. Fonte: Procel, 2007

1.1.2.2 Setor Comercial

No setor comercial (Figura 2), o principal responsável pelo consumo de eletricidade é o condicionamento de ar, com 47%, seguido pela iluminação, com 22% e demais cargas, com 31%. Vale lembrar que estes resultados são para consumidores em alta tensão, e que na pesquisa realizada pelo PROCEL não há dados consolidados para o consumo comercial em baixa tensão.

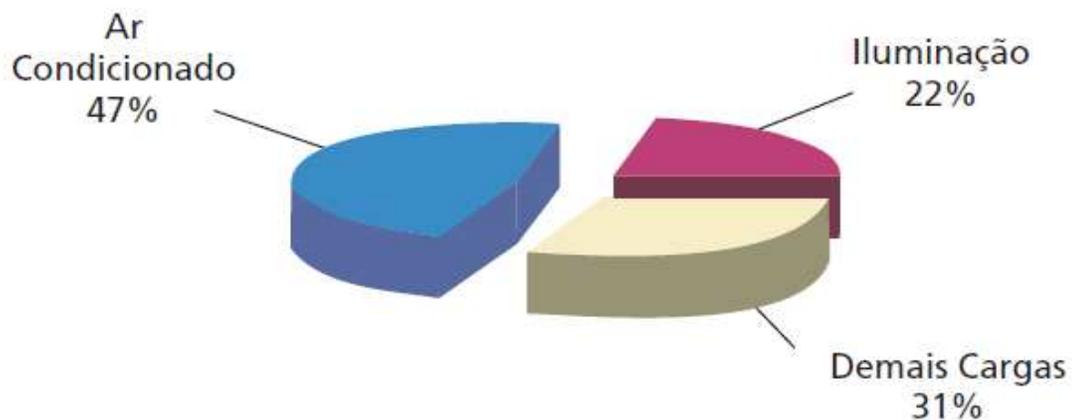


Figura 2- Uso final de eletricidade no setor comercial. Fonte: Procel, 2007

1.1.2.3 Setor Público

Nos prédios públicos (Figura 3), assim como no setor comercial, o ar condicionado e iluminação são os principais responsáveis pelo consumo de eletricidade, com 48% e 23% do consumo, respectivamente. Não há dados sobre o consumo em baixa tensão de prédios públicos na pesquisa realizada pelo PROCEL.

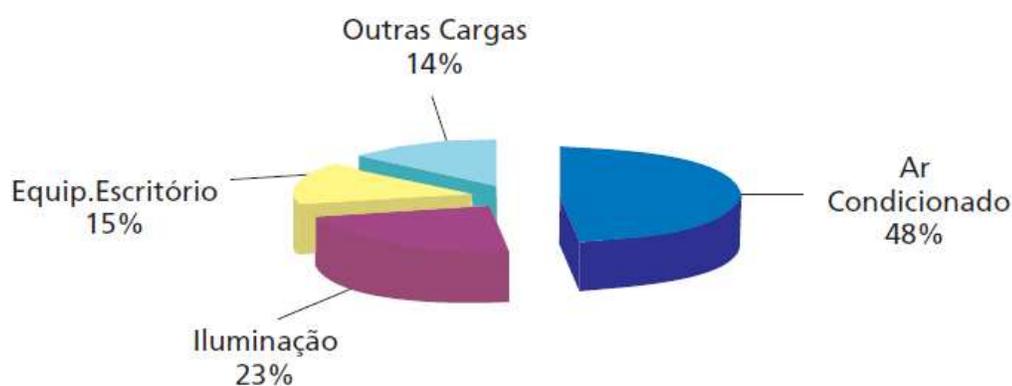


Figura 3- Uso final de eletricidade no setor público. Fonte: Procel, 2007

1.1.3 Alternativa à Geração Centralizada: Geração Distribuída

Como dito anteriormente, a expansão da capacidade de geração para atender à crescente demanda de eletricidade está baseada no paradigma da Geração Centralizada (GC), principalmente através de grandes usinas hidrelétricas. Uma alternativa a este paradigma, e que vem ganhando espaço ultimamente é a Geração Distribuída (GD), caracterizada como uma central geradora de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou ao consumidor (ACKERMANN, ANDERSSON e SÖDDER, 2001). A GD já é bastante utilizada no setor industrial e em consumidores de alta tensão, tanto na forma da cogeração, onde é gerado calor e energia elétrica conjuntamente; ou com grupos motores-geradores, que entram em operação no horário de ponta para reduzir os gastos com eletricidade.

A Geração Distribuída não é um conceito novo. As primeiras usinas geradoras de eletricidade podem ser consideradas como geração distribuída, pois estavam localizadas próximo aos locais de consumo. Em geral, cada cidade ou centro de carga possuía seu próprio sistema de geração. Foi com o desenvolvimento dos transformadores, e conseqüentemente das linhas de transmissão em alta tensão (que permitiam a transmissão de eletricidade a grandes distâncias) que o paradigma da Geração Centralizada começou a tomar o lugar da geração distribuída.

A Geração Centralizada ganhou espaço devido aos ganhos de escala que ocorrem em obras de maior porte, devido à redução nos custos unitários; na minimização dos impactos e riscos socioambientais nos centros densamente povoados, já que as usinas eram construídas em áreas remotas; no poder que os empreendedores de grandes obras possuíam, sejam eles empresas ou governos e na alta confiabilidade dos sistemas de transporte de eletricidade em alta tensão (WALTER et al. apud RODRÍGUEZ, 2002).

Entretanto, com a liberalização nos mercados de energia e uma maior preocupação da sociedade com questões ambientais, que se traduz em legislações mais rígidas, a GD voltou a ser considerada como uma alternativa para a geração e abastecimento de eletricidade (PEPERMANS et al., 2003 apud. ROMAGNOLI, 2005).

1.1.3.1 Definição

Não existe um consenso na literatura quanto à definição de Geração Distribuída. Diversos autores defendem diferentes definições em função de parâmetros técnicos tais como níveis de tensão, capacidade de geração, suprimento de serviços ancilares, tecnologia empregada, modo de operação (despacho centralizado e programado ou não, etc.), área de atendimento dos consumidores, propriedade dos equipamentos, etc. (ROMAGNOLI, 2005). Entretanto, estas definições nem sempre representam a realidade de todos os países: O que é considerada geração distribuída em um país pode não ser considerada geração distribuída em outro. Uma definição abrangente, e amplamente referenciada na literatura, é a elaborada por Ackermann *et al*, (2001),

que define a geração distribuída como central geradora de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou diretamente ao consumidor. Ele também sugere uma divisão quanto à potência instalada da GD:

- Micro (até 5 kW);
- Pequena (de 5 kW a 5 MW);
- Média (de 5 MW a 50 MW); e
- Grande (de 50 MW a 300 MW);

Outras definições de Geração Distribuída podem ser vistas no trabalho de Ackermann *et al*, (2001) e também nos trabalhos de Rodriguez (2002) e Donadon (2010).

No Brasil, a GD é definida pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), no módulo 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), como:

“Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS. (Operador Nacional do Sistema)” (ANEEL, 2012b).

A definição oficial, contudo, é dada pelo Decreto Nº 5.163, de 30 de Julho de 2004:

“Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.” (BRASIL, 2004)

Não existe então um limite quanto à potência do empreendimento, com exceção das hidrelétricas, ficando a definição utilizada no Brasil semelhante à definida por Ackermann. Alguns autores defendem que o teto para a potência instalada em sistemas de geração distribuída seja o mesmo adotado para limitar os empreendimentos hidrelétricos, de 30MW, enquanto outros defendem que sistemas até 50MW podem ser considerados como GD (DIAS, BOROTNI e HADDAD, 2005)

1.1.3.2 Geração Distribuída em Edificações

Uma forma de GD que está crescendo, principalmente nos países europeus, Estados Unidos e Japão, é a geração distribuída de pequeno porte em edificações, realizada principalmente por sistemas fotovoltaicos. Estes sistemas costumam ser instalados nos telhados das edificações, mas em alguns casos podem ser instalados nas janelas e fachadas, chegando até a fazer parte do envelope do edifício. Outras formas de geração, como pequenas turbinas eólicas, grupos motor-gerador, microturbinas e células a combustível também podem ser utilizadas.

Dessa forma, estes imóveis passam a gerar sua própria eletricidade, podendo utilizar uma fonte de energia renovável, e fazendo com que novos investimentos em usinas de geração e infraestrutura de transmissão e distribuição possam ser adiados. Além disso, por gerarem eletricidade próximos ao ponto de consumo, reduzem consideravelmente as perdas por transmissão e distribuição. A GD em edificações, associada com edifícios cada vez mais

eficientes, abriu espaço para uma nova definição de edificações, os Edifícios de Energia Zero, ou EEZs, que são edifícios que, ao longo do ano, geram de fontes renováveis toda a energia que consomem.

1.2 Justificativa

O presente trabalho vem analisar os edifícios de energia zero, que utilizam uma alternativa na forma de se fornecer eletricidade às edificações, através da geração de eletricidade localmente a partir de fontes alternativas de energia. Com a geração local, associada ao baixo consumo de eletricidade, estes edifícios possuem um balanço anual de consumo zero, e sua adoção em larga escala pode reduzir o crescimento na demanda de eletricidade do setor de edificações previsto para os próximos anos, podendo também adiar a construção de novas usinas, consequentemente evitando os impactos socioambientais causados por elas, e também adiando a construção de infraestrutura de transmissão e distribuição associada.

Como será visto no item 2.1, os EEZs devem dar preferência à utilização de fontes renováveis de energia disponíveis localmente. Dessa forma, estas opções ficam restritas na maioria dos casos à energia solar fotovoltaica e eólica. Entretanto, o recurso eólico varia bastante dependendo da localidade do edifício, em especial no ambiente urbano, onde casas, árvores e prédios afetam o regime eólico. No caso da energia solar fotovoltaica, esta é uma fonte de energia com baixa densidade energética, ou seja, necessita de grandes áreas para produzir consideráveis quantidades de energia, o que nem sempre está disponível em edifícios, especialmente nos prédios verticais, onde o aumento do número de andares, e consequentemente do volume útil do edifício, também aumenta o consumo de eletricidade.

Diversos fatores precisam ser levados em conta na hora de se projetar um EEZ. Por um lado, deve-se minimizar a demanda de energia, tornando-o o mais eficiente possível. Por outro lado, deve-se otimizar a geração de energia, de forma que esta atenda à demanda do edifício. Para isso, deve-se avaliar o recurso energético disponível, seja solar ou eólico, a arquitetura do edifício

e as tecnologias disponíveis. Como isto é feito e quais as tecnologias e arranjos são mais indicados são alguns dos questionamentos que esta dissertação procura responder, buscando auxiliar futuros projetos que pretendem ser EEZ ou apenas contar com geração distribuída no edifício, na hora de avaliar suas opções e estratégias para a geração local.

1.3 Objetivos

A presente dissertação têm um objetivo geral, e seis objetivos específicos. São eles:

1.3.1 Objetivo Geral

Propor uma metodologia para o projeto de sistemas de geração de energia elétrica para Edifícios de Energia Zero, auxiliando engenheiros e arquitetos no projeto destes sistemas, permitindo uma maior adoção destes tipos de edifícios.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudar os diferentes conceitos de Edifícios de Energia Zero, entendendo as diferenças entre eles e as estratégias para a sua adoção, do ponto de vista da geração distribuída.
- Estudar os métodos de geração de eletricidade em edifícios, focando na energia solar fotovoltaica e em pequenas turbinas eólicas, analisando suas características, funcionamento e tecnologias.

- Avaliar o potencial eólico e solar da região de Campinas, mais especificamente o local próximo à Unicamp.
- Entender o efeito da tecnologia dos módulos e do posicionamento do sistema no desempenho de sistemas fotovoltaicos.
- Realizar a simulação do desempenho de sistemas fotovoltaicos quando instalados em condições não ideais.
- Realizar a simulação da geração distribuída através de sistemas fotovoltaicos em um laboratório de ensino, localizado no campus da Unicamp, avaliando se a geração anual de eletricidade do sistema proposto é o suficiente para atender a demanda total do edifício.

1.4 Estrutura do Trabalho

No capítulo 1 é feita uma introdução da dissertação, contextualizando o problema e fazendo uma breve análise sobre o consumo de eletricidade nas edificações, e apresentando o conceito de geração distribuída como forma de atender este consumo.

No capítulo 2 é feita uma revisão bibliográfica dos Edifícios de Energia Zero, analisando seus diferentes conceitos e tecnologias aplicáveis do ponto de vista da geração de energia. É feito também uma revisão bibliográfica sobre a energia solar fotovoltaica e pequenas turbinas eólicas, analisando as tecnologias existentes e por fim é feita uma análise da regulação da ANEEL, que criou o sistema de compensação de energia e vai permitir a conexão da GD à rede.

No capítulo 3 é explicada a metodologia do projeto de sistemas de geração de energia para EEZs, como foram realizadas as simulações e quais sistemas foram simulados, além de apresentar o software que foi utilizado para a realização das simulações: O Homer Energy.

No capítulo 4 é apresentado o estudo de caso: O laboratório de ensino que vai ser construído na Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Unicamp.

O capítulo 5 consiste na aplicação da metodologia proposta no estudo de caso. Foi analisado o potencial solar e eólico da região de Campinas e o sistema de geração de energia foi dimensionado e simulado utilizando o Homer Energy. Também foram simulados diversos arranjos e tecnologias de geração fotovoltaica.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho e sugestões para estudos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Edifícios de Energia Zero

2.1.1 Definição

As edificações tem um impacto considerável no consumo de energia, sendo responsáveis por 32% do consumo de energia mundial (SIMS, MERCADO, *et al.*, 2011). Dessa forma, diminuir o consumo de energia das edificações teria um impacto considerável no consumo de energia mundial, conseqüentemente ajudando a preservar os recursos naturais e diminuindo os impactos ambientais causados pela produção desta energia.

A partir da busca por edifícios mais eficientes, com o menor consumo de energia possível, e da integração da geração distribuída de energia no ambiente construído, surgiram Edifícios de Energia Zero (ou *Net Zero Energy Buildings* no inglês, abreviados para ZEB ou NZEB), que são edifícios residenciais ou comerciais com baixas necessidades energéticas, obtidas através de medidas de eficiência energética, e onde a pouca energia demandada é fornecida por energias renováveis instaladas no local. Em outras palavras, ele deve gerar a partir de fontes renováveis toda a energia que foi consumida anualmente. Os EEZs surgiram como uma alternativa para atender a crescente demanda no consumo de energia dos prédios comerciais nos Estados Unidos, que dobraram entre 1980 e 2000, e devem aumentar mais 50% até 2025, e diminuir os impactos causados pela geração dessa energia. Lá, residências e prédios comerciais são responsáveis por 40% da energia primária e 70% da eletricidade consumida (TORCELLINI, PLESS, *et al.*, 2006).

O conceito de Edifício de Energia Zero não é mais visto como algo para um futuro remoto, e sim como uma solução realista para a mitigação das emissões de GEE e para o consumo de energia do setor de edificações (MARSZAL, HEISELBERG, *et al.*, 2011). No começo do sec. XXI diversos governos começaram a desenvolver leis voltadas para uma maior adoção dos EEZ, preocupados com questões ambientais, como o aquecimento global; e econômicos, como a alta

nos preços do petróleo. Na Europa, o Parlamento Europeu aprovou recentemente uma mudança na Diretiva para Desempenho Energético de Edifícios de 2010, propondo que todos os novos edifícios públicos devem ser Edifícios de Energia Quase Zero³ a partir de 31 de Dezembro de 2018, e todos os demais edifícios devem ser de Energia Quase Zero até 31 de Dezembro de 2020 na Europa (PARLAMENTO EUROPEU, 2010). Alguns países membros se adiantaram, como a Irlanda, que estipulou que novos edifícios sejam EEZs a partir de 2013. No Reino Unido, todas as novas casas devem ser carbono zero a partir de 2016. Na França, os novos edifícios devem ser energia positiva⁴ a partir de 2020. Também a partir deste ano, novos edifícios na Alemanha e Hungria deverão ter emissões zero, e a Holanda estão considerando adotar medidas similares. Finlândia e Noruega estipularam que novos edifícios devem seguir a norma Passive House, que é um passo para a adoção de EEZs (ECEEE, 2011).

Nos EUA, o Ato de Seguridade e Independência Energética de 2007 sugere que todos os novos edifícios comerciais sejam EEZs até 2030, e que até 2040 50% de todos os edifícios comerciais sejam EEZs, chegando a 100% até 2050 (MARSZAL, HEISELBERG, *et al.*, 2011). O estado da Califórnia pretende tornar mandatário que novos edifícios residenciais e comerciais sejam EEZs até 2020 e 2030, respectivamente. No estado de Massachusetts planeja que novos edifícios sejam EEZs até 2030 (ECEEE, 2011).

2.1.2 Tipos de Edifícios de Energia Zero

Apesar da definição geral de um Edifício de Energia Zero ser a de um edifício de baixo consumo de energia que gera toda a energia que consome no ano, o termo Energia Zero é vago, e pode variar dependendo das métricas e da fronteira analisada. Não existe uma definição

³ Não existe uma definição precisa do que seria um Edifício de Energia Quase Zero, sendo a definição oficial vaga, de um edifício com altíssima performance, onde uma parte considerável desta pouca ou “quase zero” energia deve ser atendida por geração de energia por fontes renováveis locais (PARLAMENTO EUROPEU, 2010) (ECEEE, 2011).

⁴ Produzir mais energia do que consome a partir de fontes renováveis, ao longo do ano.

universalmente aceita na literatura, e esta também pode variar, dependendo do ponto de vista e interesses dos diferentes atores em questão (MARSZAL, HEISELBERG, *et al.*, 2011), (TORCELLINI, PLESS, *et al.*, 2006). Para um agente governamental, é interessante que um EEZ gere tanta energia primária quanto consome, enquanto o proprietário de um edifício estaria interessado que os custos com energia do edifício sejam zero. Dessa forma, Torcellini *et al* (2006) sugere quatro diferentes conceitos para Edifícios de Energia Zero: Energia Zero no Local, Energia Zero na Fonte, Energia Zero no Custo e Energia Zero nas Emissões. Um quinto conceito é também apresentado aqui, de Energia Zero no Ciclo de Vida, baseado no trabalho de Hernandez e Kenny (2010), que defendem que seja considerado o consumo de energia no ciclo de vida do edifício, incluindo também a energia incorporada na construção do edifício, e não apenas a energia consumida durante a operação do mesmo. Outras definições existem, sugerindo que o EEZ deva incluir o consumo de energia no transporte dos ocupantes e até mesmo na alimentação dos mesmos, mas estas não foram estudadas neste trabalho.

2.1.2.1 Energia Zero no Local (Net Zero Site Energy)

É a definição comum para os EEZs. São edifícios que geram localmente pelo menos toda a energia que consomem. Uma da definição de Energia Zero no Local é que ela não leva em conta os fatores de conversão energética. Dessa forma, 1kJ de energia elétrica tem o mesmo valor que 1kJ de gás ou lenha, mesmo quando equipamentos elétricos tem uma maior eficiência do que equipamentos que utilizam gás, ou seja, desempenham a mesma função com um consumo menor de energia. Assim, a definição de Energia Zero no Local favorece a utilização de equipamentos elétricos, como por exemplo, fornos e chuveiros elétricos, no lugar de fornos e aquecedores a gás, mesmo que isso seja algo absurdo do ponto de vista termodinâmico.

2.1.2.2 Energia Zero na Fonte (Net Zero Source Energy)

São edifícios que geram localmente pelo menos toda a energia primária que foi consumida. Isto significa que ele deve gerar energia suficiente para compensar as perdas na geração (eficiência na conversão da energia primária em energia útil) na transmissão e distribuição desta energia. Para obter-se o valor da energia primária gerada e consumida no edifício, multiplica-se tanto a energia importada quanto a exportada por fatores de conversão, que levam em conta a matriz energética do local do edifício. Esta definição favorece a utilização de equipamentos a gás, já que o fator de conversão da eletricidade em energia primária é superior ao fator da conversão do gás, dependendo da matriz elétrica do local.

Um aspecto negativo da definição de Energia Zero na Fonte é que ela se baseia em fatores de conversão de energia final em energia primária da rede, e que pode variar com a mudança na matriz energética da região onde está o edifício. Assim, um edifício projetado como Energia Zero na Fonte pode deixar de sê-lo, caso haja uma mudança considerável na matriz. Além disso, fatores de conversão da matriz nacional podem não refletir a realidade local, como no caso de áreas atendidas majoritariamente por energia de fontes térmicas em uma matriz predominantemente hidrelétrica. Mudanças no horário de uso da eletricidade também devem entrar na conta, já que no horário de pico muitas termelétricas a combustíveis fósseis são utilizadas para atender a esta demanda, e estas possuem eficiências na conversão de energia primária em energia elétrica muito menores do que as hidrelétricas.

2.1.2.3 Energia Zero no Custo (Net Zero Energy Costs)

São edifícios em que os custos com a energia são zero, já que as receitas provenientes com a venda de energia à rede cobrem os custos com a aquisição da mesma, incluindo custos disponibilidade da rede, demanda, taxas e encargos. Não necessariamente o edifício para ser Energia Zero no Custo precisa ser Energia Zero no Local. Em países onde se pratica tarifas

prêmio para a eletricidade gerada de fontes renováveis esta pode valer mais de três vezes o valor da eletricidade consumida da rede (ver item 2.4), facilitando a obtenção da meta EEZ no custo. Ou então, um edifício que utiliza bastante gás mas pouca eletricidade pode compensar seus gastos com a geração de eletricidade no local, já que o gás é mais barato.

Entretanto, com o sistema de compensação de energia adotado no Brasil, nenhum edifício que adote este sistema poderá ser um EEZ no custo, já que, mesmo no caso da geração ser maior que o consumo, será cobrado o custo de disponibilidade da rede, e o excedente de energia é transformado em créditos de energia, que podem ser utilizados no mês seguinte, e não em créditos financeiros, que poderiam compensar este custo de disponibilidade (ANEEL, 2012a). Este sistema será melhor explicado no item 2.5.

2.1.2.4 Energia Zero nas Emissões (Net Zero Energy Emissions)

São edifícios que compensam as emissões de gases do efeito estufa causadas pelo consumo de energia de fontes poluentes, ao gerar energia a partir de fontes renováveis livres de emissões para compensar este consumo. No caso de um edifício localizado em uma matriz predominantemente hidrelétrica ou nuclear, seria necessária uma geração de energia no local menor do que no caso de um edifício localizado em uma matriz predominantemente a carvão. Além disso, ao utilizar gás para aquecimento ou cocção, as emissões associadas ao uso deste combustível devem ser compensadas pela geração de energia livre de emissões no local.

Como a matriz elétrica brasileira é majoritariamente hidrelétrica, este é o tipo de EEZ mais facilmente alcançável no Brasil, mas cujo resultado foge do objetivo principal de incentivar o equacionamento efetivo entre consumo e oferta de energia pela geração nas próprias edificações.

2.1.2.5 Energia Zero no Ciclo de Vida (Life Cycle Zero Energy Buildings)

As definições de EEZs apresentadas até agora consideram apenas o balanço zero de energia na operação do edifício, sem considerar a energia incorporada nos materiais que foram utilizados na construção do mesmo. Entretanto, os materiais que são utilizados em edifícios com baixo consumo de energia em geral utilizam mais energia para serem fabricados do que os materiais convencionais, além da adição de equipamentos para a geração de energia que possuem grandes quantidades de energia incorporada e que não existem em edifícios convencionais.

Hernandez e Kenny (2010) defendem que a energia utilizada na construção do edifício também seja considerada no cálculo para avaliar se um dado edifício pode ser considerado um EEZ. A este tipo de EEZ, ele sugere que seja adotada a nomenclatura Edifícios de Energia Zero no Ciclo de Vida (EEZ-CV).

Para realizar este cálculo, a energia primária incorporada em todos os materiais e consumida durante a construção do edifício é dividida pelo seu tempo de vida útil, e a incorporada nos equipamentos utilizados é dividida pela vida útil dos mesmos. Somando estes valores obtêm-se a energia incorporada anualizada. Assim, um edifício para ser considerado um EEZ-CV deve gerar energia suficiente para atender o seu consumo anual de energia primária e ainda compensar a energia incorporada anualizada gasta durante a sua construção.

Dessa forma, estratégias que podem reduzir o consumo de energia durante a operação, mas que consomem muita energia durante sua produção, devem ser evitadas e dar lugar a alternativas que podem não ser tão eficientes, mas que consomem menos energia em sua fabricação. Para fazer esta avaliação, pode-se utilizar o conceito de relação de energia líquida (*net energy ratio* em inglês), que relaciona o ganho com a eficiência energética durante a operação do edifício de uma estratégia frente ao aumento na energia incorporada ao utilizar esta estratégia, comparando duas opções, 1 e 2 por exemplo. Esta relação pode ser calculada conforme a equação (2.1) (HERNANDEZ e KENNY, 2010)

$$NER = \frac{AEU_1 - AEU_2}{AEE_2 - AEE_1} \quad (2.1)$$

Onde NER é a relação de energia líquida entre as opções 1 e 2, AEU_1 é o ganho com a eficiência energética da opção 1, AEU_2 é o ganho com eficiência energética com a opção 2, AEE_2 é a energia incorporada da opção 2 e AEE_1 é a energia incorporada da opção 1. Dessa forma, se o NER for maior que 1, a opção 1 significará uma diminuição no consumo de energia total da edificação.

2.1.2.6 Comparativo entre as Definições

Dentre as cinco definições apresentadas, o conceito de Energia Zero no Local é o mais fácil de averiguar, sendo necessário apenas medir a energia consumida e gerada no edifício, enquanto as definições de Energia Zero na Fonte e Energia Zero nas Emissões precisam de fatores de conversão de energia primária e de emissões da rede, que são estimados. É também a definição que esta sujeita a menores influências externas e flutuações com o tempo, o que não ocorre nas demais definições, onde a composição da matriz elétrica e variações nos custos dos energéticos podem fazer com que um edifício projetado para ser um EEZ deixe de sê-lo no futuro. A definição de Energia Zero no Local incentiva o uso de equipamentos eficientes, porém, não leva em consideração a fonte de energia utilizada enquanto que a definição de Energia Zero na Fonte leva em conta este problema, diferenciando o uso de fontes de energia nobres, como a eletricidade, das demais.

A definição de EEZ no custo tem a vantagem de ser fácil de medir e seus benefícios são facilmente percebidos pela população em geral. A sua adoção vai depender da legislação local, como no caso da existência de tarifas prêmio e das regras para o *net metering* (ver item 2.4). Mas como já foi dito, variações no preço da energia podem afetar a obtenção da meta de EEZ no custo.

O conceito de EEZ nas emissões é interessante do ponto de vista de descarbonizar a matriz elétrica de países que dependem de combustíveis fósseis para a geração de sua energia elétrica. Entretanto, em países com uma matriz elétrica majoritariamente renovável, como no caso do Brasil, este conceito não tem o mesmo efeito, já que é facilmente atingível. Nestes casos, o conceito de EEZ nas emissões pode até a desencorajar a adoção dos demais conceitos, já que é para se tornar um EEZ nas emissões seria necessário um sistema de geração de energia menor e mais barato, e este edifício seria, na teoria, um Edifício de Energia Zero, apesar de consumir majoritariamente a energia gerada em usinas centralizadas.

Por último, o conceito de Energia Zero no Ciclo de Vida é o mais difícil de se atingir, e também de se medir e monitorar. É necessário utilizar inventários de análise do ciclo de vida para estimar a energia incorporada na construção do edifício, que nem sempre estão disponíveis para todos os materiais, embora seja o conceito que pode ter um maior impacto na redução do consumo de energia do setor de edificações, já que irá também compensar a energia consumida durante a sua construção. O conceito de relação de energia líquida também permite se comparar a eficiência de várias estratégias, e escolher a que tem um custo-benefício energético melhor.

2.1.3 Estratégias para alcançar a meta EEZ

Attingir o objetivo de se tornar um EEZ depende basicamente de quatro fatores: O número de andares, as cargas dos equipamentos e processos, as atividades realizadas no edifício e a localização do mesmo. Edifícios de um ou dois andares são mais fáceis de se tornarem EEZs, devido a menor área útil do edifício para uma mesma área disponível para a geração de eletricidade no local. A carga dos equipamentos e processos, junto com a atividade do edifício são os fatores que influenciam somente o consumo, enquanto a localização influencia em questões tanto de consumo (maior uso ou menor de sistemas de aquecimento ou ar-condicionado) quanto na geração (maior ou menor incidência solar ou ventos mais fortes ou mais fracos). Os tipos de edifícios comerciais com os maiores potenciais de se tornarem EEZs são armazéns não

refrigerados, escolas⁵ e lojas de varejo, enquanto os com os menores potenciais são hospitais, hotéis, restaurantes e laboratórios. Edifícios de escritórios tem um potencial abaixo da média, devido principalmente à carga, à ocupação, e também à altura (GRIFFITH, LONG, *et al.*, 2007). Residências unifamiliares (casas) tem um alto potencial de se tornarem EEZs, especialmente as casas de um andar. Edifícios residenciais multifamiliares (prédios) encontram problema semelhante ao de edifícios de escritórios, devido à altura e falta de espaço para instalação de sistemas para a geração de energia.

Em um Edifício de Energia Zero, o balanço energético deve contemplar todas as formas de energia, e não apenas a eletricidade. Desta forma, para se tornar um EEZ, um edifício pode utilizar energia fotovoltaica, energia eólica, microturbinas e células a combustível movidas a biocombustíveis e até mesmo aproveitamentos hidráulicos, se disponíveis (embora a probabilidade disto ocorrer em ambientes urbanos seja praticamente nula), para atender a demanda elétrica e gerar um excedente para compensar o uso de gás e ou outros combustíveis fósseis importados ao edifício, caso isto ocorra. Para atender a demanda térmica, pode-se utilizar aquecimento solar, geotérmico, biogás, biomassa e cogeração em conjunto com as microturbinas e células a combustível. A regra geral é de que fontes renováveis devem sempre ser preferidas no lugar de fontes fósseis

Entretanto, das fontes renováveis de energia disponíveis, quais devem ser priorizadas? Para responder a esta pergunta, Torcellini *et al.* (2006) elaborou uma hierarquia destas opções que podem ser aproveitadas em um EEZ, conforme a Tabela 1, levando em conta três princípios:

- Deve minimizar o impacto ambiental ao incentivar projetos energeticamente eficientes de edifícios e ao reduzir as perdas com transporte e conversão de energia
- A energia deve estar disponível por toda a vida útil do edifício
- Devem estar amplamente disponíveis e poderem ser utilizadas em futuros EEZs

⁵ No caso de escolas predominantemente horizontais. Escolas em locais mais quentes podem ser mais difíceis de se tornarem EEZs, já que a concentração de pessoas eleva muito a carga térmica.

Tabela 1 - Hierarquia das Estratégias para o suprimento de energia de um EEZ. Fonte: Torcellini, 2006

	Nível de Hierarquia	Estratégia	Exemplos
	0	Reduzir a necessidade de energia através de um projeto eficiente e de medidas de eficiência energética	Uso de iluminação natural, equipamentos de ar condicionado de alta eficiência, ventilação natural, automação predial, etc.
Opções Locais	1	Uso de fontes renováveis disponíveis dentro da área construída do edifício	Sistemas Fotovoltaicos, Aquecimento Solar, Geotermia, Energia Eólica instalados no edifício.
	2	Uso de fontes renováveis disponíveis no terreno do edifício	Sistemas Fotovoltaicos, Aquecimento Solar, Energia Eólica e Micro Hidrelétricas localizadas no terreno do edifício.
Opções Fora do Local	3	Uso de fontes renováveis disponíveis fora do terreno do edifício	Biomassa, etanol, biodiesel e outras fontes de energia que podem ser importadas para o edifício.
	4	Compra de energia proveniente de fontes renováveis fora do terreno do edifício	Compra da eletricidade/certificados proveniente de fontes renováveis, como usinas fotovoltaicas, eólicas, biomassa e PCHs

Assim, a prioridade de um EEZ é ser o mais eficiente possível, para então buscar suprir a demanda otimizada de energia com fontes renováveis. Para isso, deve-se, quando possível, projetar e orientar o edifício de maneira correta, evitando o uso de fachadas voltadas para o leste e oeste e também levar em conta tamanho, posição e sombreamento das janelas. A utilização de materiais com inércia térmica balanceada, coberturas e paredes verdes e otimização do desempenho dos componentes de envelope, assim como a cor do edifício devem ser projetados de acordo com o clima do local, visando diminuir a carga térmica em climas quentes ou aumentar o ganho de calor em climas frios. Um maior aproveitamento de iluminação e ventilação natural

também é necessário, visando diminuir a necessidade de iluminação e ventilação artificiais. A utilização de equipamentos de aquecimento, ventilação e ar condicionado e de iluminação eficientes, associados a um maior nível de automação também irão contribuir para um menor consumo de energia. Se possível, a utilização de equipamentos que utilizem fontes térmicas disponíveis no local, como a energia solar associada à chillers de adsorção e absorção e bombas de calor geotermal para a climatização do edifício devem ser aproveitadas (GRIFFITH, LONG, *et al.*, 2007) (SIMS, MERCADO, *et al.*, 2011). Um ponto importante é que um EEZ não deve ter sua eficiência energética obtida ao custo do conforto dos seus ocupantes. Ou seja, um edifício que tenha um baixo consumo de energia às custas de não ter um sistema de condicionamento de ar adequado não pode ser considerado um EEZ.

Quanto à geração de energia, as fontes disponíveis localmente devem sempre ter preferência em relação a fontes renováveis que precisem ser trazidas ao local. Assim, sistemas fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas, por poderem ser instalados no edifício, devem ter prioridade frente à microturbinas ou células a combustível movidas a etanol ou biogás, já que estes equipamentos necessitam de combustíveis que, apesar de renováveis, geralmente precisam ser importados ao edifício, o que geram gastos de energia com o transporte. Deve-se priorizar a utilização de fontes instaladas na área construída do edifício, já que áreas e terrenos adjacentes, mesmo que de propriedade do mesmo dono do EEZ, podem vir a ser vendidos ou construídos. Assim, um sistema fotovoltaico instalado no telhado ou na fachada do edifício é mais indicado do que utilizar um terreno adjacente para a instalação deste sistema. Outra vantagem da utilização de fontes renováveis locais e instaladas na área construída do edifício é evitar a mudança no uso da terra, necessária para o plantio para a geração de biocombustíveis e construção de novas usinas, também permitindo que as áreas de fachadas e telhados tenham um uso duplo.

A conexão do edifício à rede é necessária em um EEZ, devido ao uso de fontes renováveis intermitentes na geração de energia, como a eólica e a solar. Caso contrário seria necessário um sistema de armazenamento para que houvesse sempre um suprimento de energia para atender o consumo e também um sobredimensionamento do sistema de geração, para atender épocas com ventos fracos ou com muitos dias nublados. Além disso, as tecnologias de armazenamento ainda são limitadas, e aumentariam os custos e os impactos ambientais dos EEZ. Dessa forma, a rede elétrica é utilizada como grande sistema de armazenamento. Quando há excesso de geração, esta

é injetada na rede, e quando a situação contrária ocorre, a geração é inferior ao consumo, esta é atendida pela rede elétrica.

Para diferenciar os EEZs que utilizam estratégias locais (1 e 2) dos EEZs que utilizam as estratégias fora do local (3 e 4), Torcellini utiliza a terminologia “*Off-Site ZEB*” para denominar estes últimos. Neste trabalho, ao se utilizar o termo EEZ, estará se referindo aos edifícios que utilizam estratégias locais (1 e 2) somente. Apesar da opção de comprar energia de fontes renováveis tenha sido incluída por Torcellini *et al.* (2006) como uma opção para atingir a meta de energia zero, ela vai contra o conceito dos EEZs e da Geração Distribuída, de evitar a construção de novas usinas centralizadas para atender a demanda energética.

Das opções 1 e 2, a energia fotovoltaica e eólica são as que estariam disponíveis para uma maior variedade de edifícios. Desta forma, estas duas fontes foram estudadas nesta dissertação.

2.2 Energia Solar Fotovoltaica

2.2.1 Introdução

A Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, correspondente a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período (CRESESB, 2004). Para ter-se uma ideia do potencial da energia solar, em apenas 12 minutos a Terra recebe energia do sol equivalente ao consumo anual mundial de energia (RÜTHER, 2004). O Sol é também a fonte de energia primária de todas as outras fontes de energia presentes no planeta, com exceção à energia geotérmica, energia nuclear e energia das marés. A energia fóssil, biomassa, eólica e hidrelétrica todas foram, de uma forma ou de outra, derivadas da energia solar (CRESESB, 2004).

A intensidade da radiação solar recebida na Terra muda conforme a distância do Sol, que varia entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km ao longo do ano, devido ao movimento de translação. Assim, a radiação recebida no topo da atmosfera terrestre varia entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 ,

sendo o valor médio, denominado por constante solar ($G_{\text{extraterrestre}}$ ou G_{AM0}), de 1.367 W/m^2 . Porém, ao cruzar a atmosfera, parte dessa radiação é refletida, absorvida (ozônio, vapor d'água, oxigênio, dióxido de carbono) e dispersada (partículas de pó, poluição). Dessa forma, a quantidade de radiação solar que chega à superfície da Terra é de 1.000 W/m^2 ao meio dia, com boas condições climáticas (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004). Ela possui duas componentes, a componente direta, que é a radiação recebida diretamente do sol, e a componente difusa, que é a radiação refletida ou refratada ao passar pela atmosfera ou atingir outros objetos. Se a superfície receptora estiver inclinada com relação à horizontal (como no caso dos painéis fotovoltaicos), haverá uma terceira componente, refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos etc.), denominada albedo (CRESESB, 2004).

O Brasil possui elevados índices de radiação solar, variando de $1500 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ à $2200 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$, superiores aos encontrados na maioria dos países europeus, que variam entre 900 e $1.250 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ na Alemanha, entre 900 e $1.650 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ na França e entre 1.200 e $1.850 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ na Espanha (EPE, 2012), embora seja mais baixo quando comparado a regiões desérticas, como o Oriente Médio, Saara e Atacama. Basta $0,04\%$ do território brasileiro coberto com módulos fotovoltaicos para gerar toda a eletricidade consumida no país (RÜTHER e ZILLES, 2011).

A energia solar pode ser aproveitada de diversas formas. Pode ser utilizada passivamente, como na utilização da iluminação natural e do calor gerado pelo Sol para tornar uma edificação mais agradável; ou ativamente, utilizando a radiação solar para a geração de calor, através da energia solar térmica de baixa e média temperatura, ou para a geração de eletricidade, através da energia solar térmica de alta temperatura e da energia solar fotovoltaica. Como o objetivo desta dissertação é o estudo da geração de eletricidade em edifícios, foi estudada apenas a energia solar fotovoltaica, visto que a energia solar térmica de alta temperatura requer locais com altos índices de radiação solar para ser viável, e geral acima de $2000 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ e plantas de maior capacidade, de 50 MW a 250 MW (SIMS, MERCADO, *et al.*, 2011).

2.2.2 Sistemas Fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos são sistemas que geram eletricidade a partir da luz do sol, através do efeito fotovoltaico. Este efeito, descoberto em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel (CRESESB, 2004), ocorre quando os fótons contidos na luz solar atingem um material semicondutor com uma junção do tipo p-n, fazendo com que os fótons excitem os elétrons no semicondutor, dando origem a uma corrente elétrica (RÜTHER, 2004).

A junção p-n ocorre quando em um material semicondutor existe uma camada contaminada positivamente (camada p, que possui lacunas disponíveis), em contato com outra camada contaminada negativamente (camada n, que possui elétrons disponíveis). Os elétrons da camada n deslocam-se para a camada p, preenchendo as lacunas e o tornando-a eletricamente negativa, enquanto a camada n fica eletricamente positiva, formando assim um campo elétrico. Este campo dificulta a transição de novos elétrons da camada n para a camada p, mantendo a junção em equilíbrio. Entretanto, quando um fóton atinge a junção, sua energia é absorvida pelo elétron, quebrando as ligações elétron-lacuna. Os elétrons fluem para a camada n, enquanto que as lacunas “fluem” para a camada p. Este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial. Se as extremidades do material semicondutor estiverem conectadas a uma carga, haverá a circulação de elétrons, ou seja, uma corrente elétrica. Esta é a base de funcionamento das células fotovoltaicas (CRESESB, 2004) (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004).

Os sistemas de geração fotovoltaicos podem ser tanto isolados, instalados em áreas remotas e longe das linhas de distribuição elétrica como em postes, torres de comunicação e comunidades sem acesso à eletricidade; como conectados a rede, que pode ser tanto em usinas centralizadas ou em ambientes urbanos, próximo ao ponto de consumo. Esta última modalidade é uma forma de geração distribuída e recebe o nome de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, ou SFCR (Figura 4). Por estar conectados à rede, não precisam de baterias para armazenar a eletricidade, já que essa pode ser obtida da própria rede. E o excesso de energia produzido poderá ser injetado na rede, gerando créditos que poderão ser utilizados quando o consumo for superior à geração (RÜTHER, 2004), como ocorre em um EEZ.

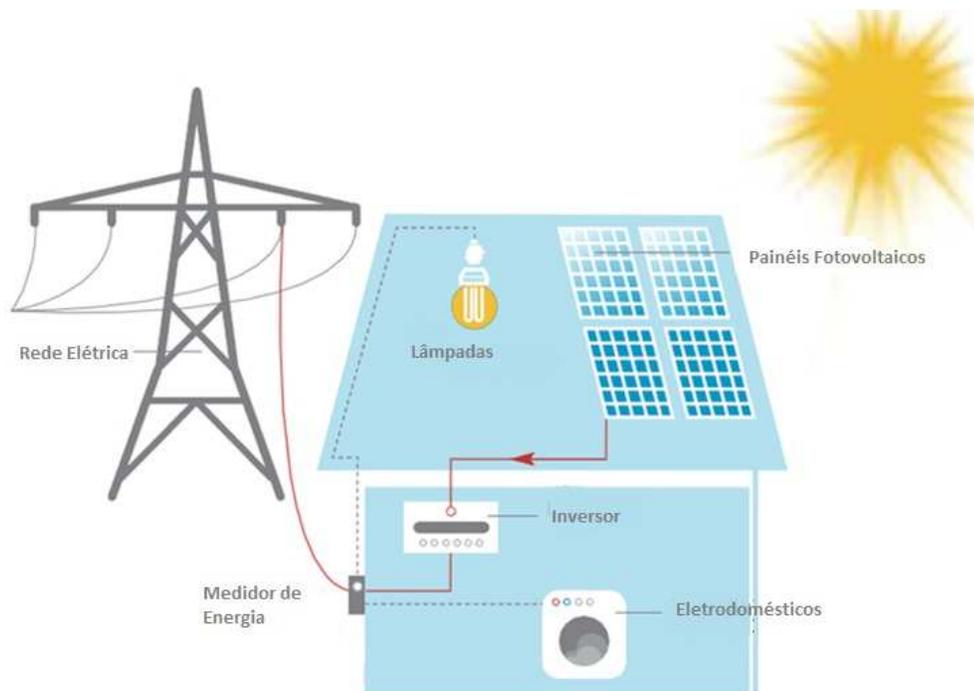


Figura 4 - Esquema de um SFCR. Fonte: EPIA, 2011

A energia solar fotovoltaica é considerada uma das fontes de energia mais limpas existentes, pois não emite gases do efeito estufa nem outros poluentes na geração, ficando os impactos ambientais restritos à fabricação dos equipamentos e ao seu descarte (FTHENAKIS e KIM, 2011). Além disso, os SFCRs apresentam diversas vantagens, como (RÜTHER, 2004) (EPIA, 2011):

- Utilizam uma fonte de energia gratuita, o Sol. Dessa forma, não existem gastos com combustível durante sua operação.
- A modularidade, onde novos painéis fotovoltaicos podem ser adicionados ao sistema para aumentar a potência e geração de energia do mesmo;
- A facilidade de instalação, que não requer grandes obras civis;
- Os módulos produzem energia por mais de 25 anos, e podem ser reciclados ao fim de sua vida útil;
- Podem ser instalados próximo ao local de consumo, como em casas e edifícios, minimizando as perdas por transmissão e distribuição de energia e reduzindo a necessidade de investimentos em novas linhas de transmissão;

- A integração dos painéis com edifícios, através do conceito de *Building Integrated Photovoltaics* (BIPV) e *Building Adapted Photovoltaics* (BAPV), nos quais os painéis desempenham um papel duplo, sendo tanto geradores de eletricidade, como item estrutural do edifício, como em partes do telhado ou da fachada, reduzindo custos de materiais, sendo ideais para a geração de energia em EEZs;
- Não produz ruído durante a operação, o que é muito importante para o conforto dos usuários;
- Por não possuírem partes móveis, apresentam baixos custos de manutenção, bastando apenas que os painéis sejam limpos periodicamente;
- Quando instalado em edifícios, as instalações fotovoltaicas não necessitam de área física dedicada, uma vez que a área necessária já é ocupada pela edificação;
- SFCRs no ambiente urbano podem oferecer melhorias na qualidade da energia da rede de distribuição;
- SFCRs no ambiente urbano têm a capacidade de oferecer um elevado fator de capacidade à alimentadores da rede com picos diurnos (como no caso de demanda por sistemas de ar-condicionado), conseqüentemente diminuindo a carga neles;

Um SFCR é constituído por dois componentes principais: Os módulos fotovoltaicos, que convertem a luz do sol em energia elétrica, e o inversor de frequência, que converte a eletricidade de corrente contínua, gerada pelos módulos, em corrente alternada, para ser utilizada no edifício ou injetada a rede. Além disso, um sistema fotovoltaico possui sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, diodos de bloqueio, diodos de by-pass, fusíveis, disjuntores, cabos elétricos e terminais, além da estrutura onde serão fixados os módulos (RÜTHER, 2004). Se dá o nome de Balanço do Sistema (BoS, do inglês, *Balance of System*) para o conjunto de equipamentos, com exceção do módulo fotovoltaico, que compõem um SFCR (EPIA, 2011).

2.2.3 Módulos Fotovoltaicos

Os painéis, ou módulos fotovoltaicos, são dispositivos que convertem a luz solar em energia elétrica. Comercialmente, existem duas famílias de módulos: Os módulos de silício cristalino, conhecidos como tecnologia de primeira geração, que incluem os módulos de Silício Monocristalino (mono-Si) e Silício Policristalino (poli-Si), e os módulos de filme fino, conhecidos como tecnologia de segunda geração, que incluem os módulos de Silício Amorfo (a-Si), Multijunção Silício Amorfo/Silício Microcristalino (a-Si/ μ -Si), Telureto de Cádmio (CdTe) e Disseleneto de Cobre (Gálio) e Índio (CIS/CIGS) (EPIA, 2011). Cada uma dessas tecnologias apresentam suas vantagens e desvantagens, referentes à eficiência, custos, energia incorporada durante a fabricação, como pode ser visto na Tabela 2.

Tabela 2 - Características das Diferentes Tecnologias de Módulos Fotovoltaicos. Fontes: (EPIA, 2011) (FTHENAKIS e KIM, 2011) (MAKRIEDES, ZINSSER, *et al.*, 2009) (ITO, KATO, *et al.*, 2008) (BRAVI, PARISI, *et al.*, 2011)

Tecnologia	Eficiência do Módulo	$\gamma_{P_{MPP}}$	Energia Incorporada (MJ/m²)
mono-Si	12% a 19%	-0,42%/K a -0,56%/K	4200MJ
poli-Si	11% a 15%	-0,40%/K a -0,49%/K	3700MJ
a-Si	4% a 8%	-0,19%/K a -0,20%/K	1202MJ
a-Si/μ-Si	7% a 10%	-0,33%/K	587MJ ⁶
CdTe	10% a 11%	-0,22%/K	1200MJ
CIGS	7% a 12%	-0,36%/K a -0,42%/K	1069MJ

A potência dos módulos fotovoltaicos é dada pela unidade Watt-pico (Wp), que representa a potência de pico obtida sob as condições padrão de teste (CPT). As CPT para células e módulos fotovoltaicos são: temperatura célula fotovoltaica de $25 \pm 2^\circ\text{C}$; intensidade de radiação de 1000

⁶ O valor mais baixo do que dos demais é devido ao fato deste estudo considerar módulos sem a moldura de alumínio

W/m² normal à superfície de ensaio e espectro solar de uma massa de ar de 1,5 AM⁷ (RÜTHER, 2004).

Um aspecto importante que também deve ser considerado, especialmente em países quentes como o Brasil, é o comportamento dos painéis fotovoltaicos em altas temperaturas, que pode ser avaliado através do coeficiente de temperatura de potência máxima ($\gamma_{P_{MPP}}$) dos painéis, expresso em %/K. Este coeficiente significa a perda da eficiência (em %) para cada grau Kelvin acima das condições padrão de teste. Este fator varia consideravelmente de acordo com cada tecnologia, com os painéis de filme fino tendo desempenho superior aos de silício cristalino. Dessa forma, a eficiência real dos painéis pode variar consideravelmente, quando consideradas as temperaturas dos painéis expostos ao sol, que podem facilmente ultrapassar os 60° C. Markriedes, Zinsser et al. (2009) e Markriedes, Zinsser et al. (2010) avaliaram o desempenho de diversas tecnologias de módulos em operação em Chipre, as tecnologias com menores coeficientes de temperatura foram as que tiveram os melhores desempenhos em termos de energia gerada por capacidade instalada (kWh/kWp). A comparação entre o desempenho de um sistema FV utilizando módulos de poli-Si e de a-Si em Florianópolis-SC mostrou uma geração anual 6% maior por potência instalada no sistema com a-Si, devido a um menor $\gamma_{P_{MPP}}$ (SANTOS e RÜTHER, 2012). O coeficiente de temperatura de potência máxima também deve ser avaliado ao se considerar sistemas BIPV, já que a refrigeração dos painéis fica comprometida devido à falta de circulação de ar (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009).

Além das tecnologias de silício cristalino e de filmes finos, existem também as tecnologias de terceira geração, que incluem sistemas fotovoltaicos concentrados, que utilizam lentes para focar a luz do sol em células de alta eficiência, e as tecnologias emergentes, de células sensibilizadas por corantes e células orgânicas. Entretanto, estas últimas ainda estão em início de aplicação comercial, no caso dos concentradores fotovoltaicos, ou em fase de pesquisa em desenvolvimento, no caso das tecnologias emergentes (EPIA, 2011).

⁷ O fator AM indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera. AM = 1 seria quando o Sol está normal à superfície, o que corresponde à posição solar no equador ao meio dia, no início da Primavera ou do Outono (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004).

2.2.3.1 Tecnologias de Primeira Geração - Silício Cristalino

Os módulos de silício cristalino foram a primeira tecnologia fotovoltaica desenvolvida, e são também as mais utilizadas atualmente, sendo responsáveis por aproximadamente 80% do mercado fotovoltaico mundial (EPIA, 2011). São produzidas a partir do silício, que é o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre, ficando atrás apenas do oxigênio. Entretanto, para a produção das células fotovoltaicas é necessário um silício com alto grau de pureza, entre 99,99% a 99,9999% puro (RÜTHER, 2004).

Este silício de alta pureza, também conhecido como silício grau solar ou polisilício, é obtido através da purificação do silício grau metalúrgico. Este processo pode ser tanto químico, geralmente utilizando o processo Siemens, ou metalúrgico. A rota química envolve a utilização de ácido clorídrico e clorossilanos, que são compostos tóxicos e corrosivos, além de ter uma alta intensidade energética, sendo necessários 200kWh por kg de silício grau solar produzido. A rota metalúrgica, por sua vez, utiliza altas temperaturas, geralmente plasma a mais de 2000°C para purificar o silício. Este processo, além de não utilizar compostos tóxicos, chega a ser cinco vezes mais eficiente energeticamente que a rota química. Porém, este processo ainda não está em plena escala comercial (BRAGA, MOREIRA, *et al.*, 2008)

A partir do silício grau solar, pode-se obter células de silício monocristalino ou de silício policristalino, dependendo do processo utilizado. As células são a unidade básica de um módulo fotovoltaico, com dimensões variando de 1cmx1cm a 15cmx15cm. Para formar o módulo, diversas células são conectadas em série, e então encapsuladas por um material protetor, formando o módulo fotovoltaico. Um módulo padrão possui entre 60 a 72 células (EPIA, 2011).

2.2.3.1.1 Silício Monocristalino (mono-Si)

As células de silício monocristalino são produzidas através do processo de Czochralski. Durante este processo, o núcleo do cristal semente é imerso num banho de silício grau solar fundido juntamente com uma pequena quantidade de dopante tipo p, a mais de 1400° C. O cristal, devidamente orientado, é retirado do banho enquanto é girado lentamente, sob um rígido controle de temperatura. Dessa forma vai se extraindo do material fundido um grande tarugo de silício monocristalino levemente dopado. O tarugo é então cortado em fatias de 300µm ou menores, chamadas de wafers. Durante este processo, perde-se uma grande parte do silício, chegando a 40% do tarugo original (EPIA, 2011). O wafer, dopado positivamente, recebe um tratamento para deixar sua superfície plana, e então uma fina camada com impurezas negativas é produzida, por difusão de fósforo, a temperaturas de 800-1.200°C. Depois de unir a camada de contato posterior, os wafers são equipados com contatos elétricos e com uma camada de antirreflexo na parte frontal, formando as células fotovoltaicas. (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004)

As células são então conectadas em série e em paralelo, e encapsuladas, geralmente com finas camadas de EVA (Etil Vinil Acetato) ou PVB (Polivinil Butiral) para fornecer proteção e assegurar o isolamento elétrico entre as células. Elas são então colocadas em um substrato, que pode ser plástico, metal ou até mesmo vidro, e na parte frontal é colocado vidro transparente, temperado e com baixo teor de ferro, formando o módulo fotovoltaico. Em geral, os módulos de silício monocristalino também recebem uma moldura de alumínio, para aumentar a resistência mecânica (EPIA, 2011).

Devido à necessidade de um silício de alto grau de pureza e as altas temperaturas durante o processo de obtenção do tarugo através do processo de Czochralski, os módulos monocristalino são os que possuem a maior energia incorporada, sendo necessários 4200MJ para a fabricação cada m² de módulos, conseqüentemente causando os maiores impactos ambientais, já que os principais impactos são devido ao uso de energia (FTHENAKIS e KIM, 2011).

As células de silício monocristalino são as que apresentam as maiores eficiências dentre as tecnologias comercialmente disponíveis, variando de 14% a 22% caindo para 12% a 19% nos

módulos (EPIA, 2011). Os módulos de mono-Si têm a desvantagem de possuírem um alto coeficiente de temperatura de potência, entre $-0,42\%/K$ e $-0,56\%/K$ (MAKRIEDES, ZINSSER, *et al.*, 2009), fazendo que não seja a tecnologia mais indicada para locais com altas temperaturas.

2.2.3.1.2 Silício Policristalino (poli-Si)

As células de silício policristalino recebem esse nome por serem formadas por vários cristais de silício, com várias orientações, diferentemente das células monocristalinas. O processo de produção mais comum para o silício policristalino é o de fundição de lingotes. O silício grau solar em estado bruto é aquecido no vácuo até uma temperatura de $1.500^{\circ}C$ depois esfriado a uma temperatura aproximada de $800^{\circ}C$. São assim criados blocos de silício, que posteriormente são serrados em barras e depois em wafers, com espessuras de $300\mu m$ ou menores. Neste processo também se perde grande quantidade de silício em forma de pó de serragem. Depois, são introduzidas as impurezas dopantes, e então a camada posterior de contato é unida ao wafer. Por último, os contatos elétricos são fixados no lado frontal, juntamente com uma camada antirreflexo (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004). Os demais processos, desde o encapsulamento e conexão das células até o módulo pronto são semelhantes aos do mono-Si.

Por utilizarem um processo de fabricação mais simples, os módulos policristalinos tem uma energia incorporada de $3700 MJ/m^2$, e conseqüentemente menores impactos ambientais do que os módulos mono-Si (FTHENAKIS e KIM, 2011).

Os módulos de poli-Si tem um comportamento semelhante aos mono-Si. Apesar de não serem tão eficientes, ainda apresentam eficiências consideravelmente altas, variando de 14% a 18% , e de 11% a 15% nos módulos (EPIA, 2011). Entretanto, possuem custos de produção mais baixos do que os módulos monocristalinos (RÜTHER, 2004) e um coeficiente de temperatura de potência variando de $-0,40\%/K$ a $-0,49\%/K$. (MAKRIEDES, ZINSSER, *et al.*, 2009).

2.2.3.2 Tecnologias de Segunda Geração - Filmes Finos

Os módulos de filmes finos são constituídos por camadas extremamente finas de material semicondutor fotoativo em um substrato de baixo custo, como vidro, aço inox ou plástico. Geralmente os módulos de filme fino não possuem molduras, o que além de diminuir os custos e os impactos ambientais, permite a construção de painéis flexíveis, dependendo do substrato utilizado (EPIA, 2011). Estes painéis também utilizam quantidades de material semicondutor muito menores quando comparadas com as tecnologias de silício cristalino, diminuindo os custos de produção (PARIDA, INIYAN e GOIC, 2011). Porém, o fato de possuírem uma menor eficiência quando comparados aos módulos de silício cristalino faz com que os sistemas com filmes finos necessitem de um balanço do sistema maior para a mesma potência instalada, o que diminui um pouco as vantagens econômicas e ambientais (RAUGEI, BARGIGLI e ULGIATI, 2007).

Os módulos de filmes finos em geral possuem um melhor aproveitamento para baixos níveis de radiação e radiação difusa. Além disso, possuem coeficientes de temperatura de potência menores do que os módulos de silício cristalino e uma menor sensibilidade aos efeitos do sombreamento sobre os módulos (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004). Estas características, assim como o fato de apresentarem uma aparência estética superior aos painéis de silício cristalino, os tornam mais indicados para aplicações integradas às edificações, como em telhados e fachadas, além de possuírem um custo por m² menor, o que possibilita que uma maior área seja coberta pelo mesmo custo, tornando-os uma opção interessante como material de revestimento em edifícios (RÜTHER, 2004).

Atualmente, existem quatro tecnologias de filmes finos disponíveis comercialmente: Silício Amorfo, Multi-Junção Silício Amorfo/Silício Microcristalino, Telureto de Cadmio e Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio. Juntas, estas tecnologias respondem por 20% do mercado fotovoltaico. (EPIA, 2011).

2.2.3.2.1 Silício Amorfo (a-Si)

Os painéis de silício amorfo foram os primeiros de filme fino a se tornarem comercialmente viáveis, no início dos anos 1980. Inicialmente foram utilizadas em produtos portáteis, como calculadoras, relógios e outros produtos onde o consumo elétrico é baixo (RÜTHER, 2004).

Ao contrário do silício cristalino, o silício amorfo não forma uma estrutura regular de cristal, mas uma rede irregular. Como resultado, ocorrem ligações livres que absorvem hidrogênio até à saturação, formando o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H). Este processo requer temperaturas relativamente baixas, na ordem dos 200°C a 250°C. A contaminação é feita pela mistura de gases que contêm o correspondente material contaminante, geralmente B₂H₆ para a dopagem do tipo p e PH₃ para a dopagem do tipo n. Dada a reduzida extensão da difusão do material a-Si:H contaminado, os portadores de carga livre da junção direta p-n não conseguem sobreviver e contribuir para a geração de energia elétrica. Assim, uma camada i intrínseca (não contaminada) é aplicada entre as camadas contaminadas n e p, aumentando a longevidade do portador de carga. É neste local que a absorção da luz e a geração da carga ocorrem (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004).

A maior desvantagem das células amorfas consiste na sua baixa eficiência, entre 4% e 8% (EPIA, 2011). Esta eficiência diminui durante os primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, devido à degradação induzida pela luz, conhecido como “Efeito Staebler-Wronski”, até nivelar num valor estável (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004). Por apresentarem uma resposta espectral mais voltada para a região azul do espectro eletromagnético, os painéis de a-Si se mostram extremamente eficientes sob iluminação artificial (e.g. sob lâmpadas fluorescentes e sob radiação difusa como a que predomina em dias com céus encobertos), com eficiência nestes casos superior à do mono-Si e poli-Si (RÜTHER, 2004).

Os módulos de a-Si também apresentam a vantagem de necessitarem de menos energia para serem produzidos do que os módulos de silício cristalino, sendo necessários 1202 MJ para produzir cada m² de módulos (ITO, KATO, *et al.*, 2008)

Das tecnologias comercialmente disponíveis, os painéis de a-Si possuem os coeficientes de temperatura de potência mais baixos, entre $-0,19\%/K$ e $-0,20\%/K$ (MAKRIEDES, ZINSSER, *et al.*, 2009). Devido a esta característica, quando analisado o desempenho em relação a energia (kWh) gerada por potência instalada (kWp), os módulos de a-Si têm se mostrado superiores às demais tecnologias instaladas no Brasil (RÜTHER, 2004).

2.2.3.2.2 Multijunção Silício Amorfo/Silício Microcristalino (a-Si/ μ -Si)

Os módulos de multijunção silício amorfo/silício microcristalino foram desenvolvidos para aumentar a eficiência dos módulos de a-Si e diminuir os efeitos causados pelo efeito de Staebler-Wronski. São compostos por uma fina camada de silício amorfo sobre uma fina camada de silício microcristalino. Enquanto a camada de silício amorfo absorve o espectro de menor amplitude, próxima do azul, a camada microcristalina absorve mais luz do espectro vermelho e próximo ao infravermelho, de alta amplitude, aumentando a eficiência deste tipo de módulos (EPIA, 2011) (EL CHAAR, IAMONT e EL ZEIN, 2011).

Os módulos de a-Si/ μ -Si também possuem uma baixa intensidade energética, sendo necessários aproximadamente 587 MJ para fabricar cada m^2 de módulos (BRAVI, PARISI, *et al.*, 2011). Este valor mais baixo do que os demais é devido ao fato deste estudo considerar módulos sem a moldura de alumínio, o que diminui a energia incorporada.

Atualmente, os módulos de a-Si/ μ -Si possuem eficiências de 7% a 10% (EPIA, 2011) e um coeficiente de temperatura de potência de $-0,33\%/K$ (ISHII, OTANI e TAKASHIMA, 2011).

2.2.3.2.3 Telureto de Cádmio

Os módulos de telureto de cádmio são os que tiveram o maior crescimento nos últimos anos, passando de uma participação no mercado de 2% em 2005 para 13% em 2010, ultrapassando os painéis de a-Si e se tornando a tecnologia de filme fino mais utilizada atualmente. As eficiências para os módulos de CdTe estão entre 10% e 11%, com recorde de 16,5% em laboratório (EPIA, 2011).

Os módulos de CdTe são fabricados sobre um substrato de vidro, com uma camada de condutor transparente, normalmente óxido de índio-estanho (ITO), como contato frontal. Esta camada é então revestida com uma camada transparente de sulfeto de cádmio (CdS) do tipo n, antes de ser revestido com a camada absorvente CdTe do tipo p. (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004). Essas camadas são extremamente finas, com 0,1 μ m e 10 μ m respectivamente. As conexões são feitas através de corte a laser ou mecânico, e então o outro painel de vidro é colocado, montando o módulo (RAUGEI, BARGIGLI e ULGIATI, 2007).

A presença do cádmio, componente tóxico, em sua composição ainda gera bastante discussão em relação ao uso dos módulos de CdTe. O cádmio no estado sólido (presente nos módulos) é um composto não tóxico, de elevada estabilidade, mas apresenta um risco para o ambiente e para a saúde no estado gasoso, que ocorre apenas durante a fabricação dos módulos, o que ocorre em ambientes controlados (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004), ou no caso de um incêndio atingir os painéis. Porém, experimentos realizados pelo Brookhaven National Laboratory demonstraram que mesmo no caso de incêndios, apenas uma mínima quantidade de cádmio foi liberada (0,4% a 0,6%), ficando o restante contido pelo encapsulamento dos módulos (FTHENAKIS e KIM, 2011). Fthenakis e Kim em seu estudo mostraram também que, embora o tenham em sua composição, os painéis de CdTe emitem menos cádmio para a atmosfera do que os painéis de silício cristalino. Isso se deve ao fato de que as emissões diretas deste metal durante a produção do módulo são de 0.02g/GWh, enquanto as indiretas, devido a utilização de eletricidade proveniente de fontes fósseis, são de 0.24g/GWh. Dessa forma, painéis de silício cristalino, por serem energeticamente mais intensivos, emitem mais cádmio e outros metais pesados durante sua produção. Além disso, os módulos de CdTe possuem um dos menores

valores de energia embutida, sendo necessários 1200MJ para cada m² de módulos (FTHENAKIS e KIM, 2011) e apresentam baixos coeficientes de temperatura, da ordem de -0.22%/K (MAKRIEDES, ZINSSER, *et al.*, 2009).

2.2.3.2.4 Disseleneto de Cobre e Índio

Os módulos de disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂ ou CIS), e disseleneto de cobre, gálio e índio (Cu(InGa)Se₂ ou CIGS), apresentam as maiores eficiências entre os módulos de filme fino, chegando a 20% em laboratório, enquanto que os módulos comerciais estão entre 7% e 12% (EPIA, 2011). Os módulos de CIS/CIGS também possuem um forte apelo estético, sendo indicadas para a aplicação em edificações (RÜTHER, 2004)

Na fabricação dos módulos de CIS/CIGS, o substrato de vidro é inicialmente revestido com uma camada fina de molibdênio, como contato reverso, utilizando o processo de disposição catódica. A camada absorvente CIS ou CIGS, do tipo p, pode ser fabricada através da vaporização simultânea dos elementos cobre, índio, gálio e selênio numa câmara de vácuo, a temperaturas de 500°C, ou através do depósito dos elementos individuais, de forma consecutiva, camada após camada. Como elemento tipo n é utilizada uma fina camada de sulfato de cádmio, que é depositada sobre a camada de CIS ou CIGS. São então feitos cortes a laser nas camadas semicondutoras, para permitir a conexão elétrica entre eles. É utilizado uma camada de óxido de zinco contaminado com alumínio (ZnO:Al), como o contato frontal transparente, e então o módulo é coberto com outro painel de vidro temperado (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004).

Os painéis de CIS/CIGS também apresentam baixas intensidades energéticas, da ordem de 1069 MJ/m² (ITO, KATO, *et al.*, 2008) e ao contrário dos outros painéis de filme fino, os painéis de CIS/CIGS possuem coeficiente de temperatura de potencia mais elevado. Variando de -0,36%/K (ITO, KATO, *et al.*, 2008) à -0,42%/K (MAKRIEDES, ZINSSER, *et al.*, 2009).

2.2.3.3 Tecnologias de Terceira Geração

As tecnologias de terceira geração incluem tecnologias que ainda estão em início de aplicação comercial ou em fase de pesquisa em desenvolvimento. Entretanto, é previsto que essas tecnologias respondam por 6% do mercado até 2020 (EPIA, 2011).

2.2.3.3.1 Concentradores Fotovoltaicos

Os sistemas concentradores fotovoltaicos utilizam lentes e espelhos para focar a luz do Sol em uma célula fotovoltaica de alta eficiência, geralmente silício monocristalino ou células multijunção III-V, que são baseadas em compostos das famílias IIIA-VA da tabela periódica, como o arseneto de gálio (GaAs). Dependendo das lentes utilizadas, é possível obter concentrações de 2 a 100 sóis (baixa concentração), a até mesmo 1000 sóis, (alta concentração) (EPIA, 2011).

Os sistemas concentradores fotovoltaicos utilizam apenas a componente direta da radiação solar. Dessa forma, é necessária a utilização de rastreadores para acompanhar o movimento do sol e maximizar a geração de energia (FTHENAKIS e KIM, 2011). Estes sistemas podem ser tanto de um ou dois eixos, sendo que sistemas de um eixo são geralmente utilizados em sistemas de baixa concentração.

A eficiência dos sistemas concentradores fotovoltaicos são superiores aos dos sistemas sem concentração, chegando a 25% em células de mono-Si, e até 30% em células de GaAs, que em laboratório atingiram recordes de eficiência de 40% (EPIA, 2011).

2.2.3.3.2 Tecnologias Emergentes

As tecnologias emergentes englobam as tecnologias que ainda estão em fase de pesquisa ou protótipo comercial, sendo as mais promissoras as células sensibilizadas por corante e células fotovoltaicas orgânicas.

Segundo estudo publicado pela European Photovoltaic Industry Association (EPIA), foram produzidos 5MWp de células orgânicas em 2009, com planos de chegar a 1GWp em 2012. As eficiências variam de 4% a 6%. Quanto às células sensibilizadas por corante, este mesmo estudo aponta 30MWp fabricados em 2009, com expectativa de atingir 200MWp em 2012. As eficiências das células comerciais estão próximas aos 4%, com células em laboratório atingindo eficiências de 8% a 12% (EPIA, 2011). As tecnologias emergentes, em especial as sensibilizadas por corante, possuem um grande potencial de serem utilizadas em edificações, podendo ser aplicadas em janelas e na fachada dos edifícios.

Outras tecnologias também estão sendo desenvolvidas, como tecnologias avançadas de filmes finos inorgânicos e geração termofotovoltaica, além da aplicação da nanotecnologia e o uso de nanotubos de carbono, que aumentarão a eficiência das células fotovoltaicas. Estima-se que a eficiência das chamadas células de terceira geração chegue a 85% em 2020 (CGEE, 2008).

2.2.4 Inversores e o Balanço do Sistema

O Balanço do Sistema compreende todos os equipamentos de um SFCR, com exceção dos módulos fotovoltaicos. Inclui o inversor de frequência, sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, diodos de bloqueio, diodos de by-pass, fusíveis, disjuntores, cabos elétricos, caixas de conexão e terminais, além da estrutura onde serão fixados os módulos (RÜTHER, 2004).

O inversor de frequência ou conversor CC-CA, muitas vezes chamado apenas de inversor, é o dispositivo que converte a eletricidade de corrente contínua, gerada pelos módulos

fotovoltaicos, em corrente alternada, para ser utilizada pela edificação e injetada na rede. Os inversores podem ser tanto comutados pela própria rede elétrica, onde o sinal da rede é utilizado para sincronizar o inversor com a rede, ou auto-comutados, onde um circuito eletrônico no inversor controla e sincroniza o sinal do inversor ao sinal da rede. Em um SFCR devem-se utilizar inversores comutados pela rede, para que os parâmetros de qualidade da eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico estejam de acordo com o fornecido pela rede, dentro dos padrões de qualidade estabelecidos pela distribuidora, devendo desligar-se caso a qualidade da energia fique fora destes padrões. Além disso, ele também deve desligar-se caso a rede não esteja energizada, isolando o sistema fotovoltaico. Este fenômeno, conhecido com ilhamento, pode trazer riscos a operadores, caso o SFCR esteja injetando energia em uma rede desenergizada. (RÜTHER, 2004), (DONADON, 2010).

Os inversores também devem fazer com que os módulos fotovoltaicos operem no ponto máximo de potência, através do controle de corrente e tensão. Esta característica, chamada de Rastreamento do Ponto de Máximo de Potência (ou MPPT, do *inglês Maximum Power Point Tracking*), permite que os módulos estejam sempre operando próximo ao seu ponto ótimo, mesmo com variações na radiação solar incidente ou na temperatura de operação deles. Outra característica fundamental para o inversor é a eficiência. Um diferencial de 1% na eficiência do inversor pode resultar em 10% a mais em energia gerada ao longo de um ano (RÜTHER, 2004) (DONADON, 2010).

O inversor deve ser especificado de acordo com a potência dos módulos fotovoltaicos que estarão conectados a ele. A tensão máxima de operação do arranjo fotovoltaico (V_{mpp}) deve ser compatível com a tensão (CC) nominal de entrada do inversor. A tensão máxima de circuito aberto do arranjo fotovoltaico (V_{oc}), também deve estar dentro do limite máximo de tensão que o inversor pode tolerar (RÜTHER, 2004). Podem ser utilizados inversores centrais, dimensionados para atender a potência instalada total, ou inversores menores, que são então conectados em paralelo. Este tipo de arranjo possui a vantagem de, caso haja algum defeito em um dos inversores, os outros continuarão a operar, reduzindo apenas uma fração da energia gerada, enquanto que no caso de grandes inversores centrais, um defeito ou uma parada para manutenção pode comprometer a geração da usina inteira. Há também a tendência de utilizar-se micro inversores, já acoplados aos módulos, transformando-os em módulos de corrente contínua. Existe

no mercado inversores desde algumas centenas de Watts, geralmente utilizados em sistemas isolados, a até 2000kW, utilizado em grandes usinas centralizadas (EPIA, 2011).

2.2.5 Tipos de Instalação

Os módulos fotovoltaicos podem ser montados em estruturas fixas, em estruturas rastreadoras, que seguem o movimento do sol ao longo do dia e do ano e também integradas à edificação.

2.2.5.1 Sistemas Fotovoltaicos Fixos

Na montagem fixa, é interessante instalar os módulos em uma posição em que maximize a incidência de radiação solar ao longo do ano. Como regra geral, os módulos devem estar voltados para o equador (norte geográfico para instalações no hemisfério sul e sul geográfico para instalações no hemisfério norte), e com uma inclinação igual à latitude do local. Caso os módulos sejam instalados em inclinações menores que a latitude, será favorecida a geração de eletricidade no verão. Caso contrário, com inclinações maiores que a latitude, será favorecida a geração no inverno. Pequenas variações na inclinação e na orientação não irão penalizar tanto a geração de energia, podendo conseguir-se até 95% da energia que seria gerada na condição ideal (RÜTHER, 2004).

2.2.5.2 Sistemas Fotovoltaicos com Rastreadores

Os sistemas com rastreadores podem ser de dois tipos: De um eixo, que acompanham o movimento do sol em um (ao longo do dia) ou de dois eixos (ao longo do dia e também ao longo do ano). Eles também podem ser tanto passivos, utilizando o princípio da expansão térmica dos materiais; ou ativo, que utiliza microprocessadores, sensores e motores para manter os painéis normais em relação aos raios solares (BAYOD-RÚJULA, LORENTE-LAFUENTE e CIREZ-OTO, 2011).

Um exemplo de sistema de rastreamento passivo é o instalado na Casa Solar do CRESESB. Ele funciona com base no deslocamento de um gás entre dois braços opostos situados em lados opostos da estrutura. Dependendo da posição do sol, um dos braços será mais aquecido que o outro, provocando a expansão do gás, que se deslocará para o braço menos aquecido. O deslocamento do gás provoca o desbalanceamento do peso da estrutura, causando sua inclinação para o lado do braço mais pesado, que é o braço menos aquecido pelo sol. Este processo continua ao longo do dia, fazendo com que a estrutura acompanhe a posição do sol, aumentando o rendimento do sistema, que chega a ser de 15 a 20% maior se comparada com a montagem fixa de painéis (CRESESB, 2012a).

Sistemas com rastreamento geralmente são utilizados em regiões com altas incidências de radiação solar, e em conjunto com módulos de alta eficiência. Os sistemas de rastreamento ativo podem apresentar geração de energia 30% a 40% maior quando comparado com sistemas fixos. Porém, com a queda no preço dos módulos fotovoltaicos, o custo adicional do sistema de rastreamento, além do aumento dos gastos com operação e manutenção devido à presença de partes móveis nos sistemas, acaba neutralizando a vantagem da maior energia gerada. Muitas vezes é mais interessante, de um ponto de vista econômico, colocar mais módulos fixos do que utilizar um sistema de rastreamento. Porém, de um ponto de vista ambiental, a energia incorporada e os impactos causados pelo sistema de rastreamento é inferior ao causado pelos módulos adicionais necessários para produzir a mesma energia (BAYOD-RÚJULA, LORENTE-LAFUENTE e CIREZ-OTO, 2011).

2.2.5.3 Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Edificação (BIPV e BAPV)

Os sistemas de geração FV instalados em edificações podem ser tanto desagregados do edifício, como no caso de painéis instalados sobre o telhado ou fachadas, conhecidos como BAPV (do inglês *Building Adapted Photovoltaics*), quanto integrados ao mesmo, conhecidos como BIPV (do inglês, *Building Integrated Photovoltaics*), em que os módulos desempenham um papel duplo, gerando eletricidade e fazendo parte integral do prédio (EPIA, 2011). Tanto os BAPV quanto BIPV podem ser instalados em paredes, fachadas, brises, janelas e telhados das edificações. Entretanto, a utilização de BIPV é mais cara, pelo desempenho multifuncional dos componentes, e requer estudos específicos para a integração dos módulos ao envelope do edifício, enquanto que os BAPV podem ser instalados sem maiores complicações ou grandes interferências no edifício de suporte, novos ou existentes. Em ambos os casos, um projeto arquitetônico realizado tendo em consideração a instalação de sistemas FV aumentará o seu rendimento, podendo também reduzir os custos de instalação, ao propiciar áreas para a instalação do sistema já orientado na condição ideal, diminuindo a necessidade de estruturas de fixação adicionais.

Como dito anteriormente, para maximizar a geração de eletricidade deve-se instalar os módulos voltados para o equador e com uma inclinação igual à latitude local. Esta condição pode ser, na maioria das vezes, obtida ao instalar-se os módulos na cobertura dos edifícios. No caso de edifícios existentes, a inclinação e orientação dos telhados podem não permitir a instalação na condição ideal. Nestes casos, sistemas instalados em locais com latitudes mais baixas, mais próximas do equador são menos sensíveis a variações na orientação em instalações com baixa inclinação, mais próximas da horizontal. Por outro lado, sistemas instalados em locais com latitudes mais altas terão perdas menores em relação à condição ideal quando instalados nas fachadas (SANTOS e RÜTHER, 2012).

Entretanto, nem sempre a área disponível na cobertura é suficiente para instalar um sistema fotovoltaico que gere eletricidade suficiente para atender a demanda do EEZ. Em muitos casos parte da cobertura pode estar ocupada por equipamentos de ar-condicionado, antenas e reservatórios de água, que, além de reduzirem a área disponível para o sistema, podem sombrear

os painéis, o que diminui consideravelmente o seu desempenho. Finalmente, como a latitude do local determina a inclinação a ser dada aos painéis para maximização do aproveitamento, nas latitudes maiores os painéis podem interferir consideravelmente na arquitetura, particularmente em situações de preservação de edificações históricas. Nestas circunstâncias, o aproveitamento das fachadas do edifício torna-se de particular interesse.

A utilização de módulos fotovoltaicos como elemento de sombreamento em fachadas e *brise soleil* é uma aplicação interessante de BIPV, pois além de gerar eletricidade, reduz o consumo de energia, ao diminuir a carga térmica causada pela entrada excessiva de luz do sol no verão, mas permitindo a entrada de luz no inverno. Estas fachadas podem ser projetadas também para facilitar a ventilação natural do edifício, através do conceito de chaminé solar, e também pré-aquecer o ar durante o inverno (YUN, MCEVOY e STEEMERS, 2007). Os módulos utilizados podem ser tanto opacos (YOO e LEE, 2002) (YUN, MCEVOY e STEEMERS, 2007) quanto semitransparentes (YOON, SONG e LEE, 2011).

Entretanto, por ser integrada à edificação, a orientação e inclinação dos módulos estará restrita à orientação do edifício construído. A utilização de painéis na vertical, ou próxima à vertical irá diminuir a geração de eletricidade quando comparada à inclinação ideal. Na fachada voltada para o equador, a geração será favorecida nos meses de inverno, onde o sol está mais baixo no horizonte. Um ponto que deve ser analisado em aplicações integradas à fachada é referente ao sombreamento que a própria edificação, além de outros prédios e objetos, podem causar no sistema fotovoltaico. Dessa forma, muita atenção deve ser dada na fase de projeto e planejamento do sistema (YOO e LEE, 2002) (YOON, SONG e LEE, 2011).

No Brasil, fachadas voltadas para o norte teriam o melhor desempenho, porém fachadas voltadas para o leste e oeste também podem ser aproveitadas, mediante cuidadosa integração à arquitetura. Mesmo com os módulos instalados na vertical, pode obter-se rendimentos da ordem de 60% em relação à orientação ótima, devido ao baixo ângulo do sol no início e final do dia (RÜTHER, 2004). As fachadas voltadas ao sul devem ser evitadas, por receberem consideravelmente menos radiação solar do que as demais. Variações na inclinação e na orientação dos módulos, e suas relações com a energia gerada, serão avaliadas no capítulo 5 deste trabalho.

O desenvolvimento de módulos flexíveis, semitransparentes e até mesmo no formato de telhas vem tornando as aplicações BIPV cada vez mais comuns (RÜTHER, 2004). Em sistemas integrados à edificação, deve-se dar preferência para módulos com baixos coeficientes de temperatura, pois em muitos casos a ventilação sob os painéis pode ser comprometida, fazendo com que sua temperatura de operação aumente (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009).

2.2.6 Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e no Mundo

2.2.6.1 Sistemas Fotovoltaicos no Mundo

A energia solar fotovoltaica é, das fontes renováveis de energia, a que mais cresce atualmente, superando taxas de crescimento de 40% desde 2000 (MME, 2009). Tal crescimento ocorre devido a políticas públicas de incentivos praticados por países como Alemanha, Espanha, e Itália. Estas políticas públicas ocorrem através de incentivos fiscais, como isenção e redução de impostos; financiamento público, como linhas de crédito com baixas taxas de juros; e mecanismos regulatórios, como sistemas de cotas de energias renováveis ou tarifas prêmio para eletricidade proveniente de fontes renováveis (MITCHELL, SAWIN, *et al.*, 2011).

A capacidade instalada mundial de sistemas fotovoltaicos chegou a 39,529 GWp no final de 2010, após a instalação de 16,629 GWp, o que representou um crescimento de 129% em comparação a capacidade instalada em 2009. A Europa lidera em termos de potência instalada, com 29,252GWp, equivalentes a 74% da capacidade instalada mundial. Apenas Alemanha, Espanha e Itália juntas representam 24,47GWp, ou 62% de toda a capacidade instalada no mundo (EPIA, 2011a).

No outro lado da cadeia produtiva, a China lidera a produção de módulos, com mais da metade dos módulos produzidos no mundo. Taiwan, Europa em geral, Japão e Estados Unidos também possuem uma produção significativa. Quanto aos inversores, mais de 80% foram

fabricados em países europeus em 2010 (EPIA, 2011a). Atualmente, existem mais de 1000 empresas envolvidas na produção de toda a cadeia de produção de módulos de silício cristalino, e mais de 30 produzindo módulos de filme fino (EPIA, 2011). Na Figura 5 pode-se ver a evolução da capacidade instalada mundialmente até o final de 2010.

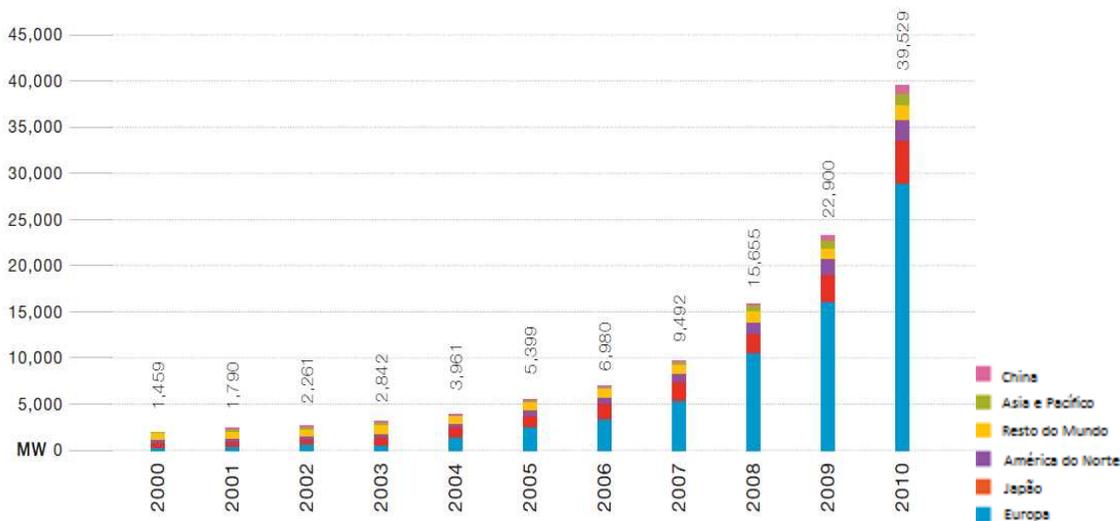


Figura 5 Evolução da Capacidade Instalada de Sistemas Fotovoltaicos no mundo de 2000-2010. Fonte: EPIA, 2011a

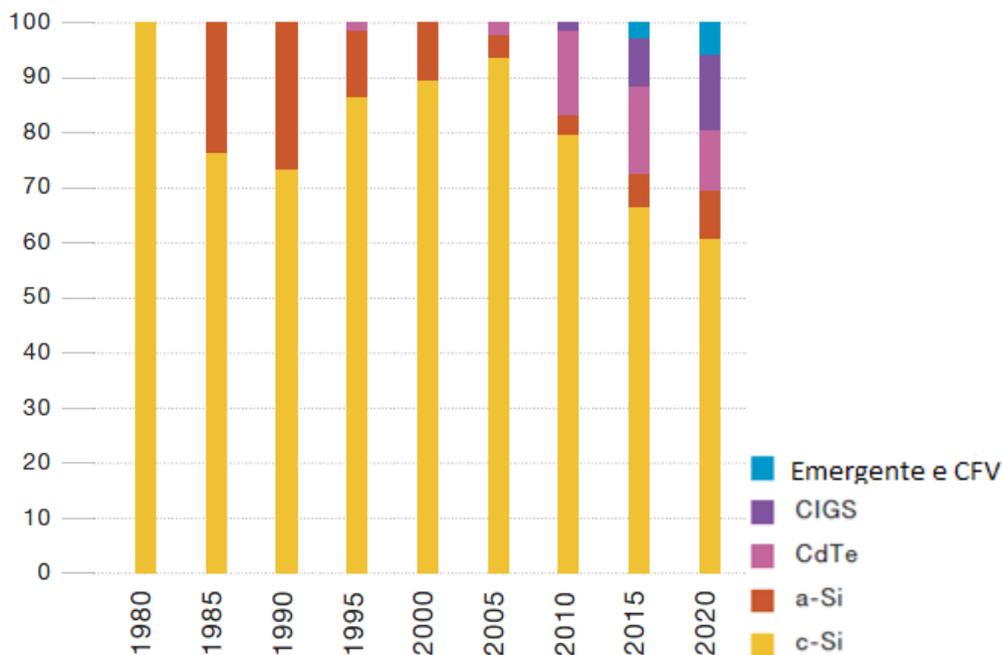


Figura 6 - Participação de mercado das tecnologias de módulos fotovoltaicos mundialmente. Fonte: EPIA 2011

Atualmente, a divisão do mercado entre as tecnologias está em 80% para os módulos de silício cristalino e 20% para os painéis de filme fino. Em 2020, espera-se que os módulos de silício cristalino reduzam sua participação para 61%, enquanto painéis de filme fino respondam por 33% do mercado e tecnologias emergentes e concentradores fotovoltaicos sejam responsáveis pelos 6% restantes (EPIA, 2011). Na Figura 6 pode-se ver a evolução da participação no mercado de cada tecnologia e a previsão até 2020.

2.2.6.2 Mercado Brasileiro

Os dados quanto à capacidade fotovoltaica instalada no Brasil não são muito precisos. Estima-se que existam 20MW de sistemas fotovoltaicos isolados instalados (EPIA, 2011a) (JANNUZZI, VARELLA e GOMES, 2009). Quanto aos sistemas conectados à rede, o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL informa que existem atualmente 1.494,36kWp conectados à rede no Brasil (ANEEL, 2012c), sendo que 1.000kWp são referentes a usina Tauá, da MPX, a primeira usina fotovoltaica de grande porte no país, e 404,8kW é referente ao sistema fotovoltaico instalado no estádio Governador Professor Roberto Santos, mais conhecido como Pituáçu, em Salvador-BA. Entretanto, este número é certamente superior. Em um estudo encomendado pelo PROCOBRE em 2009, foram identificados 152,5kWp instalados em 29 SFCRs em operação (JANNUZZI, VARELLA e GOMES, 2009a), sendo que destes apenas 15,26 kWp constam no BIG, referentes as instalações no IEE-USP. Além disso, foi inaugurada em 27 de junho de 2011 uma usina de 320kWp integrada à edificação, no prédio administrativo da Usina Termelétrica Norte Fluminense, do grupo Electricité de France (TN PETRÓLEO, 2011), mas que também não consta no BIG. A ABINEE estima um mercado doméstico inferior a 10MWp em 2011, baseado em dados de importação da Secretaria de Comércio Exterior (SECEX), que indicam importações de cerca de 6 MWp de módulos fotovoltaicos (incluindo 1 MWp da Usina de Tauá) somados às vendas domésticas da Tecnometal, único fabricante brasileiro de módulos fotovoltaicos (ABINEE, 2012).

Em agosto de 2011, a ANEEL tornou pública a chamada N°. 013/2011 “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, que tem como objetivo, entre outros, a instalação de usinas solares fotovoltaicas, com capacidade instalada entre 0,5 MWp e 3,0 MWp. Esta chamada contratou 24,4MWp de usinas fotovoltaicas, que deverão entrar em operação nos próximos anos (ABINEE, 2012).

Outro ponto importante no futuro do mercado FV brasileiro são os estádios da copa do mundo, onde a instalação de coberturas fotovoltaicas neles estão sendo planejadas. O Mineirão em Belo Horizonte-MG, Maracanã no Rio de Janeiro-RJ e o Itaquerão em São Paulo-SP são alguns dos estádios que já confirmaram que receberão sistemas fotovoltaicos (AMERICA DO SOL, 2012) (JORNAL DA ENERGIA, 2012).

2.2.7 Custos

Um dos grandes entraves da energia fotovoltaica é o alto custo inicial dos equipamentos utilizados. Porém, estes custos vêm caindo constantemente nos últimos anos. O crescimento do mercado, ocasionado pelas políticas públicas de incentivo, vem permitindo uma constante redução nos custos dos sistemas, que vêm caindo aproximadamente 22% cada vez que a capacidade instalada mundial dobra, como visto na Figura 7 (EPIA, 2011).

Atualmente (2011-2012), uma instalação completa custa⁸ entre US\$ 3.100,00 e US\$ 3.480,00 por kWp instalado em usinas centralizadas na Europa (EPIA, 2011). No caso de sistemas residenciais, os custos são maiores, por volta de US\$ 4.200,00 na Alemanha e US\$ 6.900,00 nos EUA (LBNL, 2011). Branker, Pathak e Pearce (2011) levantaram custos de US\$ 3.520,00 a US\$ 5.020,00 por kWp instalado para usinas centralizadas e US\$ 4.700,00 a US\$ 7.700,00 por kWp instalado para sistemas residenciais, variando de acordo com a tecnologia utilizada e o país de instalação. Este preço vem caindo entre 5% e 7% ao ano (RÜTHER e ZILLES, 2011). O custo do kWh gerado irá depender do custo de instalação e

⁸ Considerando uma relação de 1€ = US\$ 1,243 (VALOR ECONÔMICO, 2012)

também do recurso solar da região de instalação. Em usinas centralizadas, o kWh varia de US\$ 0,15 a US\$ 0,36, dependendo do local de instalação (EPIA, 2011).

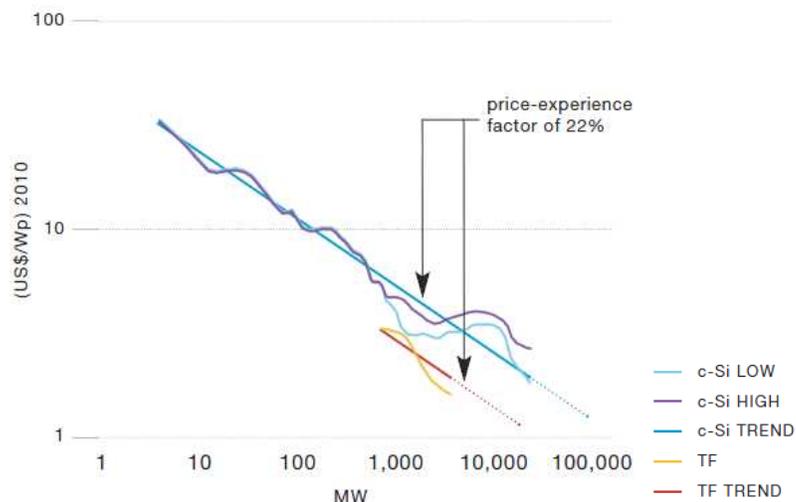


Figura 7 - Curva de Aprendizado em relação ao preço dos módulos fotovoltaicos. Fonte: EPIA 2011

No Brasil, a EPE estimou os custos de instalação entre R\$ 6,89 a R\$ 7,66 o Wp para sistemas residenciais (<10kWp), R\$ 5,91 o Wp para sistemas comerciais (100kWp) e de R\$ 5,20 o Wp para sistemas industriais e usinas (>1000kWp). Quanto à eletricidade gerada por estes sistemas, ficaria entre R\$ 0,541 a R\$ 0,602 o kWh para sistemas residenciais, R\$ 0,463 o kWh para os sistemas comerciais e R\$ 0,402 o kWh para os sistemas de maior porte (EPE, 2012). Já a ABINEE estimou R\$ 7,12 o Wp para sistemas residenciais (3kWp), R\$ 6,27 o Wp para sistemas comerciais (30kWp) e R\$ 5,37 o Wp para usinas (30MWp) e custos de eletricidade inferiores à R\$ 0,60 o kWh em sistemas residenciais e variando de R\$ 0,246 à R\$ 0,407 o kWh para a eletricidade gerada em usinas (ABINEE, 2012).

A EPIA, em seu estudo *Solar Generation 6*, estimou a participação de cada componente de um sistema fotovoltaico de 3kW instalado em telhados residenciais. Pode-se ver na Figura 8 que grande parcela do custo seja referente aos módulos e inversores, embora o custo da instalação também seja significativo (EPIA, 2011).

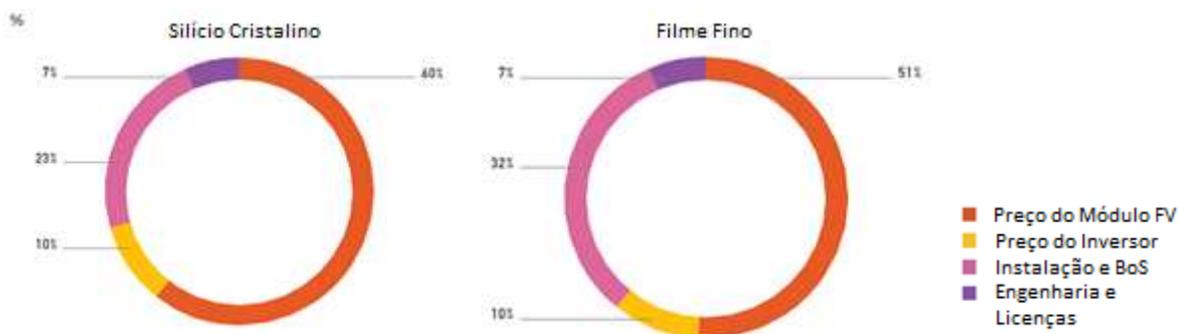


Figura 8 Divisão dos Custos Associados a um SFCR no telhado de uma edificação. Fonte: EPIA 2011

A EPIA estima que até 2020 o preço de um sistema fotovoltaico instalado caia entre 56% e 63% em relação aos preços de 2010, como pode ser visto na Figura 9 (EPIA, 2011). Esta queda de preços é extremamente importante para que a energia fotovoltaica atinja a paridade tarifária, que é quando seu preço será equivalente ao pago pelos consumidores finais. Até lá, a indústria irá depender de políticas de incentivo para continuar crescendo (EPIA, 2011a).

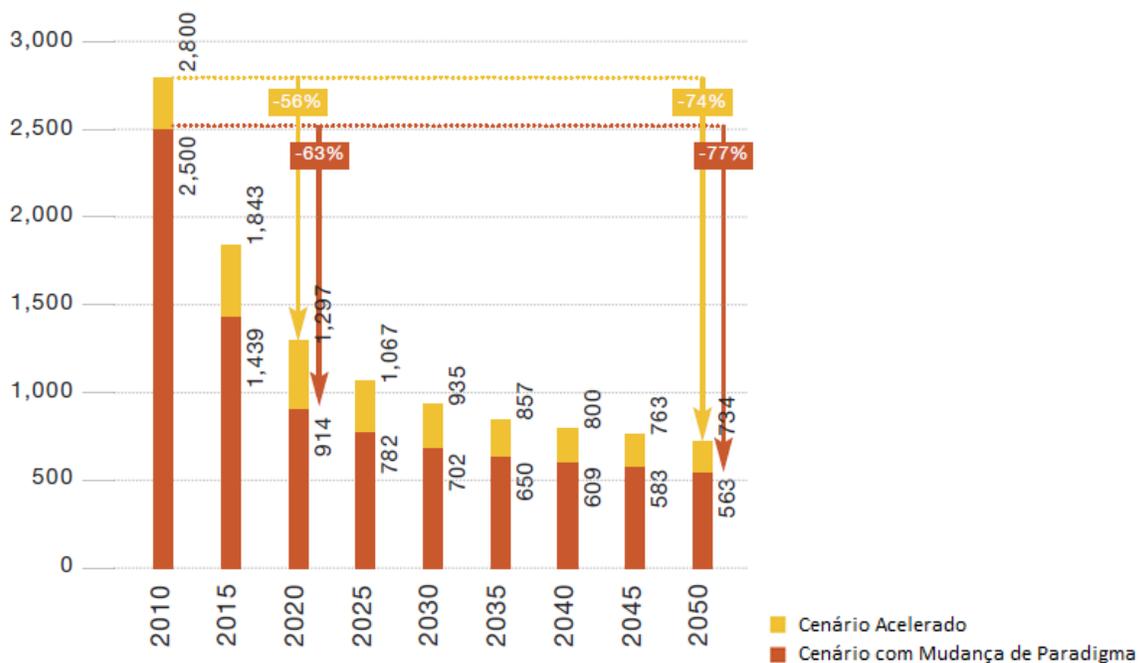


Figura 9 Estimativas dos preços de grandes sistemas fotovoltaicos, em €/kWp. Fonte: EPIA 2011

2.3 Energia Eólica

2.3.1 Introdução

A energia eólica vem sendo utilizada pela humanidade desde a antiguidade, aproveitando a energia mecânica contida nos ventos para mover embarcações e moer grãos. Especula-se que os primeiros moinhos de vento, predecessores dos atuais aerogeradores, tenham surgido a mais de 3000 anos, no Egito, embora não existam provas concretas (HAU, 2006). Registros concretos dos primeiros moinhos de vento datam do séc. IX, na região onde hoje fica a divisa entre o Irã e o Afeganistão (MÜLLER, JENTSCH e STODDART, 2009). Na Europa, os primeiros moinhos de vento construídos datam do final do séc. XII, na região da Normandia, na França. Estes moinhos utilizavam eixos horizontais e foram amplamente utilizados para moer grãos, extrair óleos vegetais, drenar água e na fabricação de papel. No novo mundo, especialmente nos EUA, novos moinhos estavam sendo instalados, principalmente para bombear água. Estes moinhos, caracterizados pelo grande número de pás, ainda hoje são utilizados para bombear água em regiões sem acesso à eletricidade (DUTRA, 2009).

O aproveitamento da energia eólica para a geração de energia elétrica começou no final do sec. XIX e ganhou escala no final do sec. XX. Em 2008, a energia eólica foi responsável pela geração de 1,1% de toda a eletricidade gerada no mundo (EPE, 2011b). No Brasil, foi responsável por 0,4% da oferta interna de energia elétrica, equivalente a 2.176,6 GWh, em 2010 (EPE, 2011). Atualmente, existe em operação 1638,2MW de parques eólicos no país (ANEEL, 2012c).

A energia eólica é derivada da energia solar, uma vez que os ventos são gerados pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre pelo sol. Os ventos são influenciados por diferentes aspectos, entre os quais destacam-se a altura, a rugosidade do terreno, os obstáculos e o relevo (DUTRA, 2009).

2.3.2 Turbinas Eólicas no Ambiente Urbano

A utilização de pequenas turbinas eólicas também é uma prática adotada em projetos de geração distribuída em edifícios. Devido ao seu pequeno tamanho elas possuem menor peso, podendo ser instaladas no telhado ou na cobertura dos edifícios. Ao aproveitar a altura da edificação, atingem as camadas aerodinâmicas superiores, onde existem ventos mais fortes e com menos obstruções da vizinhança. Além disso, são projetadas para terem menores níveis de ruído e vibração, que são aspectos essenciais para o conforto dos usuários e para a integridade do edifício.

Porém, os edifícios, postes e construções encontrados no ambiente urbano representam uma barreira para o vento, fazendo com que as cidades tenham regimes de ventos mais turbulentos e com velocidades médias menores do que comparadas a áreas rurais (WINEUR, 2007). Dessa forma, estimar a produção de energia eólica em ambientes urbanos baseada nos valores de atlas de potencial eólicos pode levar a diferenças significantes entre a geração estimada e a geração real. Vale lembrar que a potência gerada pelas turbinas eólicas varia com o cubo da velocidade, ou seja, a cada vez que a velocidade dobra, a potência aumenta em oito vezes. Segundo Mithraratne, 2009 o fator de capacidade médio de instalações eólicas em cidades na Europa e EUA variaram de 4% a 6,4%, chegando a 10,4% quando instaladas em áreas abertas, (com árvores e outros prédios distantes mais de 10m da turbina) enquanto que o fator de capacidade médio de usinas eólicas está entre 30% e 40%. Nos estudos desenvolvidos pelo projeto WINEUR (*Wind Energy Integration in the Urban Environment*) para a geração eólica em ambientes urbanos é recomendado uma média anual de velocidade de ventos acima de 5,5 m/s (WINEUR, 2007).

2.3.2.1 Turbinas Eólicas Integradas a Edifícios

A energia eólica é uma das fontes de energia disponíveis na área construída e nos terrenos adjacentes ao edifício, estando então nas opções 1 e 2 da hierarquia elaborada por Torcellini para utilização em EEZs. A ideia de integrar turbinas eólicas em edifícios surgiu por volta dos anos 1930 e 1940 na Alemanha, onde o engenheiro Hermann Honnef propôs arranha-céus gigantes, com mais de 400m de altura e diversos rotores eólicos, com até 160m cada um. Entretanto, tais torres nunca chegaram a ser construídas. Por volta do meio da década de 1990, turbinas eólicas integradas a edificações voltaram a ser discutidas e pesquisadas. A integração de turbinas eólicas a edifícios podem ser classificadas em três tipos (MÜLLER, JENTSCH e STODDART, 2009):

- Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal Integradas à Edificação
- Turbinas Eólicas de Eixo Vertical Integradas à Edificação
- Turbinas Eólicas Incrementadas pela Edificação (do inglês, *Building Augmented Wind Turbines*)

Os dois primeiros tipos são os mais comuns, e podem ser instaladas em edifícios existentes, como no caso de pequenas turbinas instaladas no telhado de edifícios. No caso de turbinas incrementadas pela edificação, estas devem fazer parte do edifício, desde a sua concepção, pois utilizam o projeto arquitetônico para aumentar sua geração, através de um formato do edifício que canalize o vento para as turbinas. Este efeito, associado à altura do edifício pode aumentar consideravelmente a geração de energia das turbinas instaladas em ambiente urbano. O primeiro arranha-céu projetado utilizando este conceito foi o World Trade Center em Bahrain, onde duas torres foram construídas voltadas para a direção do vento dominante, de forma a canalizá-lo para três turbinas eólicas horizontais com rotores de 29m (MÜLLER, JENTSCH e STODDART, 2009).

O projeto WINEUR levantou uma série de recomendações para a utilização de turbinas eólicas em edifícios. Além da velocidade média dos ventos acima de 5,5 m/s, ele sugere que:

- O mastro da turbina ou o telhado do edifício deve ser 50% mais alto do que os objetos vizinhos.
- As turbinas devem ser posicionadas próximo ao centro do telhado, e do lado da direção predominante dos ventos.
- A parte mais baixa do rotor deve estar ao menos 30% acima do telhado do edifício.
- Se possível, orientar o edifício para o a direção predominante do vento e com este lado inclinado de forma a aumentar a velocidade do vento (utilizando o conceito de Turbinas Eólicas Incrementadas pela Edificação).

A Figura 10 mostra o efeito causado pela presença de um edifício no regime dos ventos. As setas menores e mais próximas do azul mostram ventos mais fracos enquanto setas maiores e mais próximas do amarelo e vermelho mostram ventos mais fortes. Pode-se ver que a região mais próxima do centro do edifício tem ventos mais fortes e menos turbulentos.

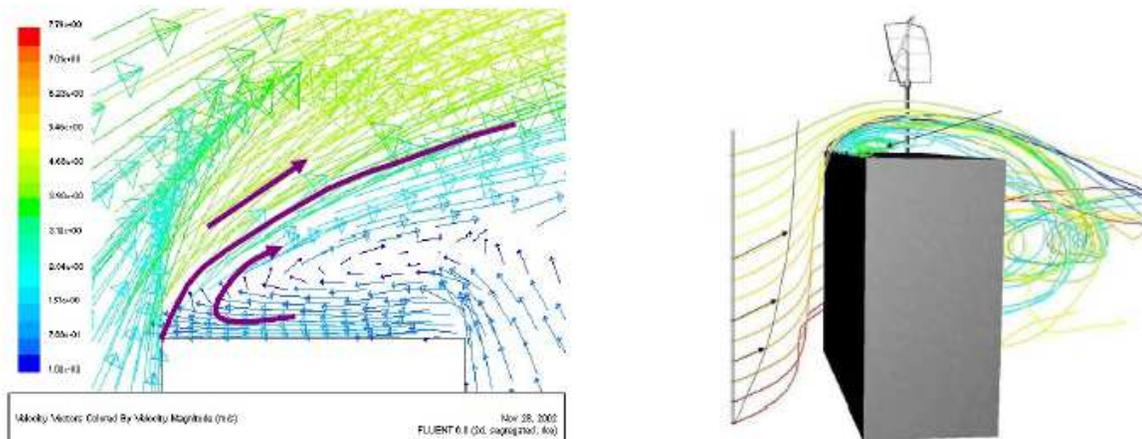


Figura 10 - Efeito causado por um edifício no regime dos vento. Fonte: TU Delft apud WINEUR, 2007

Outro ponto levantado pelo WINEUR e que deve ser avaliado nesse tipo de aplicação é o ruído sonoro e o impacto visual que elas podem ter, especialmente devido à tremulação das sombras causada pelo movimento das turbinas. É interessante que a instalação das turbinas eólicas seja discutida com a vizinhança, já que eles também serão afetados por esta instalação. Também deve ser avaliado se a estrutura do edifício consegue suportar os esforços estáticos e dinâmicos causados pela operação das turbinas.

2.3.3 Tipos de Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas podem ser divididas em dois grupos principais, de acordo com a orientação do seu eixo: As turbinas eólicas de eixo horizontal e as turbinas eólicas de eixo vertical (ERIKSSON, BERNHOFF e LEIJON, 2008).

2.3.3.1 Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (HAWT)

As turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT, do inglês *Horizontal Axis Wind Turbine*), como o próprio nome diz, possuem o eixo do rotor na posição horizontal, paralelos à direção do vento. São as mais comuns, e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização. São movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (lift) e forças de arrasto (drag). Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto) (DUTRA, 2009)

Quando comparados com as turbinas verticais, apresentam níveis de eficiência maiores, além de serem mais baratas e possuírem um número maior de fabricantes. Entretanto, tem a desvantagem de precisarem rastrear a direção do vento e não são indicadas para locais onde os ventos têm regimes turbulentos, como ambientes urbanos (WINEUR, 2007a)

2.3.3.2 Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (VAWT)

As turbinas eólicas de eixo vertical (VAWT, do inglês *Vertical Axis Wind Turbine*), como o próprio nome diz, possuem o eixo do rotor na posição vertical, perpendiculares à direção do vento.

Basicamente existem três tipos de turbinas verticais: As *Savonius*, *Darrieus* e as com rotor em H. A principal diferença entre as VAWT e as HAWT é que as turbinas verticais são omnidirecionais, ou seja, funcionam com o vento soprando de qualquer direção. Isso traz diversas vantagens para as turbinas verticais em relação às horizontais, como: não necessitam de um mecanismo de orientação, que aumenta o custo da turbina e pode falhar durante a operação; não há perda na geração devido a mudanças na direção do vento e ao tempo que levaria para a turbina se ajustar (que ocorre nas HAWTs); não é consumida energia para operar o sistema de orientação. Dessa forma, turbinas verticais são mais indicadas para regiões com ventos turbulentos ou que mudem de direção constantemente, como em ambientes urbanos (MÜLLER, JENTSCH e STODDART, 2009). Além disso, VAWTs apresentam níveis de ruído menores que as HAWTs, o que é essencial para turbinas instaladas em cidades. Nas turbinas verticais, o acoplamento do eixo ao gerador é direto, o que elimina a necessidade de uma caixa de transmissão, reduzindo as perdas e problemas de manutenção associados, além de permitir que o gerador e o sistema de controle seja instalado na base da turbina, facilitando a instalação, manutenção da mesma e permitindo que seja utilizada uma torre menos robusta e conseqüentemente, mais econômica (ERIKSSON, BERNHOFF e LEIJON, 2008).

Entretanto, as VAWT são mais caras, menos eficientes e ainda possuem poucos fabricantes no mundo. Por também teres menos exemplares instalados, seu desempenho também não está tão consolidado como no caso das turbinas de eixo horizontal (WINEUR, 2007a)

2.3.4 Custos e Mercado

Segundo a Associação Norte Americana de Energia Eólica (AWEA), o mercado de pequenas turbinas eólicas (com potência nominal menor que 100kW) cresceu 15% em 2009 nos EUA, com 20,3MW de turbinas vendidas naquele ano. Mundialmente, o crescimento foi de 10%, com 42,5MW. A capacidade instalada nos EUA é de aproximadamente 100MW, e estima-se que deva chegar a 1GW até 2015. Dos 20,3MW instalados, apenas 400kW, menos de 2%, foram instaladas em edificações. Do total instalado no mundo, 82% foram em sistemas conectados à rede (AWEA, 2010). No Reino Unido, estima-se que existam 700 pequenas turbinas eólicas, sendo aproximadamente 100 instaladas em ambiente urbano (TURAN, PEACOCK e NEWBOROUGH, 2007). Comparando-se com o mercado fotovoltaico, vê-se que ainda é um mercado muito pequeno, com pouca adoção.

Os custos de instalação de pequenas turbinas estão entre US\$ 3,00 e US\$ 6,00 por kW, sendo que turbinas com potência nominal menor que 2kW são as que possuem o menor custo dentre as pequenas turbinas com até 100kW (HEAGLE, NATERER e POPE, 2011). Isto equivale a um custo da eletricidade produzida por estas turbinas de US\$ 0,15 a US\$ 0,20 por kWh em regiões com ventos favoráveis (AWEA, 2010). A vida útil de uma pequena turbina eólica é de 20 a 25 anos.

2.4 Políticas de Incentivo a Fontes Renováveis

2.4.1 Introdução

Apesar das políticas de incentivo a fontes renováveis de energia não estarem voltadas especificamente a uma maior adoção de EEZs, elas acabam por fazê-lo, já que promovem uma maior adoção da geração distribuída integrada a edificações. Na Alemanha, por exemplo,

revisões nas políticas públicas de incentivo excluíram os sistemas centrais FV instalados em terras agrícolas do programa, mas mantendo os incentivos para sistemas instalados em edificações e áreas sem uso agrícola. Na França e Itália, novos edifícios, tanto públicos quanto privados e em prédios existentes que estão passando por reformas consideráveis são obrigados a instalar sistemas FV. Na Espanha novos edifícios também são obrigados a instalar sistemas FV, dependendo do tipo de uso do edifício, tamanho e zona climática em que vai ser construído (EPIA, 2011) (EPIA, 2011a). Portanto, ao promover a geração distribuída em edificações, elas acabam por promover também os Edifícios de Energia Zero.

As políticas públicas de incentivo foram responsáveis por um crescimento considerável na adoção de fontes renováveis nos últimos anos. Elas podem ocorrer através de incentivos fiscais, como isenção e redução de impostos; financiamento público, como linhas de crédito com baixas taxas de juros; e mecanismos regulatórios, como sistemas de cotas de energias renováveis ou tarifas prêmio para eletricidade proveniente de fontes renováveis. Couture e Gagnon, (2010) e Mitchell, Sawin, et al., (2011) apontam que as tarifas prêmio são mais eficientes em promover um rápido e sustentável crescimento de fontes alternativas de energia do que outras políticas de incentivo, como certificados de energia renovável e políticas de cotas.

2.4.2 Políticas de Incentivo

As políticas de incentivo a fontes alternativas de energia podem ser classificadas de três formas: Incentivos fiscais, financiamento público e mecanismos regulatórios (COUTURE e GAGNON, 2010), (MME, 2009), (MITCHELL, SAWIN, et al., 2011).

2.4.2.1 Incentivos Fiscais

Os incentivos fiscais podem ser dados na redução ou isenção de impostos dos equipamentos, concedidos para geradores e usuários de fontes de energia renováveis; na forma de redução dos impostos ou taxas que devem ser pagos; na forma de um crédito concedido pelo governo (*tax grant and rebates*) que pode ser utilizado para reduzir o custo de sistemas de energias renováveis e também na forma como os ativos são depreciados. Esta forma de incentivo vem sendo praticada em diversos países, como Japão e Estados Unidos. Entretanto, estudos mostram que incentivos fiscais são mais eficientes se utilizados em conjunto com outras políticas de incentivo.

2.4.2.2 Financiamento Público

O financiamento público como forma de incentivo às fontes renováveis de energia pode ocorrer na forma de linhas especiais de crédito para projetos de energia renovável, com condições especiais de juros, prazos, carência e garantias necessárias. Estas linhas de crédito podem ser utilizadas tanto para projetos de grande escala como projetos pequenos, como sistemas fotovoltaicos em telhados de residências. Pode também acontecer na forma de investimentos de fundos e empresas públicas em empresas e projetos de energias renováveis, ou através das compras públicas, que podem dar preferência a empresas que utilizem estas fontes de energia.

2.4.2.3 Mecanismos Regulatórios

Existem fundamentalmente duas abordagens adotadas nos mecanismos regulatórios: O sistema de preços e o sistema de quotas.

No sistema de preços, é pago um valor à energia gerada de fontes alternativas que viabilize o investimento. Este valor pode ser um valor fixo, independente do preço praticado pelo mercado (*Fixed payment feed-in tariff*), ou um prêmio sobre o preço praticado para a energia convencional (*Premium payment feed-in tariff*). Estes mecanismos também asseguram a compra da energia por um longo período, (geralmente 20 anos), reduzindo os riscos associados a projetos de fontes renováveis de energia, tornando-os mais atrativos para investidores. Existe também o sistema *net-metering*, que é o sistema adotado no Brasil, aplicado para autoprodutores de energia, onde a geração de energias renováveis é primeiro utilizada pelo consumidor, e o excedente é injetado na rede, gerando créditos de energia que podem ser utilizados quando o consumo for maior que a geração. Em 2009, mais de 44 países e 18 estados e províncias adotavam algum tipo de sistema de preços como forma de incentivo a fontes renováveis de energia.

No sistema de quotas, são estabelecidas metas de potência ou energia proveniente de fontes renováveis de energia que devem ser adquiridas por concessionárias, distribuidoras, grandes consumidores e outros agentes do setor. Caso essas metas não sejam atingidas, são aplicadas penalidades. Em 2010, 56 países, estados ou províncias utilizavam algum sistema de quota como incentivo a fontes renováveis de energia.

Além destes dois, existem outros mecanismos regulatórios que podem incentivar as fontes renováveis de energia, entre elas a prioridade no despacho, a obrigação da distribuidora em conectar fontes renováveis à rede, certificados de energia renovável e também leilões específicos para fontes renováveis de energia, como tem ocorrido no Brasil.

2.5 Conexão à Rede de Distribuição

Em 17 de abril de 2012 foi aprovada pela ANEEL a Resolução Normativa N° 482, que estabeleceu as condições gerais para o acesso da microgeração (potência instalada menor que 100kW) e minigeração (potência instalada entre 100kW e 1MW) distribuída no Brasil. Com esta resolução, centrais geradoras de energia elétrica com até 1MW que utilizem fontes de energia

hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada e estejam instaladas em unidades consumidoras podem se conectar à rede de distribuição de eletricidade de forma simplificada, sem a necessidade de contratos de uso e conexão, necessários para as usinas convencionais. Esta resolução criou também o Sistema de Compensação de Energia, no qual o excedente entre a geração de energia pela micro e mini GD e o consumo pode ser injetado na rede, gerando créditos de energia que poderão ser utilizados posteriormente (ANEEL, 2012a). A resolução também incluiu o item 3.7 no Módulo 3 do PRODIST, tratando dos aspectos técnicos para o acesso da acesso de micro e minigeração distribuída.

O Sistema de Compensação de Energia é uma forma de *Net Metering*, onde a energia injetada na rede tem o mesmo valor da energia que seria consumida naquele mesmo horário. Dessa forma, para clientes que adotem tarifas horosazonais, que variam dependendo da hora do dia ou da época do ano, a energia injetada no horário de pico teria um valor maior do que a energia injetada no horário fora do pico. Outro ponto importante deste sistema é que a energia injetada não será recompensada financeiramente, sendo transformada em créditos energéticos com uma validade de 36 meses, e que podem ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito.

Esta resolução é um importante passo para a adoção de Edifícios de Energia Zero no Brasil, visto que antes dela o excedente gerado pela geração distribuída não era contabilizado, e também não era garantida a autorização da distribuidora para a conexão da GD à rede. Entretanto, o Sistema de Compensação de Energia estabelece que seja cobrado no mínimo custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B (baixa tensão), ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A (média e alta tensão). Ou seja, mesmo no caso do edifício gerar toda a eletricidade que consumiu, será cobrado o valor de disponibilidade da rede, e como o excedente não pode gerar créditos financeiros, fica impossível para edifícios que aderirem a este sistema zerarem seus custos com energia e, conseqüentemente, se tornarem um EEZ no custo.

3 METODOLOGIA

Buscando auxiliar o projeto, e conseqüentemente, a adoção de Edifícios de Energia Zero, este trabalho propõe uma metodologia para o correto dimensionamento de sistemas de geração de energia em edifícios que buscam ser um EEZ. Esta metodologia foi aplicada a um caso real, o Laboratório de Ensino, que será construído na Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Unicamp, em Campinas-SP, e tem como meta se tornar um EEZ. Esta metodologia também propõe que o sistema de geração de energia seja avaliado por outras métricas que não apenas a geração de eletricidade, como indicadores de viabilidade econômica, como VPL, TIR, Tempo de Retorno do Investimento e o custo da eletricidade produzida por este sistema, através da metodologia LCOE (*Levelized Cost of Electricity*); e também pelo Tempo de Retorno de Energia, que é o tempo necessário para que o sistema produza a energia consumida durante sua produção. Estes indicadores foram aplicados a sistemas fotovoltaicos de 18kWp, que foram cotados ao longo do projeto do laboratório de ensino. Também se avaliará se estes sistemas cotados seriam suficientes para enquadrar o laboratório em uma das definições de EEZs apresentadas na seção 2.1.2.

Além da metodologia, esta dissertação busca auxiliar na resposta de questões comuns no projeto de sistemas fotovoltaicos, como “qual a tecnologia é a mais indicada para este projeto?”, “qual o efeito do posicionamento do meu sistema no seu desempenho?” ou “e se não houver espaço o suficiente no telhado para instalar um sistema FV suficiente para um EEZ?”. Para isso, foram realizadas simulações do desempenho de sistemas fotovoltaicos, de 1kWp utilizando as tecnologias disponíveis comercialmente considerando a instalação na condição ideal, ou seja, voltado para o Norte geográfico e com uma inclinação igual à latitude local, considerando a instalação em Campinas-SP. Em seguida, foi simulado o desempenho de um destes sistemas, caso fosse instalado nas fachadas norte, leste e oeste de um edifício, comparando este resultado com o obtido na condição ideal, que foi considerado como referência. Foi feita também uma análise de sensibilidade do efeito que pequenas variações na orientação e inclinação dos módulos afeta a geração de eletricidade, e como pode-se favorecer a geração em determinadas épocas do ano com diferentes inclinações dos painéis. Desta forma, estes resultados podem servir como um

guia na elaboração de futuros projetos, possibilitando uma estimativa rápida da geração de energia ao se considerar instalações em fachadas e outras posições diferentes da condição ideal.

Todas as simulações da geração de sistemas fotovoltaicos foram realizadas utilizando o software Homer Energy.

3.1 Metodologia para o Projeto de um Edifício de Energia Zero

3.1.1 Dimensionamento do Sistema de Geração de Energia

Uma parte essencial em um Edifício de Energia Zero é o seu sistema de geração de energia. Torcellini *et al.* (2006), diz que um EEZ deve ser o mais eficiente possível, e depois ter esta demanda gerada por fontes de energia renováveis. Esta parte do trabalho propõe uma metodologia para o dimensionamento do sistema de geração de energia de um EEZ. Foi adotado o conceito de Energia Zero no Local, por ser um conceito mais simples de se calcular e verificar, não ser afetado por fatores externos e também de entendimento por parte do público em geral. O Fluxograma da metodologia proposta pode ser visto na Figura 11.

Os passos da metodologia podem ser vistos a seguir:

1º Passo: Simulação ou Levantamento do Consumo Energético do Edifício

A primeira etapa na avaliação de um projeto de Edifício de Energia Zero é descobrir o consumo⁹ energético do mesmo. No caso de edifícios existentes, isto pode ser feito facilmente avaliando-se as contas de eletricidade e gás da edificação. No caso de edifícios novos, o consumo deve ser simulado, utilizando-se softwares de simulação energética, como o Energy Plus.

⁹ Deve-se entender como a quantidade de energia que é importada pelo edifício

Como esta metodologia está considerando o conceito de Energia Zero no Local, energia elétrica e energia térmica proveniente de GLP ou Gás Natural têm o mesmo valor energético.

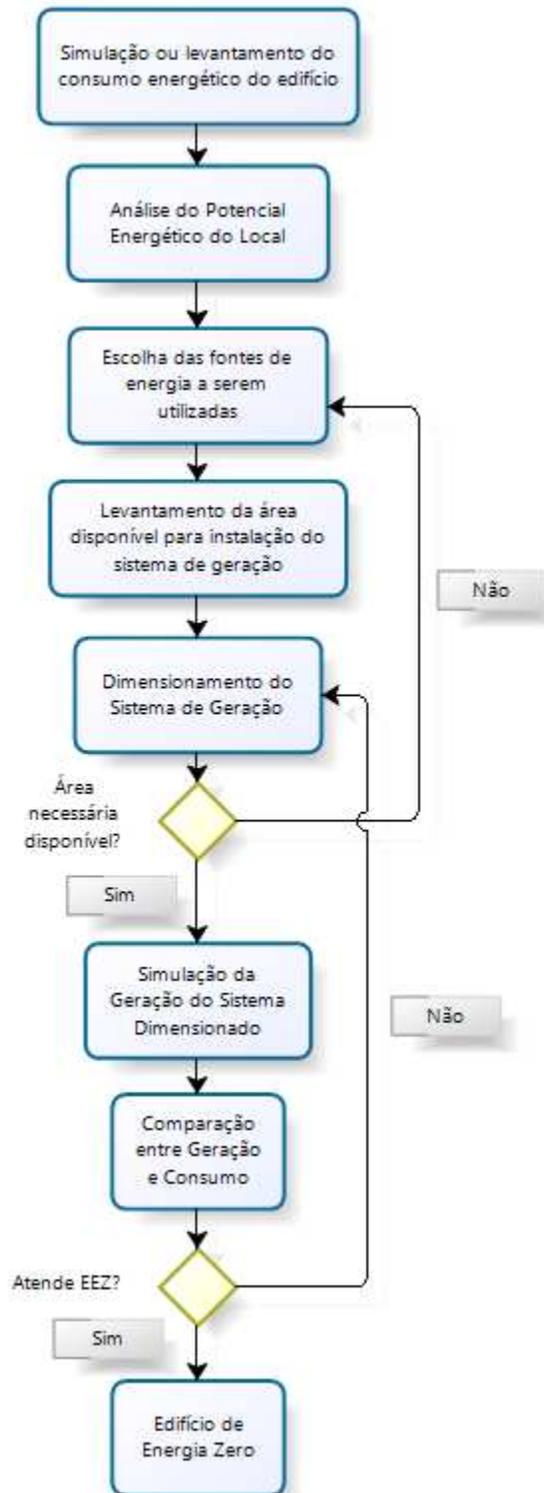


Figura 11 - Fluxograma para o projeto de um EEZ

2º Passo: Análise do Potencial Energético do Local

Após o levantamento do consumo energético do edifício, deve-se avaliar quais as fontes de energia disponíveis no local para a geração de energia elétrica, e qual o seu potencial.

Tanto o potencial solar quanto o potencial eólico podem ser levantados facilmente, utilizando as publicações do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB, vinculado ao CEPEL e à Eletrobrás). O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro e o programa Sundata estão disponíveis para consulta no site do CRESESB (CRESESB, 2012). Com as coordenadas do local, é possível obter estes dados facilmente pelo site, disponibilizados em valores médios mensais.

Outra possível fonte de dados sobre o potencial solar e eólico de uma região é o programa RETScreen, que pode ser utilizado para simulação de sistemas de energia renovável. O RETScreen disponibiliza dados meteorológicos para milhares de localidades no mundo, incluindo diversas cidades no Brasil. O programa disponibiliza valores médios mensais da temperatura do ar e velocidade do vento e da radiação solar diária, medidos por satélite, através do programa *Surface meteorology and Solar Energy* da NASA e também por estações meteorológicas espalhadas pelo mundo (RETSCREEN INTERNATIONAL, 2011).

Para o potencial solar, os dados de satélite fornecem resultados relativamente precisos, já que o potencial solar do local não é afetado pelo entorno, salvo no caso de sombras, que devem ser avaliadas na concepção do projeto. Entretanto, no caso de pequenas turbinas eólicas, em especial no ambiente urbano, o uso de atlas e dados de satélite pode levar a diferenças significativas entre a geração prevista e a geração real (MITHRARATNE, 2009). Isso ocorre devido ao efeito que o ambiente urbano, em especial prédios e arranha-céus e também do próprio prédio em que a turbina é instalada, causam no regime de ventos. Outro ponto que pode levar a estas diferenças na geração é a diferença entre a altura da medição e a altura de instalação do aerogerador. Esta diferença pode ser corrigida matematicamente, mas mesmo assim esta aproximação pode levar a erros. Dessa forma, é interessante obter medições locais de velocidade do vento, na altura em que o aerogerador será instalado, para que a geração prevista seja a mais próxima possível da real.

3º Passo: Escolha das Fontes de Energia a Serem Utilizadas

Levantado o potencial energético local, deve-se escolher quais as fontes de energia serão utilizadas no edifício, levando-se em consideração a hierarquia da Tabela 1. Embora esta tabela apresente a possibilidade da geração hidrelétrica como forma de atender a demanda do edifício, esta fonte de energia não foi considerada neste trabalho, visto que a possibilidade da existência de potencial hidrelétrico no terreno de uma edificação no ambiente urbano é praticamente nula.

4º Passo: Levantamento da Área Disponível para Instalação do Sistema de Geração

Escolhida as fontes energéticas que serão utilizadas no edifício, deve-se avaliar qual a área disponível para a instalação dos sistemas de geração distribuída, baseando-se no projeto e arquitetura do edifício. Turbinas eólicas devem ser posicionadas de forma que uma não prejudique o funcionamento das outras. Módulos fotovoltaicos devem ser instalados preferencialmente em locais livres de sombras, voltados para o equador e com uma inclinação igual à latitude local, embora o uso de fachadas e outras áreas do edifício também possibilitem uma geração de energia considerável. A utilização da fachada e de áreas não convencionais para a geração fotovoltaica será estudada ao longo desta dissertação.

5º Passo: Dimensionamento do Sistema de Geração

Escolhida as fontes de energia e analisado o projeto do edifício, o próximo passo é dimensionar o sistema de geração para atender à demanda do mesmo.

Sistemas fotovoltaicos podem ser dimensionados de acordo com a equação 3.1 (RÜTHER e BRAUN, 2009):

$$P_{FV} = \frac{C/Irr}{F} \quad (3.1)$$

Onde P_{FV} é a potência nominal do sistema, em kWp, C é o consumo anual de energia do edifício, em kWh/ano, Irr é a radiação solar local no plano em que os módulos serão instalados (em kWh/m²/ano) e F é o fator de performance do sistema.

A área necessária para este sistema pode ser calculada de acordo com a equação 3.2:

$$A = P_{FV} / 1000 \times \eta \quad (3.2)$$

Onde P_{FV} é a potência nominal do sistema, em watts e η é a eficiência do módulo, e 1000 é referente à radiação solar nas Condições Padrões de Teste. Nesta etapa, deve-se especificar o tipo de módulo a ser utilizado, já que a eficiência deles influencia na área necessária para a instalação do sistema.

Deve-se priorizar a instalação nos telhados, pois são as áreas com maior potencial de geração. Caso a área no telhado não seja suficiente para a instalação de um sistema suficiente para atender a demanda do edifício, pode-se utilizar as fachadas para a geração de energia. Porém, o processo passa a ser mais iterativo, calculando-se o maior sistema fotovoltaico que pode ser instalado no telhado, através da equação 3.2, simulando a geração de energia deste sistema, calculando a parcela de energia restante, que será suprido pela instalação na fachada, e dimensionando-o com a equação 3.1 e repetindo o processo. Neste caso, recomenda-se o uso de softwares de simulação para o cálculo da radiação solar nas fachadas, visto que a orientação e inclinação das mesmas influenciam na geração de energia.

Um ponto importante que deve ser considerado no dimensionamento do sistema é que um EEZ deve ser energia zero ao longo de toda sua vida útil, e não apenas nos primeiros anos de operação. Portanto, o dimensionamento do sistema de geração deve levar em consideração possíveis aumentos no consumo de energia do edifício. Também é importante levar em consideração os efeitos da degradação dos módulos fotovoltaicos, que faz com que sua geração de energia diminua ano a ano. Assim, pode-se ou considerar que o consumo irá manter-se constante e dimensionar um sistema que gere no fim de sua vida útil energia suficiente para compensar o consumo atual ou então estabelecer metas de redução do consumo de energia para acompanhar a queda no desempenho dos sistemas FV. Vale lembrar que o consumo de energia tende a aumentar com o passar do tempo, devido à degradação dos equipamentos utilizados, principalmente do sistema de condicionamento de ar. Como nesta dissertação está sendo discutido o lado da geração de energia, a primeira opção foi adotada.

Quanto ao uso de pequenas turbinas eólicas, não foi encontrado na literatura estudada uma forma simples de dimensionar o número de turbinas ou a potência nominal necessária para

atender a um determinado consumo. Desta forma, sugere-se começar com o dimensionamento utilizando os dados de geração média do fabricante (atentar para em qual velocidade média dos ventos a turbina produz a energia informada) e realizar um processo iterativo, com a simulação da produção de eletricidade para o potencial eólico local e então adicionando ou retirando novas turbinas até obter-se a geração desejada.

Depois de dimensionado os sistemas, deve-se checar se a área disponível no edifício é suficiente para a instalação dos sistemas de geração, incluindo telhados e fachadas. No caso do uso de pequenas turbinas eólicas, atentar para o efeito que o peso e vibração causadas pela turbina têm sobre a estrutura do edifício, e também o espaçamento entre as turbinas, procurando evitar perdas no arranjo, onde uma turbina afeta o desempenho da outra. Caso não exista área suficiente para a instalação do sistema dimensionado, deve-se avaliar se há espaço em terrenos adjacentes para a instalação de sistemas fotovoltaicos ou eólicos (opção 2 da Tabela 1), ou até mesmo outras fontes de energia podem ser necessárias para o edifício atingir a meta de energia zero, incluindo opções fora do local, como biomassa (opções 3 e 4 da mesma tabela).

6º Simulação da Geração do Sistema Dimensionado

A energia gerada pelo sistema dimensionado na etapa anterior deve ser estimada ou simulada, e então comparada com a energia consumida pelo edifício.

Para sistemas fotovoltaicos, a energia gerada pode ser calculada pela equação 3.3 (RÜTHER e BRAUN, 2009):

$$G = P_{FV} \times Irr \times F \quad (3.3)$$

Onde G é a energia gerada pelo sistema, P_{FV} é a potência nominal do sistema, em kWp, Irr é a radiação solar local no plano em que os módulos serão instalados (em kWh/m²/ano) e F é o fator de performance do sistema. Entretanto, a Eq. 3.3 é a Eq. 3.1 rearranjada para a geração de energia. Dessa forma, a geração calculada pela Eq. 3.3 será igual ou muito próxima ao consumo de energia, utilizado para dimensionar o sistema com a Eq. 3.1. A equação 3.3 também não leva em conta o efeito da temperatura dos módulos, que afeta o desempenho destes.

Desta forma, é interessante utilizar softwares de simulação, como o RETScreen e o Homer Energy, para o cálculo da geração de energia. Estes softwares, além de fornecerem resultados mais precisos, também levam em consideração o efeito da temperatura na eficiência dos módulos.

Calculada a geração anual de energia, é necessário calcular a geração ano a ano, ao longo da vida útil do sistema, para assegurar que esta não será inferior ao consumo do edifício. Uma forma de se fazer isto é fazendo um “fluxo de energia”, com os valores descontados utilizando uma taxa de desconto anual, analogamente a um fluxo de caixa. Desta forma, ao estimar-se qual a diferença entre a geração no primeiro ano e no fim da vida útil do sistema, pode-se redimensionar o sistema. Para calcular este “fluxo de energia”, pode-se utilizar a equação 3.4:

$$G_t = G_0(1 - d)^t \quad (3.4)$$

Onde G_t é a geração de energia no ano t , G_0 é a geração de energia no ano 0 e d é a taxa de degradação dos módulos. Como a degradação ocorre linearmente, pode-se calcular apenas a geração de energia no último ano da vida útil do sistema, que este será o menor valor de geração anual.

Deve-se então comparar o valor da geração no último ano com a geração no primeiro ano, e então redimensionar o sistema, para que este gere, no último ano de vida útil, energia suficiente para atender o consumo de energia do edifício. Isto pode ser feito calculando a nova geração no primeiro ano, acordo com a equação 3.5 e utilizando o resultado como o valor de C na Eq. 3.1.

$$G_{i2} = G_{i1} \times \frac{1}{G_{f1}/G_{i1}} \quad (3.5)$$

Onde G_{i2} é o valor da geração de energia no primeiro ano que o sistema redimensionado deve ter, G_{i1} é a geração no primeiro ano do sistema original e G_{f1} é a geração no fim da vida útil do sistema original.

Quanto às pequenas turbinas eólicas, recomenda-se o uso de softwares de simulação para o cálculo da energia gerada. Tanto o RETScreen quanto o Homer Energy também possuem a opção de simular sistemas com turbinas eólicas.

7º Comparação Entre Geração e Consumo

Comparando-se os resultados obtidos na etapa anterior com o consumo de energia obtido na 1ª etapa, pode-se avaliar se o edifício atingiu ou não a meta de Energia Zero no Local. Se a meta não foi atingida, deve-se redimensionar o sistema, ou então buscar-se formas de reduzir ainda mais o consumo de energia.

3.1.2 Viabilidade Econômica e Custo da Eletricidade

Aspectos econômicos são normalmente deixados de lado nas definições de EEZs encontradas na literatura, mas são de grande importância em projetos reais. Até o momento, a maioria dos EEZs são projetos de demonstração, onde os aspectos econômicos tem um papel secundário. Entretanto, os aspectos econômicos são em geral os principais fatores de decisão na execução de projetos e, portanto, serão vitais para que o conceito de EEZs seja adotado em construções convencionais (i.e. que não são projetos de demonstração). Embora a construção de um EEZ seja mais caro do que um edifício convencional, seus custos operacionais serão muito menores, fazendo que no longo prazo o EEZ tenha uma vantagem sobre os edifícios convencionais (MARSZAL, HEISELBERG, *et al.*, 2011).

Como o sistema de geração de energia faz parte de um EEZ, este também deve ser avaliado de acordo com indicadores de viabilidade financeira. Em especial, sistemas fotovoltaicos necessitam de um investimento inicial alto, porém possuem custos de operação e manutenção baixos. É preciso avaliar se a instalação de um sistema deste tipo é ou não economicamente viável. Para isso, foram utilizadas ferramentas de análise de viabilidade econômica, como Tempo de Retorno do Investimento (ou *Payback*), Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) (GITMAN, 2010) para avaliar se o investimento é interessante de um ponto de vista financeiro, e também uma ferramenta específica de análise de projetos de energia, o *Levelised Cost of Electricity* (LCoE), que calcula qual é o custo da eletricidade gerada por um empreendimento (BRANKER, PATHAK e PEARCE, 2011).

O Tempo de Retorno do Investimento é o tempo necessário para que se recupere o investimento inicial em um projeto, calculado a partir das entradas de caixa, que leva em conta as receitas e as despesas provenientes por este sistema. Pode ser calculado acumulando-se as entradas de caixa anuais, até recuperar o investimento inicial. Se o Tempo de Retorno for menor que um período máximo aceitável, como por exemplo, a vida útil do projeto ou algum valor estabelecido, o projeto é viável. Se for maior, este é inviável. No caso do sistema a ser instalado no Laboratório, poderia ser considerado como o período máximo aceitável é a vida útil do sistema.

O Valor Presente Líquido (VPL) é uma ferramenta que considera o valor do dinheiro no tempo. Esta ferramenta desconta os fluxos de caixa do investimento a uma determinada taxa, trazendo-os para valores presentes, podendo compara-los com o investimento inicial. Pode ser calculado pela Equação (3.6):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (3.6)$$

Onde FC_0 é o investimento inicial, FC_t é o fluxo de caixa no instante t e r é a taxa de desconto. Se o valor do VPL for maior que 0, o investimento é viável, significando que ele gerará um retorno superior ao capital investido. Se este for menor que 0, é inviável, significando que o investimento gerou um retorno inferior ao capital investido.

A Taxa Interna de Retorno consiste na taxa de desconto que faz com que o VPL de um investimento seja igual à 0. Matematicamente é o valor de r na equação 3.2 que iguala o VPL a 0. Pode ser calculada de acordo com a Equação (3.7):

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = FC_0 \quad (3.7)$$

Onde FC_0 é o investimento inicial, FC_t é o fluxo de caixa no instante t . Se a TIR for maior do que um custo de capital arbitrário, escolhido pelo investidor (em geral algum tipo de aplicação financeira), o projeto é viável. Caso contrário, o projeto é inviável. No caso do laboratório de

ensino, por tratar-se de um empreendimento sem a necessidade de demonstrar um retorno financeiro, a TIR foi calculada apenas como um parâmetro da viabilidade do investimento.

O custo da eletricidade proveniente do sistema FV foi calculado utilizando a metodologia *Levelized Cost of Electricity* (LCoE), que pode ser calculado de acordo com a Equação (3.8):

$$LCoE = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t)/(1+r)^t}{\sum_{t=0}^T G_t(1-d)^t/(1+r)^t} \quad (3.8)$$

Onde T é a vida útil do sistema, t é o ano em consideração, I_t é o custo inicial do sistema, O_t é o custo de operação do sistema, M_t é o custo de manutenção do sistema, F_t são os custos com o financiamento do sistema, r é a taxa de desconto, G_t é a energia nominal gerada anualmente pelo sistema e d é a taxa de degradação do sistema, que significa a perda na geração de energia com o tempo.

No caso do sistema a ser instalado no Laboratório de Ensino, foi considerada uma vida útil de 25 anos para o sistema fotovoltaico como um todo, mas de 10 anos para os inversores. Dessa forma, ocorrerão duas reposições dos inversores, que foram considerados como 10% do valor inicial do sistema, nos anos 10 e 20 de operação. Foi considerado também um custo de manutenção de 1% do valor inicial, uma taxa de desconto igual à 12% e uma taxa de degradação do sistema de 0,5% ao ano e que o sistema não foi financiado, portanto, está livre de custos financeiros.

Para realizar a análise econômica, foi considerado que o sistema em questão adotou o Sistema de Compensação de Energia, embora o Laboratório esteja instalado dentro da UNICAMP, que é um consumidor livre de energia e compra e recebe eletricidade em alta tensão, depois distribuindo entre seus edifícios. Dessa forma, o valor da energia produzida pelo sistema teria o mesmo valor da tarifa residencial normal do grupo B praticada pela CPFL, que era de aproximadamente R\$ 0,46 o kWh em 2012, considerando o custo da eletricidade, impostos e encargos para consumidores com consumo acima de 200 kWh por mês.

3.1.3 Tempo de Retorno da Energia

Como mostrado no capítulo 2.2, os sistemas fotovoltaicos não produzem emissões ou outros impactos ambientais durante sua operação. Porém, estes ocorrem durante sua produção e descarte, e são devido principalmente ao consumo de energia durante a fabricação destes sistemas.

Esta energia, conhecida como energia incorporada, é contabilizada utilizando a análise do ciclo de vida, ou ACV, onde são consideradas todas as etapas da vida útil do produto, desde a extração da matéria prima até o descarte do mesmo. Utilizando dados levantados em diversos estudos na literatura (FTHENAKIS e KIM, 2011) (BRAVI, PARISI, *et al.*, 2011) (ITO, KATO, *et al.*, 2008) e considerando a geração de energia em Campinas, foi calculada qual é a energia incorporada em cada um dos sistemas ofertados, e o tempo de retorno de energia do sistema, ou seja, qual o tempo necessário para que o sistema gere toda a energia que foi necessária para a sua produção. O valor da energia incorporada para cada m² de módulo para cada uma das tecnologias comercialmente existentes pode ser visto na Tabela 2. Para o Balanço do Sistema, incluindo o inversor, sistema de instalação, fiação e demais componentes de um sistema fotovoltaico excluindo os módulos foi considerado 4279MJ por kWp (BRAVI, PARISI, *et al.*, 2011). No cálculo da energia incorporada não foi considerado a energia gasta no transporte dos equipamentos dos locais de fabricação até o local de instalação.

3.2 A Influência do Posicionamento e da Tecnologia Utilizada no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos

No projeto de sistemas fotovoltaicos, a escolha de qual tecnologia é a mais indicada, e de qual arranjo é o melhor, depende de diversos fatores: econômicos, como os custos associados à aquisição e manutenção dos equipamentos; técnicos, devido às características do ambiente onde será instalado; e também dos objetivos do projeto, como maximizar a potência instalada em uma

determinada área, maximizar a geração de energia por potência instalada, favorecer a geração no verão ou no inverno ou obter o menor custo pela eletricidade gerada por exemplo.

A regra geral diz que ao instalar o sistema voltado para o equador e com uma inclinação igual à latitude a geração de energia anual é maximizada. Esta condição geralmente pode ser obtida ao instalar o sistema fotovoltaico no telhado de uma edificação. Entretanto, nem sempre a área disponível no telhado é suficiente para instalar um sistema fotovoltaico que gere eletricidade o suficiente para atender a demanda de um EEZ. Áreas do telhado podem estar ocupadas por equipamentos de ar-condicionado, antenas e caixas d'água, que além de ocuparem área que poderia ser utilizada pelo sistema FV, podem fazer sombra sobre os painéis, o que diminui consideravelmente o seu desempenho. Dessa forma, as fachadas do edifício também podem ser aproveitadas como área útil para a geração de energia.

Buscando entender o efeito da tecnologia e do posicionamento dos módulos fotovoltaicos na geração de energia, foram realizadas diversas simulações de sistemas de 1kWp, utilizando tecnologias e posicionamentos diferentes, conforme a Figura 12.

Inicialmente foi analisado o efeito da tecnologia no desempenho do sistema. Foi simulada a geração anual de energia de sistemas fotovoltaicos com uma potência nominal de 1kWp utilizando diferentes tecnologias: mono-Si, poli-Si, a-Si, a-Si/ μ -Si, CdTe e CIGS. Estes sistemas estarão instalados na condição ideal, ou seja, voltados para o Norte Geográfico (Azimute¹⁰ de 180°) e com uma inclinação igual à latitude de Campinas (23°). Nestas análises, não foram considerados modelos de módulos específicos, sendo utilizados valores encontrados na literatura, conforme a Tabela 3. Foi considerado um Fator de Performance de 80%, referente a perdas com o inversor, cabeamento e outras perdas diversas¹¹, uma Temperatura Nominal de Operação da Célula de 45°C e um albedo (relação entre a radiação solar refletida e a radiação solar incidente) de 0,2 para todos os sistemas simulados (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004).

¹⁰ Segundo (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004), no campo da energia solar, o sul é referido geralmente como referencia ($\alpha = 0^\circ$), diferente da Arquitetura, onde a referencia é o norte.

¹¹ Valor próximo ao obtido experimentalmente, de 81,6% em um sistema de 2kWp utilizando silício amorfo em Florianópolis, como pode ser visto em RÜTHER, DACOREGIO, *et al.*, (2006)

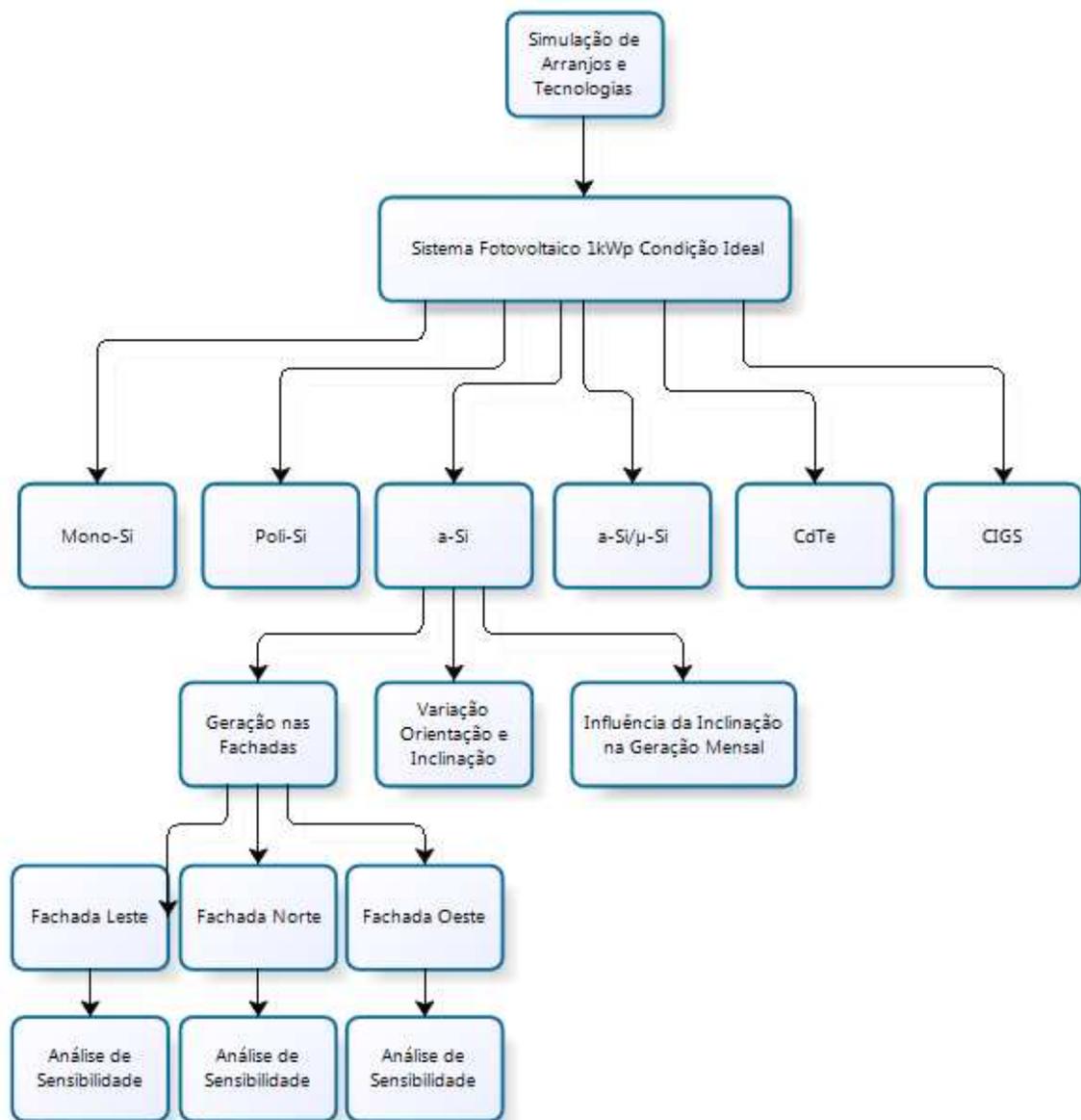


Figura 12 - Fluxograma mostrando as simulações realizadas

Para cada uma destas tecnologias foi calculada a área mínima necessária para este sistema de 1kW de acordo com a Eq. 3.2. A área calculada por este método será inferior à área real em um sistema, pois não leva em consideração a área não ativa dos módulos, como as molduras, e assume espaçamento zero entre eles, além de considerar que todos estão no mesmo plano (ZOMER, 2010). Entretanto, serve para se ter uma ideia da área necessária para a instalação de cada tecnologia, e perceber como a eficiência dos painéis influencia na área necessária para uma mesma potência instalada, e calculando o potencial de geração de energia de cada metro quadrado.

Tabela 3 - Características das tecnologias fotovoltaicas utilizadas nas simulações. Fonte: (EPIA, 2011) (MAKRIEDES, ZINSSER, *et al.*, 2009)

Tecnologia	η	γPMPP
mono-Si	17%	-0,49%/K
poli-Si	14%	-0,44%/K
a-Si	7%	-0,19%/K
a-Si/μ-Si	9%	-0,33%/K
CdTe	11%	-0.22%/K
CIGS	12%	-0,36%/K

Após simular a geração anual de um sistema de 1kW, foi avaliado o desempenho mensal, utilizando módulos de silício amorfo, por apresentarem menor perda de eficiência com o aumento da temperatura, nas fachadas (Inclinação = 90°) Norte (Azimute de 180°), Leste (Azimute de 270°) e Oeste (Azimute de 90°) de um edifício. Após obter a geração de eletricidade nas fachadas, estas foram comparadas com a geração na condição ideal, a fim de determinar a perda no rendimento do sistema ao serem instalados em orientações não convencionais. Foi realizada também uma análise de sensibilidade, de qual será o ganho na geração de eletricidade com ângulos ligeiramente menores que a vertical, e no caso das fachadas leste e oeste, qual seria o ganho com pequenas variações no azimute para o norte. Foi avaliada a geração anual de eletricidade deste sistema de 1kW com módulos de a-Si em diferentes inclinações, variando desde a horizontal (0°) até a vertical (90°), e orientações, variando o azimute de Leste (270°) a Oeste (90°) passando pelo Norte (180°). Dessa forma, foi possível entender como a orientação e inclinação dos módulos influencia na geração de eletricidade. Por fim, foi avaliada a geração mensal deste sistema em inclinações inferiores e superiores à latitude, de forma a avaliar como pode-se favorecer a geração nos meses de verão e inverno.

Em todas as simulações realizadas, foi considerado que os sistemas estão livres de sombreamento, que poderia afetar o desempenho dos mesmos. Como sistemas fotovoltaicos são modulares, os resultados das simulações para sistemas de 1kWp podem ser extrapolados para sistemas maiores, sem afetar os resultados.

3.3 Software de Simulação

Para realizar as simulações da geração de eletricidade no edifício estudado, foi utilizado software *Homer Energy*, elaborado pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), dos EUA, para auxiliar no projeto de pequenos sistemas de geração, tanto isolados quanto conectados à rede. Foi criado na década de 1990, como uma resposta a necessidade de uma ferramenta para simular microrredes de geração elétrica em ambientes rurais. Em 1997 foi lançada a primeira versão pública do *Homer*. Em 2001 foi lançada a versão 2.0, que possibilitou a modelagem de sistemas conectados à rede e incluiu sistemas de cogeração e geração a partir de hidrogênio. Em 2009, deixou de ser mantido pelo NREL, e passou a ser mantido e distribuído pela *HOMER Energy, LLC.*, empresa fundada pelo criador do programa, Dr. Peter Lilienthal. Atualmente está na versão 2.68, de distribuição gratuita, e com a versão 2.81 paga. Possui mais de 54 mil usuários em 193 países.

Este programa permite que sejam simulados sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, pequenas hidrelétricas, células a combustível, além de microturbinas e grupos motor-gerador movidos a diversos combustíveis, como diesel, gás natural, etanol, biogás entre outros. Também simula cargas elétricas e térmicas, e também o armazenamento de eletricidade em baterias.

O funcionamento deste software é explicado no Apêndice A.

4 ESTUDO DE CASO: PROJETO *GREENBUILDING* CPFL

Nesta dissertação, a metodologia proposta foi aplicada em um estudo de caso, o Laboratório de Ensino da Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Unicamp, parte do Projeto *Greenbuilding* da CPFL.

A Companhia Paulista de Força e Luz é, como qualquer concessionária, permissionária ou autorizada de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, obrigada a aplicar anualmente um percentual mínimo de sua receita operacional líquida no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica (ANEEL, 2012). Um destes programas de P&D da CPFL em andamento atualmente é o Projeto CPFL PA0017, cujo objetivo é:

Desenvolver conceitos, dispositivos e metodologias construtivas sustentáveis aproveitando a orientação solar, ventos dominantes e outros recursos para reduzir os impactos ambientais decorrentes da construção civil. Criar referencial que estabeleça os indicadores e os critérios a serem analisados para as questões ambientais. Investigar, entre outras, dispositivos de redução dos impactos da construção: geração "on site", refrigeração passiva e alternativas a coberturas (telhados) (CPFL, 2012)

O projeto é financiado por verbas de P&D da ANEEL, e tem a participação da Unicamp, como coordenadora do projeto, e de duas empresas, a KEMA do Brasil e Iyo Soluções Sustentáveis. Ele prevê além da construção do laboratório de ensino na FEC; o retrofit da agência de atendimento ao público da CPFL em Campinas, visando diminuir o seu consumo de energia e impacto ambiental; e também a publicação de cadernos de diretrizes de sustentabilidade para quatro diferentes tipologias de construção: habitações de até 70m, edificações escolares, laboratórios de pesquisa e agência de atendimento ao público.

4.1 O Laboratório de Ensino

O Laboratório de Ensino é um pequeno edifício, com aproximadamente 600m², que, por ser integralmente instrumentado e monitorado, servirá como um laboratório vivo, onde o projeto, a construção e a operação do laboratório previram componentes e sistemas que caracterizam montagens e experimentos científicos. Ele está sendo projetado para ter o menor impacto ambiental possível durante sua construção e operação e com a meta de ser um Edifício Zero Energia.

Para isto, estão sendo utilizados materiais com inércia térmica balanceada, cobertura e paredes verdes e otimização do desempenho dos componentes de envelope, visando diminuir a carga térmica e conseqüentemente o consumo de energia para o condicionamento artificial do edifício. Quanto à iluminação, estão sendo utilizadas lâmpadas fluorescentes de baixo consumo de energia, com sensores de presença e de luminosidade, permitindo que funcionem apenas quando a iluminação natural não for suficiente para a realização das tarefas nos ambientes. Para maximizar a iluminação natural, prateleiras de luz serão instaladas na fachada norte, aumentando a profundidade dos ambientes atendida por luz natural refletida. A ventilação natural também está sendo favorecida, e para as situações em que não seja suficiente ou não possa ser utilizada, será utilizado um sistema de ar condicionado central de baixo consumo utilizando a tecnologia VRV (volume de refrigerante variável). Duas salas-testes utilizarão um sistema de condicionamento inovador, utilizando forro radiante.

Quanto à área para a instalação do sistema fotovoltaico, foi acertada junto à equipe de projeto a presença de uma área de 200 m², voltada para o Norte Verdadeiro e com a inclinação equivalente à latitude local. Desta forma o sistema estaria melhor integrado à arquitetura do edifício, não havendo a necessidade de uma estrutura adicional para que o sistema fique orientado na condição ideal. Na Figura 13 pode ser vista uma planta superior do laboratório de ensino. A área total disponível para o sistema fotovoltaico é de 205 m², dividido em duas áreas menores. Para efeitos de simulação, foram considerados que as duas áreas estão voltadas para o norte verdadeiro, e livre de sombras.

O consumo de energia anual do laboratório foi estimado em 30.877 kWh, sendo que, em função de suas características de uso, o edifício utilizará apenas eletricidade. Este resultado foi obtido através da simulação energética, realizada por uma empresa contratada pelo projeto, utilizando o software Energy Plus.

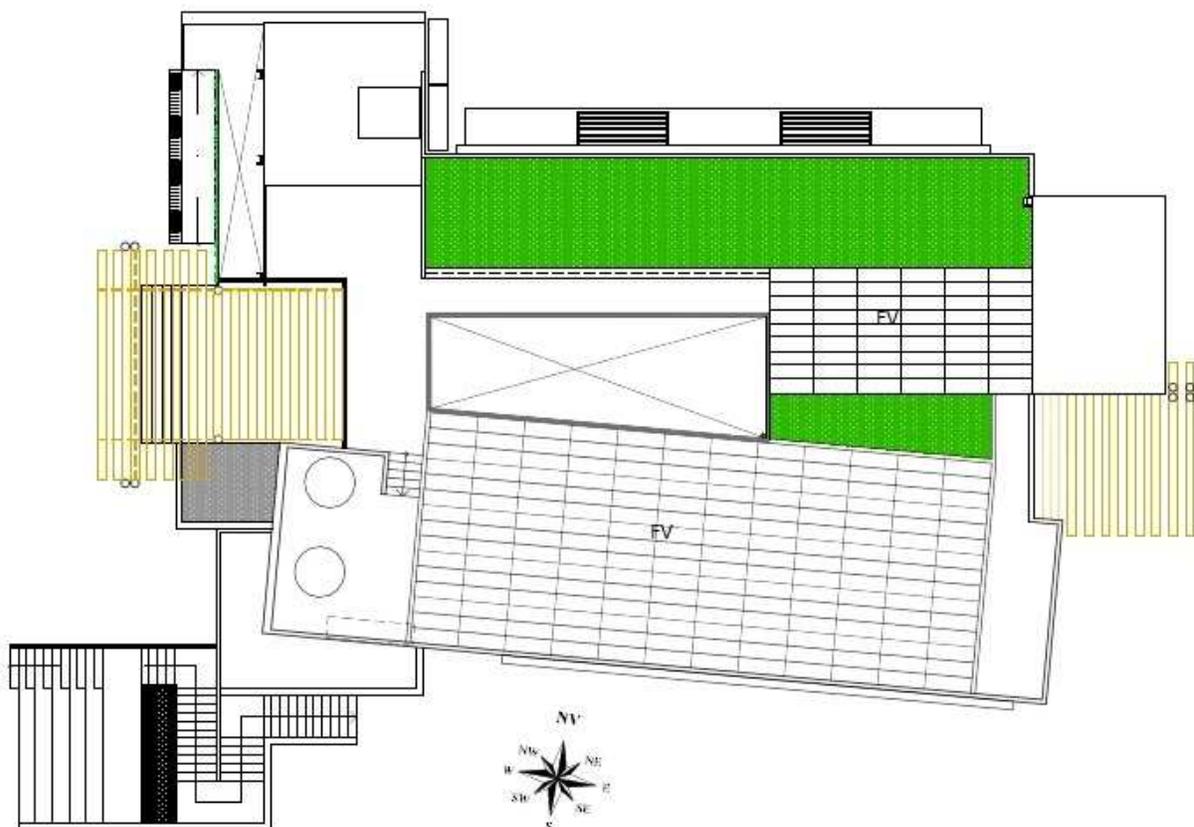


Figura 13 - Planta Superior do Laboratório de Ensino

Este edifício servirá de base para a aplicação da metodologia descrita no item 3.1, dimensionando um sistema de geração de energia para atender a demanda do edifício, tornando-o um EEZ. Para aplicar as etapas de análise econômica e do tempo de retorno da energia, utilizou-se cotações de sistemas fotovoltaicos de empresas especializadas, obtidas ao longo do projeto. Além disso, foi verificado se com os sistemas cotados é possível atingir a meta de Edifício de Energia Zero proposta.

4.2 Os Sistemas de Geração de Energia Propostos

Ao longo do projeto, buscou-se com empresas especializadas a cotação de um sistema fotovoltaico de 18kWp. O tamanho inicial do sistema fotovoltaico foi definido pelas restrições de orçamento do projeto, e não pelo consumo a ser atendido pela geração local.

Ao longo de três meses, entre julho e setembro de 2011, foram contatadas sete empresas, e a elas foi pedida a cotação de uma central geradora fotovoltaica de 18kWp, conectada a rede, na modalidade “chave na mão” (*Turnkey*).

Por tratar-se de uma instalação em um ambiente acadêmico, é do interesse do projeto que ela possa servir como base para futuros experimentos. Dessa forma, foi pedido que as empresas incluíssem na proposta painéis com três diferentes tecnologias entre as disponíveis comercialmente (por exemplo, silício monocristalino, silício policristalino, silício amorfo, telureto de cádmio ou disseleneto de cobre, gálio e índio) para poder comparar-se o comportamento real de cada tecnologia no clima de Campinas. A escolha das tecnologias e fornecedores dos equipamentos ficou a cargo das empresas.

A proposta deveria incluir:

- Painéis fotovoltaicos
- Inversores
- Cabeamentos
- Sistemas de Proteção
- Fixação dos painéis
- Mão de Obra para instalação
- Frete
- Comissionamento
- Quaisquer outros itens que julgar necessário para o bom funcionamento do sistema

Das propostas recebidas, apenas três atenderam ao que foi pedido, tanto tecnicamente quanto comercialmente. A descrição dos sistemas pode ser visto abaixo. Por questões de confidencialidade, foram omitidos os nomes das empresas.

A Empresa 1 está ofertando painéis de silício mono-cristalino (mono-Si) de 190Wp, painéis de silício amorfo/micro-cristalino (a-Si/ μ -Si) de 142Wp e painéis de disseleneto de cobre, galio e índio (CIGS) de 95Wp, divididos em 3 subsistemas. Cada subsistema está ligado a um inversor tem uma potência CA nominal de 6000W, com eficiência máxima de 96,2% (Tabela 4).

Tabela 4 - Especificações Técnicas do Sistema Fotovoltaico Proposto pela Empresa 1

	Tecnologia	mono-Si	a-Si/ μ -Si	CIGS
Potência Nominal De Cada Módulo (Wp)		190	142	95
Eficiência (%)		14,9%	9,1%	12,5%
Coeficiente De Temperatura De Potência γ PMPP (%/K)		-0,45	-0,34	-0,38
Módulos Por Sub-Sistema (Pç)		33	42	63
Potência Nominal De Cada Sub-Sistema (Wp)		6270	5964	5985
Área De Cada Sub-Sistema (m ²)		42	66	48

O preço total do sistema proposto pela Empresa 1 é de R\$ 167.013,90 por um sistema de 18,22kWp, incluindo módulos, inversores e balanço de sistema, o equivalente a R\$ 9,17 por Watt instalado.

A Empresa 2 está ofertando painéis de silício mono-cristalino (mono-Si) de 240Wp, silício poli-cristalino (poli-Si) de 240Wp, e de silício amorfo/micro-cristalino (a-Si/ μ -Si) de 136Wp, divididos em 3 subsistemas. Cada subsistema está ligado a um inversor tem uma potência CA nominal de 6000W, com eficiência de máxima de 96,1% (Tabela 5).

Tabela 5 - Especificações Técnicas do Sistema Fotovoltaico Proposto pela Empresa 2

	Tecnologia	Poli-Si	a-Si/ μ -Si	Mono-Si
Potência Nominal De Cada Módulo (Wp)		240	136	240
Eficiência (%)		14,5%	8,7%	14,9%
Coeficiente De Temperatura De Potência γ PMPP (%/K)		-0,40	-0,34	-0,49

Módulos Por Sub-Sistema (Pç)	24	44	24
Potência Nominal De Cada Sub-Sistema (Wp)	5760	5984	5760
Área De Cada Sub-Sistema (m ²)	40	69	39

O preço total do sistema proposto pela Empresa 2 é de R\$ 191.002,98 por um sistema de 17,5kWp, incluindo módulos, inversores e balanço de sistema, o equivalente a R\$ 10,91 por Watt instalado.

A Empresa 3 está ofertando painéis de silício mono-cristalino de 240Wp, silício poli-cristalino, de 225Wp, e de silício amorfo/micro-cristalino de 130Wp. Os inversores ofertados são de 3000W, com eficiência máxima de 95% (Tabela 6).

Tabela 6 - Especificações Técnicas do Sistema Fotovoltaico Proposto pela Empresa 3

Tecnologia	poli-Si	a-Si/ μ -Si	Mono-Si
Potência Nominal De Cada Módulo (Wp)	225	130	240
Eficiência (%)	13,7%	9,1%	14,6%
Coefficiente De Temperatura De Potência γ PMPP (%/K)	-0,43	-0,33	-0,46
Módulos Por Sub-Sistema (Pç)	28	42	26
Potência Nominal De Cada Sub-Sistema (Wp)	6300	5460	6240
Área De Cada Sub-Sistema (m ²)	46	60	43

O preço total do sistema proposto pela Empresa 3 é de R\$ 172.910,03 por um sistema de 18kWp, incluindo módulos, inversores e balanço de sistema, o equivalente a R\$ 9,60 por Watt instalado.

Em todas as simulações foi considerado que os módulos serão instalados na condição ideal, com uma inclinação igual a 23° e orientados para o norte verdadeiro. Foi considerado um Fator de Performance de 80%, uma Temperatura Nominal de Operação da Célula de 45°C e um albedo de 0,2.

4.2.1 O Laboratório de Ensino como um Edifício de Energia Zero

Um dos objetivos do projeto Laboratório de Ensino é que ele tenha um consumo de energia zero, gerando toda a energia que consome com o sistema de geração fotovoltaico, ou seja, se torne um Edifício de Energia Zero. Como visto no Capítulo 2.1.2, existem diversas definições para um EEZ: EEZ no Local, EEZ na Fonte, EEZ no Custo e EEZ nas Emissões. Com base no consumo anual estimado do edifício, da geração de energia anual dos sistemas propostos, do custo da eletricidade proveniente do sistema fotovoltaico e das emissões associadas ao consumo da eletricidade da rede foi avaliado em quais destas definições o Laboratório de Ensino se enquadra.

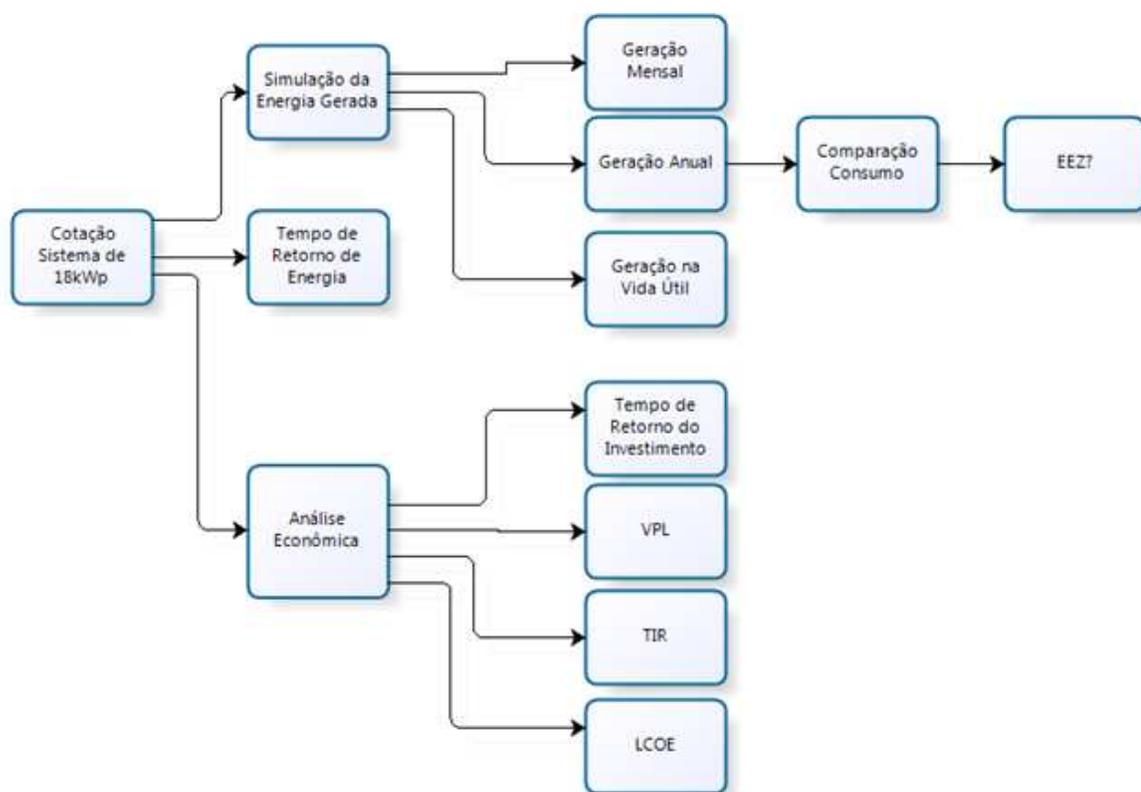


Figura 14 - Fluxograma de Avaliação dos Sistemas Cotados

5 ANÁLISE DE RESULTADOS

5.1 Aplicação da Metodologia EEZ no caso do Laboratório de Ensino

A metodologia descrita no item 3.1 foi aplicada no estudo de caso descrito no item 4.1. Nos próximos itens, pode-se ver uma descrição da aplicação da metodologia, passo a passo.

5.1.1 Simulação ou Levantamento do Consumo Energético do Edifício

O consumo de energia anual do laboratório, obtida com a simulação no software Energy Plus foi de 30.877 kWh, sendo que, em função de suas características de uso, o edifício utilizará apenas eletricidade. Também não está previsto o consumo de energia térmica para aquecimento de água ou do ambiente.

5.1.2 Análise do Potencial Energético do Local

No caso do Laboratório, os recursos energéticos disponíveis no local são o eólico e o solar. Conforme descrito na metodologia, o potencial destes recursos pode ser facilmente obtidos consultando o site do CRESESB, através do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro e o programa Sundata, bastando conhecer as coordenadas do local. O Laboratório de Ensino será construído na Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo (FEC) da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), localizada na cidade de Campinas, no estado de São Paulo, a uma altitude de 620m nas coordenadas geográficas: latitude Sul 22° 49' 07" e longitude Oeste 47° 03'

43" (CEPAGRI, 2011). Com estas coordenadas, pode-se obter informações referentes ao potencial energético local.

O programa RETScreen também possui dados climáticos para a cidade de Campinas. O programa disponibiliza valores médios mensais da temperatura do ar e velocidade do vento à 10m, medidas no aeroporto de Viracopos, em Campinas, e da radiação solar diária, medidos por satélite, através do programa *Surface meteorology and Solar Energy* da NASA (RETSCREEN INTERNATIONAL, 2011).

Além das informações disponibilizadas pelo CRESESB e pela estação meteorológica de Viracopos e da NASA, disponibilizados no RETScreen, existe uma outra fonte de dados neste caso. O Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura (CEPAGRI) da Unicamp possui uma estação meteorológica, situada a aproximadamente 330 metros à sudeste do local de construção do Laboratório de Ensino. Conseguiu-se, junto ao CEPAGRI, os dados meteorológicos de Janeiro de 1997 até Dezembro de 2010, obtidos pela estação meteorológica automática, incluindo velocidade do vento medido a 5m de altura, radiação solar incidente e refletida, medidos de 10 em 10 minutos. Destes dados, foram utilizados apenas os dados referentes à velocidade do vento¹². O site do CEPAGRI também disponibiliza as temperaturas médias mensais para Campinas, que podem ser vistas na Tabela 7 (CEPAGRI, 2011). A temperatura local é utilizada pelo Homer Energy para simular a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos e avaliar o efeito da temperatura no rendimento dos mesmos.

Tabela 7 - Temperatura Média Mensal em Campinas, em °C . Fonte: (CEPAGRI, 2011)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
T0	24,7	24,9	24,7	23,0	20,0	18,8	18,5	20,5	21,8	23,3	23,8	24,7	22,4

¹² Os dados da estação meteorológica automática do CEPAGRI não foram conferidos com os dados da estação manual. Desta forma, alguns dos dados podem estar errados. Deu-se preferencia para o uso de dados consolidados, como os do CRSESB para a radiação solar. No caso da velocidade dos ventos, mesmo no caso de algumas medições erradas, estas ainda fornecem um resultado mais preciso da velocidade do vento local do que as medidas realizadas no aeroporto de Viracopos e das medições do Atlas Eólico Brasileiro.

5.1.2.1 Potencial Solar

Nesta dissertação, foram utilizados os dados do programa SunData, disponibilizado no site do CRESESB. Para a região de Campinas, as médias mensais da irradiação solar diária no plano horizontal e no plano inclinado igual à latitude local (22,9°, arredondado para 23°) podem ser vistas na Tabela 8 e na Figura 15, com a média anual sendo 4,90 kWh/m² por dia, ou 1788 kWh/m² por ano no plano horizontal, e 5,16 kWh/m² por dia ou 1883,4 kWh/m² por ano na inclinação igual à latitude (CRESESB, 2011a).

Tabela 8 - Radiação solar diária média (kWh/m²/dia) em Campinas. Fonte: SunData - CRESESB, 2011.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
0°	5,33	5,56	5,22	4,53	4,06	3,56	4,19	4,58	4,75	5,58	5,86	5,53	4,9
23°	4,83	5,30	5,37	5,14	5,08	4,65	5,46	5,45	5,06	5,45	5,36	4,94	5,16

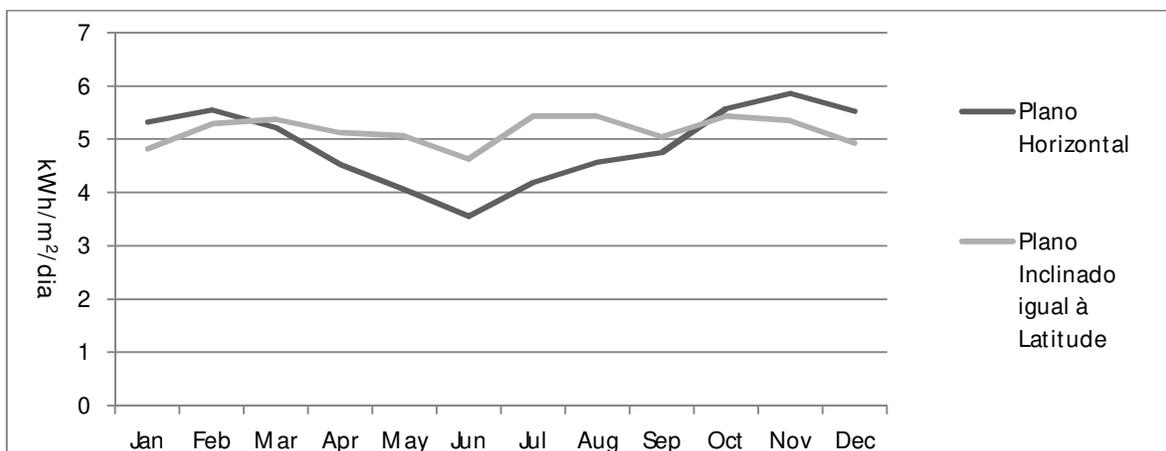


Figura 15. Radiação solar em Campinas (kWh/m²/dia). Fonte: SunData - CRESESB, 2011.

5.1.2.2 Potencial Eólico

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro disponibiliza médias trimestrais da velocidade dos ventos a uma altura de 50m. Na região de Campinas, a média anual da velocidade dos ventos a 50m de altura é de 5,7 m/s (CRESESB, 2011). Entretanto, como dito por Mithraratne (2009), estimar a geração eólica em ambientes urbanos baseando-se em dados de satélite pode levar a erros significantes. Dessa forma, buscou-se dados da velocidade do vento medidos em locais próximos à construção do laboratório.

O RETScreen disponibiliza as médias mensais da velocidade dos ventos, medidas no aeroporto de Viracopos, a 10 metros de altura. Estes valores podem ser vistos na Figura 16. A média anual é de 4,1 m/s. Entretanto, o aeroporto de Viracopos está localizado em uma região descampada, com poucas obstruções, o que não caracteriza um ambiente urbano.

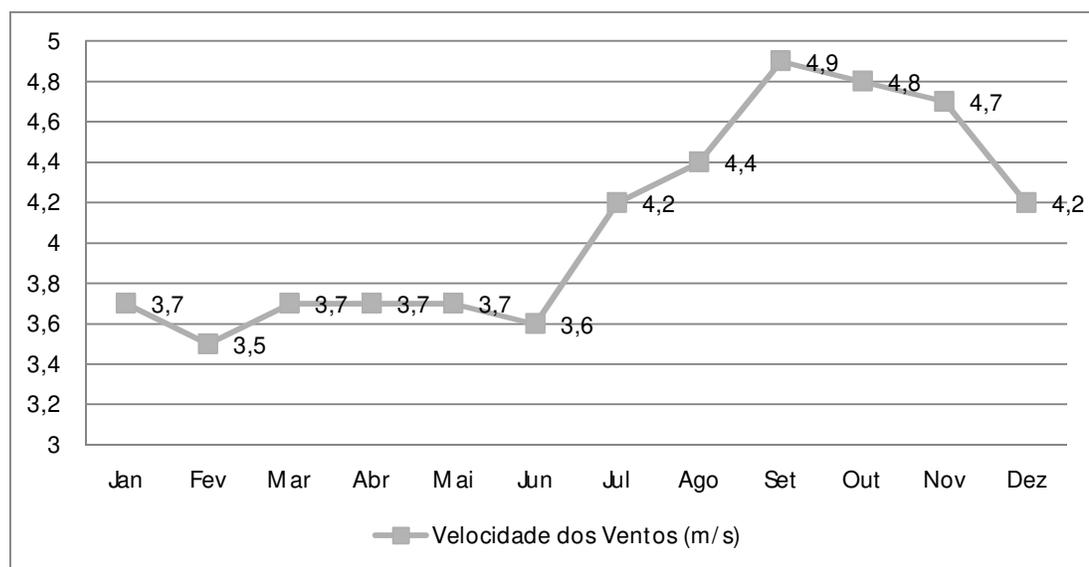


Figura 16 - Médias Mensais das Velocidades dos Ventos, em m/s, no Aeroporto de Viracopos. Fonte: RETScreen, 2011

Utilizou-se então os dados da estação meteorológica do CEPAGRI, que disponibiliza os valores instantâneos da velocidade dos ventos a 5m, medidos de 10 em 10 minutos, de Janeiro de 1997 a dezembro de 2010. Esta estação, por estar localizada a apenas 330 metros do local do laboratório, fornecerá dados mais precisos sobre os ventos na Unicamp.

Porém, dados medidos de 10 em 10 minutos por 14 anos fornecem uma quantidade imensa de dados, mais de 736 mil valores. Além disso, existe também uma quantidade pequena de dados faltantes, mas que comprometeriam e dificultariam a formação de médias mensais da velocidade dos ventos¹³, como havia sido pensado inicialmente. No lugar disso, calculou-se a média anual da velocidade dos ventos de cada ano, e traçou-se um histograma, para observar a distribuição da velocidade dos ventos. Estes valores podem ser vistos na Tabela 9 e na Figura 17.

Pela Tabela 9 pode-se ver que, com exceção do ano de 2005, todos os anos possuem dados faltando, alguns em maior quantidade, outros em menor quantidade.

Tabela 9 - Dados do CEPAGRI relativos à Velocidade dos Ventos em Campinas

Ano	Dias	Horas	Medições Esperadas	Medições Realizadas	Medições Faltando	% Faltando	Velocidade Média (m/s)
1997	365	8760	52560	52484	76	0,14%	1,77
1998	365	8760	52560	45569	6991	13,30%	1,65
1999	365	8760	52560	52782	-222	-0,42%	1,67
2000	366	8784	52704	51976	728	1,38%	1,59
2001	365	8760	52560	50439	2121	4,04%	1,24
2002	365	8760	52560	52164	396	0,75%	1,56
2003	365	8760	52560	52513	47	0,09%	1,62
2004	366	8784	52704	52397	307	0,58%	1,57
2005	365	8760	52560	52560	0	0,00%	1,55
2006	365	8760	52560	51164	1396	2,66%	1,68
2007	365	8760	52560	51445	1115	2,12%	1,57
2008	366	8784	52704	52660	44	0,08%	1,63
2009	365	8760	52560	52424	136	0,26%	1,27
2010	365	8760	52560	52456	104	0,20%	1,72

¹³ Esta também foi uma das razões para não se utilizar os dados da radiação solar medidas pelo CEPAGRI

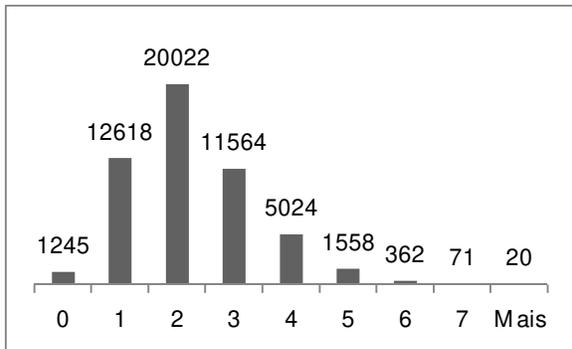


Figura 17a - 1997

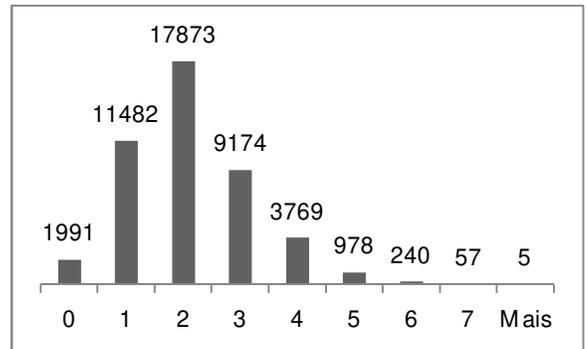


Figura 17b - 1998

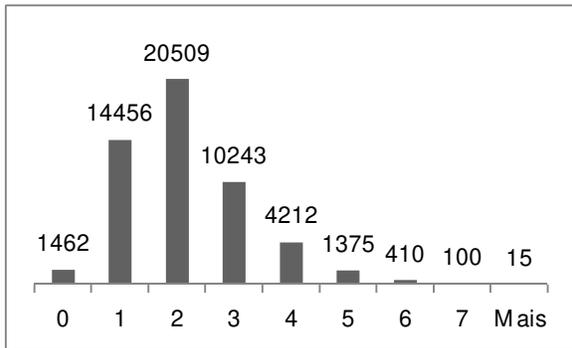


Figura 17c - 1999

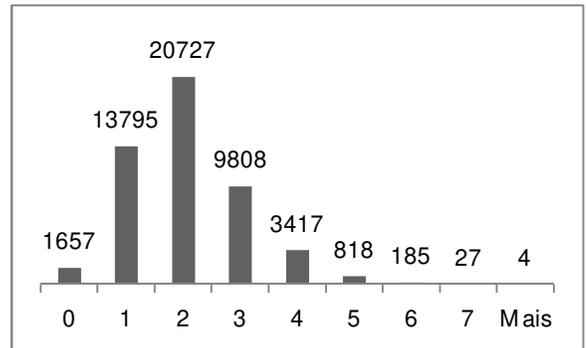


Figura 17d - 2000

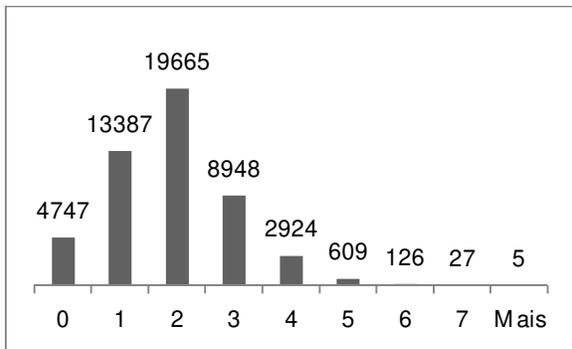


Figura 17e - 2001

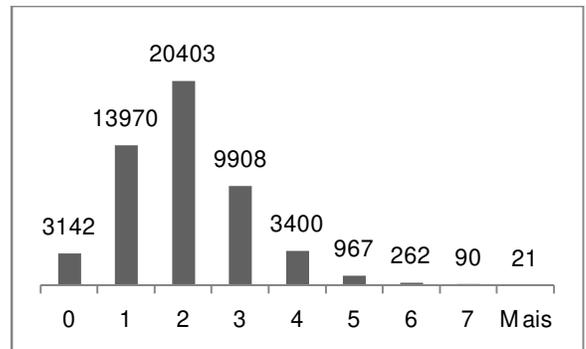


Figura 17f - 2002

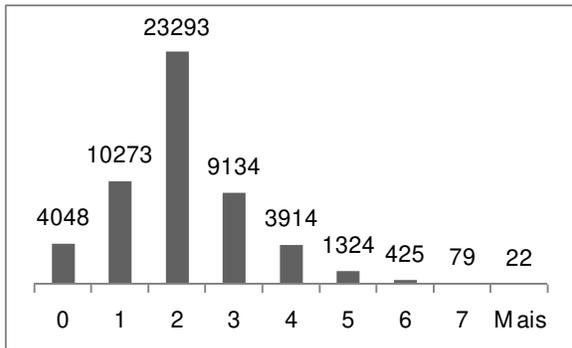


Figura 17g - 2003

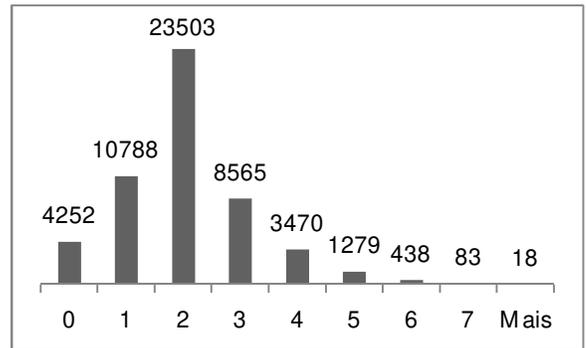


Figura 17h - 2004

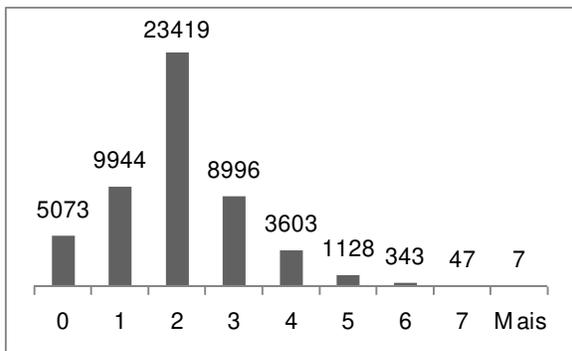


Figura 17i - 2005

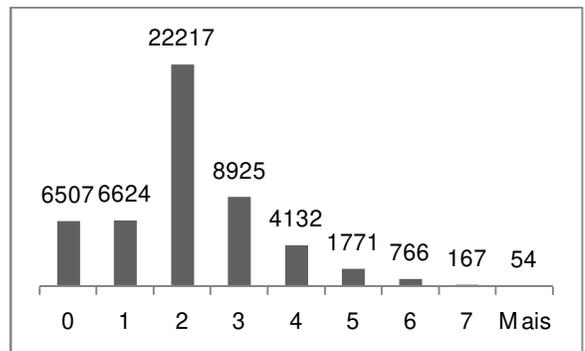


Figura 17j - 2006

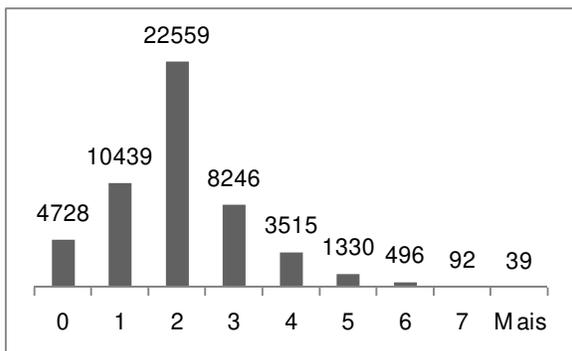


Figura 17k - 2007

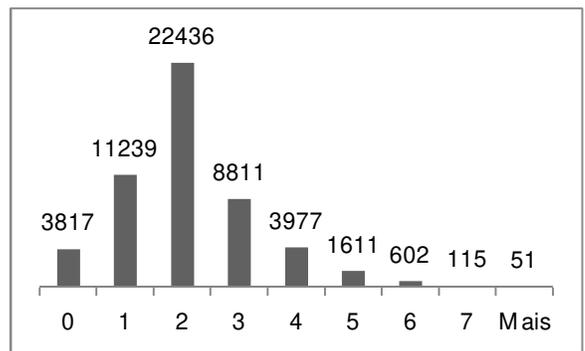


Figura 17l - 2008

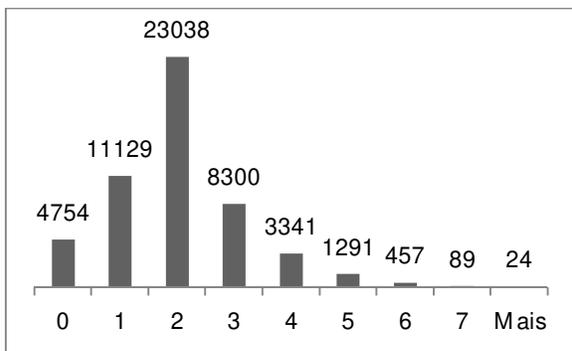


Figura 17m - 2009

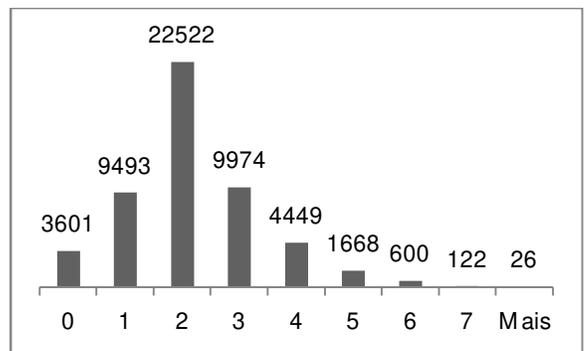


Figura 17n- 2010

Figura 17 - Velocidade dos Ventos de 1997 à 2010

A Figura 17 mostra um histograma da distribuição das velocidades dos ventos para cada ano medido. Pode-se ver que a maioria das velocidades medidas está entre 1 e 3 m/s em todos os anos medidos.

Como o ano de 2005 não teve nenhum dado faltante, obteve-se a média mensal da velocidade dos ventos para esse ano, como pode ser visto na Figura 18. Observar que, em nenhum mês a média ultrapassou os 3m/s.

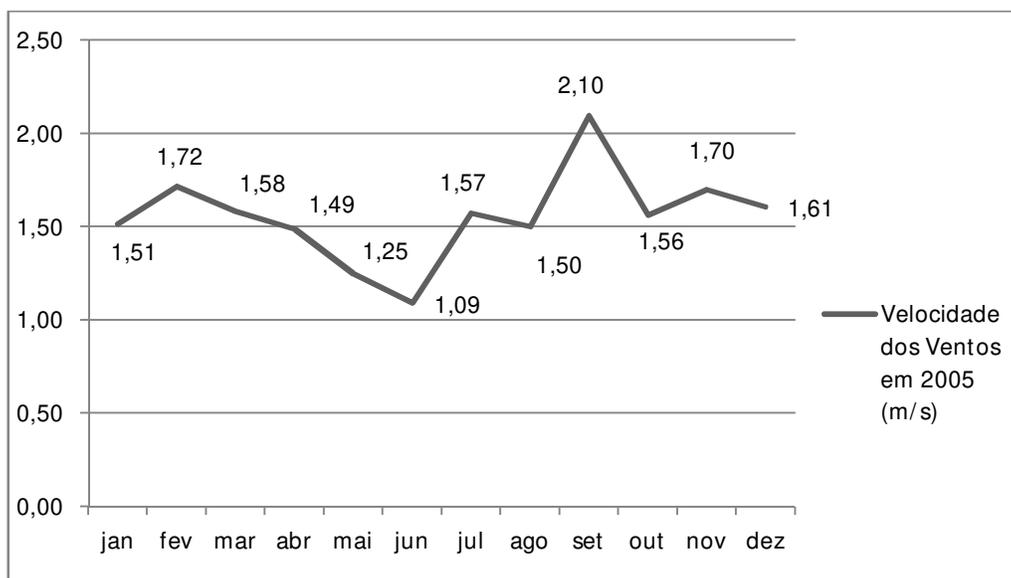


Figura 18 - Médias Mensais das Velocidade dos Ventos em 2005, em m/s.

A Tabela 10 faz uma análise mais detalhada da distribuição das velocidades dos ventos nos anos analisados. Pode-se ver que velocidades de 3m/s e acima, faixa de velocidade onde a maioria das turbinas começam a gerar eletricidade (WINEUR, 2007a), ocorre entre 25% e 35% das medições. Ou seja, em aproximadamente 2/3 do tempo as turbinas estarão paradas, sem gerar eletricidade. Velocidades acima de 5m/s ocorrem em menos de 5% do tempo. Vale lembrar que a energia gerada por geradores eólicos varia com o cubo da velocidade.

Tabela 10 - Frequência da ocorrência de ventos acima de 3m/s, 4m/s e 5m/s

Ano	Frequência acima de 3 m/s		Frequência acima de 4 m/s		Frequência acima de 5 m/s	
	Frequência	%	Frequência	%	Frequência	%
1997	18599	35,44%	7035	13,40%	2011	3,83%
1998	14223	31,21%	5049	11,08%	1280	2,81%
1999	16355	30,99%	6112	11,58%	1900	3,60%
2000	14259	27,43%	4451	8,56%	1034	1,99%

2001	12639	25,06%	3691	7,32%	767	1,52%
2002	14648	28,08%	4740	9,09%	1340	2,57%
2003	14898	28,37%	5764	10,98%	1850	3,52%
2004	13853	26,44%	5288	10,09%	1818	3,47%
2005	14124	26,87%	5128	9,76%	1525	2,90%
2006	15815	30,91%	6890	13,47%	2758	5,39%
2007	13718	26,67%	5472	10,64%	1957	3,80%
2008	15167	28,80%	6356	12,07%	2379	4,52%
2009	13502	25,76%	5202	9,92%	1861	3,55%
2010	16839	32,10%	6865	13,09%	2416	4,61%

5.1.3 Escolha das Fontes de Energia a Serem Utilizadas

O potencial solar da região de Campinas é alto (ver item 2.2.1), com valores entre 4,90 kWh/m² por dia, ou 1788 kWh/m² por ano no plano horizontal a 5,16kWh/m² por dia ou 1883,4 kWh/m² por ano na inclinação igual à latitude.

Entretanto, o potencial eólico é baixo. Observando a Tabela 9, pode-se ver que a velocidade média anual dos ventos em Campinas não esteve acima dos 2 m/s em nenhum dos anos medidos, muito abaixo dos 5,5 m/s recomendados pelo projeto WINEUR (WINEUR, 2007). Dessa forma, a geração eólica não é indicada para o Laboratório de Ensino, onde será utilizada apenas a energia solar, através de sistemas fotovoltaicos.

5.1.4 Levantamento da Área Disponível para Instalação Do Sistema De Geração

Conforme mostrado no item 4.1, a área total disponível para o sistema fotovoltaico é de 205 m², dividido em duas áreas menores. Para efeitos de simulação, foi considerado que as duas áreas estão voltadas para o norte verdadeiro, e livre de sombras.

5.1.5 Dimensionamento do Sistema de Geração

Aplicando a equação 3.1 para um consumo anual de 30.877kWh/ano, uma radiação solar média de 1883,4 kWh/m²/ano no plano inclinado igual à latitude e um fator de performance de 0,8 obtemos um sistema de 20,49kWp para atender ao consumo do edifício.

Como explicado anteriormente, deve-se levar em consideração os efeitos da degradação dos módulos, seja na definição do consumo máximo admissível ou no dimensionamento novo sistema FV. Assim, para que a geração seja superior ao consumo durante toda a vida útil do sistema, foi calculado o novo valor da geração anual no primeiro ano do sistema. Utilizando a Eq. 3.4 e assumindo uma degradação anual de 0,5%, a geração fotovoltaica inicial deve ser 12,8% maior do que o consumo estimado do edifício. Dessa forma, o sistema FV deve ser dimensionado para gerar 34.830 kWh/ano. Novamente, aplicando a equação 3.1 e utilizando os mesmos parâmetros acima, para uma geração anual de 34.830 kWh no primeiro ano de operação, será necessário um sistema de aproximadamente 23,12 kWp.

Para utilizar a equação 3.2 e estimar a área necessária para tal sistema, é preciso antes definir qual tecnologia será utilizada. Utilizando as eficiências mostradas na Tabela 3 e calculando para cada tecnologia, obtemos os seguintes resultados (Tabela 11):

Tabela 11 - Área mínima em m² para instalação do sistema de 23,12 kWp dimensionado para cada tecnologia

Tecnologia	η	Área Necessária (m²)
mono-Si	17%	136,0
poli-Si	14%	165,1
a-Si	7%	330,3
a-Si/μ-Si	9%	256,9
CdTe	11%	210,2
CIGS	12%	192,7

De acordo com a Tabela 11, apenas sistemas utilizando módulos de mono-Si, poli-Si e CIGS poderiam ser instalados na área existente. No caso de sistemas utilizando módulos de CdTe, pode haver espaço suficiente, caso utilize módulos mais eficientes (lembrando que estes são valores de eficiência médios, encontrados na literatura). No caso de sistemas utilizando somente módulos de a-Si ou a-Si/ μ -Si, seria necessária avaliar utilização das fachadas do edifício.

5.1.6 Simulação da Geração do Sistema Dimensionado

Utilizando a equação 3.3, podemos calcular a geração anual de eletricidade do sistema dimensionado. Utilizando as mesmas premissas adotadas no dimensionamento, obtemos uma geração anual de 34.835 kWh¹⁴.

O sistema de 23,12kWp foi simulado utilizando o Homer Energy, utilizando módulos de mono-Si, poli-Si e CIGS. Novamente, utilizando os dados da Tabela 3, levando em consideração o efeito da temperatura sobre a eficiência dos módulos (Tabela 12).

¹⁴ O resultado é muito próximo ao consumo do edifício, visto que a equação 3.3 é a equação 3.1, mas rearranjada para a geração anual

Tabela 12 - Geração Anual de Energia do Sistema de 23,12kWp, em kWh, simulado pelo Homer

Tecnologia	Energia Gerada Anualmente (kWh)
mono-Si	33.139
poli-Si	33.252
CIGS	33.351

5.1.7 Comparação entre Geração e Consumo

Pode-se ver que os resultados das simulações feitas pelo Homer foram diferentes do calculado pela equação 3.3, e nenhum dos sistemas dimensionados atenderam ao consumo estimado do edifício. Isso ocorreu devido ao efeito da temperatura de operação dos módulos no desempenho dos mesmos, que não é considerado pela equação 3.3. Dessa forma, deve-se redimensionar o sistema.

Tabela 13 - Sistema redimensionado para cada uma das tecnologias

Tecnologia	Energia Gerada Anualmente (kWh)	% da Geração Esperada	Potência do Novo Sistema (kWp)	Área Necessária para o Novo Sistema (m ²)	Energia Gerada no Primeiro Ano pelo Novo Sistema (kWh)	Energia Gerada no Último Ano pelo Novo Sistema (kWh)
mono-Si	33.139	95,14%	24,30	142,9	34830	30882
poli-Si	33.252	95,47%	24,22	173,0	34835	30887
CIGS	33.351	95,75%	24,15	201,2	35025	31055

Na Tabela 13 pode-se ver o percentual da geração esperada que os sistemas atenderam, e também a potência do sistema redimensionado para gerar a eletricidade necessária, bem como a área necessária para a instalação destes sistemas, para cada uma das tecnologias. Pode-se ver que ainda há área suficiente no telhado do laboratório para a instalação dos sistemas fotovoltaicos com as tecnologias especificadas acima.

A geração de energia ao longo da vida útil dos três sistemas atenderá ao consumo do edifício, fazendo com que, mantendo-se este consumo de energia constante, o laboratório seja um Edifício de Energia Zero no Local. Apenas no caso do sistema com mono-Si a geração no último ano foi ligeiramente menor do que o consumo de energia simulado. Entretanto esta pequena diferença pode ser compensada por uma ligeira queda no consumo do laboratório.

5.2 Análise das Propostas Recebidas

5.2.1 Simulação dos Sistemas Propostos

Para demonstrar a aplicação das partes de análise econômica e de tempo de retorno de energia da metodologia proposta, foram utilizados os sistemas fotovoltaicos cotados durante o projeto do laboratório de ensino, descritos no item 4.2. Utilizando o Homer Energy, foi simulada a geração mensal e anual de cada um dos sistemas fotovoltaicos.

5.2.1.1 Empresa 1

O sistema proposto pela empresa 1 tem 18,22kWp de potência, utilizando painéis de mono-Si, a-Si/ μ -Si e CIGS. Os resultados da simulação podem ser vistos na Tabela 14.

Tabela 14 - Simulação da geração de eletricidade em kWh do sistema ofertado pela empresa 1

	mono-Si	a-Si/ μ -Si	CIGS
Jan	710	684	684
Fev	702	676	676
Mar	784	755	755

Abr	732	703	704
Mai	753	721	722
Jun	665	635	637
Jul	818	782	784
Ago	813	779	780
Set	729	700	700
Out	809	778	778
Nov	765	736	736
Dez	733	705	705
Total	9013	8654	8661
Rendimento kWh/kWp	1437,48	1451,04	1447,118

De acordo com os resultados, o sistema será capaz de gerar 26.328kWh anualmente. Assumindo uma degradação de 0,5% ao ano na eficiência do sistema, podemos calcular a geração de eletricidade para cada ano da vida útil do sistema. Estes valores são mostrados na Tabela 15. Durante sua vida útil, o sistema irá gerar 620.181kWh de energia elétrica.

Tabela 15 - Geração de eletricidade em kWh ano a ano do sistema ofertado pela empresa 1

Ano	Energia Produzida (kWh/ano)								
0	26328,0	5	25676,3	10	25040,8	15	24421,0	20	23816,6
1	26196,4	6	25548,0	11	24915,6	16	24298,9	21	23697,5
2	26065,4	7	25420,2	12	24791,0	17	24177,4	22	23579,0
3	25935,1	8	25293,1	13	24667,1	18	24056,5	23	23461,1
4	25805,4	9	25166,7	14	24543,8	19	23936,3	24	23343,8

5.2.1.2 Empresa 2

O sistema proposto pela empresa 2 tem 17,5 kWp de potência, utilizando painéis de poli-Si, a-Si/ μ -Si e mono-Si. Os resultados da simulação podem ser vistos na Tabela 16.

Tabela 16 - Simulação da geração de eletricidade em kWh do sistema ofertado pela empresa 2

	poli-Si	a-Si/ μ -Si	mono-Si
Jan	657	686	648
Fev	650	679	641
Mar	725	758	716
Abr	677	706	670
Mai	694	723	689
Jun	613	637	609
Jul	754	784	749
Ago	750	782	744
Set	674	702	667
Out	748	780	739
Nov	707	738	699
Dez	678	708	670
Total	8327	8683	8241
Rendimento kWh/kWp	1445,66	1451,036	1430,73

De acordo com os resultados, o sistema será capaz de gerar 25.251 kWh anualmente. Assumindo uma degradação de 0,5% ao ano na eficiência do sistema, podemos calcular a geração de eletricidade para cada ano da vida útil do sistema. Estes valores são mostrados na Tabela 17. Durante sua vida útil, o sistema irá gerar 594.811 kWh de energia elétrica.

Tabela 17 - Geração de eletricidade em kWh ano a ano do sistema ofertado pela empresa 2

Ano	Energia Produzida (kWh/ano)								
0	25251,0	5	24626,0	10	24016,5	15	23422,0	20	22842,3
1	25124,7	6	24502,9	11	23896,4	16	23304,9	21	22728,1
2	24999,1	7	24380,4	12	23776,9	17	23188,4	22	22614,5
3	24874,1	8	24258,5	13	23658,0	18	23072,5	23	22501,4
4	24749,8	9	24137,2	14	23539,7	19	22957,1	24	22388,9

5.2.1.3 Empresa 3

O sistema proposto pela empresa 3 tem 18kWp de potência, utilizando painéis de poli-Si, a-Si/ μ -Si e mono-Si. Os resultados da simulação podem ser vistos na Tabela 18

Tabela 18 - Simulação da geração de eletricidade em kWh do sistema ofertado pela empresa 3

	poli-Si	a-Si/μ-Si	mono-Si
Jan	715	627	705
Fev	707	620	697
Mar	789	693	779
Abr	737	645	728
Mai	757	660	748
Jun	668	582	661
Jul	822	716	813
Ago	818	714	808
Set	734	642	724
Out	814	713	804
Nov	770	675	760
Dez	738	647	728
Total	9069	7934	8955

Rendimento	1439,52	1453,114	1435,1
kWh/kWp			

De acordo com os resultados, o sistema será capaz de gerar 25.958kWh anualmente. Assumindo uma degradação de 0,5% ao ano na eficiência do sistema, podemos calcular a geração de eletricidade para cada ano da vida útil do sistema. Estes valores são mostrados na Tabela 19. Durante sua vida útil, o sistema irá gerar 611.465kWh de energia elétrica.

Tabela 19 - Geração de eletricidade em kWh ano a ano do sistema ofertado pela empresa 3

Ano	Energia Produzida (kWh/ano)								
0	25958,0	5	25315,5	10	24688,9	15	24077,8	20	23481,9
1	25828,2	6	25188,9	11	24565,5	16	23957,4	21	23364,5
2	25699,1	7	25063,0	12	24442,6	17	23837,7	22	23247,6
3	25570,6	8	24937,7	13	24320,4	18	23718,5	23	23131,4
4	25442,7	9	24813,0	14	24198,8	19	23599,9	24	23015,8

5.2.2 Custo da Eletricidade e Análise Econômica

Com as premissas descritas na seção 3.1.2 e na geração de eletricidade anual e ao longo da vida útil simuladas na seção 5.2.1, foi calculado o custo da eletricidade dos sistemas fotovoltaicos propostos pelas empresas, através da metodologia do LCoE. Também foi calculado o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno e o Tempo de Retorno do Investimento como forma de mostrar o retorno do investimento ao longo de sua vida útil. Considerou-se que o excedente gerado tem o mesmo valor da eletricidade comprada da rede em baixa tensão, de R\$ 0,465, o que ocorre no sistema de compensação de energia. Os resultados podem ser vistos na Tabela 20.

Tabela 20 - LCOE, VPL e tempo de retorno do investimento dos sistemas propostos

	Preço Inicial do Sistema	LCOE	Valor Presente Líquido	Taxa Interna de Retorno	Tempo de Retorno do Investimento
Empresa 1	R\$ 167.013,90	R\$ 0,30	R\$ 99.590,50	4,392%	14 anos e 8 meses
Empresa 2	R\$ 191.002,98	R\$ 0,36	R\$ 60.676,13	2,446%	18 anos
Empresa 3	R\$ 172.910,03	R\$ 0,32	R\$ 88.872,67	3,831%	15 anos e 6 meses

O custo da eletricidade de todos os sistemas propostos ficou abaixo do preço da eletricidade da rede, mostrando que a eletricidade gerada pelos sistemas fotovoltaicos é competitiva, quando considerada a vida útil de 25 anos do sistema. O valor presente líquido do investimento também foi positivo, mostrando que, do ponto de vista econômico, a instalação dos sistemas fotovoltaicos seria um investimento viável. Entretanto, a baixa taxa interna de retorno e o longo tempo de retorno do investimento sugerem que este não é um investimento muito rentável.

Nos Gráfico 6, Gráfico 7 e Gráfico 8 é possível ver o fluxo de caixa anual e cumulativo dos sistemas fotovoltaicos propostos por cada empresa.

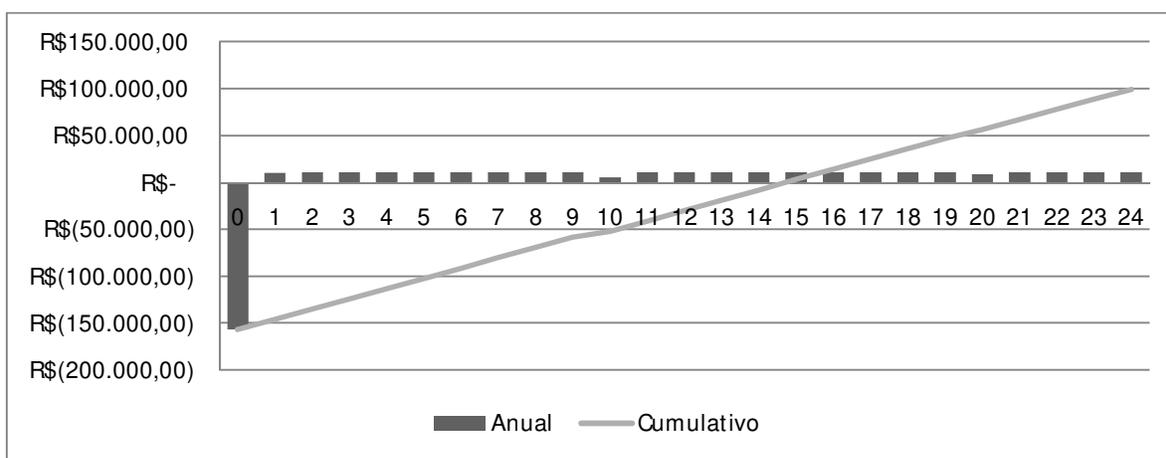


Gráfico 6 - Fluxo de caixa do sistema proposto pela empresa 1

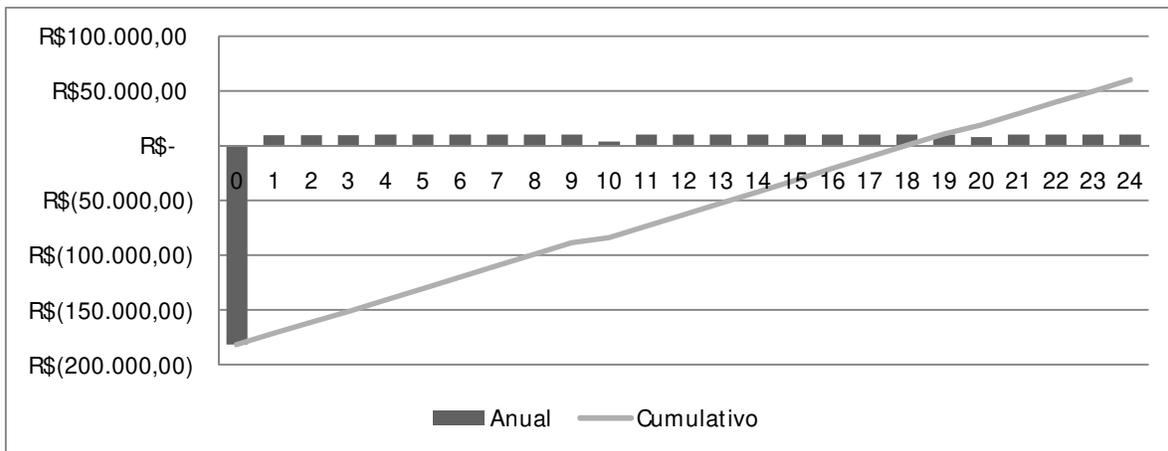


Gráfico 7 - Fluxo de caixa do sistema proposto pela empresa 2

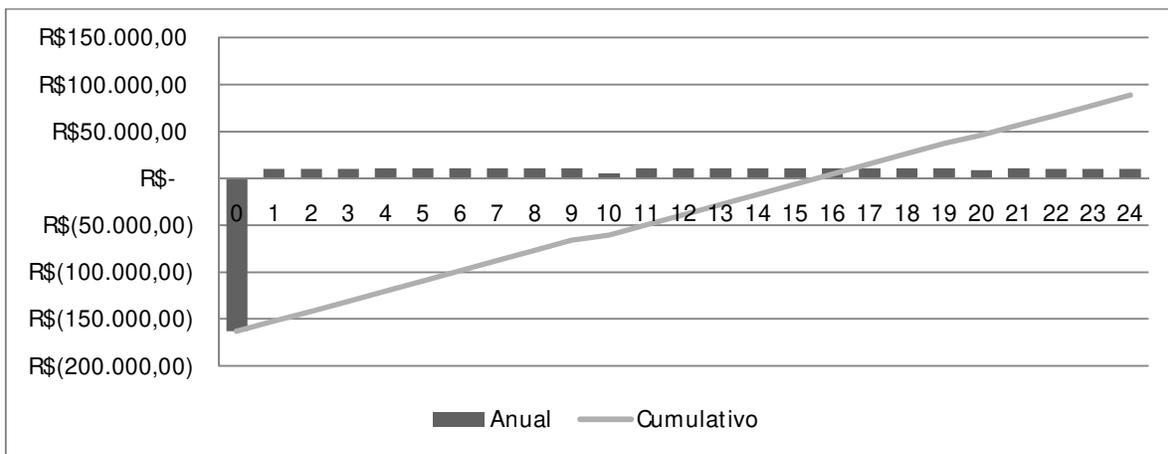


Gráfico 8 - Fluxo de caixa do sistema proposto pela empresa 3

5.2.3 Tempo de Retorno da Energia

Nas Tabela 21, Tabela 22 e Tabela 23 pode-se ver a energia incorporada dos componentes dos sistemas propostos por cada empresa. No total, o sistema proposto pela empresa 1 possui uma energia incorporada de 344.417MJ. Utilizando o fator de conversão de 1kWh equivalente a 3,6 MJ, utilizado pelo Balanço Energético Nacional (EPE, 2011), tem-se que a energia incorporada no sistema é de 95.671kWh. O sistema proposto pela empresa 2 possui uma energia incorporada

de 427.185MJ ou 118.662kWh e o proposto pela empresa 3 possui uma energia incorporada de 463.042MJ ou 128.622kWh.

Tabela 21 - Energia incorporada dos componentes do sistema ofertado pela empresa 1

Tecnologia	Energia Incorporada (MJ/m²)	Energia Incorporada no Sistema (MJ)	Fonte:
mono-Si	4200MJ	176400MJ	(FTHENAKIS e KIM, 2011)
a-Si/μ-Si	587MJ ¹⁵	38742MJ	(BRAVI, PARISI, <i>et al.</i> , 2011)
CIGS	1069MJ	51312MJ	(ITO, KATO, <i>et al.</i> , 2008)
BoS (kWp)	4279MJ	77963MJ	(BRAVI, PARISI, <i>et al.</i> , 2011)

Tabela 22 - Energia incorporada dos componentes do sistema ofertado pela empresa 2

Tecnologia	Energia Incorporada (MJ/m²)	Energia Incorporada no Sistema (MJ)	Fonte:
mono-Si	4200MJ	163800MJ	(FTHENAKIS e KIM, 2011)
a-Si/μ-Si	587MJ	40503MJ	(BRAVI, PARISI, <i>et al.</i> , 2011)
poli-Si	3700MJ	148000MJ	(FTHENAKIS e KIM, 2011)
BoS (kWp)	4279MJ	74882MJ	(BRAVI, PARISI, <i>et al.</i> , 2011)

¹⁵ O valor mais baixo do que os demais é devido ao fato deste estudo considerar módulos sem a moldura de alumínio

Tabela 23 - Energia incorporada dos componentes do sistema ofertado pela empresa 3

Tecnologia	Energia Incorporada (MJ/m²)	Energia Incorporada no Sistema (MJ)	Fonte:
mono-Si	4200MJ	180600MJ	(FTHENAKIS e KIM, 2011)
a-Si/μ-Si	587MJ	35220MJ	(BRAVI, PARISI, <i>et al.</i> , 2011)
Poli-Si	3700MJ	170200MJ	(FTHENAKIS e KIM, 2011)
BoS (kWp)	4279MJ	77022MJ	(BRAVI, PARISI, <i>et al.</i> , 2011)

Com base nestes dados, e no resultado das simulações do item 5.2.1, calculou-se o tempo necessário para cada sistema gerar toda a energia incorporada em sua fabricação. Os resultados podem ser vistos na Tabela 24. Neste caso, considerou-se a geração anual constante, não considerando o efeito da degradação dos painéis. Pode-se ver que o sistema proposto pela empresa 1 tem um tempo de retorno de energia consideravelmente menor que os demais. Isso ocorre pela maior utilização de painéis de filme fino, como o CIGS e o a-Si/ μ -Si, que possuem uma energia incorporada menor que os painéis de silício cristalino.

Tabela 24 - Tempo de Retorno de Energia, em anos, para cada um dos sistemas propostos

	Energia Incorporada (kWh)	Geração Anual (kWh)	Tempo de Retorno de Energia (Anos)
Empresa 1	95671	26328	3,6
Empresa 2	118663	25251	4,7
Empresa 3	128623	25958	5,0

Vale lembrar que nestes resultados não foi considerado o custo energético do transporte dos componentes até o local de instalação, o que pode alterar os valores, visto que os principais componentes utilizados em sistemas fotovoltaicos são importados de países da Europa, Estados Unidos, Japão e China.

5.2.4 O Laboratório de Ensino como um EEZ

Considerando o consumo de eletricidade do edifício, de 30877kWh por ano, nenhum dos sistemas propostos atende este consumo, ficando o melhor caso, do sistema proposto pela empresa 1 com uma geração de 26.328kWh anuais, com um déficit de 4.549kWh, impedindo que o edifício seja um EEZ local.

Para evitar que o edifício atinja a meta EEZ nos seus primeiros anos de operação, mas que depois venha a consumir mais energia do que gerar, é preciso levar em consideração a redução de eficiência dos módulos fotovoltaicos com o tempo, devido à degradação dos mesmos. Novamente considerando o melhor caso, o sistema proposto pela empresa 1, a geração irá cair para 26.196,4 kWh no segundo ano de operação, para 26.065,04 kWh no terceiro ano e assim sucessivamente, chegando, no 25^o ano de operação, a 23.343,8 kWh ou 88,7% da geração anual original, como visto na Tabela 15. Como dito na metodologia, existem então duas alternativas para se atingir a meta de EEZ local: aumentar a potência instalada do sistema fotovoltaico ou reduzir ainda mais o consumo de energia.

O sistema fotovoltaico para atender a demanda do edifício ao longo da vida útil já foi calculado no item 5.1.7, necessitando uma potência instalada de 24,15kWp à 24,30kWp, dependendo da tecnologia utilizada.

Caso a solução proposta seja a redução do consumo de energia, esta deve ser suficiente para cobrir, além dos 14,7% necessários para compensar a diferença entre os 26.328kWh gerados e 30.877kWh consumidos, outros 11,3% até o fim da vida útil do sistema FV para compensar a perda de geração ao longo do tempo. Assim, o consumo não deve ultrapassar os 26.328kWh no primeiro ano de operação, e diminuir ano a ano, de forma que este seja de 23.343,8 kWh no 25^o ano de operação. O consumo de energia também deve ser constantemente monitorado, de forma a não ultrapassar as metas estipuladas.

Voltando à análise sobre o Laboratório de Ensino e as definições de EEZs, nas condições do projeto original a geração de energia é inferior ao consumo e o Laboratório não atingirá a meta

de EEZ local. Como será utilizada apenas energia elétrica, então o edifício em questão também não será um EEZ na fonte, restando apenas as opções de EEZ no custo e EEZ nas emissões.

O sistema de compensação de energia adotado para a micro e minigeração distribuída no Brasil impede a existência de EEZs no custo no país, já que a energia injetada na rede não pode ser remunerada financeiramente, e será sempre cobrado o encargo da disponibilidade da rede, ficando assim impossível que os custos com energia sejam anulados pela geração própria. Desta forma, o Laboratório não será um EEZ no custo também.

A última definição de EEZ restante, EEZ nas emissões, propõe que o edifício compense as emissões de gases do efeito estufa causadas pelo consumo de energia de fontes poluentes que utilizou, ao gerar energia suficiente a partir de fontes renováveis livres de emissões. Como cerca de 86% da energia elétrica consumida no país é de fonte renovável (EPE, 2011), seria necessário que o edifício gerasse apenas 14% do seu consumo (4.322 kWh) a partir de fontes renováveis para compensar a parcela da energia consumida que é proveniente de fontes fósseis e caracterizar-se como um EEZ nas emissões. Salvo se a matriz elétrica brasileira passar por mudanças consideráveis nos próximos anos, com o sistema FV atualmente proposto o Laboratório atingiria a meta de EEZ nas emissões e neutralizaria as emissões projetadas para toda a sua vida útil já no quarto ano de operação. Esta definição, entretanto, pouco faz para contribuir com o objetivo dos Edifícios de Energia Zero, que devem gerar localmente a energia que consomem, diminuindo o consumo de energia da rede e o impacto ambiental causado pela geração desta energia. Em países com uma matriz elétrica majoritariamente hidrelétrica ou nuclear, esta definição é facilmente atingida, e pode até prejudicar a adoção de EEZs locais e na fonte, mais difíceis de atingir, mas que são mais interessantes do ponto de vista da matriz elétrica nacional. A definição de EEZ nas emissões faz sentido quando considerada uma matriz elétrica predominantemente fóssil.

5.3 A Influência do Posicionamento e da Tecnologia Utilizada no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos

A aplicação da metodologia mostrou que, no caso das tecnologias menos eficientes, pode haver a necessidade da utilização das fachadas do edifício como área adicional para a geração fotovoltaica. O mesmo pode ocorrer em edifícios com vários andares, onde existe uma menor relação entre área no telhado e área útil ocupada. Desta forma, é interessante avaliar a possibilidade do uso das fachadas para geração FV. Neste item foram analisados os resultados referentes às simulações dos arranjos e tecnologias de sistemas fotovoltaicos.

5.3.1 Desempenho das Tecnologias

Os resultados das simulações das diferentes tecnologias utilizando o Homer Energy podem ser vistas na Tabela 25. Pode-se perceber que, obviamente, as tecnologias com uma maior eficiência, como o silício monocristalino e policristalino necessitam de uma menor área para um sistema de 1kWp. Desta forma, possuem a maior geração de energia por m². Assim, quando há uma restrição na área disponível para os painéis, a utilização destas tecnologias é favorecida. Entretanto, o maior coeficiente de temperatura de potência destas tecnologias faz com sua eficiência diminua consideravelmente em países quentes, como no Brasil, e também quando aplicada em locais onde a ventilação é prejudicada¹⁶. As tecnologias de a-Si e CdTe, que possuem os menores coeficientes de temperatura de potência, obtiveram os melhores rendimentos em termos de energia gerada por potência instalada, mas suas baixas eficiências não permitem que sejam instalados sistemas de maior potência quando existe uma limitação na área.

¹⁶ Nestas simulações, o efeito do aumento da temperatura dos painéis instalados nas fachadas, e com a ventilação prejudicada, não foi avaliado.

Tabela 25 - Rendimento do sistema, área necessária para 1kWp e potencial de geração por m² para cada tecnologia diferente

Tecnologia	η	$\gamma_{P_{MPP}}$	Rendimento (kWh/kWp)	Área Necessária para 1kWp (m ²)	Densidade Energética (kWh/m ²)
mono-Si	17%	-0,49%/K	1441	5,88	244,97
poli-Si	14%	-0,44%/K	1445	7,14	202,30
a-Si	7%	-0,19%/K	1480	14,29	103,60
a-Si/ μ -Si	9%	-0,33%/K	1458	11,11	131,22
CdTe	11%	-0,22%/K	1478	9,09	162,58
CIGS	12%	-0,36%/K	1456	8,33	174,72

5.3.2 Geração nas Fachadas

Os resultados das simulações da geração de eletricidade na condição ideal e nas fachadas são apresentados na Tabela 26 e no Gráfico 9. A geração cai consideravelmente quando os painéis são instalados nas fachadas do edifício. A fachada norte leva certa vantagem, tendo uma geração aproximadamente 7% superior em relação às outras.

Tabela 26 - Geração de Eletricidade na Condição Ideal e nas diferentes fachadas do edifício, em kWh

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Annual	% da Geração Máxima
Ideal	118	116	130	120	123	108	133	133	119	133	126	121	1480	100,00%
Fachada Norte	40	47	68	85	104	99	120	103	70	60	44	43	884	59,73%
Fachada Leste	72	68	77	65	62	53	65	68	66	79	79	75	830	56,08%
Fachada Oeste	72	69	70	63	63	51	61	68	66	81	81	76	820	55,41%

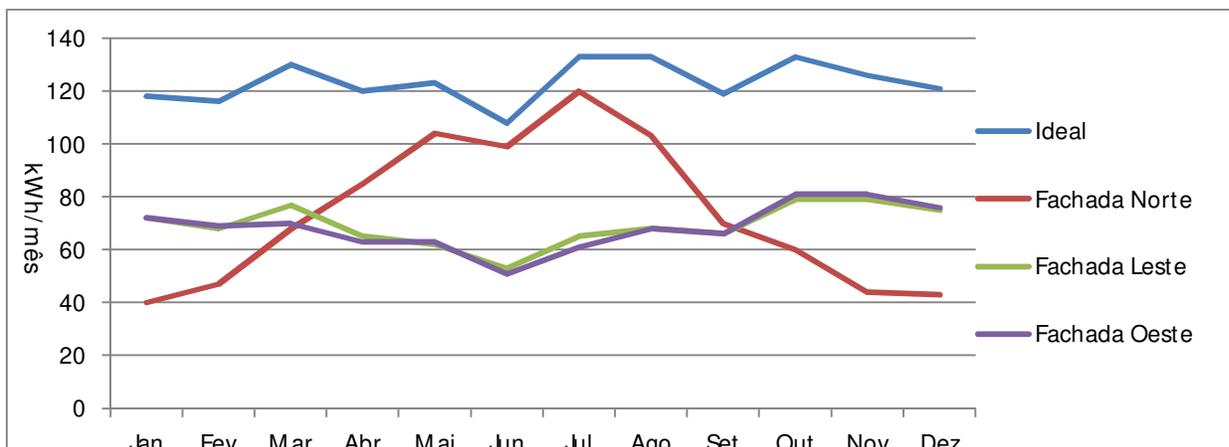


Gráfico 9 - Geração de Eletricidade na Condição Ideal e nas diferentes fachadas do edifício

É interessante notar que a fachada norte tem uma geração consideravelmente superior nos meses de Abril a Agosto. Isto se deve ao fato que nestes meses o Sol está mais baixo no horizonte, de forma que a incidência solar ocorre mais próxima à normal em relação aos painéis, condição que favorece a geração, enquanto que no verão, o Sol está praticamente perpendicular em relação à superfície, portanto, paralelo aos painéis.

Outro ponto interessante é que a maior geração mensal de eletricidade na condição ideal ocorre em Julho e Agosto, meses em que a média da radiação solar é mais baixa que nos meses de verão, enquanto que em Fevereiro, mês em que a radiação solar é mais alta, a geração é uma das mais baixas no ano. Isso ocorre devido à estação chuvosa ocorrer no verão, enquanto que no inverno há uma grande quantidade de dias sem nuvens¹⁷, além do fato da inclinação dos painéis compensar a geração nos meses de inverno, deixando-os mais próximo à normal em relação ao Sol, e prejudicar no verão.

Na Tabela 27 pode-se ver o rendimento das diversas tecnologias fotovoltaicas ao serem instaladas nas fachadas norte, leste e oeste.

¹⁷ Esta característica é conhecida como índice de claridade que representa a fração da radiação solar que chega à superfície. Este fator é levado em conta na simulação realizada pelo Homer

Tabela 27 - Rendimento das diversas tecnologias FV instaladas na condição ideal e nas fachadas

Tecnologia	mono-Si	poli-Si	a-Si	a-Si/μ-Si	CdTe	CIGS
Rendimento Telhado (kWh/kWp anual)	1439	1443	1480	1457	1477	1454
Rendimento Fachada Norte (kWh/kWp anual)	873	874	884	877	883	877
Rendimento Fachada Oeste (kWh/kWp anual)	808	809	820	813	820	813
Rendimento Fachada Leste (kWh/kWp anual)	817	818	830	822	829	822

5.3.3 Análise de Sensibilidade

Ao se fazer pequenas mudanças na inclinação e orientação dos módulos é possível aumentar a geração de energia. Simulou-se qual seria esta geração com mudanças de 2° na inclinação, em direção à horizontal, e 8° na orientação, em direção ao Norte. Nas Tabela 28 e

Tabela 29 é possível ver o resultado destas simulações.

Tabela 28 - Variação na Geração de Eletricidade com variações na Inclinação dos painéis, em kWh

Fachada Norte						
Inclinação	90	88	86	84	82	80
Geração Anual	884	912	941	970	999	1027
% em relação à 90°	100%	103%	106%	110%	113%	116%
Fachada Leste						
Inclinação	90	88	86	84	82	80
Geração Anual	830	846	863	880	897	916
% em relação à 90°	100%	102%	104%	106%	108%	110%
Fachada Oeste						
Inclinação	90	88	86	84	82	80
Geração Anual	820	838	855	872	889	905
% em relação à 90°	100%	102%	104%	106%	108%	110%

Tabela 29 - Variação na Geração de Eletricidade com variações na Orientação dos painéis

Fachada Leste						
Azimute	270	262	254	246	238	230
Geração Anual	830	854	876	891	902	908
% em relação à 270°	100%	103%	106%	107%	109%	109%
Fachada Oeste						
Azimute	90	98	106	114	122	130
Geração Anual	820	847	867	884	894	900
% em relação à 90°	100%	103%	106%	108%	109%	110%

Pode-se observar que a fachada norte é a que tem os maiores ganhos com variações da inclinação, chegando a um aumento de 16% quando instaladas com uma inclinação de 80°. Nas fachadas leste e oeste os aumentos são menores, mas ainda significativos. Quando avaliamos uma variação na orientação dos painéis nas fachadas leste e oeste, deixando-as mais próximas do norte, percebemos que há também um aumento na geração de eletricidade, de aproximadamente 10% nos dois casos.

Estes aumentos na geração com pequenas variações na posição dos painéis sugerem que, ao analisar-se a utilização de painéis fotovoltaicos em fachadas, deve-se estudar a possibilidade de instalá-los em posições ligeiramente menos inclinadas que a vertical, ou com orientações mais voltadas para o norte, caso seja possível. A instalação dos painéis em *brise-soleil*, por exemplo, pode ter um desempenho melhor do que os painéis instalados simplesmente nas fachadas. Nas Figura 19 e Figura 20 pode-se ver o aumento na geração anual com variações na orientação (ordenadas) e inclinação (abscissas).

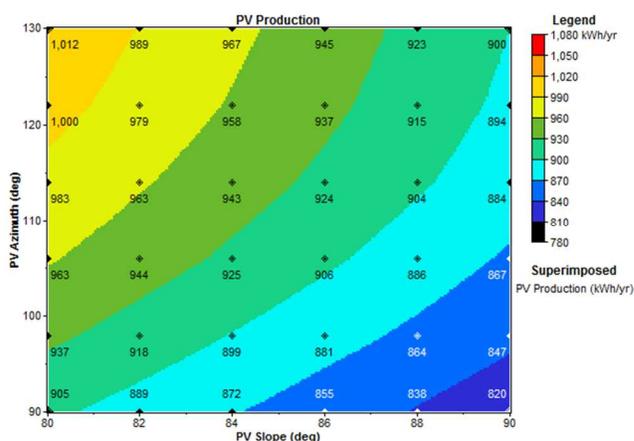


Figura 19 - Fachada Oeste

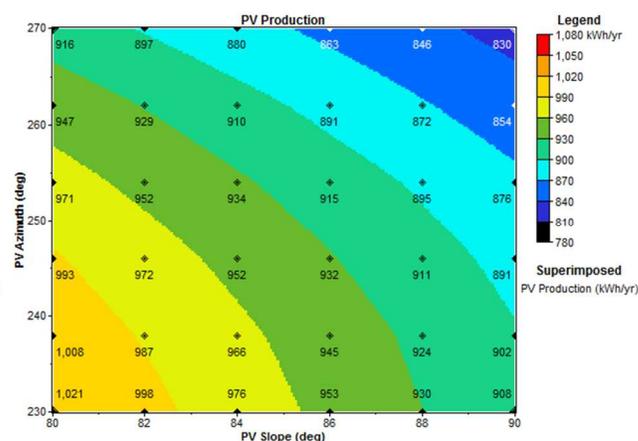


Figura 20 - Fachada Leste

Por ultimo, avaliou-se a geração anual do sistema de 1kW com painéis de a-Si, com inclinações variando de 0° a 90° e orientações variando de 90° (Fachada Oeste) até 270° (Fachada Leste). Estes resultados podem ser vistos nos Gráfico 10 e Gráfico 11 e na Figura 21.

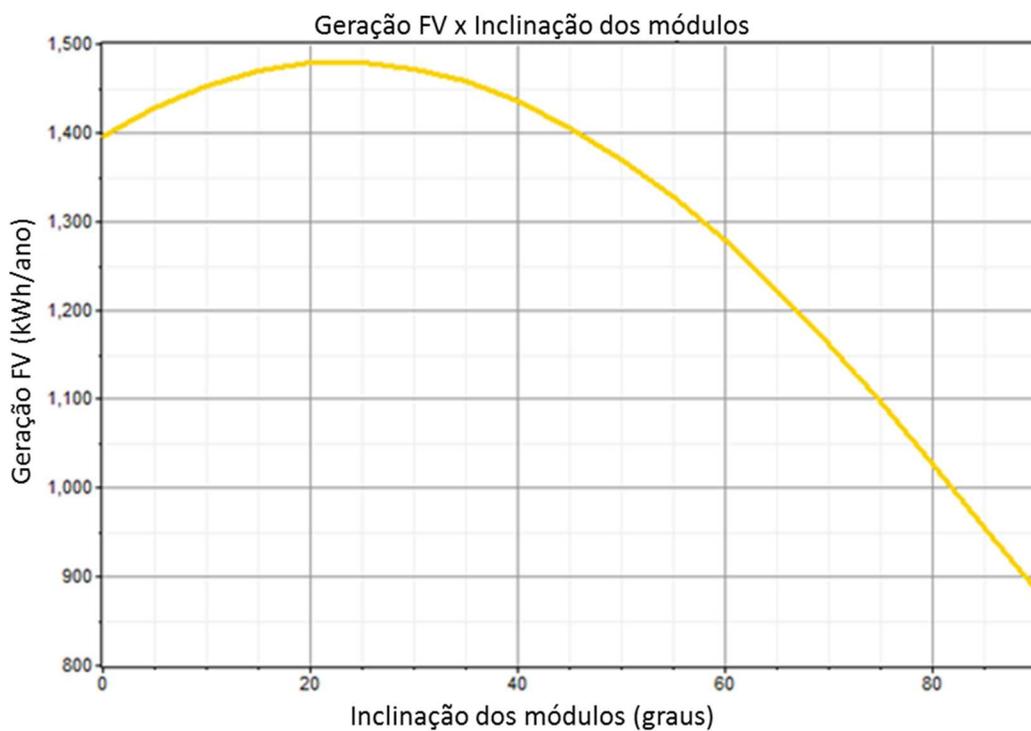


Gráfico 10 - Variação da Geração Anual em kWh com a variação da inclinação dos módulos

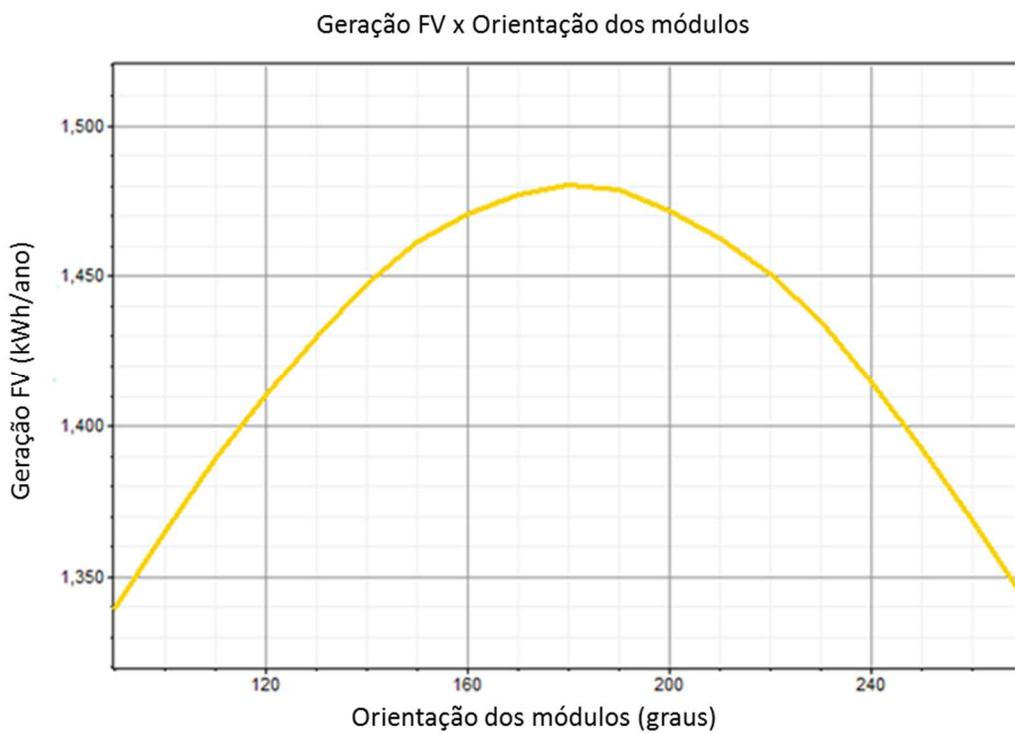


Gráfico 11 - Variação da Geração Anual com a variação da orientação dos módulos

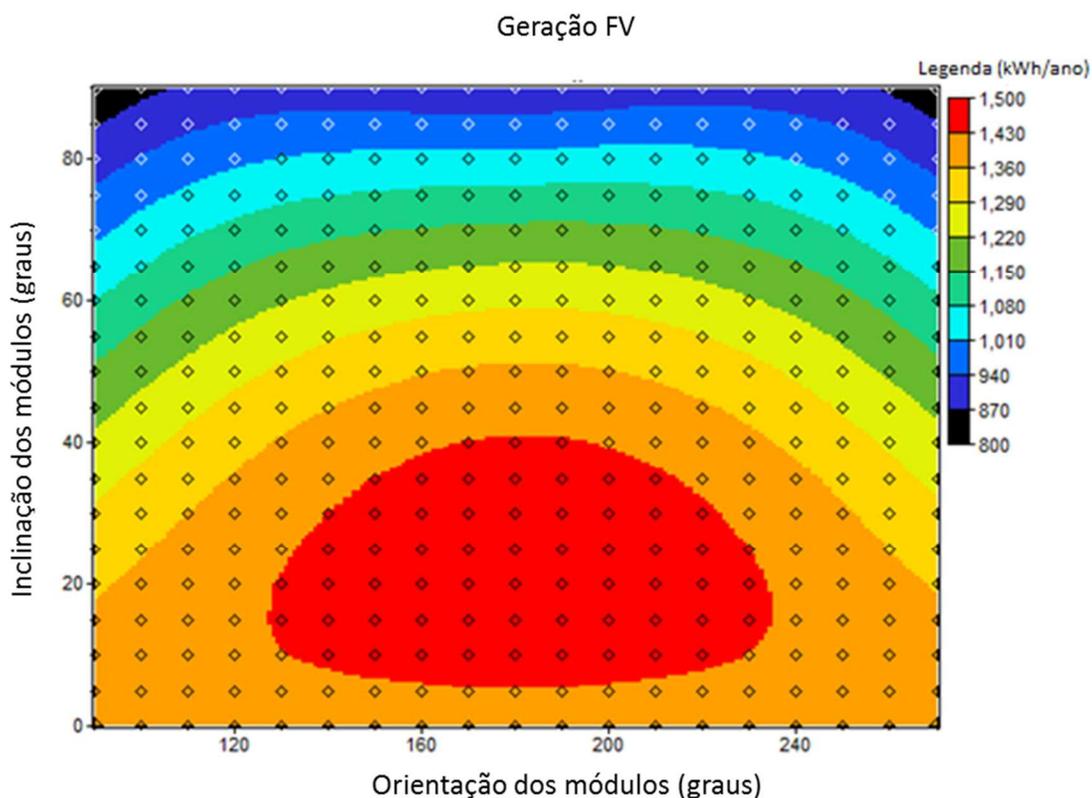


Figura 21- Geração Anual versus Posicionamento dos Módulos

As simulações mostram que, conforme a literatura, o melhor posicionamento dos módulos para maximizar a geração anual é com a inclinação igual à latitude local e voltado para o norte geográfico. Inclinações e orientações próximas a essas são as que possuem as maiores gerações anuais de eletricidade.

Contudo, no caso da geração distribuída em edificações, pode ser interessante buscar uma forma de a geração acompanhar o consumo de energia. Assim, identificando um consumo maior no verão ou no inverno, pode-se utilizar inclinações que favoreçam a geração em uma determinada época do ano. Na Tabela 30 pode-se ver os resultados das simulações, com varias inclinações, comparadas à geração na inclinação ideal. É interessante notar os diferentes perfis da geração mês a mês quando considerados a inclinação ideal, e os módulos na horizontal e com 45° de inclinação, que pode ser visto no Gráfico 12.

Tabela 30 - Geração mensal de eletricidade, em kWh, de sistemas fotovoltaicos de 1kWp com diferentes inclinações

Inclinação	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
0°	128	121	126	107	99	84	103	112	112	135	137	134	1398
5°	127	121	128	111	106	91	111	118	115	136	135	132	1431
10°	125	120	129	114	111	96	118	123	117	136	134	129	1452
15°	122	119	130	117	116	101	125	128	119	135	131	126	1469
20°	119	117	130	119	121	106	130	131	120	134	128	123	1478
22,5°	117	116	130	120	123	108	133	133	120	133	126	121	1480
25°	115	115	130	121	124	110	135	135	120	132	124	119	1480
30°	111	112	128	122	127	113	139	137	120	130	120	114	1473
35°	107	109	126	122	129	116	142	138	119	126	115	109	1458
40°	101	105	124	122	131	117	144	139	117	123	110	104	1437
45°	96	101	120	121	132	119	146	139	115	118	104	98	1409



Gráfico 12 – Perfil da Geração mensal de eletricidade de sistemas fotovoltaicos com inclinações de 0°, 22,5° e 45°, em kWh

Com os módulos instalados na posição horizontal percebe-se que há um favorecimento da geração nos meses de verão, chegando a um máximo de 137 kWh/mês em Novembro. Entretanto,

a geração cai consideravelmente nos meses de inverno, com um mínimo de 84 kWh/mês em Junho, comparado com um mínimo de 108 kWh/mês quando instalados com uma inclinação de 22,5°. Nos meses de Dezembro à Março, a geração é de 509kWh, enquanto que de Maio à Agosto, é de 398kWh.

Com os módulos instalados à 45°, percebe-se um favorecimento da geração nos meses de inverno, com um máximo de 146 kWh/mês no mês de Julho, que é também o maior valor mensal de todas as inclinações consideradas. A geração mínima ocorre no mês de Janeiro, com 96 kWh/mês, valor inferior ao mínimo mensal observado na inclinação de 22,5°. Nos meses de Dezembro à Março, a geração é de 415kWh, enquanto que de Maio à Agosto, é de 536kWh.

O favorecimento da geração em um determinado período do ano também pode ser interessante no caso de locais onde há tarifas sazonais de eletricidade, de forma a favorecer a geração na época do ano em que a eletricidade é mais cara, ou para que a geração de eletricidade acompanhe a curva de carga do edifício.

6 CONCLUSÕES

Em 2010, as edificações foram responsáveis por 46,9% do consumo de eletricidade no Brasil e esta participação deve aumentar até 2020, com o setor residencial passando de 23,8% para 25,3% do consumo total de eletricidade, e o setor comercial, de 15% para 18,8%, segundo estimativas da EPE. Dessa forma, um maior emprego de geração distribuída em edificações pode atender parte desta demanda, e conseqüentemente, adiar ou evitar a construção de novas grandes hidrelétricas e termelétricas movidas a combustíveis fósseis. Assim, a geração de eletricidade nas edificações brasileiras, em especial através dos EEZs, apresenta um grande potencial para reduzir não só as perdas intrínsecas à distribuição de energia, como também a demanda - e conseqüentemente, a infraestrutura necessária para atendê-la - de energia elétrica atual e a prevista para os próximos anos, além de proteger os proprietários e usuários dos edifícios de futuros aumentos nas tarifas de energia. Os EEZs favorecem a geração de energia proveniente de fontes renováveis, contribuindo para mitigar os efeitos da poluição local e do aquecimento global causados pelo consumo de combustíveis fósseis para gerar energia. Das fontes de energia renováveis possíveis de integração às edificações, a energia FV é a que vem sendo mais utilizada e que apresenta um potencial ainda maior de adoção, principalmente através dos conceitos de BIPV e BAPV.

Para um edifício se tornar um EEZ, ele deve cumprir dois objetivos: ser o mais eficiente possível para então suprir esta demanda com eletricidade gerada localmente. Para reduzir a demanda de energia no edifício, pode-se adotar diversas estratégias, como uma orientação correta do edifício, materiais com inércia térmica balanceada, cobertura e paredes verdes, otimização do desempenho dos componentes de envelope, visando diminuir a carga térmica, um maior aproveitamento da iluminação natural e a utilização de lâmpadas eficientes aliadas à automação predial, com sensores de presença e de luminosidade, o favorecimento da ventilação natural, uso de equipamentos eficientes de ar-condicionado, coletores solares para aquecimento de água e ambientes e até mesmo o condicionamento com o uso de bombas de calor geotérmicas e chillers de absorção ou adsorção com uso de energia solar. Entretanto, tais estratégias não foram o alvo

de estudo desta dissertação, sendo o foco deste texto o segundo objetivo de um EEZ: a geração de energia elétrica em edificações.

Esta dissertação propôs uma metodologia para o projeto de sistemas de geração de energia elétrica em Edifícios de Energia Zero no local. Avaliando o consumo de energia, as fontes e o potencial energético do local e a área disponível para a instalação destes sistemas no edifício, é possível, com esta metodologia, dimensionar um sistema de geração que torne o edifício em um EEZ. Esta metodologia foi aplicada no caso do Laboratório de Ensino, que será construído na Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Universidade Estadual de Campinas. Este laboratório tem como objetivo ter o menor impacto ambiental durante sua construção e operação. Desta forma, ser um Edifício Energia Zero é um destes objetivos.

Torcellini *et al.* (2006) sugerem que a geração de energia em um EEZ deve-se dar por fontes disponíveis localmente no terreno do edifício, e de preferência, devem estar disponíveis na área construída do mesmo. Desta forma, a energia solar e eólica são as que estarão disponíveis na maioria dos casos, e suas formas de aproveitamento, através de sistemas fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas foram estudados.

Para a integração da geração de energia no edifício, deve-se avaliar o projeto e a arquitetura do mesmo, e também o recurso disponível no local. Muitas vezes pode não existir área suficiente disponível nos telhados para a instalação de painéis fotovoltaicos, ou a arquitetura do edifício pode sombrear parte do telhado, inviabilizando a instalação dos painéis, ou o recurso eólico e até mesmo o projeto estrutural do edifício impeçam a instalação de pequenas turbinas eólicas. A utilização das fachadas pode ser uma alternativa interessante para a geração fotovoltaica, fazendo com que elas, além de ser parte arquitetônica do edifício, também gerem eletricidade, desempenhando uma dupla função.

Infelizmente, a avaliação do recurso eólico do local onde vai ser construído o laboratório mostrou que o potencial da região não é bom o suficiente para viabilizar a instalação de pequenas turbinas eólicas. A média anual da velocidade dos ventos não passou dos 2m/s em nenhum dos anos de medição que se teve acesso, enquanto que a literatura (WINEUR, 2007) sugere uma média anual de 5,5m/s para viabilizar a instalação de pequenas turbinas eólicas em ambiente urbano. Velocidades acima de 3m/s, suficientes para dar partida na maioria das turbinas

existentes no mercado, só ocorreram em aproximadamente 1/3 do tempo, enquanto que velocidades acima de 5m/s ocorreram em menos de 5% do tempo.

Já o uso da energia solar fotovoltaica demonstrou-se viável para a utilização no laboratório. Com a aplicação da metodologia, identificou-se que um sistema entre 24,15kWp e 24,30kWp seria capaz de atender a demanda do laboratório por toda a vida útil do mesmo, considerando que o consumo permaneça constante. Sistemas fotovoltaicos utilizando módulos de mono-Si, poli-Si e CIGS poderiam ser instalados na área do telhado existente no laboratório, enquanto sistemas com as demais tecnologias teriam que utilizar as fachadas do edifício.

Apesar da metodologia proposta ter indicado um sistema de aproximadamente 24,30kWp para atender este edifício, ao longo do projeto buscou-se a cotação de sistemas fotovoltaicos de aproximadamente 18 kWp. Este sistema foi cotado com diversas empresas diferentes, e as três melhores propostas foram analisadas neste trabalho. Foi realizada a simulação da geração mensal, anual e ao longo da vida útil esperada destes sistemas. Foi feita também uma análise econômica do investimento nestes sistemas, mostrando que a eletricidade gerada por eles, nos três casos analisados, é mais barata que tarifa eletricidade em baixa tensão cobrada pela CPFL, ao considerar-se a vida útil de 25 anos do empreendimento. O tempo de retorno do investimento foi superior a 15 anos, mostrando que embora viáveis, o investimento ainda não é, de um ponto de vista econômico, um bom negócio. Também foi estimada, a partir de dados disponíveis na literatura, o tempo de retorno de energia dos sistemas, ou seja, quanto tempo levaria para que estes gerassem toda a energia que foi gasta na sua construção. Este tempo ficou entre 3,6 e 5 anos, mostrando que os sistemas são capazes de gerar muito mais energia do que foi gasto em sua produção.

A geração anual de eletricidade dos três sistemas cotados, contudo, não será suficiente para atender a demanda estimada para o edifício. Tornar o laboratório um EEZ local requer ou uma redução no consumo de energia inicialmente estimado ou o aumento na capacidade do sistema fotovoltaico. Um ponto que merece destaque ao se projetar um EEZ é considerar o efeito da degradação, e conseqüentemente perda da eficiência, dos componentes dos sistemas fotovoltaicos (ou de outras fontes de energia que sejam utilizadas), para que ele seja um EEZ durante toda sua vida útil, e não apenas nos primeiros anos de funcionamento. O consumo de energia também

deve ser constantemente monitorado, para evitar que ultrapasse os requisitos de projeto e, conseqüentemente, a energia gerada. Como o caso estudado utiliza apenas energia elétrica, se ele não atingiu a meta de EEZ local, também não o será na fonte. Foi mostrado que o conceito de EEZ no custo também não será atingido pelo edifício em questão, nem por nenhum outro que venha a aderir o sistema de compensação de energia proposto pela ANEEL, devido ao fato da energia gerada não poder ser remunerada financeiramente e da cobrança das taxas de disponibilidade da rede elétrica.

Com os sistemas cotados o Laboratório seria, portanto, um EEZ apenas em termos de emissões. Como a matriz elétrica brasileira tem uma grande participação de fontes renováveis, somente uma pequena parcela é gerada por fontes poluentes e, dentro deste conceito, deverá ser compensada pela geração fotovoltaica. Apesar de configurar estímulo importante em matrizes de base fóssil, este tipo de definição aplicado à realidade brasileira não contribui para o objetivo dos EEZs, de incentivar que edifícios supram a própria energia que consomem, a partir de fontes locais.

Buscando entender melhor a influência da tecnologia e do posicionamento dos sistemas fotovoltaicos na geração de eletricidade, foram realizadas diversas análises e simulações com as tecnologias de sistemas fotovoltaicos comercialmente disponíveis. Os resultados mostraram um rendimento entre 1441 e 1480 kWh de eletricidade gerada para cada kWp de potência instalada. Esta variação se deu devido ao uso de diferentes tecnologias. As simulações mostraram que em geral, módulos de filme fino, como os de silício amorfo, multijunção silício amorfo/silício microcristalino, telureto de cádmio e disseleneto de cobre, gálio e índio tiveram um rendimento maior devido a um menor efeito da temperatura na eficiência dos módulos, embora tenham eficiências menores que os módulos de silício cristalino, o que significa que precisam de áreas maiores para uma mesma potência instalada. O contrário ocorre com os módulos de silício cristalino, tanto mono quanto policristalino, que têm um rendimento inferior devido a um maior efeito da temperatura na eficiência dos mesmos, mas por possuírem eficiências maiores, precisam de uma área menor para uma mesma potência instalada, quando comparado com os módulos de filme fino.

Quanto ao uso das fachadas para a instalação de sistemas fotovoltaicos, simulou-se o desempenho de sistemas utilizando módulos de silício amorfo. As simulações mostraram uma geração de eletricidade 40% a 45% menor do que quando comparada a geração na orientação ideal. Entretanto, esta geração, de 884 kWh/kWp, ainda é superior a geração de sistemas instalados em telhados nos países europeus, como na Suíça, que é de 748 kWh/kWp em média (BRAVI, PARISI, *et al.*, 2011). Dependendo do consumo de energia do edifício, do número de andares, do projeto da fachada e dos edifícios vizinhos, é possível que um edifício torne-se energia zero com o uso da geração fotovoltaica nas fachadas. Deve-se avaliar também a possibilidade de instalar os painéis com inclinações levemente menores que a vertical, ou com azimutes mais próximos ao norte, para aumentar a geração de eletricidade, contanto que estas alterações não influenciem no projeto arquitetônico do edifício, ou encareçam demasiadamente o sistema. Estas pequenas alterações no posicionamento dos módulos permitiram um aumento de até 23% na geração anual de eletricidade, quando comparados com os painéis completamente na vertical e voltado para o leste ou oeste. A inclinação dos módulos influencia na sazonalidade da geração dos sistemas FV. Sistemas com uma inclinação mais próxima da horizontal geram mais energia nos meses de verão, enquanto sistemas com uma maior inclinação geram mais energia nos meses de inverno. Desta forma, é possível favorecer a geração em uma determinada época do ano com a inclinação do sistema. Um fator que deve ser analisado na utilização de sistemas fotovoltaicos nas fachadas dos edifícios é o sombreamento, que pode ocorrer tanto devido a outros edifícios e objetos do ambiente urbano, como do próprio edifício. O sombreamento pode diminuir consideravelmente a geração de eletricidade de um sistema fotovoltaico. Neste trabalho foi considerado que todas as fachadas estavam livres de sombreamento, e as simulações mostraram que neste caso, a geração nas fachadas leste e oeste são praticamente as mesmas. Estes resultados, apesar de terem sido simulados considerando a radiação solar e latitude de Campinas, serão semelhantes em regiões com latitudes próximas.

6.1 Sugestões de Estudos Futuros

Infelizmente, devido ao cronograma do projeto, a definição do sistema fotovoltaico a ser instalado no edifício, nem o monitoramento do seu desempenho real, nem do consumo de eletricidade no edifício puderam ser avaliados. Desta forma, fica como sugestão de um trabalho futuro a comparação dos resultados obtidos com a simulação e os resultados reais do desempenho dos sistemas fotovoltaicos, bem como a análise da geração e do consumo de energia do edifício, como forma de acompanhar seu desempenho e o cumprimento da meta de ser um Edifício de Energia Zero.

BIBLIOGRAFIA

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. São Paulo, p. 176. 2012.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDDER, L. Distributed Generation: a Definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, p. 195-204, 2001.

AMERICA DO SOL. **Estádios Solares**, 2012. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/estadios-solares/>>. Acesso em: 17 jul. 2012.

ANEEL. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=75>>. Acesso em: 03 mar. 2012.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 482**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2012a.

ANEEL. Módulo 1 - Introdução. In: AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 4. ed. [S.l.]: [s.n.], 2012b. Cap. 1, p. 60.

ANEEL. BIG - Banco de Informações de Geração, 2012c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3>>. Acesso em: 16 Julho 2012.

ARVIZU, D. et al. Direct Solar Energy. In: EDENHOFER, O., et al. **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Cambridge: Cambridge University Press, 2011. Cap. 3.

AWEA. **AWEA Small Wind Turbine Global Market Study**. American Wind Energy Association. [S.l.], p. 32. 2010.

BAHAJ, A. S.; MYERS, L.; JAMES, P. A. B. Urban energy generation: Influence of micro-wind turbine output on electricity consumption in buildings. **Energy and Buildings**, v. 39, p. 154-165, 2007.

BAYOD-RÚJULA, Á. A.; LORENTE-LAFUENTE, A. M.; CIREZ-OTO, F. Environmental assessment of grid connected photovoltaic plants with 2-axis tracking versus fixed modules systems. **Energy**, v. 36, p. 3148-3158, 2011.

BRAGA, A. F. B. et al. New processes for the production of solar-grade polycrystalline silicon: A review. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 92, p. 418-424, 2008.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 4470-4482, 2011.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004, 2004.

BRAUN, P.; RÜTHER, R. The role of grid-connected, building-integrated photovoltaic generation in commercial building energy and power loads in a warm and sunny climate. **Energy Conversion and Management**, v. 51, p. 2457-2466, 2010.

BRAVI, M. et al. Life cycle assessment of a micromorph photovoltaic system. **Energy**, v. 36, p. 4297-4306, 2011.

CEPAGRI. **Clima de Campinas**, 2011. Disponível em: <<http://www.cpa.unicamp.br/outras-informacoes/clima-de-campinas.html>>. Acesso em: 02 jul. 2011.

CGEE. **Energias do Futuro - Relatório Final**. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Brasília, DF, p. 131. 2008.

COUTURE, T.; GAGNON, Y. An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. **Energy Policy**, v. 38, p. 955-965, 2010.

CPFL. Portal de Inovação Tecnológica, 2012. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/parceiros_inovacao_tecnologica/Detalhes_Projetos_15.aspx>. Acesso em: 03 mar. 2012.

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Brito, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo, 2004.

CRESESB. **Potencial Energético Eólico - Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, 2011. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico/index.php>. Acesso em: 22 abr. 2011.

CRESESB. **Potencial Energético Solar - Sun Data**, 2011a. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php>>. Acesso em: 22 abr. 2011.

CRESESB. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito, 2012. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/principal.php>>. Acesso em: 29 fev. 2012.

CRESESB. **Visita Virtual à Casa Solar - Sistema de Geração Fotovoltaica**, 2012a. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=381>>. Acesso em: 17 jul. 2012.

DE WILD-SCHOLTEN, M. **Environmental Profile of PV Mass Production: Globalization**. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Hamburgo, Alemanha: [s.n.]. 2011.

DIAS, M. V. X.; BOROTNI, E. C.; HADDAD, J. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, v. 11, n. 2, 2005.

DONADON, A. R. **Proposta de Norma de Conexão de Fontes de Geração Distribuída à Rede de Baixa Tensão da Concessionária**. Campinas: Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2010. 113 p. Dissertação de Mestrado.

DUTRA, R. **Energia Eólica, Princípios e Aplicações**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito. [S.l.], p. 58. 2009.

ECEEE. **Steering through the maze #2 - Nearly zero energy buildings: achieving the EU 2020**. European Council for an Energy Efficient Economy. Estocolmo, Suécia, p. 23. 2011.

EL CHAAR, L.; IAMONT, L. A.; EL ZEIN, N. Review of Photovoltaic Technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 2165-2175, 2011.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits. **Electric Power Systems Research**, v. 71, p. 119-128, 2004.

EPE. **Balço Energético Nacional 2011**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, p. 267. 2011.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2011a.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 244. 2011b.

EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 64. 2012.

EPIA. **Solar Generation 6 - Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World**. European Photovoltaic Industry Association. [S.l.], p. 100. 2011.

EPIA. **Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2015**. European Photovoltaic Industry Association. [S.l.], p. 44. 2011a.

ERIKSSON, S.; BERNHOFF, H.; LEIJON, M. Evaluation of Different Turbine Concepts for Wind Power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p. 1419-1434, 2008.

FTHENAKIS, V. M.; KIM, H. C. Photovoltaics: Life-cycle analyses. **Solar Energy**, v. 85, n. 8, p. 1609-1628, Agosto 2011.

GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira**. 12^a. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

GRIFFITH, B. et al. **Assessment of the Technical Potential for Achieving Net Zero-Energy Buildings in the Commercial Sector**. National Renewable Energy Laboratory. [S.l.], p. 114. 2007.

HAU, E. **Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Applications, Economics**. 2. ed. Berlin, Alemanha: Springer, 2006.

HEAGLE, A. L. B.; NATERER, G. F.; POPE, K. Small Wind Turbine Energy Policies for Residential and Small Business Usage in Ontario, Canada. **Energy Policy**, v. 39, p. 1988-1999, 2011.

HERNANDEZ, P.; KENNY, P. From net energy to zero energy buildings: Defining life cycle zero energy buildings (LC-ZEB). **Energy and Buildings**, v. 42, p. 815-821, 2010.

HOMER ENERGY. HOMER Energy - Hybrid Renewable and Distributed Power Design Suport, 2011. Disponível em: <<http://www.homerenergy.com/index.html>>. Acesso em: 22 maio 2011.

INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO. **Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação**. Portugal: [s.n.], 2004.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World-wide Overview of Desing and Simulation Tools for Hybrid PV Systems**. IEA. [S.l.]. 2011.

ISHII, T.; OTANI, K.; TAKASHIMA, T. Effects of solar spectrum and module temperature on outdoor performance of photovoltaic modules in round-robin measurements in Japan. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 19, p. 141-148, 2011.

ITO, M. et al. A Comparative Study on Cost and Life-cycle Analysis for 100MW Very Large-scale PV (VLS- PV) Systems in Deserts Using m-Si, a-Si, CdTe, and CIS Modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 16, p. 17-30, 2008.

JANNUZZI, G.; VARELLA, F.; GOMES, R. **Avaliação dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes - SIGFI's**. IEI-LA. Campinas, p. 45. 2009.

JANNUZZI, G.; VARELLA, F.; GOMES, R. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. IEI-LA. Campinas, p. 50. 2009a.

JARDIM, C. S. **A Inserção da Geração Solar Fotovoltaica em Alimentadores Urbanos Enfocando a Redução do Pico de Demanda Diurno**. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2007. 130 p. Tese de Doutorado.

JORNAL DA ENERGIA. **Estádios solares começam a sair do papel no País, mas preço ainda é alto**, 2012. Disponível em: <http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=9592>. Acesso em: 17 jul. 2012.

LAMBERT, T.; GILMAN, P.; LILIENTHAL, P. Micropower System Modeling with Homer. In: FARRET, F.; SIMÕES, M. **Integration of Alternative Sources of Energy**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2006. Cap. 15, p. 379-418.

LBNL. **Tracking the Sun IV**. Lawrence Berkeley National Laboratory. [S.l.], p. 61. 2011.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Contribuição Energética de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica de Baixa Tensão Wilson Negrão Macêdo e Roberto Zilles. **I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Fortaleza, 8 a 11 Abril 2007.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities. **Energy for Sustainable Development**, v. 13, p. 202-211, 2009.

MAKRIEDES, G. et al. Temperature Behavior of Different Photovoltaic Systems Installed in Cyprus and Germany. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 93, n. 6-7, p. 1095-1099, Junho 2009.

MAKRIEDES, G. et al. Potential of Photovoltaic Systems in Countries with High Solar Irradiation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 2, p. 754-762, Fevereiro 2010.

MARSZAL, A. J. et al. Zero Energy Building – A review of definitions and calculation methodologies. **Energy and Buildings**, v. 43, p. 971-979, 2011.

MITCHELL, C. et al. Policy, Financing and Implementation. In: EDENHOFER, O., et al. **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Cambridge: Cambridge University Press, 2011. Cap. 11, p. 135.

MITHRARATNE, N. Roof-top Wind Turbines for Microgeneration in Urban Houses in New Zealand. **Energy and Buildings**, v. 41, p. 1013-1018, 2009.

MME. **Relatório do Grupo de Trabalho em Sistemas Fotovoltaicos - GT-GDSF**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, p. 222. 2009.

MÜLLER, G.; JENTSCH, M.; STODDART, E. Vertical Axis Resistance Type Wind Turbines for Use in Buildings. **Renewable Energy**, v. 34, p. 1407-1412, 2009.

NASA. **Surface Meteorology and Solar Energy**, 2011. Disponível em: <<http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?>>. Acesso em: 17 maio 2011.

NOTTON, G.; LAZAROV, V.; STOYANOV, L. Productivity of Small Wind Turbines for Various Wind Potentials Conditions: Application in Bulgaria and Corsica. **Int. J. Renewable Energy Technology**, v. 1, n. 3, p. 237–255, 2010.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 1625-1636, 2011.

PARLAMENTO EUROPEU. **Diretiva 2010/31/EU**. Estrasburgo, França, p. 23. 2010.

PROCEL. **Avaliação do Mercado de Eficiência Energética do Brasil - Sumário Executivo - Ano Base 2005**. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, p. 77. 2007.

RAUGEI, M.; BARGIGLI, S.; ULGIATI, S. Life cycle assessment and energy pay-back time of advanced photovoltaic modules: CdTe and CIS compared to poly-Si. **Energy**, v. 32, p. 1310-1318, 2007.

RETSCREEN INTERNATIONAL. Wind Energy Project Model. In: _____ **RETScreen Software Online User Manual**. [S.l.]: [s.n.], 2004.

RETSCREEN INTERNATIONAL. **Clean Energy Project Analysis - RETScreen® Engineering & Cases Textbook**. 3a. ed. [S.l.]: [s.n.], 2005.

RETSCREEN INTERNATIONAL. RETScreen International Pagina Inicial, 2011. Disponível em: <<http://www.etscreen.net/pt/home.php>>. Acesso em: 28 jun. 11.

RODRÍGUEZ, C. R. C. **Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Campinas: Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2002. 118 p. Dissertação de Mestrado.

ROMAGNOLI, H. C. **Identificação de Barreiras à Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro**. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2005. 110 p. Dissertação de Mestrado.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos**. Florianópolis: Editora UFSC / LABSOLAR, 2004.

RÜTHER, R. et al. Performance of the First Grid-Connected, BIPV Installation in Brazil over Eight Years of Continuous Operation. **21st European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Dresden, Germany, 4-8 Setembro 2006.

RÜTHER, R.; BRAUN, P. Energetic Contribution Potential of Building-Integrated Photovoltaics on Airports in Warm Climates. **Solar Energy**, v. 83, p. 1923-1931, 2009.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, p. 1027-1030, 2011.

SANTOS, I. P.; RÜTHER, R. The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil. **Energy and Buildings**, v. in Press, 2012.

SANTOS, I. P.; URBANETZ JR., J.; RÜTHER, R. **Energia Solar Fotovoltaica como Fonte Complementar de Energia Elétrica para Residências na Busca da Sustentabilidade**. Anais do XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído - ENTAC 2008. Fortaleza-CE: [s.n.]. 2008.

SIMS, R. et al. Integration of Renewable Energy into Present and Future Energy Systems. In: EDENHOFER, O., et al. **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Cambridge: Cambridge University Press, 2011. Cap. 8, p. 96.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the Temperature Dependence of Photovoltaic Module Electrical Performance: A Review of Efficiency/Power Correlations. **Solar Energy**, v. 83, n. 5, p. 614-624, Maio 2009.

TN PETRÓLEO. Primeira Usina Solar do Estado do Rio de Janeiro Inaugurada em Macaé, 2011. Disponível em: <<http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/25697/primeira-usina-solar-do-estado-do-rio-de-janeiro-inaugurada-em-maca>>. Acesso em: 10 Agosto 2011.

TORCELLINI, P. et al. **Zero Energy Buildings: A Critical Look at the Definition**. National Renewable Energy Laboratory. [S.l.], p. 15. 2006.

TURAN, S.; PEACOCK, A. D.; NEWBOROUGH, M. Micro and Small Wind Turbine Applications in the Built Environment. **ISESCO Science and Technology Vision**, v. 3, n. 3, p. 106-110, Maio 2007.

URBANETZ, J.; ZOMER, C. D.; RÜTHER, R. Compromises between form and function in grid-connected, building-integrated photovoltaics (BIPV) at low-latitude sites. **Building and Environment**, v. 46, p. 2107-2113, 2011.

VALOR ECONÔMICO. Valor Data, 2012. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/valor-data?gclid=CMyardi5srACFQcEnQodE0a3Ug>>. Acesso em: 03 jun. 2012.

WINEUR. **Guidelines for Small Wind Turbines in the Built Environment**. Wind Energy Integration in the Urban Environment. [S.l.], p. 41. 2007.

WINEUR. **Urban Wind Turbines Technology Review**. Wind Energy Integration in the Urban Environment. [S.l.], p. 9. 2007a.

YOO, S.; LEE, E. Efficiency characteristic of building integrated photovoltaics as a shading device. **Building and Environment**, v. 37, p. 615-623, 2002.

YOON, J.; SONG, J.; LEE, S. Practical application of building integrated photovoltaic (BIPV) system using transparent amorphous silicon thin-film PV module. **Solar Energy**, v. 85, p. 723-733, 2011.

YUN, G.; MCEVOY, M.; STEEMERS, K. Design and overall energy performance of a ventilated photovoltaic façade. **Solar Energy**, v. 81, p. 383-394, 2007.

ZOMER, C. D. **Megawatt Solar:** Geração Solar Fotovoltaica Integrada a uma Edificação Inserida em Meio Urbano e Conectada à Rede Elétrica. Estudo de Caso: Edifício Sede da Eletrosul, Florianópolis - Santa Catarina. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2010. 177 p. Dissertação de Mestrado.

APÊNDICE A – O FUNCIONAMENTO DO HOMER ENERGY

Este apêndice tem como objetivo explicar o funcionamento do software Homer Energy, utilizado para realizar as simulações da geração de energia nesta dissertação. As informações mostradas aqui foram baseadas na seção de ajuda do programa, em (HOMER ENERGY, 2011) e em (LAMBERT, GILMAN e LILIENTHAL, 2006).

O Homer realiza três funções: simulação do funcionamento de um sistema de geração, otimização do sistema de geração proposto e análise de sensibilidade de variáveis definidas pelo usuário.

Uma de suas vantagens é possibilitar a simulação de diferentes opções de um mesmo sistema. Em uma única simulação, é possível simular um sistema fotovoltaico de diferentes tamanhos, com ou sem um gerador a diesel, com diferentes arranjos de baterias, e comparar os resultados. Ao realizar a simulação de um sistema, o Homer primeiro checa a viabilidade técnica do sistema, se é o suficiente para atender a carga especificada (no caso de sistemas isolados) e se satisfaz as restrições estabelecidas pelo usuário. Em seguida, é simulado o comportamento do sistema, hora a hora, ao longo de um ano, comparando a energia disponível com a carga demandada, e decidindo qual a melhor estratégia de operação (como entre despachar um gerador ou comprar energia da rede), baseando-se nas condições econômicas. O programa também calcula todos os custos e receitas relativos aos sistemas propostos, como custos dos equipamentos, combustível (se houver), manutenção e reposição, compra de energia da rede, e receitas com a venda de energia para a rede, e calcula o Valor Presente Líquido (VPL) do sistema, assim como o *Levelised Cost of Electricity* (LCoE), que calcula o valor da energia gerada por uma usina, levando em consideração todos os custos associados a construção e operação da usina, corrigidos por uma taxa de desconto, e a energia que ela irá gerar ao longo de sua vida útil. Estes valores serão utilizados pelo programa para realizar a otimização do sistema.

Após realizar a simulação de todos os sistemas propostos, são descartados os que não forem viáveis tecnicamente e os que não atendem as restrições impostas. Em seguida, baseado no VPL, escolhe o sistema ótimo, que é o com menor. A otimização do sistema serve para que o usuário

saiba qual é o melhor sistema dentre as opções disponíveis, i.e. qual o tamanho ideal do sistema fotovoltaico, o número ideal de turbinas eólicas, da potencia dos inversores e do tamanho ideal arranjo de baterias, que proporcionará o melhor resultado pelo menor custo.

Caso o usuário queira, pode também realizar uma análise de sensibilidade, e descobrir qual será a solução ótima, caso alguma variável mude. Por exemplo, pode-se avaliar qual seria o aumento da energia gerada caso a radiação solar aumente, ou então se um sistema híbrido fotovoltaico-diesel ainda seria melhor do que um puramente fotovoltaico, caso haja um aumento no preço do combustível, ou a viabilidade de um projeto caso as taxas de juros aumentem. Para realizar a análise de sensibilidade, o Homer simula e otimiza cada caso para cada valor diferente da variável que se está analisando. Uma das principais vantagens ao se fazer uma análise de sensibilidade é para lidar com as incertezas relativas ao projeto. Mas também pode ser utilizada para analisar cenários futuros, como qual deve ser o preço da eletricidade para o sistema fotovoltaico conectado à rede ser viável, ou também avaliar diferentes possibilidades do projeto, como qual a diferença na geração de eletricidade ao considerar-se diferentes orientações e inclinações dos painéis fotovoltaicos.

Um sistema de geração modelado no Homer deve ter obrigatoriamente uma fonte de energia (térmica ou elétrica) e um destino para essa energia (que pode ser uma carga elétrica ou térmica, ou a venda da eletricidade para a rede). Nesta dissertação foi estudado o funcionamento do Homer ao simular cargas elétricas e a geração de eletricidade a partir de painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas.

Carga Elétrica

Para simular a carga elétrica, o Homer utiliza 8760 valores, representando a carga média horária em kW, um para cada hora do ano. Esses valores podem ser fornecidos pelo usuário, importados de um arquivo, ou sintetizados pelo programa a partir de valores fornecidos pelo usuário. O usuário precisa especificar um padrão de consumo diário, para cada uma das 24 horas

do dia. Caso não sejam especificados padrões diferentes para outros meses, esse padrão será repetido ao longo do ano. Também podem ser especificados padrões de consumo diferentes para dias úteis e fins de semana. Para proporcionar alguma variação no consumo, o usuário pode incluir um fator de variação horário e um fator de variação diário, e assim tornar a carga simulada mais próxima de uma carga real. O usuário também pode aproveitar do formato da curva de carga, e fazer uma variação nos valores, utilizando a opção *Scaled Annual Average (kWh/d)*, o que permite variar a carga e realizar análises de sensibilidade, ou então para fazer correção de unidades, como de W para kW.

Rede Elétrica

O Homer também simula a rede elétrica, que pode ser utilizada tanto para suprir energia, quando a eletricidade gerada pelo sistema simulado não for o suficiente, quanto para receber o excedente de eletricidade gerado pelo sistema. O programa permite ao usuário informar o preço da eletricidade comprada (kWh), da demanda contratada (kW) e também o preço de venda da eletricidade para a rede, que pode ser diferente do preço pela qual o sistema compra da mesma. O usuário pode informar até 16 tarifas diferentes, permitindo que sejam simuladas tarifas para diferentes horas do dia, diferenciar dias úteis e fins de semana e também diferentes períodos do ano.

O usuário também pode especificar a quantidade máxima de energia que a rede irá comprar, e também a capacidade máxima da rede de fornecer eletricidade. Também pode ser informado os valores de emissões de poluentes da rede, para calcular as emissões associadas a compra de eletricidade.

Geração Fotovoltaica

Para realizar a simulação da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, é preciso saber qual o recurso solar local. O Homer permite que o usuário informe a radiação solar do local de três formas: Informando os valores médios de radiação solar no plano horizontal (em kW/m^2) para cada hora do ano, informando os valores médios mensais da radiação solar no plano horizontal (em $\text{kWh/m}^2/\text{dia}$), ou os valores médios mensais do índice de clareza. O usuário também precisa informar a latitude do local, e também tem a opção de, a partir da latitude e longitude do local, obter os dados automaticamente da internet, através do programa *Surface Solar Energy Data Set* da Agencia Espacial Norte Americana (NASA). Caso seja informado os valores médios mensais tanto da radiação solar quanto do índice de clareza, o programa irá utilizar o algoritmo de Graham e Hollands, que a partir do valor médio mensal da radiação solar e da latitude do local, sintetiza valores horários para cada hora do ano, levando em conta a hora do dia e a época do ano. O funcionamento deste algoritmo está fora do escopo deste texto. O padrão dos valores de radiação solar sintetizados através deste algoritmo muito se aproxima dos valores reais, medidos. Estudos mostram que a diferença na energia gerada pelo sistema fotovoltaico, quando comparado os dados reais com os sintetizados, foi inferior a 5%.

Após sintetizar os valores horários da radiação solar no plano horizontal, o Homer pode simular a geração de eletricidade no sistema fotovoltaico. Para isso, o usuário precisa informar a capacidade nominal do sistema; a orientação e inclinação dos painéis; o fator de perdas, que é associado a sombreamento, sujeira, cabeamento e outros fatores diversos; a refletância do solo, que é a fração da radiação solar que é refletida pelo solo; e a vida útil dos painéis. Além disso, o usuário pode escolher se os painéis serão fixos ou rastreadores, e também se ele deseja incluir as perdas na eficiência dos painéis devido à temperatura. Neste caso, também é necessário informar o coeficiente de temperatura de potencia, que é um fator relativo à perda de eficiência para cada kelvin acima da temperatura nas condições padrão de teste; a eficiência nominal dos painéis e a temperatura de operação das células, normalmente entre 45°C e 48°C . O programa também irá considerar que o sistema fotovoltaico possui um dispositivo de rastreamento do ponto máximo (MPPT).

Para calcular a eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico o Homer realiza o somatório da eletricidade gerada pelo sistema para cada uma das 8760 horas do ano, através das equações 1 e 2:

$$P_{total_{pv}} = \sum_{i=1}^{8760} P_{i_{PV}} \quad (1)$$

Onde:

$$P_{i_{PV}} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{G_{i_T}}{G_{T,STC}} \right) \quad (2)$$

Onde $P_{i_{PV}}$ é a energia gerada na hora considerada; Y_{PV} é a potencia nominal do sistema fotovoltaico (kW); f_{PV} é o fator de perdas; G_{i_T} é a radiação solar incidente nos paineis fotovoltaicos na hora considerada em kW/m² e $G_{T,STC}$ é a radiação incidente nas condições padrões de teste, que é 1 kW/m².

Caso o usuário queira simular o efeito da temperatura nos paineis, a equação 2 é modificada para:

$$P_{i_{PV}} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{G_{i_T}}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_p (T_{i_C} - T_{C,STC})] \quad (3)$$

Onde α_p é o coeficiente de temperatura de potencia dos paineis, T_{i_C} é a temperatura dos painéis na iteração atual e $T_{C,STC}$ é a temperatura nas condições padrão de teste, que é 25° C.

O programa leva em consideração a posição do sol para cada hora do dia e do ano, utilizando o modelo HDKR de Duffie e Beckmann para calcular a radiação solar incidente nos paineis. Este modelo leva em consideração o valor da radiação solar no plano inclinado, a orientação e inclinação dos paineis, a latitude, longitude e fuso horário do local e a hora do dia e época do ano na iteração que está sendo calculada. O programa também utiliza este modelo para o calculo da temperatura dos paineis em cada iteração. Entretanto, como é feito esse calculo, tanto da temperatura quanto da radiação incidente nos painéis também está fora do escopo deste artigo.

Para poder calcular o VPL do sistema fotovoltaico, o usuário também precisa informar os custos relativos à aquisição, reposição e manutenção do sistema. Como o Homer leva em consideração a potencia nominal do sistema, e não o número de painéis do sistema, é interessante o usuário informar o valor por potência instalada, como por exemplo o custo para instalar 1kWp. O usuário também pode especificar sistemas fotovoltaicos com diferentes potências, que o Homer irá simular o funcionamento de cada um deles a partir dos dados já informados.

Geração Eólica

Para calcular a geração de eletricidade pelas turbinas eólicas, o Homer precisa conhecer o recurso eólico disponível no local. Novamente, o usuário pode fornecer valores médios horários para a velocidade dos ventos (em m/s) para cada hora do ano, ou fornecer os valores médios mensais para essa velocidade. Caso seja fornecida a velocidade média mensal, o programa irá sintetizar valores para cada uma das 8760 horas do ano, utilizando o valor médio mensal; o fator de forma de Weibull, que mede a distribuição das velocidades dos ventos ao longo do ano; o valor de autocorrelação dos ventos, que mede a aleatoriedade dos ventos, que indica a dependência da velocidade do vento em uma hora da velocidade do vento na hora anterior; o padrão de força diurno, que indica quão dependente da hora do dia a velocidade do vento é; e a hora de pico do vento, que indica o horário onde ocorre o vento mais forte.

Para calcular a eletricidade gerada, ainda é necessário informar a altitude do local, para o programa calcular a densidade do ar, e a altura de medição da velocidade dos ventos. Caso a altura de medição seja diferente da altura da turbina, o programa irá extrapolar os valores da velocidade do vento para corrigir esta diferença de altura. O usuário pode escolher se irá utilizar a relação logarítmica ou exponencial.

A relação logarítmica diz que a velocidade do vento é proporcional ao logaritmo da altura acima do solo. Para calcular a velocidade do vento na altura da turbina é utilizada a equação 4:

$$v_{Zhub} = v_{Zanem} \left(\frac{\ln Zhub/Z_0}{\ln Zanem/Z_0} \right) \quad (4)$$

Onde v_{Zhub} é a velocidade do vento na altura do aerogerador; v_{Zanem} é a velocidade do vento na altura medida; $Zhub$ é a altura do aerogerador; $Zanem$ é a altura de medição dos ventos e Z_0 é a rugosidade da superfície.

Já a relação exponencial diz que a relação entre a velocidade do vento em duas alturas diferentes varia de forma exponencial, conforme a equação 5:

$$v_{Zhub} = v_{Zanem} \left(\frac{Zhub}{Zanem} \right)^\alpha \quad (5)$$

Onde v_{Zhub} é a velocidade do vento na altura do aerogerador; v_{Zanem} é a velocidade do vento na altura medida; $Zhub$ é a altura do aerogerador; $Zanem$ é a altura de medição dos ventos e α é o fator de rugosidade do terreno.

Após sintetizar a velocidade dos ventos para valores horários e extrapolá-los para a altura da turbina, o Homer calcula a eletricidade gerada pelas turbinas eólicas, conforme a equação 6.

$$P_{total_{eol}} = \sum_{i=1}^{8760} P_{i_{eol}} \quad (6)$$

Onde $P_{i_{eol}}$ é a energia gerada pelas turbinas eólicas a cada iteração. Essa energia é obtida ao comparar a velocidade do vento na hora atual com a curva de potencia da turbina, obtendo a energia gerada a cada iteração na atmosfera padrão. Depois multiplica o valor pela relação entre a densidade do ar em uma atmosfera padrão e a densidade do ar no local, obtendo a eletricidade gerada pela turbina eólica a cada iteração.