

NELSON MARQUES

**PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

**Estudo de viabilidade técnico-econômica de geração de energia
fotovoltaica no edifício sede dos Correios de São Paulo**

**São Paulo
2015**

NELSON MARQUES

**PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

**Estudo de viabilidade técnico-econômica de geração de energia
fotovoltaica no edifício sede dos Correios de São Paulo**

Monografia apresentada ao Programa de
Educação Continuada da Escola
politécnica da USP para a obtenção do
título de Especialista em Energias
Renováveis, Geração distribuída e
Eficiência Energética

Orientador: Prof. Dr. Daniel Setrak Sowmy

**São Paulo
2015**

Catálogo-na-publicação

Marques, Nelson

Estudo de viabilidade técnico-econômica de geração de energia fotovoltaica no edifício sede dos Correios de São Paulo / N. Marques -- São Paulo, 2016.

78 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1. Energia solar 2. Engenharia elétrica 3. Geração de energia elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

RESUMO

A geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos tem crescido bastante nos últimos anos devido à recente redução dos custos dos equipamentos e ao maior incentivo à utilização de fontes renováveis. O objetivo desse trabalho foi analisar a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema fotovoltaico na cobertura de uma edificação urbana. Para isso, buscou-se verificar as áreas disponíveis e a quantidade de módulos fotovoltaicos que poderiam ser instalados na cobertura. Com os dados de irradiação obtidos através de um programa de computador foi possível fazer uma estimativa da energia gerada anualmente, calculando-se as horas de sol pleno e multiplicando o resultado pela potência de pico de todos os módulos e pela taxa de performance do sistema. Neste cálculo foi considerado o impacto do sombreamento causado pela própria edificação e por estruturas próximas na diminuição da irradiação incidente nas coberturas. O investimento necessário foi estimado, assim como os custos com a manutenção e a operação do sistema, sendo posteriormente apresentado um fluxo de caixa para o projeto. Finalmente, demonstrou-se o impacto da tarifa de energia e da inflação nos ganhos econômicos, chegando-se à conclusão de que a instalação dos painéis fotovoltaicos é, atualmente, inviável economicamente.

Palavras-chave: Energia solar, engenharia elétrica, geração de energia elétrica.

ABSTRACT

Energy production through photovoltaic systems for electricity generation has greatly growing in recent years due to recent reduction of equipment cost and incentive for renewable sources use. This work aims to analyze the technical and economic feasibility of installing a photovoltaic system on the rooftop of an urban building. To achieve this objective, the available area and the amount of photovoltaic modules need to be installed are calculated. Irradiation data was obtained using a software and the energy generated annually was estimated by the product of calculated full sunlight period in hours and peak power of all modules and system performance ratio. The impact of shading caused by the building itself and nearby structures leading to reduction or rooftop radiation incidence was considered. The required investment, and the maintenance and system operation costs were estimated. The cash flow for the project was designed and presented. Comparing the energy price and inflation with the economic gains, it was concluded that photovoltaic equipments installation for electricity generation is, currently, not economically feasible.

Keywords: Solar energy, electrical engineering, power generation.

.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Evolução da potência fotovoltaica instalada no mundo.....	17
Figura 2 - Capacidade instalada total mundial por país em 2014.....	18
Figura 3 - Os dez países com mais potência fotovoltaica instalada apenas em 2014.	19
Figura 4 - Insolação global média horizontal (a) e inclinada (b) em kWh/m ² no Brasil.	25
Figura 5 – Curvas de corrente x tensão (I x V) e de potência x tensão (P x V) de uma célula fotovoltaica.....	28
Figura 6 – Influência da irradiância e da temperatura na curva I x V de uma célula fotovoltaica.	28
Figura 7 - Influência da irradiância e da temperatura na curva P x V de uma célula fotovoltaica.	28
Figura 8 - Influência do sombreamento na curva P x V de duas células associadas.	33
Figura 9 - Exemplos de sistemas fotovoltaicos instalados em coberturas planas.....	37
Figura 10 – Topologias dos sistemas fotovoltaicos: (1) Uma fileira e um inversor; (2) Várias fileiras e um inversor; (3) Várias fileiras e vários inversores; (4) Várias fileiras e um inversor.....	38
Figura 11 - Azimute e altura solar.	42
Figura 12 - Vista frontal do edifício sede dos Correios de São Paulo	47
Figura 13 – Localização dos blocos do edifício sede dos Correios em São Paulo....	48
Figura 14 - Orientação do terreno do edifício sede dos Correios.....	49
Figura 15 – Coberturas analisadas: (a) Bloco 1; (b) Bloco 3.....	50
Figura 16- Posicionamento do complexo do edifício sede e dos condomínios residenciais.	50
Figura 17 - Comparativo entre o modelo e a cobertura real no dia 20 de setembro às 07:35.	51
Figura 18 - Irradiação média mensal para a superfície inclinada em 23 graus.	55
Figura 19 – Equipamentos escolhidos para o projeto: (a) Módulo fotovoltaico; (b) Inversor solar.....	59
Figura 20 - Leiaute da cobertura do bloco 3 com os módulos fotovoltaicos.....	62
Figura 21 - Valor percentual por serviço do investimento total.....	69

Figura 22 – VPL x taxa de desconto para a tarifa de energia atual e a LCOE encontrada para o projeto.....	71
Figura 23 – Influência dos custos de O&M no LCOE.	72
Figura 24 – Influência na TIR da inflação da energia para vários valores de inflação geral.....	Erro! Indicador não definido.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores típicos de albedo para diferentes superfícies.	22
Tabela 2 – Tipos de células fotovoltaicas.....	26
Tabela 3 - Dias médios recomendados.....	39
Tabela 4 - Sombreamento direto na edificação analisada nos solstícios e nos equinócios.	52
Tabela 5 – Fatores de sombreamento horário no dia médio para a cobertura do bloco 1.....	56
Tabela 6 – Fatores de sombreamento horário no dia médio para a cobertura do bloco 3.....	56
Tabela 7 – Irradiância direta média horária mensal para uma superfície inclinada em 23° e azimute de 3° instalada em São Paulo.	57
Tabela 8 – Fatores de sombreamento mensais	57
Tabela 9 - Fator de sombreamento anual	58
Tabela 10 – Irradiação total, direta e difusa inclinada média para superfície inclinada em 23° e com azimute a 3° na cidade de São Paulo.	63
Tabela 11 - Horas de Sol pleno na cobertura analisada.	63
Tabela 12 - Estimativa de energia gerada pelo SFCR.	64
Tabela 13 – Estimativa da energia gerada no período de 25 anos.	67
Tabela 14 – Economia anual com a instalação do sistema fotovoltaico.....	68
Tabela 15 – Estimativa do investimento necessário.....	69
Tabela 16 – Fluxo de caixa do projeto para uma taxa de desconto de 6% ao ano. ..	70

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)	13
1.2 Objetivo	14
1.3 Organização do trabalho	14
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17
2.1 Inserção mundial da geração fotovoltaica	17
2.2 Inserção da geração fotovoltaica no Brasil.....	20
2.3 Avaliação do potencial solar de uma localidade.....	21
2.3.1 Definições utilizadas na análise do recurso solar.....	21
2.3.2 Obtenção dos dados do recurso solar.....	23
2.3.3 Influência da inclinação e da orientação dos módulos fotovoltaicos	24
2.4 Células e módulos fotovoltaicos	25
2.4.1 Tecnologias comercializadas	25
2.4.2 Características elétricas	27
2.4.3 Coeficientes de temperatura	29
2.5 Inversores fotovoltaicos para SFCR.....	32
2.5.1 Função	32
2.5.2 O Seguidor de Ponto de Potência Máxima (SPPM)	32
2.5.3 Classificação dos inversores	33
2.5.4 Especificação dos inversores	34
2.5.5 Fator de dimensionamento do inversor	35
2.5.6 Dimensionamento dos arranjos fotovoltaicos ligados ao inversor	35
2.6 Estrutura de fixação e outros componentes	36
2.7 Topologias dos SFCR	37
2.8 Estimativa da energia gerada.....	38
2.8.1 Método utilizado	38
2.8.2 Impacto do sombreamento na geração de energia	40
2.9 Aspectos econômicos	43
2.9.1 Custo de instalação de um SFCR	43
2.9.2 VPL e TIR.....	44
2.9.3 Custo da energia gerada	45
3 CARACTERIZAÇÃO DA EDIFICAÇÃO	47

3.1 Localização	47
3.2 Área disponível para a instalação do SFCR	49
3.3 Estimativa do recurso solar	50
3.4 Integração com as instalações elétricas existentes	52
4 PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	55
4.1 Determinação da orientação e da inclinação dos módulos	55
4.2 Cálculo do fator de sombreamento	56
4.4 Dimensionamento do inversor	59
5 ESTIMATIVA DA ENERGIA GERADA PELO SISTEMA.....	63
6 ANÁLISE ECONÔMICA.....	67
6.1 Economia anual estimada.....	67
6.2 Investimento necessário	69
6.3 Índices econômicos obtidos para o projeto.....	70
7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	73
REFERÊNCIAS	75
ANEXO – Dados técnicos dos equipamentos	77

1 INTRODUÇÃO

1.1 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)

A utilização da radiação solar para a geração de energia elétrica tem crescido em todo o mundo devido à necessidade de reduzir a dependência de fontes de energia não-renováveis e poluentes, bem como atender a uma demanda cada vez maior por energia. Entre os métodos possíveis para aproveitar a energia solar está a conversão direta da radiação em eletricidade através do efeito fotovoltaico.

Apesar de, atualmente, os equipamentos comercializados ainda possuírem uma baixa eficiência na conversão, chegando a no máximo 20% para os módulos de silício monocristalino, os chamados sistemas fotovoltaicos têm a vantagem de gerar energia elétrica de forma silenciosa e não poluente, além de aproveitar um recurso natural disponível gratuitamente.

Essas características tornam os sistemas fotovoltaicos soluções muito atraentes para aqueles que buscam uma redução nos seus gastos através da geração própria de energia e de uma forma sustentável. Por se constituírem em uma solução interessante e devido ao grande potencial investigativo, optou-se pelo estudo dos sistemas fotovoltaicos como tema desse trabalho.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em dois tipos: isolados e conectados à rede. A principal diferença entre eles é que o primeiro necessita armazenar a energia gerada devido à intermitência da radiação solar, enquanto que no segundo este armazenamento não é obrigatório, pois em caso da não geração dos painéis solares, as cargas elétricas são automaticamente alimentadas pela rede. Esta diferença é muito significativa devido ao alto custo das baterias, que são normalmente utilizadas para fazer o armazenamento, fazendo com que elas só sejam previstas para aumentar a segurança energética da instalação em questão.

No estudo de caso deste trabalho não serão analisadas as baterias. Pretende-se que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico seja apenas para consumo próprio por se tratar de uma edificação com uma grande demanda. Dessa forma,

também não serão analisadas as possíveis dificuldades da interligação do sistema com a rede pública.

Parte fundamental do projeto de um sistema fotovoltaico é o inversor, necessário para a conexão do gerador fotovoltaico com as instalações elétricas. O inversor utilizado nos SFCR's tem características especiais para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede, além de otimizar a quantidade de energia gerada pelos painéis solares. As características básicas do inversor que são necessárias para a realização do projeto de um SFCR serão apresentadas neste trabalho.

1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo verificar a viabilidade técnica e econômica da instalação de módulos fotovoltaicos para a geração complementar de energia elétrica no edifício sede dos Correios de São Paulo.

A viabilidade técnica consistirá em verificar qual a área disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos, estimar a energia elétrica gerada e indicar os possíveis modos de instalação dos equipamentos, considerando a integração com as instalações elétricas existentes.

Para a viabilidade econômica será levantado o investimento necessário e a análise do retorno do capital através da diminuição do consumo de energia da rede pública.

1.3 Organização do trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

Capítulo 2: Revisão da bibliografia existente, apresentando informações sobre o setor, fontes dos dados do recurso solar disponível, os tipos de equipamentos existentes no mercado, o método aplicado para o dimensionamento do sistema e aspectos econômicos.

Capítulo 3: Apresentação das características da edificação, descrevendo a sua localização, o posicionamento, a área disponível para a instalação do sistema e a integração com as instalações elétricas existentes.

Capítulo 4: Dimensionamento do sistema. Tentou-se realizar o maior aproveitamento possível da área disponível, buscando a melhor compatibilidade com a arquitetura do prédio e considerando os efeitos de sombreamento causados pela própria estrutura e por edificações próximas.

Capítulo 5: Estimativa da energia gerada pelo sistema, após conclusão do projeto, através dos dados de recurso solar disponível no local e das eficiências dos equipamentos no seu aproveitamento.

Capítulo 6: Levantamento dos investimentos necessários e quantificação da diminuição dos gastos com a energia da rede com a instalação do sistema. Com estes valores são obtidos índices econômicos de análise de investimentos, tais como o VPL (Valor presente líquido) e a TIR (Taxa interna de retorno) para que se possa saber se o projeto é viável economicamente.

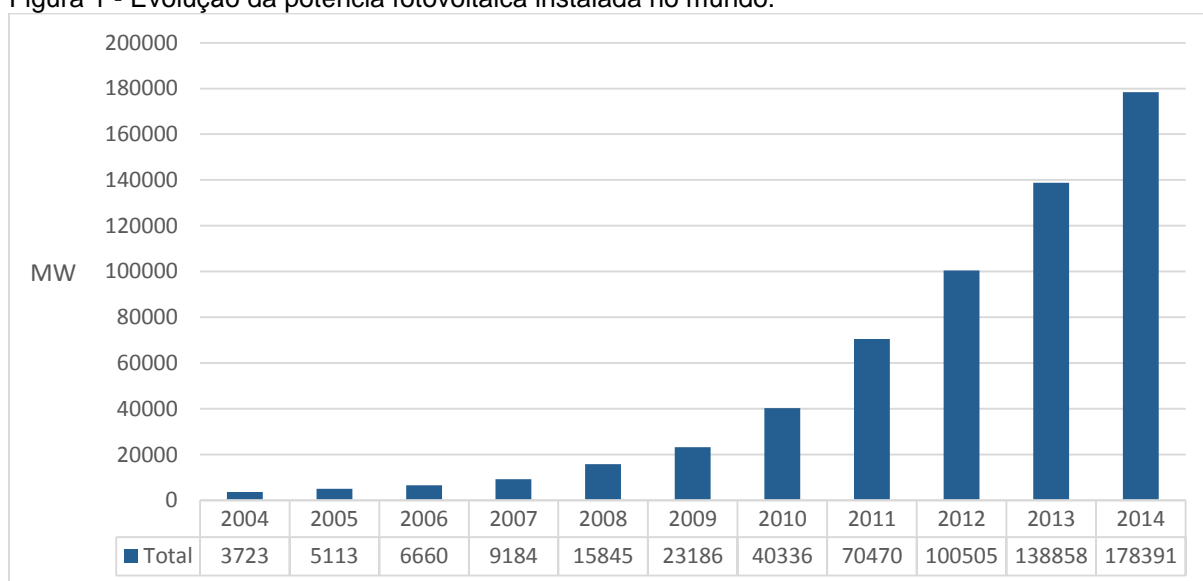
Capítulo 7: Apresentação do resumo dos principais resultados obtidos e possíveis justificativas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Inserção mundial da geração fotovoltaica

De acordo com a associação da indústria fotovoltaica europeia, a EPIA, chamada agora de *Solar Power Europe*, a instalação de sistemas fotovoltaicos cresceu a uma taxa impressionante nos últimos anos. A figura 1 apresenta um gráfico da evolução. A potência instalada mundial ultrapassou os 178 GW em 2014, um aumento de 29% em relação ao ano anterior. Espera-se que esteja entre 396 e 540 GW até 2019, ou seja, uma taxa de crescimento de ao menos 22,1% ao ano. A Europa é a região líder, com uma capacidade total de 88,5 GW, representando aproximadamente metade do total do planeta.

Figura 1 - Evolução da potência fotovoltaica instalada no mundo.

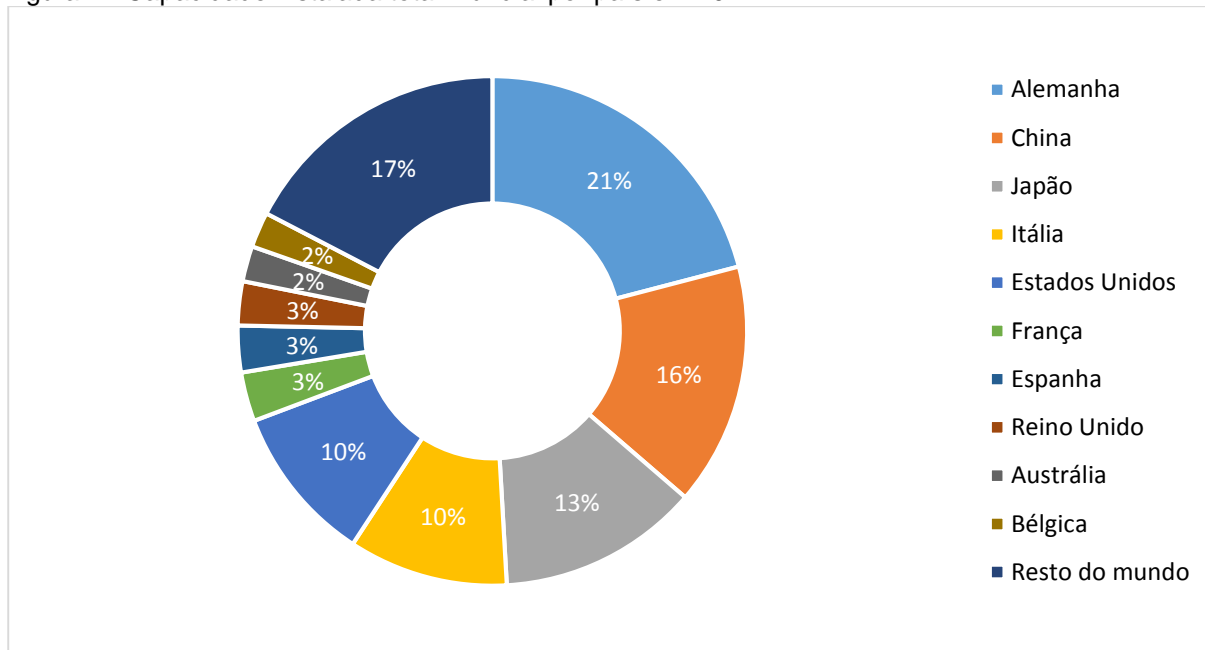


Fonte: SOLAR POWER EUROPE (2015)

Segundo o programa de sistemas de potência fotovoltaicos da Agência Internacional de Energia (IEA PVPS), a Alemanha é de longe o país com a maior participação global, com 38 GW instalados em seu território, seguida pela China e, posteriormente, pelo Japão. Dos dez países com maior potência fotovoltaica instalada, oito estão localizados na Europa ou no sudeste asiático. Estas duas regiões foram pioneiras na utilização da energia solar por causa dos seus pequenos recursos energéticos. Os dois restantes são os Estados Unidos, que possui a maior demanda de energia per capita do planeta e a Austrália, que possui um enorme

potencial solar. A figura 2 mostra a capacidade instalada por país no fim do ano de 2014.

Figura 2 - Capacidade instalada total mundial por país em 2014.



Fonte: IEA PVPS (2015)

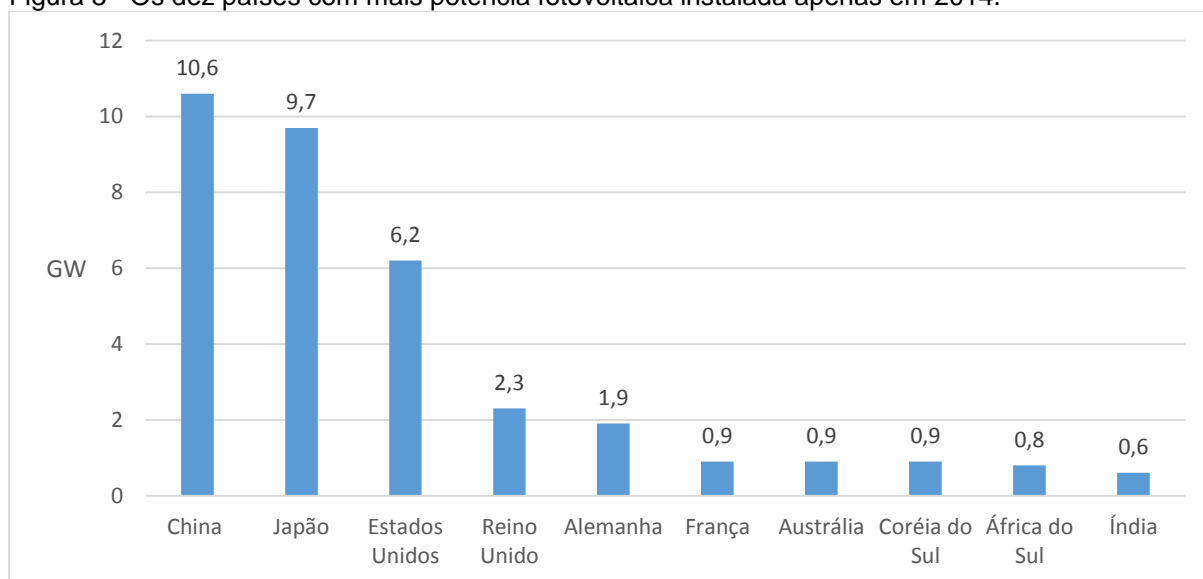
Apesar da liderança, o mercado europeu fotovoltaico apresenta sinais de desaceleração devido à estagnação da demanda de energia (EPIA, 2014). Na Europa foram adicionados apenas 6,3 GW em 2014, uma queda em relação ao pico de 22 GW registrado em 2011. A queda da demanda, na maioria dos mercados na União Europeia, foi devido às reduções nas políticas de suporte e de tarifas ocorridas em alguns países, o que causou uma quebra na confiança dos investidores (REN 21, 2015).

Os maiores crescimentos, nos próximos anos, são esperados para os mercados da China e do Sudeste asiático (EPIA, 2014). Em 2014, os três países com maior crescimento do mercado fotovoltaico foram China, Japão e Estados Unidos. Destacaram-se o grande crescimento dos sistemas instalados na China (com 10,6 GW instalados apenas em 2014, totalizando 29,2 GW, um salto de 56% em relação ao ano de 2013) e também no Japão (com 9,7 GW adicionados no mesmo ano, um crescimento de 71,3% em comparação com o ano anterior). Logo após vem os Estados Unidos, que adicionaram 6,2 GW ao seu parque fotovoltaico em 2014,

alcançando uma potência total instalada de 18,3 GW, sendo 3,5 GW apenas no estado da Califórnia (REN 21, 2015).

A América Latina foi a região do mundo com o maior crescimento relativo na capacidade total dos sistemas fotovoltaicos em 2014. O Chile, com 395 MW, e o México, com 64 MW, foram os países em que se registraram as principais instalações. A figura 3 mostra os dez países com mais potência fotovoltaica instalada no ano de 2014.

Figura 3 - Os dez países com mais potência fotovoltaica instalada apenas em 2014.



Fonte: IEA PVPS (2015)

Separando-se por tipo de instalação, dos 40 GW instalados em 2014, 19 GW foram instalações em edificações e os 21 GW restantes foram para as chamadas usinas solares. Uma inversão em relação a 2013, em que dos 38 GW instalados apenas 15 GW foram para as usinas (SOLAR POWER EUROPE, 2015). Supõe-se que a queda dos sistemas instalados em edificações seja reflexo do arrefecimento do mercado europeu, em que este tipo de solução era mais adotada do que grandes usinas por causa da escassez de terrenos e da priorização do seu uso para a produção de alimentos.

Seguindo essa tendência, é previsto para os próximos anos um maior crescimento das usinas devido à maior inserção dos sistemas fotovoltaicos no chamado “Cinturão do Sol”, região do sul dos Estados Unidos, cujos investidores opõem-se menos aos sistemas montados em solo do que os europeus (SOLAR POWER EUROPE, 2015). A previsão de crescimento das usinas também ocorre na China,

em que 80% da nova potência instalada em 2014 foi neste tipo de instalação (REN 21, 2015).

Os números apresentados nesse trabalho até o momento referem-se a todos os sistemas fotovoltaicos instalados, sejam isolados ou conectados à rede, sendo os últimos a grande maioria. Foram apresentados em watt-pico (Wp), pois estão associados à potência em corrente contínua (CC) dos módulos fotovoltaicos. Alguns países informam os seus números com base na potência em corrente alternada (CA) de saída do inversor, sendo que a diferença entre a potência CC e CA de um sistema fotovoltaico pode ser de 5% até 30% por causa das perdas na conversão e na limitação da potência nominal do inversor. Entre eles estão o Canadá, o Japão e a Espanha (IEA PVPS, 2015). Conforme a fonte, os números informados já foram convertidos em CC.

Baseado na capacidade instalada e conectada à rede no fim de 2014, a geração fotovoltaica pode prover 3,5% da eletricidade demandada na Europa. Na maioria dos países europeus, a geração fotovoltaica contribui para reduzir a demanda de pico (SOLAR POWER EUROPE, 2015), que ocorre no período da tarde, momento no qual a radiação solar é intensa. A geração fotovoltaica contribuiu em 2014 com até 7% da demanda elétrica máxima nessa região (IEA PVPS, 2015).

Na Itália, 7,92% do consumo é proveniente da geração fotovoltaica, sendo este o país com a maior proporção dessa fonte de energia no seu sistema elétrico, seguida da Grécia e da Alemanha, que também ultrapassaram os 7% em 2014 (IEA PVPS, 2015). Em todo o planeta, a geração fotovoltaica já contribui com pelo menos 1% da demanda de energia elétrica (IEA PVPS, 2015).

2.2 Inserção da geração fotovoltaica no Brasil

O Brasil firmou os primeiros contratos para usinas solares de grande porte no final de 2014, com 1 GW distribuídos em 31 parques solares (REN 21, 2015). Apesar disso, segundo estudo de 2014 da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, a política energética para o setor ainda é incipiente para o país devido ao grande potencial solar que temos em nosso território quando comparado ao dos países líderes no setor, sendo que as tarifas de energia elétrica aplicadas aqui possuem valores próximos às desses países e, portanto, a economia com energia elétrica seria similar.

Segundo o Banco de Informações da Geração – BIG, da ANEEL, que contabiliza os empreendimentos de geração de energia elétrica conectados à rede, 27 usinas solares estavam em operação até setembro de 2015, totalizando 21.236 kW, e 40 estavam outorgadas, ainda sem terem iniciado a construção, em um total de 1.142.975 kW. Estes dados incluem a geração de forma centralizada e distribuída. A maior parte desta potência é constituída de geração centralizada em grandes usinas solares. A chamada geração distribuída ou descentralizada, caracterizada por estar próxima aos pontos de consumo, ainda é pequena.

Focando apenas na geração fotovoltaica distribuída, é prevista uma potência instalada acumulada de 36 MWp para o final do ano de 2015 e numa projeção até 2023, o país teria 835 MWp instalados com uma geração de 126 MW médios (EPE, 2014). Para a base de cálculo, foi considerada a instalação em residências com consumo médio maior que 400 kWh/mês e em comércios ligados à rede de baixa tensão.

2.3 Avaliação do potencial solar de uma localidade

2.3.1 Definições utilizadas na análise do recurso solar

Para se determinar quanta energia um sistema fotovoltaico pode gerar é necessário medir a quantidade de radiação solar incidente sobre o local analisado. Para se realizar esta análise algumas definições devem ser consideradas.

A radiação solar que atinge uma superfície horizontal é denominada de radiação **global** ou **total**. Esta radiação pode ser decomposta em duas componentes: **direta** e **difusa**. A diferença entre elas é que na primeira os raios solares não foram redirecionados ao atravessar a atmosfera terrestre. Pode-se notar a maior presença da radiação difusa em um dia nublado, no qual as sombras não são tão definidas, pois os raios de luz são provenientes de todos os lados, ao contrário de um dia ensolarado. Cabe lembrar que, mesmo em um dia ensolarado, pelo menos 20% da radiação que atinge a superfície terrestre é difusa (CRESESB, 2014).

Se a superfície estiver inclinada haverá uma terceira componente refletida pelo ambiente do entorno (por exemplo, solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos). O coeficiente de reflexão, que é a razão entre as radiações refletida e incidente,

destas superfícies é denominado **albedo** (CRESESB, 2014). A tabela 1 apresenta os valores típicos de albedo para diferentes superfícies.

A **irradiância** é a **taxa** temporal em que a **energia** radiante incide em uma superfície por unidade de área da superfície (DUFFIE & BECKMAN, 2013), cuja unidade de medida utilizada é o watt por metro quadrado (W/m^2).

Já a **irradiação** é a **energia** incidente por unidade de área em uma superfície, sendo encontrada através da integração da irradiância em certo intervalo de tempo, usualmente uma hora ou um dia (DUFFIE & BECKMAN, 2013). A unidade de medida utilizada é o joule por metro quadrado (J/m^2) ou o quilowatt-hora por metro quadrado (kWh/m^2). Como o termo “irradiação” pode ser utilizado para a energia da radiação eletromagnética emitida por qualquer fonte, utiliza-se também o termo **insolação** para definir a energia proveniente especificamente do Sol.

Tabela 1 - Valores típicos de albedo para diferentes superfícies.

Superfície	Albedo
Gramado	0,18-0,23
Gramma seca	0,28-0,32
Solo descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto novo (sem ação de intempéries)	0,55
Concreto (em construção urbana)	0,2

Fonte: CRESESB (2014)

Conforme o Sol se move na abóbada celeste, devido aos movimentos de rotação e translação da Terra, os raios solares atravessam diferentes quantidades de atmosfera. A razão entre a camada de ar que é atravessada pela radiação solar em um dado momento e a camada que seria atravessada pela radiação caso o Sol estivesse no zênite, ou seja, no ponto mais alto do céu, é denominada **massa de ar**, sendo usada a abreviação (AM m) vinda do inglês *Air Mass*, onde m é o valor da razão. Assim, a massa de ar que os raios solares atravessam é classificada conforme a sua espessura. Por exemplo, no nível do mar, quando o Sol está no zênite, a massa de ar é AM 1 e quando o ângulo zenital é de aproximadamente $48,1^\circ$, a massa de ar é AM 1,5.

Deste modo, foi medido e constatado que no ponto em que a radiação solar entra na atmosfera, ou AM 0, a irradiância medida é de 1367 W/m² e a irradiância em AM 1 pode alcançar os 1000 W/m² na superfície terrestre em um dia ensolarado.

2.3.2 Obtenção dos dados do recurso solar

A medição da insolação global em um local é um procedimento delicado e que exige um longo tempo para se conseguir dados confiáveis. De forma a facilitar a realização de estudos de viabilidade e projetos, várias instituições ao redor do globo fornecem os dados de irradiação global no plano horizontal organizados de forma concisa, normalmente em uma base mensal.

No Brasil, entre os trabalhos de avaliação do potencial solar existentes estão:

- o *Atlas de Irradiação solar do Brasil*, publicado em 1998 pelo Instituto Nacional de Meteorologia – INMET e pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC;
- o *Atlas Solarimétrico do Brasil*, divulgado no ano 2000 pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF, com apoio do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL através do seu Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB;
- o *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, publicado em 2006 em virtude do projeto SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment, das Nações Unidas, sob coordenação do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. Esta pode ser considerada a referência mais atual e completa para a estimativa de energia solar no Brasil (EPE, 2014). Os dados do projeto SWERA também podem ser encontrados em <https://maps.nrel.gov/swera/>. Esta foi a base de dados utilizada para o dimensionamento do sistema fotovoltaico neste trabalho;
- o *Levantamento do Potencial da Energia Solar Paulista*, lançado em 2013 pela Secretaria de Energia do governo do Estado de São Paulo, sendo produzido com a base de dados do *Atlas Brasileiro de Energia Solar*.

Além destas publicações é possível encontrar na Internet outros sites que disponibilizam as informações sobre a insolação em todo o globo, como o site do *Surface meteorology and Solar Energy* – SSE da NASA

(<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse>), que contém uma base de dados proveniente de vários satélites.

2.3.3 Influência da inclinação e da orientação dos módulos fotovoltaicos

A inclinação das superfícies de captação é realizada para aumentar o aproveitamento do recurso solar nos locais com latitude maior que 10° . Se for realizada uma análise geométrica será visto que uma superfície inclinada em um ângulo β , localizada em uma latitude Φ , incide a mesma quantidade de energia que em uma superfície na horizontal em uma latitude $(\Phi - \beta)$. A inclinação pode estar até 10° em torno da latitude do local, sendo que a máxima geração ocorrerá na inclinação igual à latitude. No entanto, pequenas variações na inclinação não resultam em grandes mudanças na energia gerada anualmente (CRESESB, 2014). Mesmo nos locais onde a latitude é menor que 10° aconselha-se uma inclinação mínima de 10° , de modo a favorecer a autolimpeza dos módulos pela ação da água da chuva (CRESESB, 2014).

Caso seja necessário maximizar a produção de energia em um determinado período do ano, a inclinação pode ser ajustada, aumentando-a de 10° a 15° no inverno e diminuindo-a de 10° a 15° no verão.

A figura 4 mostra, no Brasil, a insolação global para uma superfície horizontal e inclinada, considerando-se a inclinação da superfície igual à latitude local. Pela figura nota-se que o maior nível de insolação do Brasil ocorre na região localizada no interior da Bahia. Segundo o EPE, a maioria dos projetos ganhadores do leilão de energia solar, realizado em 2015, está localizado neste estado.¹

Para as instalações localizadas no hemisfério Sul, a máxima captação de energia dos painéis fixos ao longo do ano é conseguida com os módulos voltados para o Norte geográfico.

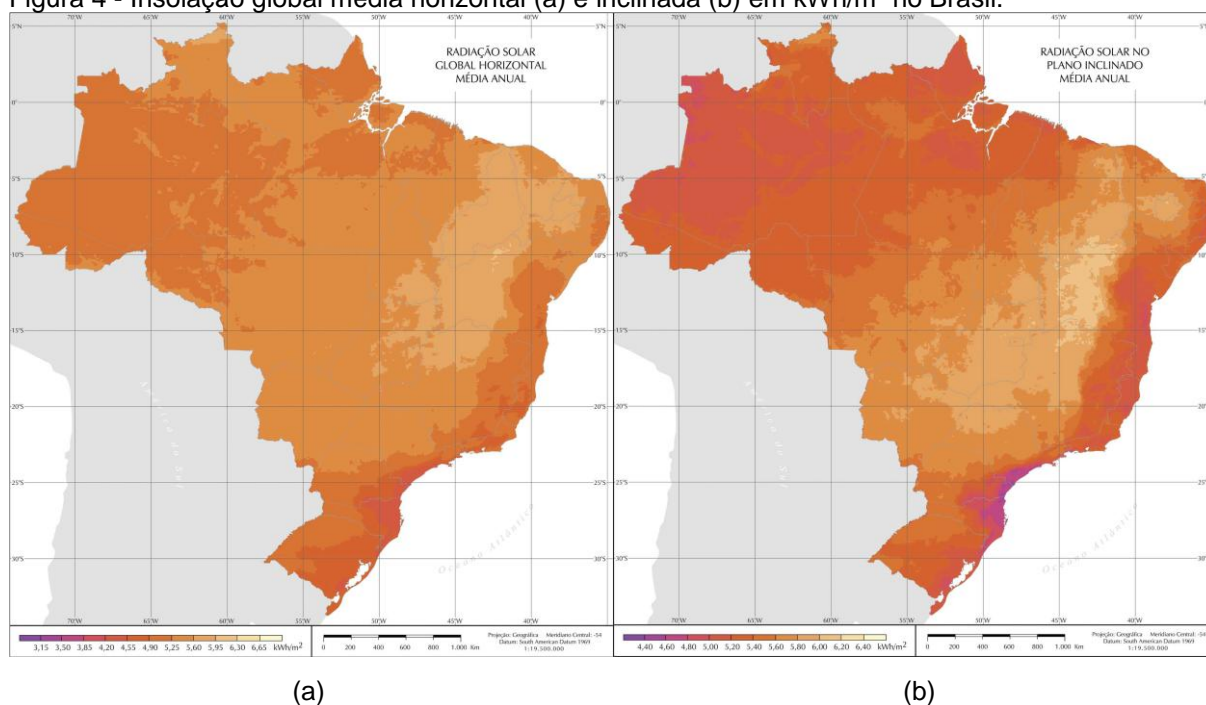
O posicionamento do módulo fotovoltaico para a ótima captação de energia varia instantaneamente, devido à movimentação do Sol ao longo do dia, sendo por isso utilizados painéis que seguem o Sol em alguns sistemas fotovoltaicos. Desta forma, o cálculo da irradiação anual em superfícies inclinadas é trabalhoso, pois os dados

¹ Notícia disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes>. Acessado em 20 de outubro de 2015.

existentes para o plano horizontal devem ser convertidos a cada instante, no mínimo numa base horária para se obter uma melhor precisão.

Para facilitar os estudos são utilizados programas de computador na realização destes cálculos. Entre os programas disponíveis gratuitamente está o *RADIASOL 2*, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar - LABSOL, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS, e que foi utilizado neste trabalho. Através da interface do programa, o usuário entra com os dados do ângulo azimutal e de inclinação dos módulos, sendo fornecidos como resposta os valores de radiação global, direta e difusa para cada hora do ano no plano inclinado, sendo permitida a sua exportação pra um arquivo de texto. O programa contém os dados de insolação global horizontal na base horária do projeto SWERA para diversas localidades, entre eles a cidade de São Paulo, permitindo também a inclusão de outra base de dados por parte do usuário.

Figura 4 - Insolação global média horizontal (a) e inclinada (b) em kWh/m² no Brasil.



Fonte: PEREIRA et al. (2006)

2.4 Células e módulos fotovoltaicos

2.4.1 Tecnologias comercializadas

As células fotovoltaicas são as responsáveis pela conversão da energia luminosa em energia elétrica, estando disponíveis comercialmente em diversos materiais semicondutores como o silício, o telureto de cádmio e o disseleneto de cobre-índio-gálio. São dispositivos otimizados para a maximização do efeito fotovoltaico, conectados a dois terminais elétricos que geram uma corrente elétrica proporcional à radiação que recebem. A tabela 2 apresenta as tecnologias mais utilizadas atualmente, com a sua eficiência de conversão e a área ocupada para cada kWp instalado.

As células fotovoltaicas produzem individualmente uma tensão muito baixa, da ordem de 0,5 a 0,8V para as células de silício (CRESESB, 2014). De forma a alcançar os valores necessários de tensão e corrente requeridos por um sistema, os dispositivos fotovoltaicos podem ser combinados. Nas associações em série, as tensões são somadas e a corrente elétrica permanece a mesma. Já nas associações em paralelo, a corrente é somada e é a tensão que não se altera.

Assim, é chamado de módulo fotovoltaico o conjunto composto por células fotovoltaicas agrupadas e combinadas em ligações série-paralelo, de forma a se alcançar valores suficientes de tensão e corrente para as aplicações práticas. Ao mesmo tempo protege-se as células das intempéries como chuva, granizo e neve. Os fabricantes informam na especificação técnica os valores limites aos quais os módulos podem ser submetidos.

Tabela 2 – Tipos de células fotovoltaicas.

Tecnologia	Eficiência	Área/kWp
Silício monocristalino	13 a 19%	~7m ²
Silício policristalino	11 a 15%	~8m ²
Silício amorfo (a-Si)	4 a 8%	~15m ²
Telureto de Cádmio (Cd-Te)	10 a 11%	~10m ²
Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)	7 a 12%	~10m ²

Fonte: EPIA (2011)

Entre as tecnologias apresentadas na tabela 2, os módulos mais comercializados atualmente são os de silício cristalino, que detinham cerca de 80% do mercado de geração fotovoltaica em 2010 (EPIA, 2011). Os de policristalino são tão utilizados quanto os de monocristalino devido ao equivalente custo-benefício, apesar da menor eficiência.

As outras tecnologias apresentam uma menor eficiência quando comparadas aos de silício cristalino, sendo, portanto, menos utilizados em edificações devido à limitação da área disponível. São mais aplicadas em locais que necessitem de uma reduzida sensibilidade ao sobreaquecimento, como em grandes usinas solares ou quando se quer integra-los à construção, como um revestimento em telhados ou fachadas, pois também são comercializadas em módulos flexíveis.

Deste modo, os módulos de silício cristalino são atualmente a melhor alternativa para as instalações em edificações, sendo a tecnologia adotada neste trabalho.

2.4.2 Características elétricas

As características elétricas das células são apresentadas em curvas de corrente contra tensão, chamadas de curvas I-V, e de potência contra tensão, chamadas de curvas P-V. Os parâmetros elétricos dos dispositivos são retirados destas curvas. A tensão nos terminais da célula quando não há corrente circulando é denominada **tensão de circuito aberto (V_{oc})**. Já a corrente que circula se os terminais da célula são curto-circuitados, ou seja, quando a sua tensão é zero, é chamada de **corrente de curto-circuito (I_{sc})**.

A relação entre a potência máxima elétrica produzida pela célula e a potência da energia solar incidente é definida como a **eficiência (η)** de conversão de energia da célula. A equação para o cálculo da eficiência é a seguinte:

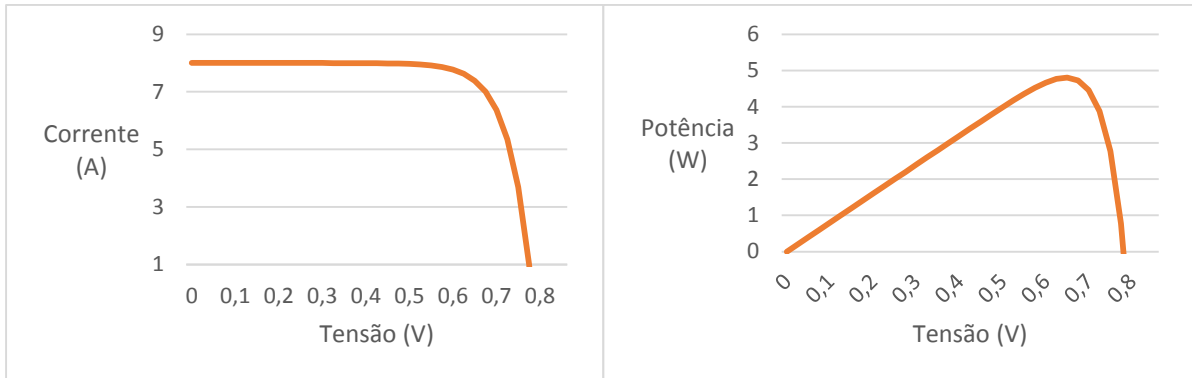
$$\eta = \frac{P_{max}}{A \times G} \times 100\% \quad (1)$$

onde P_{max} é a potência máxima fornecida pelo módulo em Wp, A é a área da célula em m^2 e G é a irradiância sobre a célula em W/m^2 . A figura 5 apresenta as curvas corrente x tensão e potência x tensão de uma célula fotovoltaica.

Estas características variam conforme as condições do ambiente ao qual a célula está exposta. As figuras 6 e 7 apresentam a variação das curvas I-V e P-V para diferentes valores de irradiância e de temperatura. Se a temperatura for mantida constante a corrente elétrica gerada aumenta linearmente com a irradiância, enquanto que a tensão aumenta de forma logarítmica. Já para uma mesma irradiância, a tensão gerada diminui com o aumento da temperatura, enquanto que a corrente aumenta apenas levemente. Portanto, como a potência gerada é igual ao

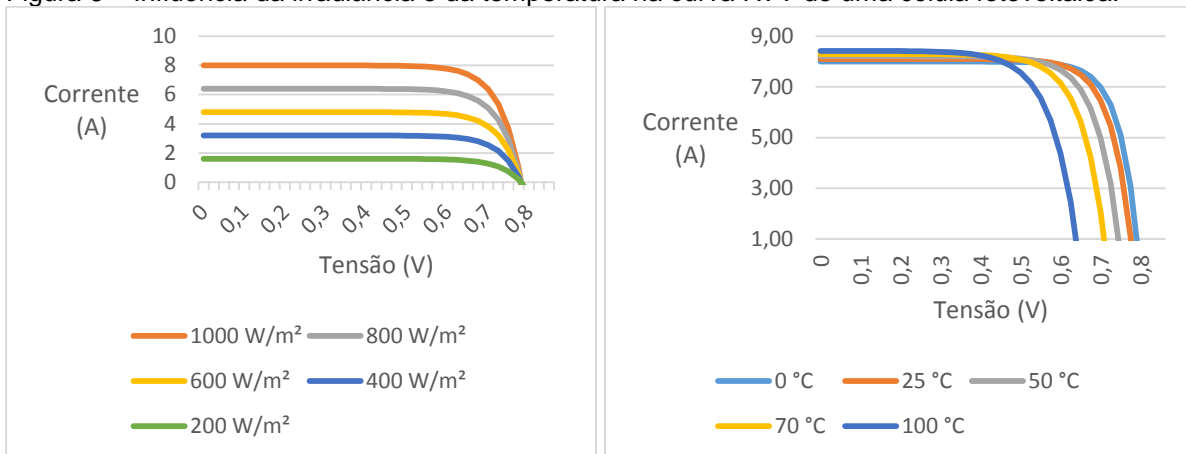
produto da tensão pela corrente, o aumento da temperatura diminui a eficiência da célula.

Figura 5 – Curvas de corrente x tensão ($I \times V$) e de potência x tensão ($P \times V$) de uma célula fotovoltaica.



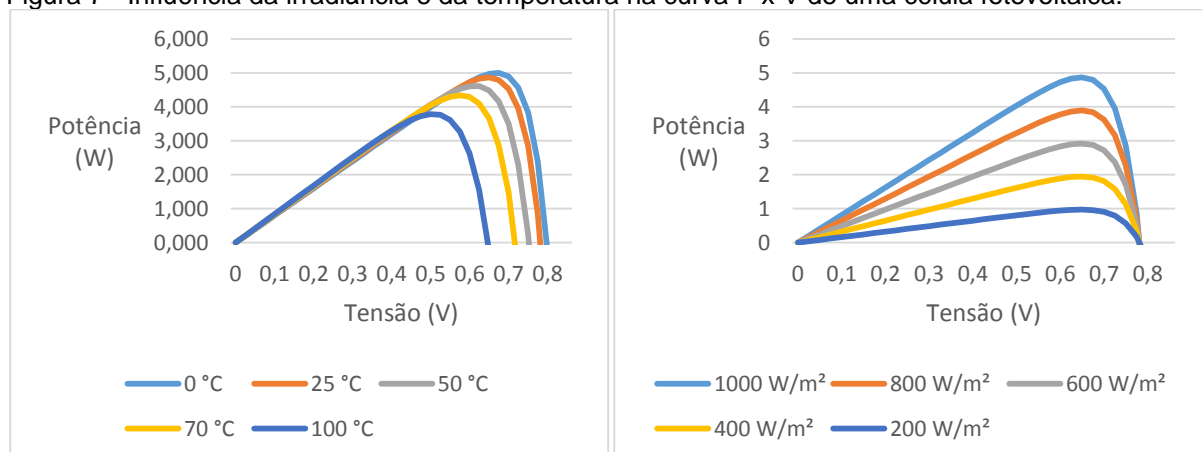
Fonte: Elaboração própria.

Figura 6 – Influência da irradiância e da temperatura na curva $I \times V$ de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 7 - Influência da irradiância e da temperatura na curva $P \times V$ de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Elaboração própria.

Por causa disso foram definidos valores padrão de irradiância e temperatura, de modo a comparar o desempenho de diferentes módulos. Esses valores são chamados de condições padrão de ensaio, STC, do inglês *Standard Test Conditions*. Conforme indicado em (CRESESB, 2014), as condições STC são:

- irradiância solar de 1000 W/m^2 ;
- distribuição espectral para AM 1,5;
- e temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Os valores de potência máxima em watt-pico (Wp) e de eficiência das células são determinados nessas condições, sendo informados pelo fabricante.

As curvas características de tensão e corrente dos módulos são iguais às das células que os compõem, possuindo apenas um valor maior por estarem em conjunto. A eficiência nas condições STC é um pouco menor, pois os materiais utilizados para a proteção mecânica refletem e absorvem uma parte da energia incidente.

Os módulos de silício cristalino são atualmente comercializados em diversos tamanhos, com potências variando de 10 a até 420 Wp em áreas de 0,1 a $2,5 \text{ m}^2$, com o valor de venda caindo conforme o aumento da potência. A maioria dos módulos apresenta uma vida útil de 25 a 30 anos, com uma garantia do fabricante de 10 anos e queda de eficiência de 10% em 10 anos e de 20% em 25 anos.

Agrupando-se vários módulos monta-se os arranjos fotovoltaicos. A quantidade de módulos em um arranjo e como serão realizadas as suas ligações depende do inversor utilizado, como será mostrado na seção 2.5.

2.4.3 Coeficientes de temperatura

As condições STC são praticamente ideais, pois as células normalmente não trabalham na temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Para retratar uma situação mais condizente com as condições encontradas em campo, define-se também uma temperatura nominal de operação das células. Esta temperatura é a NOCT, do inglês *Nominal Operating Cell Temperature*, e é medida nas seguintes condições:

- irradiância de 800 W/m^2 ;
- temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$;
- e vento incidente com velocidade de 1 m/s .

A NOCT é fornecida pelo fabricante das células e dos módulos e geralmente está entre 40 e 50 °C. Segundo CRESESB (2014), com a NOCT pode-se calcular o coeficiente térmico do módulo K_t em °C/(W.m²), através da seguinte equação:

$$K_T = \frac{NOCT - 20}{800} \quad (2)$$

De acordo com CRESESB (2014), se a NOCT for desconhecida pode ser adotado o valor de 0,03 para o coeficiente térmico e a temperatura do módulo pode ser estimada através da seguinte equação:

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t \times G \quad (3)$$

onde T_{mod} é a temperatura do módulo em °C, T_{amb} é a temperatura ambiente em °C, e G é a irradiância incidente sobre o módulo em W/m² (nas condições STC este valor é de 1000 W/m²).

Conforme CRESESB (2014), os efeitos da temperatura nas características elétricas dos módulos são medidos e informados através de coeficientes em %/°C apresentados a seguir. Para a variação da tensão de circuito aberto com a temperatura é definido o coeficiente β , conforme a equação a seguir:

$$\beta = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T} \quad (4)$$

onde ΔV_{oc} é a variação percentual da tensão de circuito aberto para uma variação de temperatura ΔT do módulo. O coeficiente β é negativo, o que significa que tensão diminui com o aumento da temperatura, como já informado, e a sua utilização é feita através da seguinte equação:

$$V_{oc}(T) = V_{oc-stc} \times (1 + \beta \times (T_{mod} - 25)) \quad (5)$$

onde V_{oc} é a tensão de circuito aberto e V_{oc-stc} é a tensão de circuito aberto nas condições STC. Alguns fabricantes também fornecem o coeficiente de temperatura específico para a tensão de máxima potência.

Para a variação da corrente de curto-circuito com a temperatura é definido o coeficiente α :

$$\alpha = \frac{\Delta I_{sc}}{\Delta T} \quad (6)$$

onde ΔI_{sc} é a variação percentual da corrente de curto-circuito para uma variação ΔT da temperatura do módulo. O coeficiente α é positivo, assim a corrente de curto cresce com o aumento da temperatura, sendo feita a sua utilização na seguinte equação:

$$I_{sc}(T) = I_{sc-stc} \times (1 + \alpha \times (T_{mod} - 25)) \quad (7)$$

onde I_{sc} é a corrente de curto-circuito e I_{sc-stc} é a corrente de curto-circuito nas condições STC.

Por fim, o coeficiente γ é definido conforme a equação a seguir:

$$\gamma = \frac{\Delta P_{max}}{\Delta T} \quad (8)$$

onde ΔP_{max} é a variação da potência máxima do módulo para uma variação ΔT da temperatura do módulo. O coeficiente γ é negativo, portanto a potência diminui com o aumento da temperatura. Os valores típicos de γ são de -0,5%/°C, para os módulos de silício cristalino, e de -0,3%/°C para os de silício amorfo (CRESESB, 2014).

A equação de correção da potência de pico pela temperatura é a seguinte:

$$P_{max}(T) = V_{Pmax-stc} \times I_{Pmax-stc} \times (1 + \gamma \times (T_{mod} - 25)) \quad (9)$$

Onde P_{max} é a potência de pico máxima, $V_{Pmax-stc}$ é a tensão de máxima potência nas condições STC e $I_{Pmax-stc}$ é a corrente de máxima potência nas condições STC. Os valores destes coeficientes são encontrados nos catálogos dos fabricantes e variam conforme a tecnologia da célula, sendo que quanto menores os coeficientes β e γ menores serão as perdas de potência causadas pelo aumento da temperatura. Para módulos com os mesmos coeficientes de temperatura, o que tiver a menor NOCT terá o melhor desempenho em campo.

2.5 Inversores fotovoltaicos para SFCR

2.5.1 Função

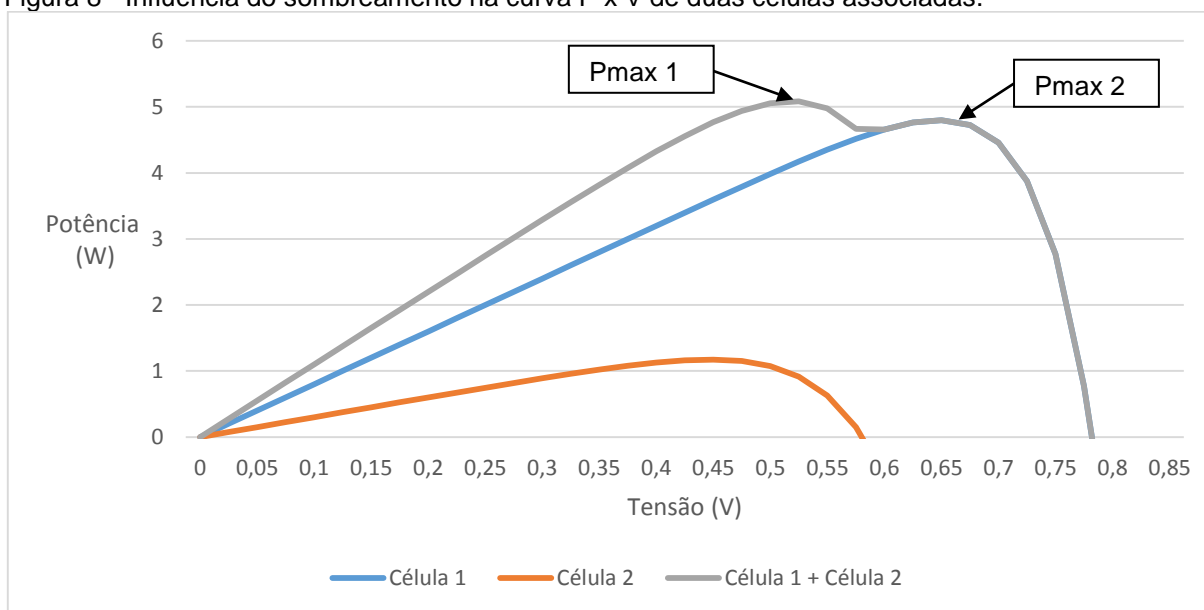
A corrente elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos é contínua e para permitir a sua utilização na rede elétrica é necessária a sua conversão para o modo alternado senoidal através dos inversores.

Devido à intermitência da geração solar, estes dispositivos devem possuir um sistema de controle e monitoramento preciso de forma a otimizar a energia convertida. Deste modo, os inversores conectados à rede apresentam características especiais por também terem que seguir os critérios dos órgãos reguladores e das concessionárias de energia. Uma característica importante é o sistema denominado anti-ilhamento, que consiste na detecção automática da interrupção de fornecimento de energia por parte da concessionária de energia, desligando imediatamente o sistema fotovoltaico. A adoção deste sistema é obrigatória por razões de segurança.

2.5.2 O Seguidor de Ponto de Potência Máxima (SPPM)

Conforme sombras atingem o sistema fotovoltaico, a curva característica da curva $P \times V$ resultante altera-se devido às diferentes condições em que cada célula, de cada módulo, encontra-se, formando vários pontos de potência máxima local, como mostrado na figura 8. Para manter o sistema operando na máxima potência é necessária a existência de um controlador eletrônico, junto ao inversor, que verifique continuamente a localização desse ponto ótimo. Este dispositivo é chamado de seguidor de ponto de potência máxima, SPPM ou MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*. Um SPPM deve ser bastante rápido para acompanhar as bruscas mudanças de irradiação que atingem um sistema fotovoltaico. Os inversores com múltiplas entradas (multistring) ou arranjos com mais de um inversor podem ter dois ou mais SPPM independentes.

Figura 8 - Influência do sombreamento na curva P x V de duas células associadas.



Fonte: Elaboração própria.

2.5.3 Classificação dos inversores

Em CRESESB (2014), os inversores foram classificados da seguinte forma:

- Inversores centrais – inversores trifásicos de grande porte, com potência numa faixa de centenas de kWp até MWp, como em usinas solares;
- Inversores multistring – inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes com SPPMs para a conexão de strings (fileiras) de módulos, podendo ser interligados. Tem potência na faixa de dezenas de kWp e são os mais apropriados para utilização em telhados e fachadas, em que cada string pode estar submetida a diferentes condições de irradiância e sombreamento com características diferentes;
- Inversores string – inversores trifásicos ou monofásicos dotados de apenas uma entrada SPPM, normalmente com capacidade de até 10 kWp. Eles também podem ser interligados;
- Módulo CA – Módulo fotovoltaico com um microinversor dedicado. Tecnologia mais recente e bastante promissora, pois aumenta a eficiência do sistema.

Normalmente, para a mesma potência total, o custo de um inversor central é menor do que vários inversores menores.

2.5.4 Especificação dos inversores

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, a especificação do inversor deve possuir as seguintes informações:

- Potência CC máxima de entrada: Determina a quantidade de módulos que podem ser ligados ao inversor;
- Máxima corrente de entrada: Determina a quantidade máxima de fileiras ligadas em paralelo;
- Máxima tensão CC de entrada: Determina a quantidade máxima de módulos ligados em série;
- Faixa de tensão SPPM: são apresentados os valores nos quais o SPPM atuará. Se a tensão CC gerada estiver fora desses limites o inversor não funcionará. Há uma faixa para se permitir a definição de diferentes quantidades de módulos em série conforme o projeto;
- Potência nominal de saída;
- Tensão nominal de saída;
- Máxima corrente de saída;
- Eficiência: A eficiência do inversor se altera conforme a carga. Normalmente são apresentadas as eficiências máxima e eficiência europeia ou californiana, que consistem em um valor médio ponderado das eficiências para diferentes níveis de carregamento do inversor;
- Fator de potência: Os inversores de maior porte permitem fixar valores capacitivos ou indutivos de forma a alimentar a demanda de energia reativa da instalação;
- Número de fases;
- Dimensões e peso;
- Temperatura e umidade relativa permitidas;
- Grau de proteção IP: O grau IP, do inglês *Ingress Protection*, varia conforme o ambiente onde o inversor será instalado, sendo estabelecido ao menos o IP54 para ambientes desabrigados;

Os inversores mais modernos não possuem transformadores de acoplamento para deixá-los menores, mais leves e eficientes, sendo denominados *transformerless*. Deste modo, não existe uma isolamento galvânica entre o lado CC e o lado CA e para

evitar uma diminuição no nível de segurança, estes equipamentos possuem sistemas mais sofisticados de monitoramento e detecção de falhas, aumentando o seu custo. Os módulos escolhidos devem ser compatíveis com este tipo de inversor.

2.5.5 Fator de dimensionamento do inversor

A potência do inversor não necessita ser necessariamente a mesma da soma dos módulos aos quais está ligado. Para se definir o tamanho do inversor, deve ser utilizado o chamado fator de dimensionamento do inversor (FDI), que representa a relação entre a sua potência nominal e a potência de pico do gerador fotovoltaico, podendo ser maior ou menor que 1. Macêdo (2006) constatou em seu trabalho que, em sistemas conectados à rede, um FDI mínimo de 0,6 não afeta significativamente a produtividade do sistema, sendo que para a cidade de São Paulo, valores de FDI de até 0,55 foram considerados pouco influentes na energia gerada. Pereira e Gonçalves (2008) chegaram à mesma conclusão utilizando os dados de um sistema instalado na cidade de Tubarão-SC.

A explicação para este resultado é que os inversores tem maior eficiência quando funcionam com mais do que 20% da sua carga nominal. Sendo subdimensionados eles acabarão operando por um maior tempo nessa condição, o que compensa a perda de energia quando a geração dos módulos é maior do que a sua capacidade.

2.5.6 Dimensionamento dos arranjos fotovoltaicos ligados ao inversor

O arranjo fotovoltaico será formado por módulos ligados em série-paralelo. A quantidade máxima de módulos em série é determinada pela máxima tensão de entrada do inversor. Como a tensão gerada pelos módulos é inversamente proporcional à temperatura sobre eles, a quantidade máxima de módulos em série é calculada pela seguinte equação:

$$N^{\circ} \text{ módulos série} < \frac{V_{imax}}{V_{ocTmin}} \quad (10)$$

onde V_{imax} é a máxima tensão CC admitida pela entrada do inversor e V_{ocTmin} é a tensão em circuito aberto de um módulo na menor temperatura prevista, que é calculada pela equação 3.

O SPPM só atuará dentro da faixa de tensão especificada pelo fabricante do inversor. Através da equação 11 é calculado o número de módulos em série necessário.

$$\frac{V_{iSPPMmin}}{V_{PmaxTmax}} < N^{\circ} \text{ de módulos série} < \frac{V_{iSPPMmax}}{V_{PmaxTmin}} \quad (11)$$

onde $V_{iSPPMmin}$ é a mínima tensão CC de operação do SPPM do inversor, $V_{iSPPMmax}$ é a máxima tensão de operação CC do SPPM do inversor, $V_{PmaxTmax}$ é a tensão de potência máxima de um módulo na maior temperatura de operação prevista e $V_{PmaxTmin}$ é a tensão de potência máxima de um módulo na menor temperatura de operação prevista.

Os valores de tensão de potência máxima corrigido pela temperatura são calculados através da equação 5, substituindo os parâmetros referentes à tensão V_{oc} pelos V_{Pmax} .

E a quantidade máxima de fileiras de módulos em paralelo é determinada pela máxima corrente suportada pelos módulos e pelo inversor na seguinte equação:

$$N^{\circ} \text{ fileiras de módulos em paralelo} < \frac{I_{imax}}{I_{sc}} \quad (12)$$

onde I_{imax} é a corrente máxima CC de entrada do inversor, I_{sc} é a corrente de curto circuito do módulo nas STC.

2.6 Estrutura de fixação e outros componentes

Além dos módulos e dos inversores, o SFCR necessita de outros materiais para a sua completa instalação. Entre os materiais acessórios estão a estrutura de fixação dos módulos, as caixas de conexão, os cabos, os eletrodutos e demais equipamentos elétricos.

As estruturas de fixação normalmente são de aço ou de alumínio. O alumínio é bastante utilizado devido a sua leveza e maior resistência à corrosão. Porém, no projeto dessas estruturas deve-se levar em consideração outras coisas como, por exemplo, o tipo de telhado, o modo de fixação, a resistência mecânica ao vento e a carga máxima que o telhado suporta.

Em casos de sistemas instalados sobre lajes, as estruturas são normalmente instaladas com lastros de concreto para ganharem peso e resistirem à ação do

vento, tornando desnecessária a fixação direta na laje. Desta forma, são evitadas perfurações que possam causar problemas de infiltração. Um exemplo desse tipo de solução é mostrado na figura 9.

As caixas de conexão, os eletrodutos e os equipamentos elétricos devem ser dimensionados conforme as normas técnicas brasileiras.

Figura 9 - Exemplos de sistemas fotovoltaicos instalados em coberturas planas.



Fonte: Unirac².

2.7 Topologias dos SFCR

No projeto de grandes sistemas fotovoltaicos pode ocorrer que, na área em que será instalado o sistema, os módulos estejam sobre diferentes condições de irradiância e sombreamento. Para melhorar a performance do sistema são utilizados inversores dedicados a cada arranjo ou fileira, gerando assim diversas topologias, sendo classificadas conforme apresentado na figura 10.

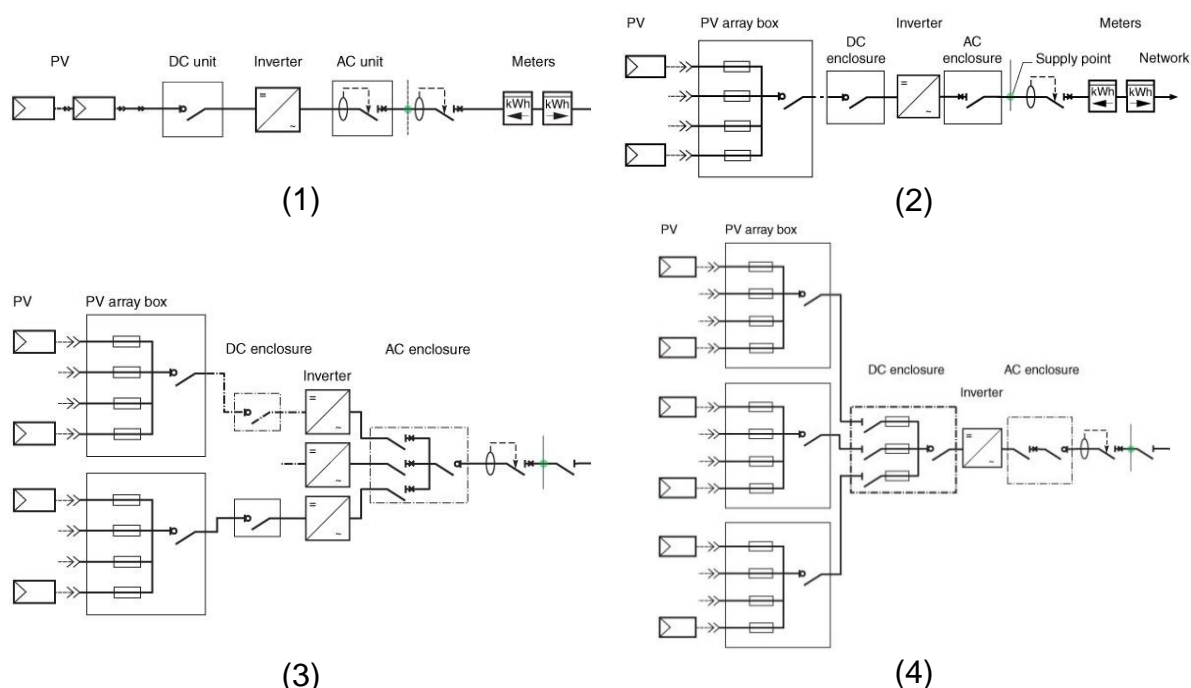
A topologia 1 é utilizada nos pequenos SFCR, como os instalados em residências, em que existe apenas um fileira. Já a topologia 2 é utilizada em sistema de médio porte, que possuem apenas um arranjo de módulos. Nestes dois casos os inversores podem ser monofásicos ou trifásicos, conforme a quantidade de fases necessária e a tensão requerida. Em caso de uma rede trifásica, nos sistemas de médio porte, alguns modelos permitem a utilização de inversores monofásicos ligados em estrela.

² Disponível em <http://www.unirac.com>; Acesso em outubro de 2015.

A topologia 3 ocorre nos sistemas de grande porte que possuem múltiplos arranjos com características diferentes de irradiância e sombreamento sobre cada um. Para aumentar a eficiência do sistema é necessária a instalação de vários inversores, estando cada um dedicado a arranjos com condições parecidas de instalação. Cada inversor pode ter um ou mais módulos SPPM. Esta é a topologia utilizada neste trabalho.

Por fim, a topologia 4 é utilizada nas grandes usinas, em que todos os módulos estão nas mesmas condições de irradiação e sombreamento. Nesta situação, apenas um inversor é suficiente obter a eficiência máxima do sistema.

Figura 10 – Topologias dos sistemas fotovoltaicos: (1) Uma fileira e um inversor; (2) Várias fileiras e um inversor; (3) Várias fileiras e vários inversores; (4) Várias fileiras e um inversor.



Fonte: Electrical Installation³.

2.8 Estimativa da energia gerada

2.8.1 Método utilizado

O método descrito a seguir é apresentado em CRESESB (2014). Uma aproximação utilizada nas estimativas da energia gerada em sistemas fotovoltaicos é a de ignorar

³ Disponível em <http://www.electrical-installation.org>; Acesso em outubro de 2015.

os efeitos da temperatura, considerando a potência de saída apenas diretamente proporcional à irradiância. Assim, a eficiência dos módulos se mantém constante, conforme mostrado na equação 1. Dessa forma, definindo-se uma irradiância padrão, pode ser encontrada o número de horas equivalentes necessário para se obter a energia esperada, desconsiderando as variações da irradiância ao longo do dia. Utilizando a irradiância do padrão STC de 1 kW/m², encontra-se o número de horas de sol pleno (HSP). Para um dia cuja irradiação foi de 5 kWh/m² o número de HSP será de:

$$HSP = \frac{\text{Irradiação diária}}{\text{Irradiância STC}} = \frac{5[kWh/m^2]}{1[kW/m^2]} = 5 [h/dia] \quad (13)$$

A vantagem de se usar a irradiância STC é que com ela conseguimos facilmente a potência de saída do módulo que, multiplicada pelo HSP, nos dará a energia gerada. Outra vantagem é que o valor nominal de HSP fica igual ao da irradiação diária, simplificando, dessa forma, os cálculos. Por exemplo, caso a potência STC do módulo seja de 200 Wp, a estimativa de energia gerada será de 1 kWh neste dia. A energia gerada mensalmente pode ser estimada pela energia gerada no dia médio multiplicada pelo número de dias do mês. O dia médio recomendado para cada mês está indicado na tabela 3.

Tabela 3 - Dias médios recomendados.

Mês	Dia médio
Janeiro	17
Fevereiro	16
Março	16
Abril	15
Maio	15
Junho	11
Julho	17
Agosto	16
Setembro	15
Outubro	15
Novembro	14
Dezembro	10

Fonte: DUFFIE & BECKMAN (2013)

Para considerar na análise as perdas causadas pelo aumento da temperatura nos módulos, as perdas pelo sombreamento, as perdas nos inversores e as perdas por efeito joule nos condutores e nas conexões é definida a taxa de performance do sistema, chamada em inglês de *performance ratio (PR)*, que é a razão do desempenho real do sistema pelo desempenho máximo teórico possível (CRESESB, 2014).

Em CRESESB (2014) é informado que, para SFCR's residenciais, uma PR entre 0,7 e 0,8 pode ser obtida nas condições de radiação solar encontrada no Brasil. De acordo com a EPIA⁴, o padrão geral é adotar um valor de 75% para sistemas residenciais e de 80% para os de grande porte. Porém, o valor correto só poderá ser obtido após a instalação do sistema.

Assim, a energia gerada estimada será calculada pela seguinte equação:

$$E = n \times P \times HSP \times PR \quad (14)$$

onde E é a energia gerada, n é o número de módulos fotovoltaicos e P é a potência nominal de cada módulo.

Um método para comparar a produtividade de diferentes usinas de energia é através do fator de capacidade (FC), que é definido como a razão entre a energia produzida em um determinado período e a capacidade de geração da usina neste mesmo período. O FC anual é definido pela seguinte equação:

$$FC \text{ anual} = \frac{E}{n \times P \times 24 \times 365} \quad (15)$$

O FC anual de sistemas fotovoltaicos residenciais nas regiões com melhor índice de insolação do país é de 17% (EPE, 2012). Para usinas solares com sistema de rastreamento do sol, o FC pode alcançar valores maiores, como na usina Moquegua FV, localizada no Peru, cujo FC é de 30,7% (EPE, 2012).

2.8.2 Impacto do sombreamento na geração de energia

Para o cálculo da estimativa de energia deve ser considerado o efeito do sombreamento na diminuição da energia gerada. Como será visto neste trabalho, a

⁴ "Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector - On the Road to Competitiveness", EPIA, setembro de 2011.

cobertura da edificação analisada possui várias estruturas que lhe causam um sombreamento parcial ao longo do dia.

A razão entre a área sombreada e a área total é denominada fator de sombreamento. Deste modo, um fator de sombreamento igual a 0,4 indica que 40% da área analisada é atingida por uma sombra em um determinado instante.

Apesar do sombreamento poder ser significativo em uma instalação, apenas a componente direta da irradiância solar é grandemente reduzida, sendo pequeno o impacto na componente difusa. Este é um dos motivos dos concentradores solares não serem muito utilizados, apesar da sua maior eficiência, já que aproveitam praticamente apenas a irradiância direta.

De forma a simplificar a análise, será considerado neste trabalho que apenas a componente direta é afetada e que, apesar dos módulos fotovoltaicos não ocuparem toda a área disponibilizada, a razão entre a área sombreada dos módulos e a área total ocupada por eles é igual ao fator de sombreamento.

Se o valor da área sombreada for medido hora a hora e dividido pela área total o resultado será um fator de sombreamento horário. Deste modo, a irradiância horária média, considerando o efeito do sombreamento, é obtida através da seguinte equação:

$$I = (1 - FS) \times I_B + I_D \quad (16)$$

Onde I é a irradiância horária média, FS é o fator de sombreamento horário, I_B é a irradiância horária direta média e I_D é a irradiância horária difusa média. Os valores de irradiância horária podem ser obtidos com o software RADIASOL 2.

Considerando que a irradiação diária média é igual à soma hora a hora da irradiância horária média, o valor de HSP, que é numericamente igual, será igual a:

$$HSP = \sum_{n=1}^{24} I_n \times 1 \text{ hora} \quad (17)$$

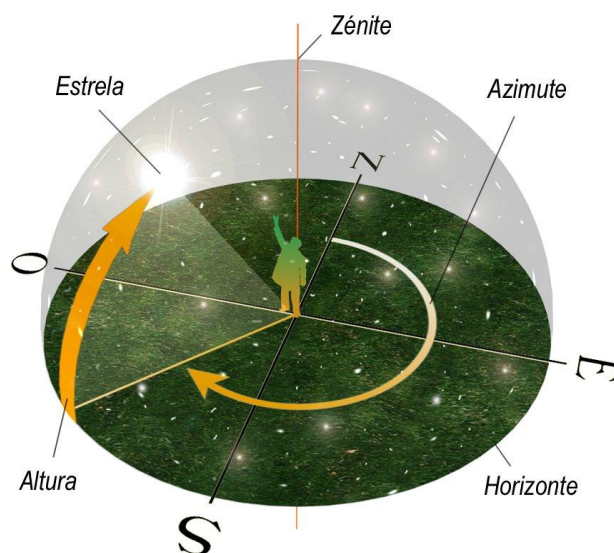
Além disso, quando os módulos são instalados inclinados ocorre um sombreamento causado por uma fileira na outra, devendo ser calculado um espaçamento mínimo entre eles. Para realizar esta análise devem ser consideradas algumas definições.

A inclinação e a orientação de um módulo fotovoltaico são definidas através dois ângulos: o ângulo entre a projeção da normal à superfície captora no plano

horizontal e a direção Norte-Sul, que é chamada de **azimute da superfície**, e o ângulo entre o plano da superfície captora e o plano horizontal, que é a **inclinação da superfície**.

Já a posição do Sol em um determinado instante é determinada através de outros dois ângulos: o ângulo entre a direção do sol e a linha horizontal, denominado **altitude** ou **altura solar**, e o ângulo formado pela projeção da direção do Sol no plano horizontal e o norte geográfico, que é chamado de **azimute solar**. O azimute solar é medido no sentido horário. A figura 11 mostra os dois ângulos.

Figura 11 - Azimute e altura solar.



Fonte: Nautilus⁵.

A altura do módulo é encontrada por:

$$A = L \times \text{sen}(\beta) \quad (18)$$

Onde L é comprimento do módulo e β é a inclinação do módulo. O comprimento da sombra será de:

$$C = \frac{A}{\text{tg}(\alpha)} \quad (19)$$

Onde α é a altitude solar. Porém, este é o comprimento da sombra na direção do Sol. A sombra na direção do norte geográfico é encontrada por:

⁵ Disponível em <http://nautilus.fis.uc.pt/astro/hu/movi/azimute.html>; Acesso em setembro de 2015.

$$D = C \times \cos(\gamma_s) \quad (20)$$

Onde γ_s é o azimute solar. Assim, caso os módulos estejam voltados para o norte geográfico, a fórmula para o espaçamento mínimo será a combinação das três equações anteriores:

$$D = L \times \sin(\beta) \times \frac{\cos(\gamma_s)}{\tan(\alpha)} \quad (21)$$

Esta equação é compatível com a apresentada por Bulanyi e Zhang (2014).

Para se obter a sombra máxima, os valores de γ_s e α são calculados na hora conveniente do dia mais curto do ano, para que não se aumente demasiadamente a distância entre as fileiras. Pode ser calculada no início do intervalo de tempo, em que a irradiância se torna mais significativa.

Os ângulos de posicionamento do Sol podem ser encontrados seguindo a metodologia apresentada em Duffie e Beckman (2013). Também podem ser obtidos através da utilização de cartas solares, que são documentos que informam o posicionamento do sol em diversos dias e horários para uma determinada latitude. Existem sites na internet que geram cartas para qualquer localização do planeta como, por exemplo, o site <http://www.sunearthtools.com/>.

2.9 Aspectos econômicos

2.9.1 Custo de instalação de um SFCR

Os custos dos sistemas fotovoltaicos tem caído devido à inserção no mercado de novos fabricantes de módulos, principalmente do Sudeste Asiático e da China. No ano de 2011 a queda dos preços chegou a 42% na China e a 31% na Alemanha em relação ao ano de 2010 (EPE, 2012).

Segundo o EPE, em 2012, o custo de um sistema fotovoltaico de 100 kWp estava em R\$ 5,91 por watt-pico, dos quais R\$ 3,81 seriam gastos com os módulos, R\$ 0,92 com os inversores e R\$ 1,18 com a instalação e a montagem. Como os módulos e inversores são importados, os valores foram vinculados à cotação média do dólar da época, que era de R\$ 1,75 por dólar.

Com base nesses dados, os custos com os módulos representariam 65% do valor total, enquanto que os inversores ficam em 15% do total, restando 20% para os demais custos.

No mesmo ano, a ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, também publicou um documento denominado “Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira”, no qual tratou dos diversos desafios para a inserção no Brasil dos sistemas fotovoltaicos. Foi estimado que, para a instalação de um SFCR de 30 kWp, cerca de 60% do investimento seria para os módulos e inversores, 13% para os sistemas de fixação e 25% para os demais custos.

Para um sistema de grande porte, foco desse trabalho, o estudo da EPE está mais próximo e será utilizado como um comparativo dos resultados obtidos na análise econômica. Como os demais custos foram estimados em 20%, será estimada a metade desse valor para os custos acessórios, excluindo o custo da estrutura de fixação dos módulos.

2.9.2 VPL e TIR

Entre os instrumentos para se avaliar a viabilidade econômica de um projeto, dois dos mais utilizados são o VPL e a TIR. O VPL (valor presente líquido) consiste em trazer para o presente os valores futuros de um fluxo de caixa, descontando-se o investimento inicial. Deste modo, será possível verificar se o investimento é ou não viável (ELETROBRÁS et al., 2008). O cálculo realizado é o seguinte:

$$VPL = \sum_{n=1}^p \frac{FC_n}{(1+i)^n} - I \quad (22)$$

onde p é o número de parcelas, FC_n é o valor da n ésima parcela, i é a taxa de desconto e I é o investimento inicial.

Trazendo os valores futuros através de uma adequada taxa de desconto, o investimento será viável se o VPL for positivo e inviável no caso contrário. A taxa de desconto aplicada deve ser igual ou maior que a taxa de um investimento de baixo risco de referência ou que a taxa mínima de atratividade desejada determinada pelo investidor.

Para investimentos de grande porte e de longo prazo, a taxa de desconto utilizada deve ser determinada considerando a inflação do período analisado. Para se encontrar a taxa de desconto de um determinado investimento, a partir da taxa real e da inflação, deve ser usada a seguinte equação:

$$taxa\ de\ desconto = (1 + taxa\ real) \times (1 + inflação) - 1 \quad (23)$$

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de juros que determina o ponto de equilíbrio em um investimento quando comparado ao valor presente, ou seja, não existe prejuízo nem lucro (ELETROBRÁS et al., 2008). Como indicado na equação a seguir, a TIR é a taxa de desconto para o qual o valor do VPL é zero.

$$\sum_{n=1}^p \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} - I = 0 \quad (24)$$

O projeto será viável caso a TIR encontrada seja maior que a taxa mínima de atratividade. A taxa mínima de atratividade é normalmente representada pelo Weighted Average Cost of Capital (WACC). Uma referência para a taxa mínima de atratividade pode ser a rentabilidade esperada para investimentos de longo prazo, adotada pelos fundos de pensão, que é de 6% ao ano⁶. Estes fundos normalmente são conservadores e investem a maior parte dos seus recursos em aplicações de baixo risco.

Os valores desses índices foram obtidos na análise econômica que será mostrada no capítulo 6.

2.9.3 Custo da energia gerada

Segunda a EPIA (2011), o custo da energia gerada por um sistema fotovoltaico pode ser estabelecido utilizando-se o conceito de custo de energia nivelado, do inglês *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). Através do LCOE, o custo da energia gerada por um sistema fotovoltaico pode ser comparado com o de qualquer outra fonte de energia. Deste modo, caso o LCOE seja menor que a tarifa de energia atualmente aplicada, o sistema pode ser considerado viável economicamente.

O LCOE é definido pela seguinte equação:

⁶ Notícia veiculada em <http://www.valor.com.br/financas/2922804/conselho-aprova-reducao-gradual-de-meta-atuarial-para-fundos-de-pensao>. Acesso em: 26 de setembro de 2015.

$$LCOE [R\$/kWh] = \frac{CAPEX [R\$] + VP (OPEX)[R\$]}{VP (EP)[kWh]} \quad (25)$$

Onde:

CAPEX: Investimento realizado para o sistema fotovoltaico;

VP (OPEX): Valor presente dos custos de operação e manutenção ao longo da vida útil da instalação;

VP (EP): Valor presente da energia produzida ao longo da vida útil da instalação.

Para cada sistema o LCOE leva em consideração:

- A vida útil do sistema;
- Os custos de investimento;
- Os custos de operação e manutenção;
- A taxa de desconto.

O valor da LCOE do projeto será obtido na análise econômica.

3 CARACTERIZAÇÃO DA EDIFICAÇÃO

3.1 Localização

O objeto de estudo deste trabalho é o edifício sede da EBCT - Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos, em São Paulo, mostrado na figura 12. Nesse local encontra-se a central administrativa e alguns dos principais centros logísticos da diretoria regional da SPM - São Paulo Metropolitana, cuja atuação se restringe à região metropolitana, ao litoral sul do estado e ao Vale do Ribeira.

Figura 12 - Vista frontal do edifício sede dos Correios de São Paulo



Fonte: Elaboração Própria.

Inaugurado em 1983, o complexo foi construído em um local estratégico para a logística da empresa, estando a menos de dois quilômetros das marginais Pinheiros e Tietê e próximo a importantes rodovias estaduais como a SP-330 (Anhanguera), a SP-348 (Bandeirantes) e a SP-280 (Castello Branco).

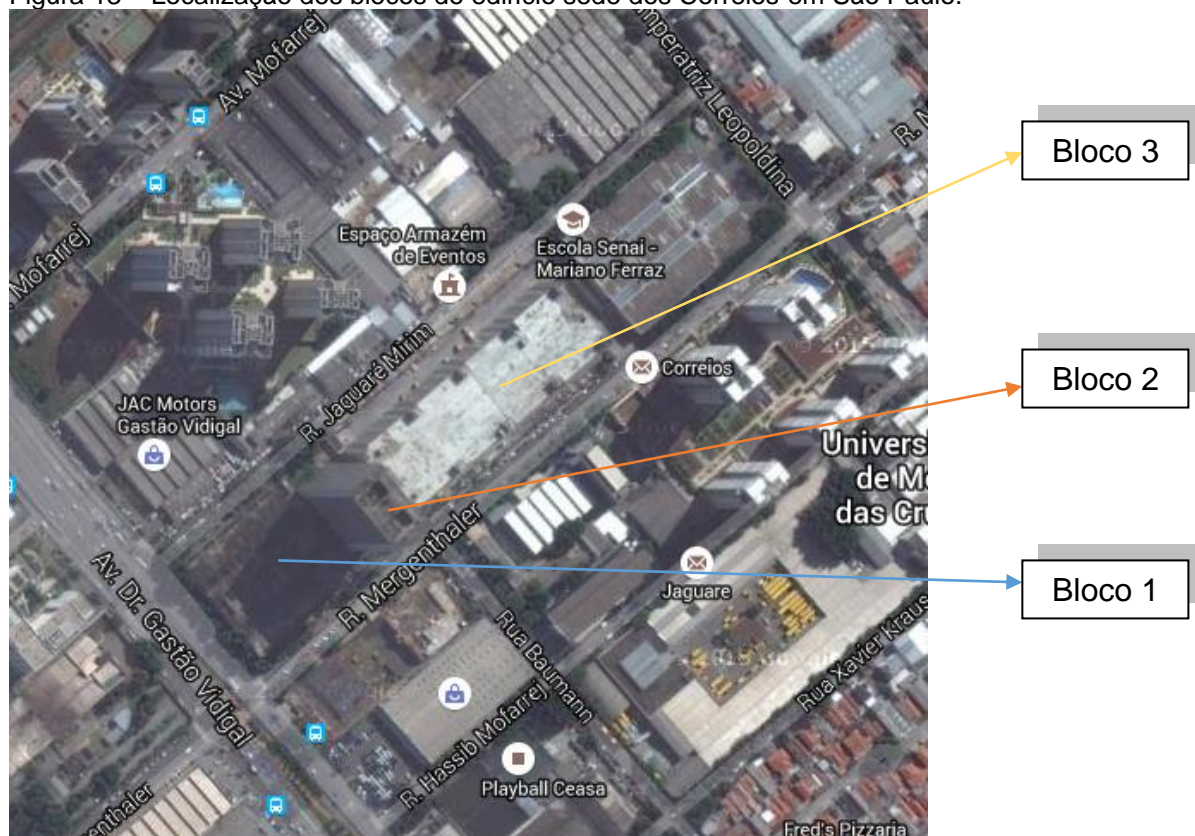
Como pode ser visto na figura 13, o complexo é composto por três blocos:

- Bloco 1, de cinco pavimentos (dois subterrâneos) e vinte e cinco metros de altura, localizado em frente à avenida Gastão Vidigal e dedicado

principalmente ao setor de atendimento ao cliente e ao treinamento dos funcionários;

- Bloco 2, de vinte e sete pavimentos (dois subterrâneos) e cento e vinte metros de altura, onde se localiza a sede administrativa e;
- Bloco 3, de sete pavimentos (dois subterrâneos) e cinquenta e dois metros de altura, dedicado à operação e aos centros logísticos.

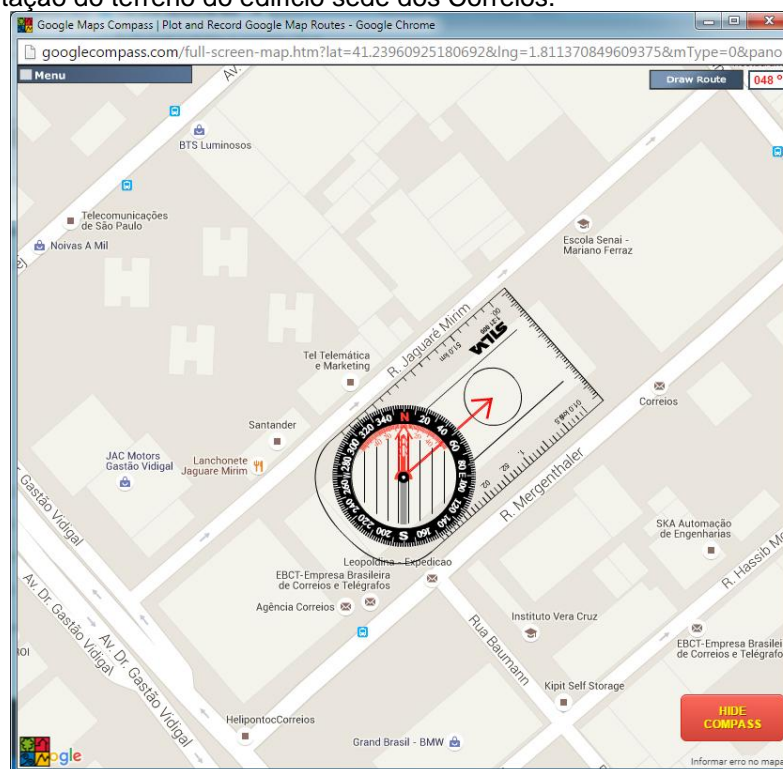
Figura 13 – Localização dos blocos do edifício sede dos Correios em São Paulo.



Fonte: Elaboração própria.

Para estimar o recurso solar disponível na edificação, é necessário conhecer a sua orientação em relação ao norte geográfico. Entre as diversas formas de se obter esta informação existe o site www.googlecompass.com, em que, com a utilização de uma bússola virtual, podem ser traçadas rotas. Utilizando-se essa ferramenta confirmou-se que o terreno está voltado para 48° leste, como mostrado na figura 14.

Figura 14 - Orientação do terreno do edifício sede dos Correios.



Fonte: Print Screen do site www.googlecompass.com.

3.2 Área disponível para a instalação do SFCR

As áreas para uma possível instalação de SFCR estão localizadas nas coberturas dos Blocos 1 e 3. As coberturas podem ser vistas na figura 15, onde é possível notar que no Bloco 1 há jardins internos que recebem iluminação e ventilação natural através de aberturas na cobertura, além de claraboias, o que diminui a área disponível. Contando com a cobertura das escadarias, caixas d'água e casas de máquinas dos elevadores, a área total disponível é de aproximadamente 4530 m².

Já no Bloco 3, uma parte da área é perdida para torres de exaustão, com seis metros de altura, e casas de máquinas de elevadores, de três metros de altura. A cobertura dessas torres não pode ser utilizada devido à presença de saídas dos sistemas de exaustão e alçapões. Descontando as áreas citadas, ficam disponíveis 8060 m².

Para quantificar a área útil para a instalação de um SFCR, foi estabelecida para a circulação e abertura de portas uma distância mínima de 1,20 m dos limites da cobertura e das estruturas presentes nela. O resultado é uma área útil de 3700 m² no bloco 1 e de 7190 m² no bloco 3.

Figura 15 – Coberturas analisadas: (a) Bloco 1; (b) Bloco 3.



Fonte: Elaboração Própria.

3.3 Estimativa do recurso solar

O bairro Vila Leopoldina, que possuía uma característica predominantemente industrial, teve recentemente uma mudança com a construção de condomínios residenciais. O complexo dos Correios, que era livre do sombreamento causado por outros edifícios, passou a ser atingido agora pela sombra de dois desses condomínios.

Para quantificar a área diretamente sombreada foi utilizado o software *Google Sketchup*, no qual foi montado o modelo indicado na figura 16. Esse software pode gerar as sombras, simulando o posicionamento do Sol na data e hora definida pelo usuário, sendo de fácil realização a posterior medição da área sombreada.

Figura 16- Posicionamento do complexo do edifício sede e dos condomínios residenciais.



Fonte: Elaboração Própria

A correção do modelo foi verificada, como pode ser visto na foto da figura 17 para comparação. Pode-se ver que há uma boa similaridade entre o modelo e o objeto real. Uma análise simplificada do sombreamento causado pelos condomínios residenciais, pelo bloco 2 e pelas estruturas existentes nas coberturas foi feita para os dias de solstício e equinócio, no meio da manhã e da tarde, cujo resultado é apresentado na tabela 4.

Figura 17 - Comparativo entre o modelo e a cobertura real no dia 20 de setembro às 07:35.






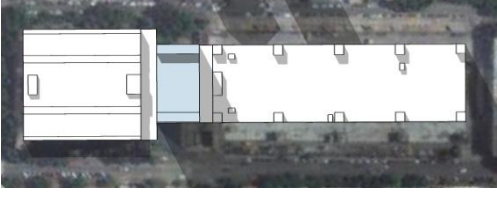
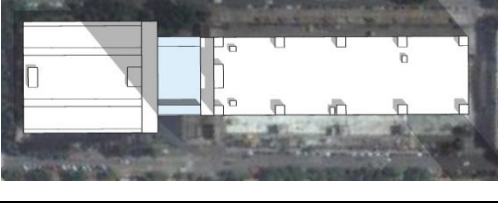
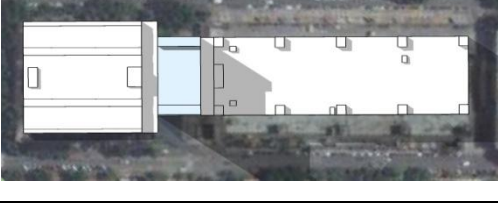


Fonte: Elaboração Própria.

O sombreamento causado pelo Bloco 2 no Bloco 1, em todas as datas, é grande no período da manhã. No entanto, no período vespertino a cobertura apresenta-se livre de sombras diretas. Já a cobertura do Bloco 3 apresenta uma pequena área sombreada no período matutino e uma área um pouco maior no período vespertino, tornando, aparentemente, a cobertura do Bloco 3 como a área mais propícia para a instalação de SFCR.

Para confirmar esta suposição foi realizada uma análise mais detalhada, na qual foi medida a sombra em cada hora dos dias médios de cada mês, calculado-se o fator de sombreamento anual de cada cobertura. Os resultados serão apresentados no capítulo seguinte.

Tabela 4 - Sombreamento direto na edificação analisada nos solstícios e nos equinócios.

Dia	09h	15h
20 de março		
21 de junho		
23 de setembro		
21 de dezembro		

Fonte: Elaboração própria.

3.4 Integração com as instalações elétricas existentes

O complexo apresenta um grande consumo de energia, na faixa de 1100 MWh por mês. O sistema de climatização dos ambientes e a iluminação representam a maior parte deste consumo.

Em especial, no Bloco 3 a iluminação e a climatização funcionam 24h por dia. O fato de se tratar de uma carga basicamente constante facilita a adoção da geração fotovoltaica na sua cobertura, pois a energia gerada seria automaticamente consumida no local, aumentando a eficiência do sistema pela não necessidade de sistemas de armazenamento.

A conexão do SFCR com a rede de baixa tensão do complexo poderá ser realizada nos barramentos blindados existentes em duas das torres do Bloco 3. Existem barramentos dedicados para iluminação, tomadas, força e emergência. O ideal seria que fossem conectados ao barramento de iluminação pelo perfil contínuo da carga.

Os barramentos de iluminação, força e emergência operam com a tensão de 380/220V, enquanto que o de tomadas opera na tensão de 220/127V. Esta informação é necessária para a especificação do inversor, já que a tensão gerada deve ser igual à do barramento escolhido.

O fato de o complexo possuir alimentação em alta tensão dificulta a viabilidade econômica da geração fotovoltaica, já que as tarifas aplicadas pela concessionária de energia são menores que as de baixa tensão. As tarifas de alta tensão são mais baratas para compensar os custos de instalação e manutenção dos equipamentos de alta tensão que estão a cargo do proprietário do imóvel. Atualmente, a tarifa de energia cobrada está ao redor de R\$ 0,51 por kWh, menor que a tarifa de baixa tensão, que está no mínimo ao redor de R\$ 0,58 por kWh na cidade de São Paulo⁷.

⁷ Dados de setembro de 2015.

4 PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

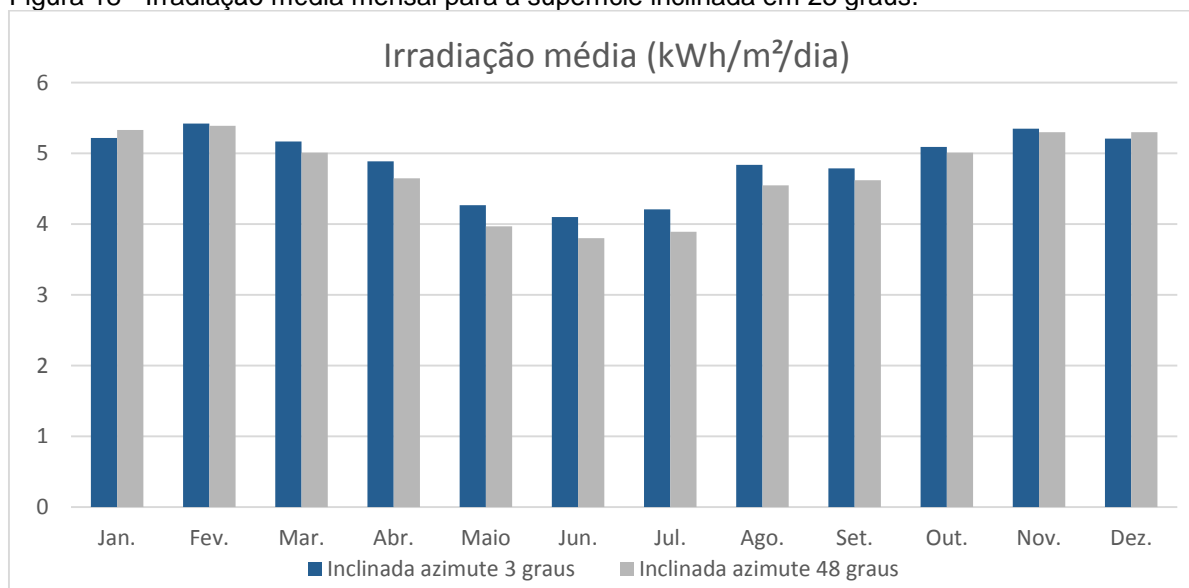
4.1 Determinação da orientação e da inclinação dos módulos

De forma a obter a máxima geração anual de energia, os módulos devem estar inclinados em 23° , valor próximo à latitude do local, a cidade de São Paulo.

Como já dito, para a máxima geração de energia os módulos devem estar voltados para o Norte geográfico, ou seja, a superfície de captação teria um azimute igual a zero. Caso os módulos sejam instalados voltados para o norte e como o terreno está voltado para 48° leste, os módulos teriam que ser instalados com um ângulo 48° em relação à cobertura. Para simplificar uma futura instalação, será considerada a instalação dos módulos a 45° em relação ao terreno, o que significa que os módulos estariam orientados a 3° leste.

Fazendo a simulação com o software RADIASOL 2, para a superfície captora inclinada em 23° e estando com o azimute em 3° ou alinhados com o terreno com um azimute em 48° , obteve-se uma diferença máxima de 6% na irradiação média mensal e de 3% na irradiação anual, comprovando que pequenas variações no azimute da superfície não influenciam significativamente a energia gerada. A figura 18 mostra o gráfico para as duas situações.

Figura 18 - Irradiação média mensal para a superfície inclinada em 23 graus.



Fonte: Elaboração própria.

Deste modo será considerado um azimuth da superfície de 3° em relação ao norte, ficando os módulos a 45° em relação à cobertura.

4.2 Cálculo do fator de sombreamento

Considerando a área sombreada nos dias médios de cada mês foram criadas as tabelas 5 e 6, contendo os fatores de sombreamento das 06h às 18h para cada mês, através da medição das áreas no modelo feito no *Sketchup*.

Tabela 5 – Fatores de sombreamento horário no dia médio para a cobertura do bloco 1.

Mês	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h
Jan.	0,13	0,15	0,19	0,20	0,17	0,04	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04	0,10
Fev.	0,17	0,23	0,29	0,37	0,32	0,15	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04	0,09
Mar.	0,24	0,37	0,49	0,73	0,46	0,27	0,06	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05	1,00
Abr.	0,80	0,72	0,68	0,75	0,65	0,32	0,11	0,01	0,01	0,02	0,04	0,10	1,00
Maio	1,00	0,86	0,77	0,76	0,65	0,34	0,11	0,02	0,02	0,03	0,04	1,00	1,00
Jun.	1,00	1,00	0,77	0,77	0,62	0,38	0,14	0,03	0,02	0,03	0,05	1,00	1,00
Jul.	1,00	0,94	0,77	0,76	0,66	0,39	0,15	0,03	0,02	0,03	0,04	1,00	1,00
Ago.	1,00	0,83	0,72	0,73	0,73	0,35	0,13	0,02	0,01	0,02	0,04	0,10	1,00
Set.	0,37	0,50	0,60	0,74	0,30	0,26	0,06	0,01	0,01	0,02	0,04	0,08	1,00
Out.	0,24	0,31	0,42	0,44	0,16	0,12	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03	0,07	1,00
Nov.	0,16	0,19	0,24	0,25	0,16	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03	0,05	1,00
Dez.	0,13	0,14	0,17	0,19	0,12	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04	0,16

Tabela 6 – Fatores de sombreamento horário no dia médio para a cobertura do bloco 3.

Mês	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h
Jan.	0,35	0,25	0,06	0,04	0,02	0,00	0,00	0,03	0,10	0,19	0,27	0,36	0,61
Fev.	0,52	0,39	0,06	0,04	0,03	0,01	0,00	0,01	0,06	0,13	0,19	0,28	0,60
Mar.	0,72	0,52	0,07	0,04	0,03	0,02	0,01	0,02	0,04	0,08	0,15	0,59	1,00
Abr.	0,77	0,44	0,08	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,09	0,49	0,77	1,00
Maio	1,00	0,24	0,10	0,06	0,05	0,04	0,04	0,04	0,05	0,21	0,69	1,00	1,00
Jun.	1,00	0,23	0,12	0,07	0,06	0,05	0,05	0,05	0,06	0,26	0,62	1,00	1,00
Jul.	1,00	0,25	0,12	0,07	0,05	0,05	0,04	0,04	0,05	0,20	0,62	1,00	1,00
Ago.	1,00	0,42	0,09	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,11	0,56	0,79	1,00
Set.	0,78	0,33	0,07	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02	0,05	0,08	0,32	0,71	1,00
Out.	0,58	0,17	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	0,03	0,08	0,13	0,20	0,48	1,00
Nov.	0,39	0,15	0,05	0,03	0,02	0,00	0,00	0,04	0,12	0,19	0,26	0,38	1,00
Dez.	0,49	0,19	0,05	0,03	0,02	0,00	0,00	0,04	0,13	0,21	0,30	0,40	0,77

Com o software RADIASOL 2 foram obtidos os valores apresentados na tabela 7 de irradiância direta média mensal para uma inclinação da superfície de 23° e azimute de 3°.

Tabela 7 – Irradiância direta média horária mensal em W/m² para uma superfície inclinada em 23° e azimute de 3° instalada em São Paulo.

Mês	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	Total
Jan.	25	70	181	255	297	328	405	352	276	209	86	15	0	2499
Fev.	23	74	181	224	321	356	403	324	197	142	92	13	0	2350
Mar.	13	60	145	243	387	393	391	315	264	117	60	10	0	2398
Abr.	10	68	162	237	423	452	444	384	234	157	81	12	0	2664
Mai	0	55	160	242	346	406	449	350	228	140	49	0	0	2425
Jun.	0	57	140	269	391	394	339	324	272	137	66	0	0	2389
Jul.	0	62	149	263	349	401	364	424	256	163	53	0	0	2484
Ago.	4	98	212	297	395	359	429	436	279	156	70	5	0	2740
Set.	11	73	141	293	320	400	383	321	218	114	57	14	0	2345
Out.	17	88	133	294	339	307	361	312	199	133	56	15	0	2254
Nov.	20	74	162	222	344	414	397	336	248	144	65	12	0	2438
Dez.	18	86	180	307	361	386	369	318	248	176	71	16	0	2536

Fazendo uma média ponderada pelos valores de irradiâncias diretas horárias médias, foi obtido os fatores de sombreamento mensais apresentados na tabela 8.

Tabela 8 – Fatores de sombreamento mensais

Mês	Nº de dias	Irradiação direta média (kWh/m²/dia)	Fator de sombreamento médio mensal do bloco 1	Fator de sombreamento médio mensal do bloco 3
Janeiro	31	2,50	0,07	0,06
Fevereiro	28	2,35	0,14	0,05
Março	31	2,40	0,24	0,05
Abril	30	2,67	0,31	0,07
Mai	31	2,42	0,32	0,08
Junho	30	2,39	0,35	0,09
Julho	31	2,48	0,34	0,08
Agosto	31	2,74	0,34	0,08
Setembro	30	2,35	0,25	0,08
Outubro	31	2,25	0,14	0,05
Novembro	30	2,44	0,07	0,05
Dezembro	31	2,54	0,06	0,06

Foi considerado um albedo de 0,2 por se tratar de uma cobertura de concreto em área urbana, conforme indicado na tabela 1.

Por exemplo, para o mês de janeiro, no bloco 1, o FS é igual a:

$$\frac{(0,13 \times 25 + 0,15 \times 70 + 0,19 \times 181 + 0,2 \times 255 + 0,17 \times 297 + 0,04 \times 328 + 0 \times 405 + 0 \times 352 + 0,01 \times 276 + 0,01 \times 209 + 0,02 \times 86 + 0,04 \times 15 + 0,1 \times 0)}{2499} = 0,07$$

Com os fatores de sombreamento mensais fazendo uma média ponderada pela quantidade de dias de cada mês chega-se ao valor apresentado na tabela seguinte.

Tabela 9 - Fator de sombreamento anual

Fator de sombreamento médio anual do bloco 1	Fator de sombreamento médio anual do bloco 3
0,22	0,07

Desse modo pode-se afirmar a vantagem de um SFCR instalado na cobertura do bloco 3 ao invés de instalado bloco 1. Esta situação tende a piorar, pois está em construção um edifício ao lado do bloco 1 que poderá aumentar a sua área sombreada. Portanto, será considerada a instalação de um SFCR apenas no bloco 3.

4.3 Espaçamento entre as fileiras

Para determinar o espaçamento entre os módulos foi necessária a escolha do equipamento a ser utilizado. Entre diversos modelos existentes foi escolhido o módulo policristalino *Yingli Solar YGE60*, de 250 W. A especificação técnica do módulo está no anexo do trabalho. A Figura 19 apresenta o módulo e o inversor utilizados no estudo.

No mês com menor insolação, junho, 97,6% da insolação concentra-se no intervalo das 8 às 16h. Deste modo, foi calculado o azimute e a altitude do Sol para as 8h do dia 21 de junho, sendo encontrado o valor de 54,66° para o azimute e de 16,20° para a altitude. Com esses dados inseridos na equação 21 é obtido o espaçamento mínimo entre as fileiras. Caso o módulo esteja na vertical, o espaçamento mínimo será de:

$$D = 1,64 \times \sin(23^\circ) \times \frac{\cos(54,66^\circ)}{\tan(16,20^\circ)} \cong 1,28 \text{ m}$$

E caso esteja na horizontal, o espaçamento mínimo será de:

$$D = 0,99 \times \sin(23^\circ) \times \frac{\cos(54,66^\circ)}{\tan(16,20^\circ)} \cong 0,77 \text{ m}$$

Com o espaçamento entre as fileiras foi verificada a quantidade máxima de módulos que pode ser instalada na cobertura analisada, na horizontal ou vertical:

- a) Módulo na horizontal com azimuth de 3°- 2440 módulos;
- b) Módulo na horizontal com azimuth de 3°- 2470 módulos;

Foi escolhida a solução com os módulos na vertical por permitir uma maior ventilação dos módulos e um acesso mais fácil para uma futura manutenção.

Figura 19 – Equipamentos escolhidos para o projeto: (a) Módulo fotovoltaico; (b) Inversor solar.



Fonte: Catálogo dos fabricantes.

4.4 Dimensionamento do inversor

Segundo o fabricante do módulo, a temperatura NOCT é de 46 °C. Assim, coeficiente térmico calculado pela equação 2 é de:

$$K_T = \frac{46 - 20}{800} = 0,0325 \frac{^\circ\text{C}}{\text{Wm}^2}$$

Por segurança, será considerada para a temperatura mínima o valor de 0 °C e para a temperatura máxima o valor de 40 °C. A temperatura mínima do módulo foi considerada igual à mínima do ambiente e a temperatura máxima do módulo foi estimada pela equação 3 para uma irradiância máxima de 1000 W/m², como mostrado a seguir:

$$T_{mod} = 40 + 0,0325 \times 1000 = 72,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

O coeficiente de temperatura para V_{oc} é de -0,32%/°C e a tensão de circuito aberto é de 37,6 V. Com esses valores foram obtidas as tensões de circuito aberto na temperatura mínima e máxima através da equação 5:

$$V_{oc-min} = 37,6 \times (1 - 0,0032 \times (0 - 25)) = 40,6 \text{ V}$$

$$V_{oc-max} = 37,6 \times (1 - 0,0032 \times (72,5 - 25)) = 29,4 \text{ V}$$

Os módulos podem ser ligados em série até uma tensão máxima de 1000 V. Escolhendo um inversor cuja tensão máxima de entrada do inversor também seja de 1000 V, o número máximo de módulos em série será de:

$$N^{\circ} \text{ módulos série} < \frac{1000}{40,6} \rightarrow 24$$

Para determinar os próximos valores foi necessária a escolha de um modelo de inversor. Entre os diversos modelos existentes no mercado foi escolhido o Fronius Symo 20.0-3-M, de 20 kVA, cuja especificação encontra-se em anexo ao trabalho.

A tensão nos terminais do módulo na potência máxima é de 29,8 V. Através da equação 5 foi calculada a tensão da potência máxima nas temperaturas mínima e máxima:

$$V_{mppT-min} = 29,8 \times (1 - 0,0032 \times (0 - 25)) = 32,2 \text{ V}$$

$$V_{mppT-max} = 29,8 \times (1 - 0,0032 \times (72,5 - 25)) = 25,3 \text{ V}$$

E assim obtivemos o número máximo e mínimo de módulos em série para o funcionamento do MPPT através da equação 11:

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos série para o MPPT} < \frac{800}{32,2} \rightarrow 24$$

$$N^{\circ} \text{ mínimo de módulos série para o MPPT} < \frac{420}{25,3} \rightarrow 17$$

O número máximo de fileiras em paralelo é dado pela equação 12:

$$N^{\circ} \text{ máximo de fileiras em paralelo} < \frac{51}{8,92} \rightarrow 5$$

Foi preferido utilizar a maior quantidade de módulos em série possível, de forma a elevar a tensão gerada e consequentemente reduzir as perdas por efeito joule nos condutores. Assim, a máxima quantidade de módulos possível em um arranjo será de:

$$24 \frac{\text{módulos}}{\text{fileira}} \times 5 \text{ fileiras} = 120 \text{ módulos}$$

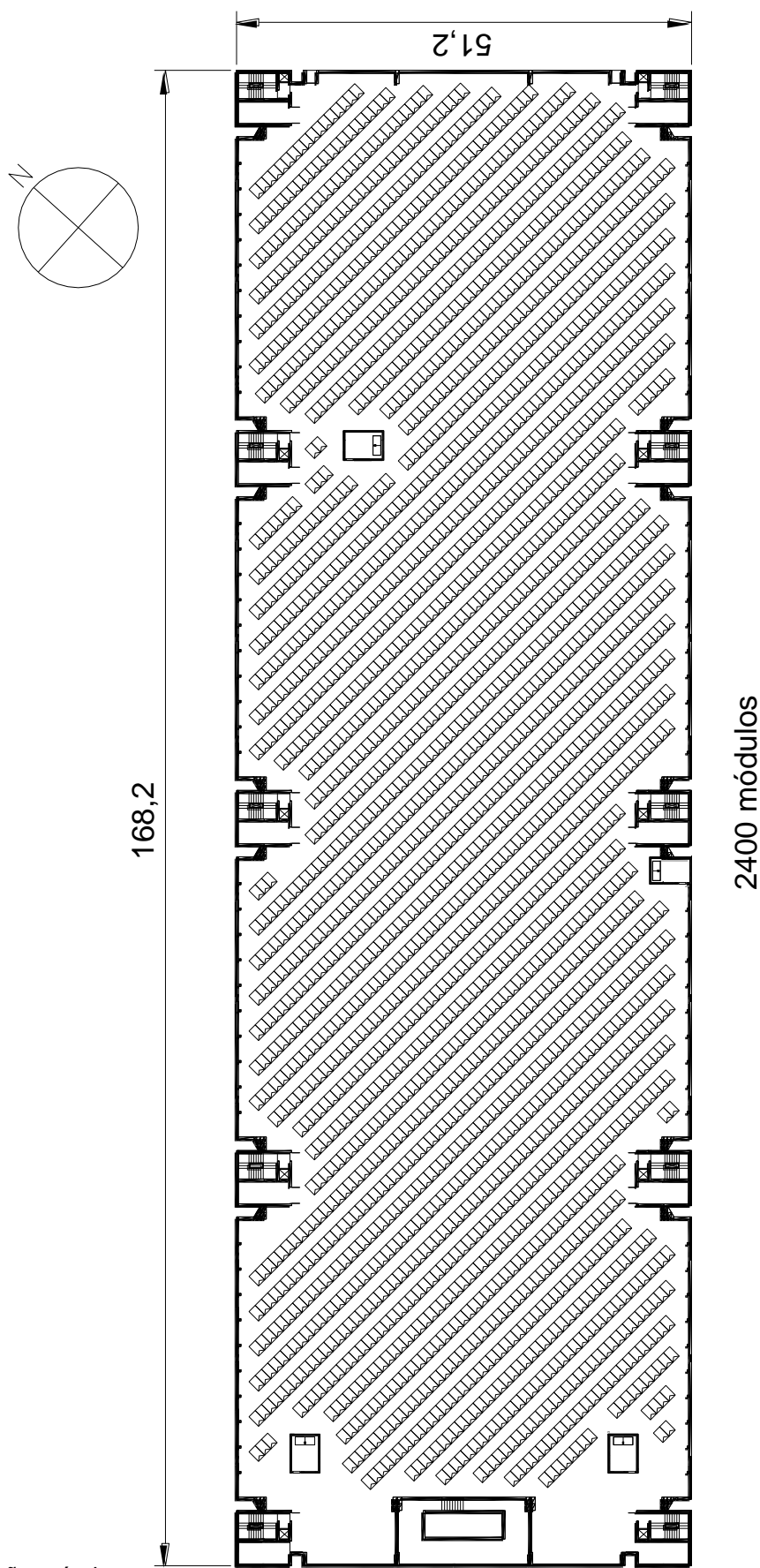
O que corresponde a uma potência de 30000 Wp. Como o inversor possui uma potência máxima de entrada de 20000 W, a razão entre a potência do inversor e a potência do arranjo, também chamado de fator de dimensionamento do inversor, é igual a 0,67, estando acima do 0,6 necessário, conforme explicado na seção 2.5.5. Assim, está determinado o tamanho do arranjo fotovoltaico por inversor.

A quantidade de inversores é determinada pela razão da quantidade total de módulos e a quantidade de módulos por inversor, que é de 20,33. Arredondando para 20 inversores chega-se à quantidade de 2400 módulos. Os quarenta módulos restantes representam um valor de 10 kWp, o que equivale a 1,66% do total. Como não se trata de um valor significativo foram removidos do projeto.

A figura 20 mostra o leiaute proposto após as análises deste capítulo. A potência em Wp do sistema fotovoltaico seria de:

$$2400 \times 250 = 600000 \text{ Wp}$$

Figura 20 - Leiaute da cobertura do bloco 3 com os módulos fotovoltaicos.



Fonte: Elaboração própria.

5 ESTIMATIVA DA ENERGIA GERADA PELO SISTEMA

A energia gerada pelo sistema dimensionado no capítulo 4 será estimada conforme o método apresentado na seção 2.8. A tabela 10 mostra a irradiação total, direta e difusa inclinada média para a cidade de São Paulo, obtida através do *software* RADIASOL 2.

Tabela 10 – Irradiação total, direta e difusa inclinada média para superfície inclinada em 23° e com azimute a 3° na cidade de São Paulo.

Mês	Nº de dias	Irradiação total média (kWh/m²/dia)	Irradiação direta média (kWh/m²/dia)	Irradiação difusa e refletida média (kWh/m²/dia)
Janeiro	31	5,20	2,50	2,7
Fevereiro	28	5,45	2,35	3,1
Março	31	5,18	2,40	2,78
Abril	30	4,91	2,67	2,24
Mai	31	4,32	2,42	1,9
Junho	30	4,18	2,39	1,79
Julho	31	4,29	2,48	1,81
Agosto	31	4,89	2,74	2,15
Setembro	30	4,86	2,35	2,51
Outubro	31	5,11	2,25	2,86
Novembro	30	5,31	2,44	2,87
Dezembro	31	5,13	2,54	2,59

Tabela 11 - Horas de Sol pleno na cobertura analisada.

Mês	Horas de Sol pleno diária (HSP)
Janeiro	5,04
Fevereiro	5,32
Março	5,05
Abril	4,72
Mai	4,14
Junho	3,97
Julho	4,09
Agosto	4,68
Setembro	4,72
Outubro	5,00
Novembro	5,18
Dezembro	4,97

Utilizando a equação 15 e os dados das tabelas 8 e 10, calculou-se para todos os meses a irradiação corrigida nos dias médios. Estes valores são iguais às horas de Sol pleno e são apresentados na tabela 11.

Com o número de HSP podemos estimar a energia gerada através da equação 24. O fabricante do módulo garante uma potência mínima de 97,5% em relação a nominal. Deste modo a equação 14 torna-se:

$$E = 2400 \times 0,25 \times 0,975 \times HSP \times PR \text{ [kWh]}$$

A PR utilizada é um valor médio e igual para todos os meses, de forma a anular as variações sazonais de temperatura que auxiliam ou prejudicam a geração de energia, pois sabe-se que no inverno o desempenho do sistema seria melhor devido às menores temperaturas e no verão o sistema teria um desempenho pior por causa das altas temperaturas. Como no cálculo das HSP já foi considerada a redução da produção da irradiação causada pelo sombreamento direto será adotada uma PR de 0,8, por se tratar de um sistema de grande porte. Calculando para cada mês obtém-se a tabela 12.

Tabela 12 - Estimativa de energia gerada pelo SFCR.

Mês	Energia gerada (kWh)
Janeiro	77376
Fevereiro	71512
Março	75202
Abril	67976
Maio	61535
Junho	57113
Julho	60831
Agosto	69604
Setembro	68002
Outubro	74332
Novembro	74561
Dezembro	73926
Ano	831972

Como precaução, foi utilizada a potência de pico mínima dos módulos garantida pelo fabricante no primeiro ano de uso. Para que se possa fazer o cálculo da energia

gerada nos anos posteriores, a redução anual da eficiência deve ser informada pelo fabricante.

A energia média gerada por módulo no primeiro ano seria de:

$$\frac{831972}{2400} = 346,6 \text{ kWh/módulo}$$

O fator de capacidade da usina é obtido através da equação 15:

$$FC \text{ anual} = \frac{831972}{2400 \times 250 \times 0,975 \times 24 \times 365} = 16,2 \%$$

Como esperado, os meses com maior geração de energia são os de verão. A geração estimada para o mês de janeiro chega a ser 30 % maior que a de junho. Na prática deve ser esperada uma menor diferença pelos motivos já comentados. De qualquer modo, os valores mensais não são de tanta importância, pois os custos de energia são anuais.

A quantidade de 0,83 MWh encontrada representa aproximadamente 6% da energia consumida anualmente no complexo. Como o projeto pode ser implementado, a viabilidade técnica do projeto está comprovada, restando a análise econômica.

6 ANÁLISE ECONÔMICA

6.1 Economia anual estimada

A vida útil dos módulos, garantida pelo fabricante, é de vinte e cinco anos, com uma redução anual de 0,672% da potência nominal. Foi considerado que a energia gerada diminui na mesma proporção. Já os inversores possuem uma garantia de cinco anos pelo fabricante, com possibilidade de compra de uma garantia estendida de mais 20 anos. Não há menção de redução do desempenho. Os eventuais custos de troca de inversores são considerados nos custos de manutenção e operação.

O período de análise será o da vida útil dos módulos. Deste modo, a energia gerada no período analisado será conforme a tabela 13.

Tabela 13 – Estimativa da energia gerada no período de 25 anos.

Ano	Eficiência dos módulos	Energia gerada (kWh)
1	15,01%	831972
2	14,91%	826238
3	14,81%	820504
4	14,70%	814769
5	14,60%	809035
6	14,50%	803301
7	14,39%	797567
8	14,29%	791833
9	14,19%	786098
10	14,08%	780364
11	13,98%	774630
12	13,87%	768896
13	13,77%	763161
14	13,67%	757427
15	13,56%	751693
16	13,46%	745959
17	13,36%	740225
18	13,25%	734490
19	13,15%	728756
20	13,05%	723022
21	12,94%	717288
22	12,84%	711554
23	12,74%	705819
24	12,63%	700085
25	12,53%	694351

A tarifa atualmente aplicada pela concessionária de energia está ao redor de R\$ 0,519 por kWh. A economia anual estimada é o quanto não seria consumido da concessionária devido à energia gerada pelo sistema fotovoltaico menos os custos de manutenção e operação (O&M) do sistema. Estes custos incluem eventuais reposições de equipamentos, pagamento de funcionários, seguros, dentre outros. Os custos anuais de O&M do sistema podem ser estimados como 2% do investimento inicial (CRESESB, 2014). Isto significa um valor aproximado de 97 mil reais. Portanto, a economia líquida no primeiro ano seria de cerca de 334 mil reais. Os valores são apresentados na tabela 14.

Tabela 14 – Economia anual com a instalação do sistema fotovoltaico.

Ano	Economia bruta anual (R\$)	Economia líquida anual (R\$)
1	431.793	334.453
2	428.817	331.477
3	425.841	328.501
4	422.865	325.525
5	419.889	322.549
6	416.913	319.573
7	413.937	316.597
8	410.961	313.621
9	407.985	310.645
10	405.009	307.669
11	402.033	304.693
12	399.057	301.716
13	396.081	298.740
14	393.105	295.764
15	390.129	292.788
16	387.153	289.812
17	384.177	286.836
18	381.201	283.860
19	378.224	280.884
20	375.248	277.908
21	372.272	274.932
22	369.296	271.956
23	366.320	268.980
24	363.344	266.004
25	360.368	263.028

6.2 Investimento necessário

Para o cálculo dos preços dos serviços foi utilizado valores obtidos na internet para o módulo fotovoltaico e o inversor, além de estimar o custo de uma estrutura de alumínio para a sustentação dos módulos. Os serviços tiveram um valor estimado de mão de obra para a sua execução. Para os materiais acessórios foi considerado um valor de 10% do investimento total. Finalmente, foi considerado um fator de 25% para cada serviço para cobrir custos indiretos, como encargos sociais e impostos, custos administrativos, além do lucro do empreiteiro contratado. A tabela 15 apresenta o orçamento completo e a figura 21 mostra o custo de cada serviço em relação ao total. Este investimento seria realizado com capital próprio.

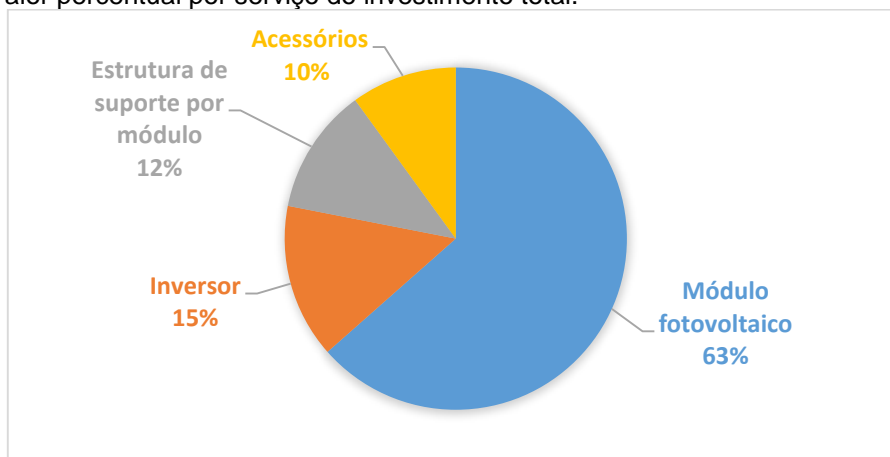
Tabela 15 – Estimativa do investimento necessário.

Item	Quantidade	Preço unitário (R\$)	Preço total (R\$)	Preço total (R\$)
Módulo fotovoltaico	2400	1.030,00	2.472.000,00	3.090.000,00
Inversor	20	28.390,00	567.800,00	709.750,00
Estrutura de suporte por módulo	2400	193,52	464.454,14	580.567,68
Acessórios	-	-	-	486.701,96
			Total	4.867.019,64

Os valores encontrados são bastante elevados. Como esperado o principal custo é com os painéis, seguido dos inversores. O valor do investimento por Wp é de:

$$\frac{R\$ 4.867.019,64}{600.000 \text{ Wp}} = 8,11 \text{ R\$/Wp}$$

Figura 21 - Valor percentual por serviço do investimento total.



Fonte: Elaboração própria.

A proporção dos custos ficou bastante próxima da informada pelo EPE, com um ligeiro aumento do custo com a estrutura de suporte.

6.3 Índices econômicos obtidos para o projeto

Quanto à inflação da energia, o cenário mais provável a longo prazo é que seja igual ao aumento de custos geral, podendo, portanto, ser desconsiderada. Desta forma, a taxa de desconto será igual à rentabilidade real.

Conforme indicado na seção 2.8.2, considerando uma taxa de desconto de 6% ao ano em um período de 25 anos, os valores do fluxo de caixa (FLC), do fluxo de caixa descontado (FLCD) e do fluxo de caixa acumulado (FLCA) são apresentados na tabela 16. Foi considerado que o projeto seria executado em um período menor que um ano.

Tabela 16 – Fluxo de caixa do projeto para uma taxa de desconto de 6% ao ano.

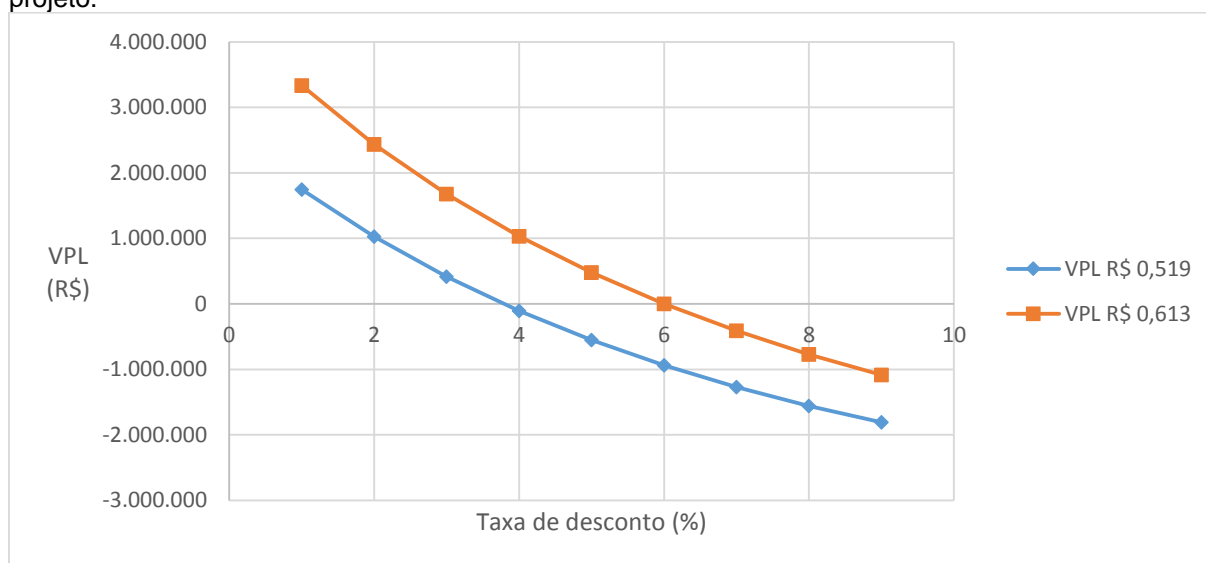
Ano	FLC (R\$)	FLCD (R\$)	FLCA (R\$)
0	-4.867.020	-4.867.020	-4.867.020
1	334.453	315.522	-4.551.498
2	331.477	295.013	-4.256.485
3	328.501	275.816	-3.980.669
4	325.525	257.846	-3.722.823
5	322.549	241.027	-3.481.795
6	319.573	225.286	-3.256.509
7	316.597	210.555	-3.045.954
8	313.621	196.770	-2.849.185
9	310.645	183.870	-2.665.315
10	307.669	171.801	-2.493.514
11	304.693	160.508	-2.333.006
12	301.716	149.944	-2.183.062
13	298.740	140.061	-2.043.001
14	295.764	130.817	-1.912.184
15	292.788	122.170	-1.790.014
16	289.812	114.084	-1.675.930
17	286.836	106.521	-1.569.409
18	283.860	99.449	-1.469.961
19	280.884	92.836	-1.377.125
20	277.908	86.653	-1.290.472
21	274.932	80.873	-1.209.599
22	271.956	75.469	-1.134.130
23	268.980	70.418	-1.063.712
24	266.004	65.697	-998.014
25	263.028	61.285	-936.729

Para este fluxo de caixa, com uma taxa de desconto de 6%, o VPL é de -R\$ 936.729 em um período de 25 anos, ou seja, trata-se de um investimento inviável economicamente. A TIR é de 3,78%, o que significa que o sistema é viável economicamente somente para taxas de desconto menores. Conforme a equação 25, o sistema só se tornaria viável com uma tarifa de:

$$LCOE = \frac{VP(CAPEX, 6\%) + VP(OPEX, 6\%)}{VP(EP, 6\%)} = \frac{4.867.019 + 1.244.337}{9.970.380} = 0,613 \text{ R\$/kWh}$$

Mantendo a mesma taxa de desconto o VPL se tornaria positivo para uma tarifa de aproximadamente R\$ 0,61 por kWh, valor não muito distante. Isto mostra uma grande sensibilidade da viabilidade do projeto ao valor da tarifa de energia. Na figura 22 são mostrados cenários para diversas taxas de desconto com as duas tarifas.

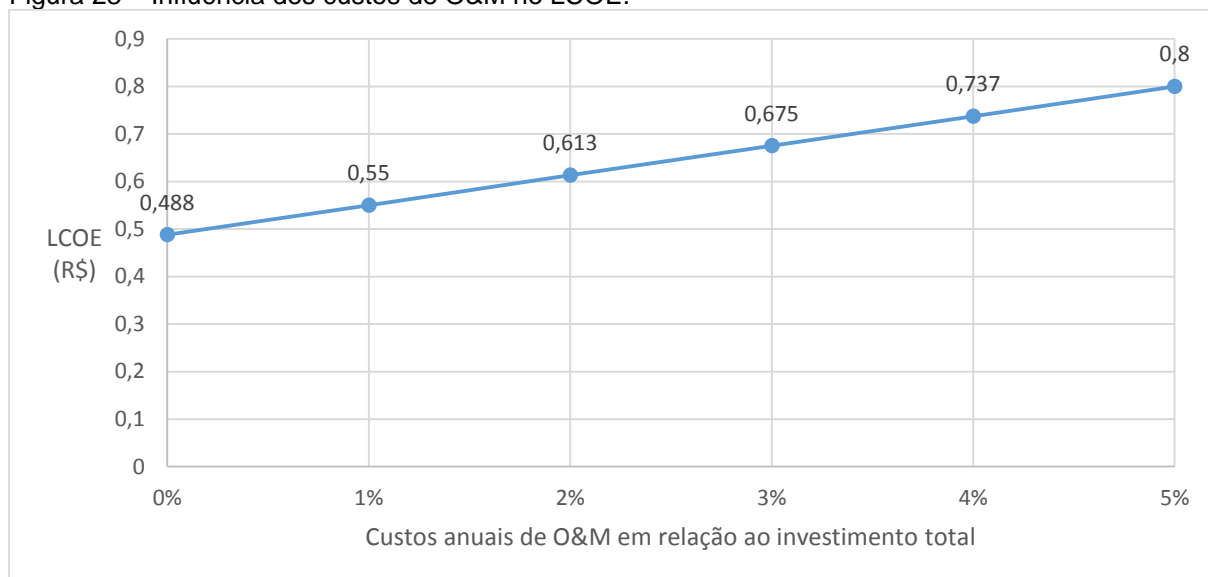
Figura 22 – VPL x taxa de desconto para a tarifa de energia atual e a LCOE encontrada para o projeto.



Fonte: Elaboração própria.

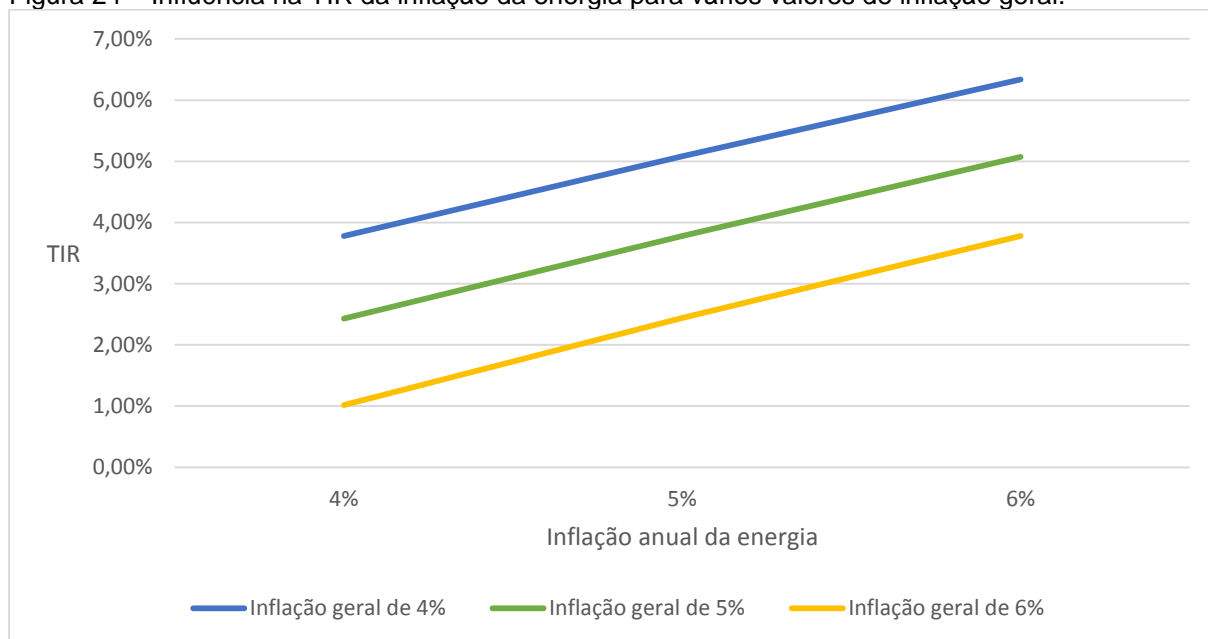
Alguns autores citam que os custos anuais de O&M podem chegar a até 5% do investimento inicial. A relação entre a LCOE do projeto e os custos de manutenção está indicada na figura 23. Como mostrado, a LCOE aumenta muito com os custos de O&M, transformando este item em um aspecto fundamental na análise de viabilidade do projeto.

Figura 23 – Influência dos custos de O&M no LCOE.



Caso a inflação da energia seja maior ou menor que a inflação geral, os resultados serão diferentes. Dependendo dos índices de inflação, caso o da energia seja maior que o geral, o projeto pode se tornar viável. A figura 24 mostra a TIR para diversos cenários de inflação utilizando a tarifa atual de R\$ 0,519 por kWh. Como esperado, percebe-se que se a inflação da energia for maior do que a geral, a TIR do projeto será maior.

Figura 24 – Influência na TIR da inflação da energia para vários valores de inflação geral.



Fonte: Elaboração própria.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como intuito analisar e verificar a possibilidade de instalação de um sistema fotovoltaico no edifício sede dos Correios de São Paulo. O objetivo foi alcançado e a proposta se tornou tecnicamente viável em uma das duas coberturas analisadas, sendo que o potencial energético estimado é equivalente a quase um mês de consumo do complexo.

A análise econômica do projeto resultou em uma taxa interna de retorno líquida de 3,78% com a utilização de capital próprio, supondo que a longo prazo o aumento percentual da tarifa de energia acompanhe a inflação geral, valor próximo ao de investimentos em renda fixa existentes no mercado. Como a TIR ficou menor que a taxa mínima de atratividade, infelizmente, o projeto é atualmente inviável na localidade analisada.

Porém, este resultado deve ser interpretado com cuidado, visto a grande variação na regulação do setor energético que acaba influenciando muito as tarifas, como, por exemplo, a recente adoção das chamadas bandeiras. Isto prejudica a previsão do cenário a longo prazo. O cenário atual é favorável a instalação dos sistemas fotovoltaicos por causa do baixo nível dos reservatórios das hidroelétricas o que acaba resultando em uma alta das tarifas devido esta ser a base da matriz energética brasileira, mas é difícil saber se esta condição continuará.

A grande instabilidade da economia também prejudica a análise, pois os resultados são diretamente influenciados pelo dólar, visto que a maior parte dos componentes são importados, e pela inflação.

Um dos fatores que resultou em uma TIR baixa é o alto investimento necessário para implantação do sistema. Apesar de ser uma característica desta fonte de energia, a excessiva falta de domínio tecnológico está entre os principais fatores de aumento dos custos. Além de incentivos governamentais, torna-se necessário o maior investimento para a nacionalização de produtos e a criação de uma indústria nacional para que se possa diminuir os custos dos materiais utilizados em sistemas fotovoltaicos.

Uma forma de diminuir o investimento inicial e que não foi considerada neste trabalho é a de financiar parte do investimento. Esta possibilidade não foi analisada pois não há, atualmente, linhas de financiamento de baixo custo para geração fotovoltaica de pequeno porte. O Banco Nacional de Desenvolvimento

Socioeconômico (BNDES) tem uma linha de crédito para projetos de energia com fontes renováveis, com uma taxa de juros que chegam a 9,2% ao ano⁸ para projetos de mais de 20 milhões de reais, possibilitando o financiamento de até 70% do valor investido. Infelizmente, para projetos menores as taxas são maiores. Caso o governo brasileiro esteja interessado na disseminação de projetos de geração fotovoltaica de médio e pequeno porte, deverá estender estes benefícios para os pequenos investidores.

Os impactos indiretos não foram analisados. Um destes, e que pode contribuir para uma viabilidade econômica, é o efeito na redução da radiação incidente diretamente na cobertura. Os painéis geram uma sombra no telhado que, conseqüentemente, reduz a sua temperatura e assim a energia gasta na climatização do ambiente interno.

Além disso, existem outras externalidades que não foram levados em conta e que podem mudar o cenário proposto, como o aumento da segurança energética (caso o sistema seja ligado a um armazenador de energia já instalado de forma a não aumentar os custos com baterias) e a diminuição dos impactos ambientais.

Por se tratar de uma tecnologia nova, ficou claro também a necessidade da realização de projetos pilotos, de forma a averiguar os fatores utilizados nos cálculos, visto que estes tem grande influência na viabilidade do projeto, como por exemplo, os custos estimados de operação e manutenção do sistema. Esses e outros problemas podem ser estudados em outros trabalhos, de forma a complementar o estudo atual.

⁸ Valores de outubro de 2015. Acesso em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_geracao_vapor_renovavel.html.

REFERÊNCIAS

- ABINEE (Associação Brasileira de Indústria Elétrica e Eletrônica). **Propostas para inserção da energia solar na matriz elétrica brasileira**. [S.l.: s.n], 2012. 176 p. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 15 de set. de 2015.
- BULANYI, P.; ZHANG, R. **Shading Analysis & Improvement for Distributed Residential Grid: Connected Photovoltaics Systems**. In: SOLAR2014 CONFERENCE E EXPO, 52. 2014. Melbourne. 12 p. Disponível em: <https://www.sicleanenergy.com.au/wp-content/uploads/2014/05/Shade-Effect-Paper_Final-1.pdf>. Acesso em: 01 de set. de 2015.
- CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito) **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014. 530 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 02 de ago. de 2015.
- DUFFIE, J.; BECKMAN, W. **Solar engineering of thermal processes**. 4th ed. New Jersey: John Wiley and Sons, 2013. 910 p.
- ELETROBRÁS et al. **Análise econômica de investimento: Guia básico**. Brasília: IEL/NC, 2008. 85 p. Disponível em: <http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_18/2014/04/22/6281/Analise_economica.pdf>. Acesso em: 08 de ago. de 2015.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética) **Análise da inserção da geração solar na matriz brasileira**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2012. 64 p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_Energia_Solar_2012.pdf>. Acesso em: 15 de set. de 2015.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética) **Nota técnica DEA 19/14 - Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014. 64 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 08 de set. de 2015.
- EPIA (European Photovoltaic Industry Association) **Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector: On the Road of Competitiveness**. Bruxelas: [s.n.], 2011. 36 p. Disponível em: <http://helapco.gr/pdf/tn_jsp.pdf>. Acesso em: 05 de out. de 2015.
- EPIA (European Photovoltaic Industry Association) **Solar photovoltaic electricity empowering the world**. Bruxelas: [s.n.], 2011. 100 p. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2011/Final%20SolarGeneration%20VI%20full%20report%20lr.pdf>>. Acesso em: 05 de ago. de 2015.
- EPIA (European Photovoltaic Industry Association) **Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018**. Bruxelas: [s.n.], 2014. 60 p. Disponível em: <<http://www.cleanenergybusinesscouncil.com/global-market-outlook-for-photovoltaics-2014-2018-epia-2014>>. Acesso em: 15 de ago. de 2015.

- IDEAL (Instituto para o Desenvolvimento de Energias alternativas na América Latina) **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica em 2013**. [S.l.: s.n], 2014. 43 p. Disponível em: <http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2014/11/2014_ideal_mercadoGDFV.pdf>. Acesso em: 05 de out. de 2015.
- IEA PVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme) **Snapshot of global PV Markets in 2014**. [S.l.: s.n], 2014. 16 p. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf>. Acesso em: 12 de set. de 2015.
- MACÊDO, W. N. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede**. 2006. 183 p. Tese (Doutorado) — Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29112006-153307/publico/TeseWilson1.pdf>>. Acesso em: 20 de set. de 2015.
- PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2006. 60 p. Disponível em: <http://www.ccst.inpe.br/wp-content/themes/ccst-2.0/pdf/atlas_solar-reduced.pdf>. Acesso em: 26 de ago. de 2015.
- PEREIRA, O. L.; GONÇALVES, F. F. **Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**: Estudo de caso do sistema de Tubarão - SC. Revista Brasileira de Energia, [Itajubá], Vol. 14, nº. 1, p 25-45, 1º sem. 2008. Disponível em: <<http://www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=219>>. Acesso em: 26 de set. de 2015.
- REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) **Renewables 2015 Global Status Report**. Paris: REN 21 Secretariat, 2015. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Online_book_low1.pdf> Acesso em: 01 de out. de 2015.
- SOLAR POWER EUROPE **Global Market Outlook for Solar Power 2015 - 2019**. Disponível em: <<http://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/global-market-outlook-for-solar-power-2015-2019>>. Bruxelas: [s.n.], 2015 . 32 p. Acesso em: 20 de set. de 2015.

ANEXO – Dados técnicos dos equipamentos

Dados do módulo Yingli Solar YGE60		
Características gerais		
Comprimento		1640 mm
Largura		990 mm
Altura		35 mm
Peso		19 kg
Parâmetros elétricos para STC		
Potência de saída STC	P _{max}	250 W
Eficiência	η	15,4%
Tensão em P _{max}	V _{mpp}	29,8 V
Corrente em P _{max}	I _{mpp}	8,39 A
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	37,6 V
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	8,92 A
Parâmetros elétricos em temperatura de operação (NOCT)		
Potência de saída	P _{max}	182,4 W
Tensão em P _{max}	V _{mpp}	27,2 V
Corrente em P _{max}	I _{mpp}	6,71 A
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	34,7 V
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	7,21 A
Características térmicas		
Temperatura nominal da célula	NOCT	46 °C
Coeficiente de temperatura para P _{max}	γ	-0,42 %/°C
Coeficiente de temperatura para V _{oc}	β_{Voc}	-0,32 %/°C
Coeficiente de temperatura para I _{sc}	α_{Isc}	0,05 %/°C
Coeficiente de temperatura para V _{mpp}	β_{Vmpp}	-0,42 %/°C
Condições de funcionamento		
Tensão Máxima do sistema	V _{dc}	1000 V
Valor máximo do fusível em série	A	15 A
Limitação da corrente inversa	A	15 A
Temperatura mínima de funcionamento	T _{max}	-40 °C
Temperatura máxima de funcionamento	T _{min}	85 °C
Garantia		
Tempo de garantia do fabricante		10 anos
Vida útil		25 anos
Potência de pico mínima em relação a nominal no primeiro ano		97,5%
Potência de pico mínima em relação a nominal no vigésimo quinto ano		80,7%
Redução na eficiência anual		-0,672%

Dados do inversor Fronius Symo 20.0-3-M	
Dados gerais	
Altura	725 mm
Largura	510 mm
Profundidade	225 mm
Peso	43 kg
Grau de proteção	IP 66
Tipo de inversor	Sem transformador
Dados de entrada	
Quantidade de SPPM	2
Potência máxima de entrada	30000 W
Máxima corrente de entrada do SPPM 1	33 A
Máxima corrente de entrada do SPPM 2	27 A
Máxima corrente de entrada total utilizável	51 A
Máxima corrente de curto circuito da array do SPPM 1	49,5 A
Máxima corrente de curto circuito da array do SPPM 2	40 A
Mínima tensão de entrada	200 V
Tensão mínima de partida para o funcionamento do inversor	200 V
Tensão nominal de entrada	600 V
Tensão máxima de entrada	1000 V
Tensão mínima para o funcionamento do SPPM	420 V
Tensão máxima para o funcionamento do SPPM	800 V
Dados de saída	
Número de fases	3
Potência de saída nominal	20000 W
Potência máxima de saída	20000 VA
Corrente nominal de saída	28,9 A
Tensão de saída nominal entre fases	380 V
Tensão de saída nominal entre fase e neutro	220 V
Frequência	50 ou 60 Hz
Eficiência europeia	97,2%
Fator de potência	De 0 a 1 indutivo ou capacitivo