



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA

JOÃO VICTOR FONTENELE JUCÁ

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA FLUTUANTE CONECTADO À REDE**

FORTALEZA

2017

JOÃO VICTOR FONTENELE JUCÁ

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA FLUTUANTE CONECTADO À REDE

Trabalho de conclusão de curso apresentada ao Curso de Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Mecânico.

Orientador: Prof. Dr. Maxweel Veras Rodrigues

FORTALEZA

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

J84a Jucá, João Victor Fontenele.
Análise de viabilidade econômica de um sistema de geração de energia fotovoltaica conectado à rede /
João Victor Fontenele Jucá. – 2017.
85 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia Mecânica, Fortaleza, 2017.
Orientação: Prof. Dr. Maxweel Veras Rodrigues.

1. Sistema solar flutuante. 2. Viabilidade Econômica. 3. Energia solar. I. Título.

CDD 620.1

JOÃO VICTOR FONTENELE JUCÁ

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA FLUTUANTE CONECTADO À REDE

Trabalho de conclusão de curso apresentada ao Curso de Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Mecânico.

Aprovada em: 18/07/2017.

BANCA EXAMINADORA

Professor Dr. Maxweel Veras Rodrigues (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Professor Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Professor Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire
Universidade Federal do Ceará (UFC)

AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo milagre da vida e pelo privilégio de estar vivo com saúde e felicidade e também por todas as bênçãos já concedidas.

À minha mãe, Henriqueta, pelos anos de dedicação, de acompanhamento, e como professora sempre me mostrou e a importância da educação e do saber.

Ao meu pai, Evamilson, que sempre se esforçou para que eu pudesse chegar onde estou hoje e desde pequeno me mostrou a importância da disciplina para a realização de tarefas e que também foi meu incentivador de estudos ao longo da minha vida.

À minha irmã, Marina, pelos anos de companheirismo, de ajuda mútua e ajuda em assuntos correlatos à engenharia.

A todo restante da minha família, por ter me dado o suporte necessário para a conclusão deste curso.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Maxweel Veras Rodrigues, por ter me guiado e ajudado na elaboração e realização deste trabalho e por estar disponível. Aos professores Paulo Alexandre e Nivaldo por aceitarem participar da banca.

Ao meu amigo americano Daniel Angel, que me ajudou na correção de erros de escrita e sintaxe no meu abstract em inglês.

Aos meus professores, por todo conhecimento transmitido, paciência e dedicação para tornar os alunos profissionais capazes de exercer grandes cargos.

Aos representantes das empresas Ciel & Terre Brasil e WEG por fornecerem dados de mercado sobre os valores de seus produtos e serviços.

À CAPES, que me proporcionou a oportunidade de fazer intercâmbio pelo Ciências Sem Fronteiras para os Estados Unidos, onde lá eu tive o *insight* para o tema proposto deste trabalho.

RESUMO

A matriz energética mundial amplia cada vez mais rapidamente a capacidade instalada de sistemas de geração de energia por fontes renováveis e não-poluentes, fazendo-os cada vez mais representativos na produção total de energia. A energia solar fotovoltaica, em especial, se popularizou porque teve uma queda de preços de mais de 99% nas últimas décadas, viabilizando seu uso em muitas aplicações. Uma delas, que é a abordada neste trabalho, é no sistema solar flutuante, que dentre outras vantagens, pode-se citar: a redução na evaporação da água do reservatório e a diminuição do crescimento de algas que reduz manutenção em equipamentos de hidroelétrica, melhoria da eficiência do painel devido à operação em menor temperatura. Então, a finalidade deste trabalho foi definir e executar um método de avaliação econômica de um sistema solar flutuante conectado à rede no Brasil, mais especificamente, no lago da hidroelétrica de Luiz Gonzaga. Para isto, foram estudados os insumos necessários para se instalar e operar uma usina solar fotovoltaica flutuante e os métodos de avaliação de investimento, que são: Valor Presente Líquido, Índice de Lucratividade, Taxa Interna de Retorno, Payback descontado e Custo Anual Equivalente. Ao final do estudo, após elaboração de fluxo de caixa para 20 anos, pode-se observar quais são os insumos e parâmetros mais significativos para a viabilidade do empreendimento, e então foi estudado como a variação influenciaria a viabilidade do negócio. Enfim, pode ser concluído que, sob as condições e premissas utilizadas e os dados coletados neste trabalho, a usina solar flutuante não é economicamente viável. Ainda sim, poderá ser possivelmente viável para venda direta ao consumidor final com alto custo de energia, se houver desconto na compra dos painéis solares e o fator de capacidade real for maior que o teórico também.

Palavras-chave: Sistema solar flutuante. Viabilidade Econômica. Energia.

ABSTRACT

The global energy matrix enlarges faster than ever the installed capacity of renewable and non-pollutant power plants so that they become more significant in the total energy production. The photovoltaic solar energy in special gained popularity because it has seen its price plummeting more than 99% in the last three decades, which made its use viable in many applications. One of them, approached in this project, is the floating solar system which among other advantages, it can be cited: a water evaporation reduction in resevoirs, a reduction in algae growth leading maintenance cost decrease in hydro power plants, a better solar panel efficiency due to a lower temperature operation. The purpose of this study was to define and execute an economic valuation method of a floating solar system grid-tied in Brazil specifically on the Luiz Gonzaga hydro power plant's lake. In order to do it, it has been studied the inputs needed to set up a floating solar power plant and the economic valuation methods, such as: Net Present Value, Profitability Index, Internal Return Rate, Discounted Payback and Equivalent Annual Cost. At the end of the study, after the 20-year cash flow elaboration, it has been noticed which inputs and parameters significantly provided more to the enterprise's feasibility. And then, it has been studied how changes of these inputs could influence the viability of the business. Finally, it could be concluded that under the applied conditions and assumptions and the collected data the floating solar power plant is not economically viable. Nevertheless, it might be viable for direct end costumer sales, who have a higher cost. Likewise, if there was a discount on solar panels' usual price.

Key-words: Floating solar system. Financial analysis. Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Previsão da Evolução da capa capacidade instalada e energia solar gerada.....	8
Figura 2 – Evolução da eficiência energética dos painéis fotovoltaicos.....	9
Figura 3 – Histórico de preço do painel solar por watt e capacidade instalada no tempo.....	11
Figura 4 – Aumento da produção de painéis e redução de custo.....	12
Figura 5 – Irradiação solar global inclinada média anual brasileira.....	21
Figura 6 – Diagrama esquemático do método proposto.....	32
Figura 7 – Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade.....	36
Figura 8 – Projeção da demanda total de eletricidade (TWh).....	37
Figura 9 – Captura de imagem de satélite da Usina Hidroelétrica de Luiz Gonzaga.....	41
Figura 10 – Módulo flutuante com painel montado fixado.....	43
Figura 11 – Detalhe do módulo Hydrélio®.....	43
Figura 12 – Inversor central de corrente/tensão.....	44
Figura 13 – Peso dos custos iniciais segmentados.....	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – MW_p instalados por km^2 de arranjo	14
Tabela 2 – Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica.....	29
Tabela 3 – Maiores UHEs brasileiras por tamanho de reservatório	32
Tabela 4 – Análise do distanciamento dos painéis	33
Tabela 5 – Relação entre potência de pico por potência média e fator de capacidade.....	36
Tabela 6 – Geração media por área considerada e fator de capacidade.	36
Tabela 7 – Custo dos painéis solares	40
Tabela 8 – Custos da plataforma flutuante.	41
Tabela 9 – Custo dos inversores.	42
Tabela 10 – Custo de insumos diversos.	43
Tabela 11 – Custos com mão-de-obra.	45
Tabela 12 – Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) com diferentes linhas de crédito..	46
Tabela 13 – Síntese dos custos iniciais.....	46
Tabela 14 – Síntese das despesas operacionais.	47
Tabela 15 – Preço do MWh.....	48
Tabela 16 – Parâmetros para a geração do fluxo de receitas.....	49
Tabela 17 – Produção mensal em MWh e fluxo de receitas anualizado.....	49
Tabela 18 – Fluxo de caixa.....	50
Tabela 19 – Síntese dos indicadores de avaliação econômica.....	50
Tabela 20 – Sensibilidade do índice de lucratividade ao preço do MWh e custo/ W_p combinado.	53
Tabela 21 – Sensibilidade do índice de lucratividade ao preço do MWh e ao fator de capacidade..	53

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	3
1.1 Justificativa da temática abordada	3
1.2 Identificação do problema	6
1.3 Objetivos.....	6
1.3.1 Objetivos Gerais	6
1.3.2 Objetivos Específicos	6
1.4 Estrutura do trabalho	7
2 USINAS SOLARES FLUTUANTES.....	8
2.1 Panorama da energia solar fotovoltaica.....	8
2.2 Sistemas solares flutuantes	12
2.3 O mapa da radiação solar brasileiro	15
2.4 Leilões de energia no Brasil	16
2.4.1 Leilão de energia nova e já existente.....	17
2.4.2 Leilão de energia de reserva	17
3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS E SEUS MÉTODOS	18
3.1 Métodos de avaliação de investimentos de capital.....	18
3.1.1.1 Método do valor presente líquido.....	18
3.1.1.2 Método do índice de lucratividade	19
3.1.2 Método da taxa interna de retorno.....	19
3.1.3 Método do payback descontado	21
3.1.4 Método do custo-benefício	21
3.1.5 Método do custo anual equivalente	22
3.2 Simulação de cenários	23
3.2.1 Simulação de Monte Carlo	23
4 METODOLOGIA.....	24
4.1 Metodologia da Pesquisa.....	24
4.1.1 Classificação quanto à natureza.....	24
4.1.2 Classificação quanto à abordagem	24
4.1.3 Classificação quanto aos objetivos	25
4.1.4 Classificação quanto aos procedimentos	25
4.2 Método proposto.....	26
4.2.1 Etapa 1: Realizar estudo de mercado.....	27
4.2.2 Etapa 2: Descrever os insumos da usina.....	27
4.2.3 Etapa 3: Realizar previsão de custos e despesas.....	27
4.2.4 Etapa 4: Estimar a projeção de receitas	28
4.2.5 Etapa 5: Avaliar o Investimento	28
5 APLICAÇÃO DO MÉTODO.....	29
5.1 Etapa 1: Realizar estudo de mercado.....	29
5.1.1 Verificação da demanda	29

5.1.2 Identificação de potenciais sítios de instalação	31
5.1.3 Escolha do sítios de instalação	32
5.2 Etapa 2: Descrever os insumos da usina.....	36
5.2.1 Projeto de engenharia	36
5.2.2 Materiais e equipamentos	36
5.2.3 Funcionários	38
5.3 Etapa 3: Realizar previsão de custos e despesas.....	39
5.3.1 Paineis solares	39
5.3.2 Plataforma flutuante e sistema de ancoragem	41
5.3.3 Inversores e insumos diversos	41
5.3.4 Funcionários	44
5.3.5 Custo do Capital	45
5.3.6 Investimento inicial	46
5.3.7 Despesas operacionais	47
5.4 Etapa 4: Estimar a projeção de receitas	47
5.4.1 Preço do MWh.....	48
5.4.2 Financiamento	48
5.4.3 Fluxo de receitas	48
5.5 Etapa 5: Avaliar o Investimento	50
5.5.1 Fluxo de caixa.....	50
5.5.2 Indicadores de viabilidade econômica.....	51
5.2.3 Análise de cenários	52
6 CONCLUSÕES.....	54
6.1 Análise dos resultados	54
6.2 Considerações finais	55
6.3 Sugestões para trabalhos futuros	56
7 REFERÊNCIAS	57
Apêndice A – Fluxo de caixa	65
Anexo A – Dados do fabricante WEG para os inversores solares grid tied	66
Anexo B – Dados do painel CS6K-270 da Canadian Solar	68
Anexo C – Checklist de dados para o orçamento da Ciel & Terre do Brasil	70
Anexo D – Instalações fotovoltaicas flutuantes em operação	71

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, é apresentada a introdução deste Trabalho de Conclusão de Curso na qual está dividida em cinco partes: i) a justificativa da temática abordada; ii) a definição do problema de pesquisa; iii) o objetivos geral e os específicos; iv) o método de pesquisa empregado; e, finalmente, v) uma descrição dos demais capítulos.

1.1 Justificativa do tema abordado

Visando suprir à crescente demanda energética, devido a diversos fatores, dentre eles o crescimento vegetativo da população, o crescimento de novos consumidores de energia elétrica através da expansão da rede e do aumento do poder aquisitivo da população que leva a uma maior aquisição de dispositivos elétricos como eletrodomésticos e eletroeletrônicos, a energia solar fotovoltaica poderá ser a próxima fonte renovável de energia a ganhar participação significativa na matriz energética brasileira, da mesma forma que ocorreu com a energia eólica. Em apenas dez anos, a capacidade instalada dos sistemas eólicos passou de 27,1 MW em 2005 (ABEEÓLICA, 2015) a 6.680 MW em 2015, participando atualmente com 4,8% da matriz elétrica nacional (ANEEL, 2015a). O mesmo ocorre com a energia solar fotovoltaica. Segundo a IEA (2015), a potência solar fotovoltaica instalada no mundo cresceu mais de 10 vezes de 2008 a 2015, atingindo 177 GWP instalados no final de 2015. Uma pequena parte dessas novas instalações ocorreram na forma de painéis fotovoltaicos flutuantes.

No Brasil, também pode ser notado um rápido crescimento da aplicação da energia solar fotovoltaica. Em 2011, havia apenas 6 empreendimentos desse tipo, responsáveis pela potência fiscalizada de 1.087 kWp (ANEEL, 2011), ou seja, menos de 0,01% do potencial energético instalado no país. Já, em 2015, podiam ser contabilizados 25 empreendimentos, responsáveis por 21.233 kWp de potência fiscalizada (ANEEL, 2015a), ou seja, cerca de 0,02% do potencial instalado. Assim, em apenas quatro anos, a energia solar fotovoltaica cresceu quase 20 vezes no Brasil, apesar de, em termos de potência de pico, representar uma única Pequena Central Hidroelétrica (PCH). Apenas nos últimos anos o estudo da utilização da energia solar fotovoltaica em arranjos flutuantes, a serem instalados nas represas de usinas hidrelétricas do país, foi iniciado. A utilização da energia solar fotovoltaica se torna cada vez mais interessante, pois houve: grandes evoluções na eficiência; redução dos custos de fabricação; ganhos de escala; incentivos e regulamentações, como a publicação da RN 482/12, que trata da mini e micro geração no Brasil e a elaboração do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD); crescimento da demanda de energia elétrica no Brasil,

motivada pela melhoria das condições de vida da população; de redução da oferta de algumas fontes de energia primária convencionais, e busca por uma maior segurança no suprimento energético em todo o mundo (STRANGUETO, 2016).

Outro fator que auxiliou na maior implantação de sistemas solares foi a elevação dos preços da energia elétrica, motivada pelo uso em larga escala das termoelétricas, o que tem reflexo positivo na competitividade das fontes alternativas, já que eleva o custo de geração. De fato, no dia 05 de maio de 2015 o presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, durante evento sobre Geração Distribuída e Cogeração realizado em São Paulo/SP, anunciou que nas condições atuais a geração fotovoltaica é viável em 98% do mercado consumidor brasileiro (TRACTEBEL, 2015).

O agravamento dos problemas ambientais causados pelo uso das fontes fósseis, principalmente aqueles relacionados às mudanças climáticas, cujos eventos extremos vêm sendo sentidos em todo mundo, torna urgente a imposição de restrições às emissões de gases de efeito estufa (GEE), o que também incentiva a adoção de energias alternativas como a solar fotovoltaica. Destacam-se entre esses gases o dióxido de carbono resultante da combustão de combustíveis fósseis, cujo teor na atmosfera global, em maio de 2015, ultrapassou a marca histórica de 400 ppm pela primeira vez desde que se iniciaram as medições (NOAA, 2015).

A recente reunião dos países na COP21, em Paris, representou o prosseguimento da busca pelo controle das emissões de GEE, iniciada de forma mais concreta, porém com poucos resultados práticos, com a entrada em vigor do Protocolo de Quioto, em 2005. Com o envolvimento maior de países grandes emissores desses gases, a expectativa de resultados positivos agora é maior do que a uma década atrás.

Ainda com relação aos aspectos ambientais, a construção de novos empreendimentos hidroelétricos no Brasil, principalmente com o intuito de aproveitar os potenciais ainda não explorados das regiões Centro-Oeste e Norte, vem enfrentando uma crescente e bem articulada oposição de grupos ambientalistas, movimentos contra barragens, grupos indígenas e associações indigenistas, cujas articulações transcendem ao território nacional, tornando quase impossível suas realizações ou, quando efetivadas, com significativas reduções de capacidades e potência instalada. Vê-se, então, a necessidade da utilização de alternativas menos danosas ao meio ambiente.

Fora essas questões, os dois períodos recentes de índices pluviométricos reduzidíssimos, verificados em um intervalo inferior a 15 anos (2001 e 2014), podem se repetir. Dessa forma, a capacidade de geração das hidroelétricas brasileiras será diminuída e o custo da eletricidade

será elevado, como o atual, o que implicará em oportunidades para as fontes alternativas, como a solar fotovoltaica.

Em relação aos custos da energia elétrica fotovoltaica, o que se verifica no mercado internacional é o mesmo processo ocorrido com a energia eólica, de aumento acelerado da instalação dos sistemas, aumento da produção e consequente ganho de escala, com redução do custo unitário das células fotovoltaicas. De fato, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2015), a potência instalada de sistemas fotovoltaicos aumentou 10 vezes entre 2008 e 2014, atingindo nesse último ano a marca de 177 GWP, tornando essa fonte responsável por 1% de toda a eletricidade produzida no mundo. Como consequência, os preços dos sistemas instalados caíram à metade (FELDMAN *et al.*, 2014).

Dentre as vantagens comparativas da energia solar em relação à eólica podem-se dizer que: é mais previsível; está disponível, em maiores ou menores quantidades, em todo o território nacional; pode ser aplicada em regiões populosas ou até mesmo em regiões que têm condições especiais e limitadas de utilização, como reservas ambientais, reservas indígenas e áreas fluviais, como reservatórios de usinas hidrelétricas. Com relação às desvantagens têm-se que: seu fator de capacidade foi estimado em apenas 17% pela EPE (2012); a instalação de sistemas fotovoltaicos próximos aos aglomerados urbanos encarece o custo da energia produzida devido ao alto valor do hectare para a instalação ou aluguel de telhados; concorrência com a produção rural (agricultura e agropecuária), em locais mais afastados, onde o valor do hectare é baixo.

Analisando a última vantagem descrita, pode-se observar a possibilidade de instalação de um grande potencial solar fotovoltaico flutuante no Brasil, já que existem grandes áreas inundadas onde a geração a partir de sistemas fotovoltaicos flutuantes pode ser considerada. Mesmo com todos esses pontos, somente a partir de 2007 começaram a surgir, em alguns países desenvolvidos, sistemas de produção de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos instalados em plataformas flutuantes, motivadas principalmente para fins de irrigação (aumento da demanda de energia na irrigação no sistema moderno de irrigação e agricultura). Além da energia produzida, dois benefícios comuns destes tipos de instalações são a redução na evaporação da água do reservatório/lagoa e a diminuição do crescimento de algas (devido a redução da penetração da luz solar no corpo de água (TRAPANI e SANTAFÉ, 2014). Também foi observado que os rendimentos elétricos do sistema fotovoltaico foram ligeiramente melhorados, na maioria dos casos relatados, provavelmente devido ao arrefecimento oferecido pela superfície da água que estava abaixo da estrutura, como observado por (Bahaidarah *et al*, 2013) ao testar um painel que estava em contato direto com a água.

1.2 Identificação do problema

No Brasil, há dois projetos piloto de usina solar flutuante em operação, citados em Gandra (2015) e Chesf (2016) . Um em Balbina (AM) e outro em Sobradinho (BA) como se pode ler em Ministério de Minas e Energia (2016) e Chesf (2016). Nesse contexto, surge o seguinte questionamento: **“Como definir um método eficiente de análise de investimentos em uma usina solar flutuante com capacidade de geração de energia de 1 MW em média e de verificação de viabilidade econômica da mesma no sistema elétrico integrado brasileiro?”**

1.3 Objetivos

Os objetivos gerais e específicos do trabalho são enunciados a seguir.

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho foi definir um método eficiente de análise de investimentos em uma usina solar flutuante com capacidade instalada de 1 MW_m e de verificação de viabilidade econômica da mesma no sistema elétrico integrado brasileiro.

1.3.2 Objetivos específicos

Como objetivos específicos do presente trabalho, podem ser ressaltados:

- i. Pesquisar o potencial das usinas hidrelétricas brasileiras disponíveis para essa aplicação e dentre elas selecionar uma para se fazer a análise.
- ii. Estudar e selecionar os insumos necessários para a instalação da usina solar flutuante bem como conhecer seus custos de aquisição, investimentos iniciais e despesas pré-operacionais;
- iii. Estudar e identificar custos operacionais associados à instalação e operação da usina solar flutuante.
- iv. Conhecer o preço usual do kWh que é pago aos geradores de energia de forma que se dimensionem as receitas do empreendimento. E com isso, demonstrar a viabilidade econômica da usina solar flutuante usando indicadores de retorno do capital investido, apontar os riscos associados e discutir diferentes cenários;

1.4 Estrutura do trabalho

Além deste capítulo introdutório, que evidencia o reconhecimento da crescente demanda energética e a preocupação com o meio ambiente, com a justificativa da escolha do tema, e apresenta o problema da pesquisa e seus objetivos, geral e específicos, os capítulos seguintes do trabalho estão estruturados assim:

- No capítulo 2 é apresentado um breve histórico sobre energia solar fotovoltaica, dos sistemas de energia solar flutuante e o potencial energético solar estimado das usinas hidroelétricas brasileiras.
- O capítulo 3 revisa os conceitos, definições e métodos de avaliação econômica de investimentos, simulação de cenários, bem como mostra seus respectivos modelos matemáticos.
- O capítulo 4 explica a metodologia científica da pesquisa quanto à natureza, à forma de abordagem, ao procedimento geral e aos procedimentos técnicos e também é proposto um método para alcançar os objetivos deste trabalho.
- No capítulo 5, o método proposto é executado, os materiais necessários pesquisados e os respectivos investimentos iniciais com as aquisições além estimativa de outras despesas operacionais.
- O capítulo 6, que é sobre a discussão os resultados obtidos, conclui sobre a viabilidade do projeto proposto, discute riscos e oportunidades, as limitações do estudo e sugere outros trabalhos a partir deste para prosseguimento do estudo.
- O capítulo 7 é exclusivamente dedicado à lista das referências bibliográficas utilizadas para auxiliar e embasar cientificamente a elaboração deste trabalho.

Ao final, encontram-se disponíveis os Apêndices e Anexos, com planilhas e catálogos de produto.

2 USINAS SOLARES FLUTUANTES

Neste capítulo são apresentadas as revisões realizadas nos temas: energia fotovoltaica, sistemas fotovoltaicos flutuantes no Brasil e no mundo, abordando suas aplicações, tecnologias, localizações e tamanhos de reservatórios, e também é apresentado o mapa solarimétrico brasileiro.

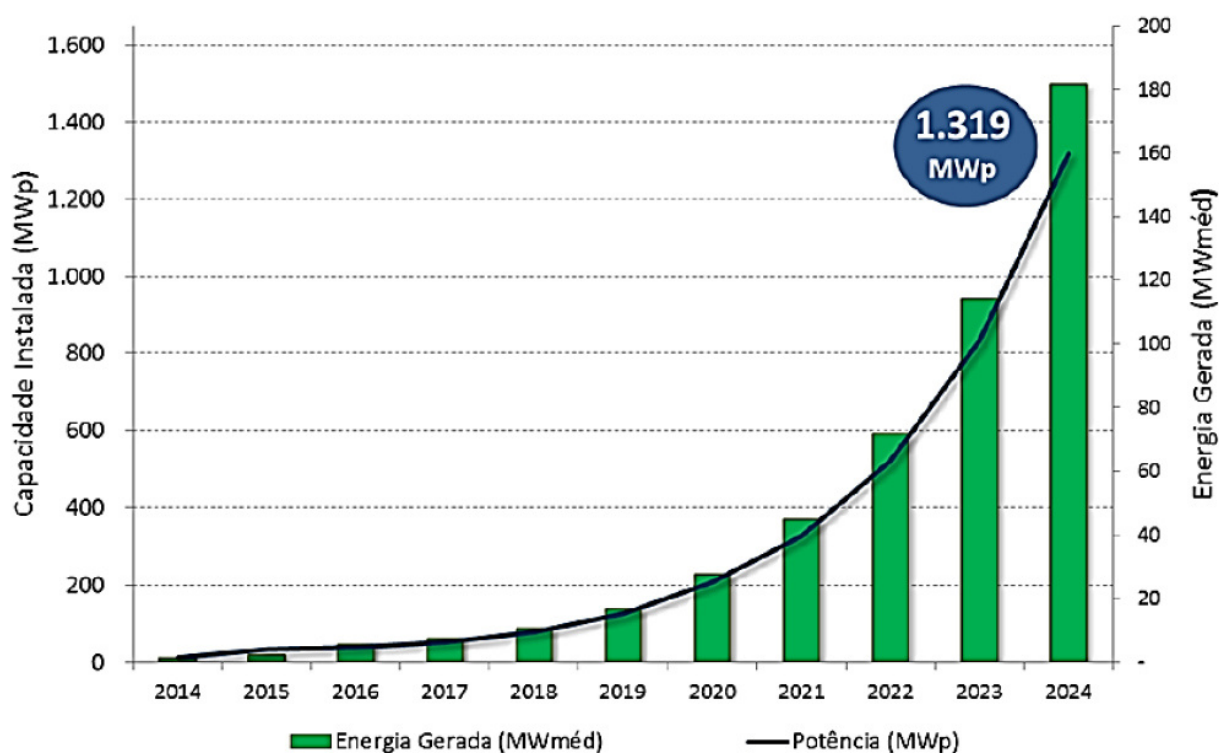
2.1 Panorama da energia solar fotovoltaica

Sendo o objetivo desse trabalho as aplicações dos painéis fotovoltaicos e considerando que as tecnologias das células solares já estão estabelecidas, não serão aqui abordados os princípios de funcionamento dos mesmos, o que se encontra amplamente disponível, seja de uma forma mais geral (SILVA, 2014), seja de forma mais aprofundada (FALK, 2010).

Quanto aos painéis fotovoltaicos, serão abordadas neste estudo apenas as perspectivas de suas utilizações de forma centralizada, em larga escala, distribuídas em sistemas de potências variáveis, o que implica na necessidade de se dispor de grandes áreas com alta incidência solar com custos reduzidos.

O crescimento na utilização da tecnologia de sistemas de energia solar é esperado para o Brasil, como pode ser observado na Figura 1, que foi produzida pela Empresa de Pesquisa Energética (MME/EPE).

Figura 1: Previsão da Evolução da capacidade instalada e energia solar gerada



Fonte: MME/EPE

Outro fator determinante ao crescimento do número de instalações da tecnologia solar fotovoltaica é a evolução da eficiência dos painéis, como pode ser observado na Figura 2.2. Pode-se notar a elevação nas curvas de eficiência de todos os tipos de tecnologias utilizadas nas células fotovoltaicas, inclusive na tecnologia das células de silício policristalino, que será a tecnologia analisada para os fins deste trabalho. Também, é notável que as curvas de certos materiais começam a se estabilizar, mostrando uma maior maturidade no estudo e desenvolvimento dessas tecnologias.

As condições padronizadas de teste, conhecidas como STC (Standard Test Condition), podem ser descritas com as seguintes características:

- Incidência de radiação de $1.000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$;
- Células fotovoltaicas a 25°C ;
- Distribuição do espectro de radiação de acordo com a ASTM E892 ou “Air mass (AM) 1,5””: Sol de meio-dia em dia claro, a aproximadamente 60° acima do horizonte, atravessando assim o equivalente a 1,5 vezes a espessura da atmosfera e temperatura do ar a 0°C .

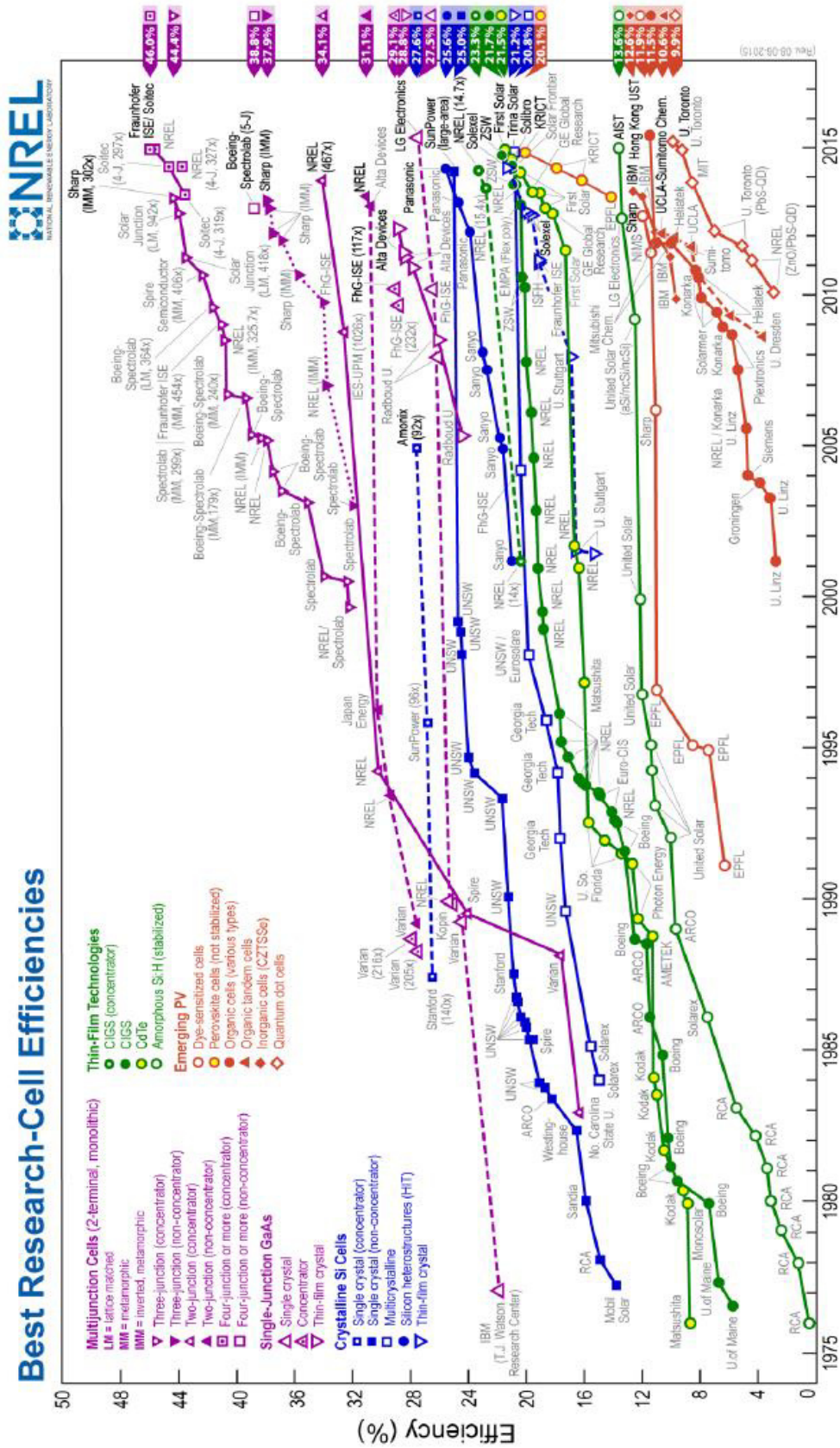
Os testes ocorrem em uma câmara de teste, um simulador, com um *flash* de luz especial que simula o espectro solar como descrito, pelo tempo de 50 ms. A potência do módulo fotovoltaico é dada, então, pela potência de pico observada, em Watt pico (W_p) nas condições padrão do teste – STC – em laboratório.

Para estimar o quanto os sistemas conseguem gerar de energia solar fotovoltaica em outros ambientes, estuda-se a radiação solar incidente HT no local da aplicação, obtendo-se a energia média diária, mensal ou anual no período considerado, expressa no primeiro caso em $\text{MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{dia}^{-1}$, ou, mais comumente, $\text{kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{dia}^{-1}$.

O fator de capacidade de uma estação de geração de energia elétrica é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período.

Para o cálculo das eficiências mostradas na Figura 2, os módulos passam por testes nos laboratórios das empresas produtoras e em outras instituições, onde é observada sua operação em condições padronizadas, como já observado por STRANGUETO(2012).

Figura 2: Evolução da eficiência energética dos painéis fotovoltaicos.



Fonte: DOE/NREL (2015)

A partir das características dos painéis utilizados e suas eficiências η , pode-se determinar, então, a energia total média E_{fot} a ser produzida para um determinado tempo (dia, mês ou ano), para um ou uma quantidade determinada de painéis. Essa produção pode ser estimada através da equação 1 (Furlan, 2008):

$$E_{fot} = \eta \cdot A \cdot H_T \quad (1)$$

onde η é a eficiência de conversão do painel fotovoltaico, A em m^2 é a área realmente ocupada pelo material semicondutor e H_T é a radiação incidente no local estudado. O valor da área ocupada pelo material semicondutor A dificilmente é encontrada nos manuais de especificações técnicas dos equipamentos, mas é constante para cada modelo de painel. O valor da eficiência η é definido a partir dos valores padrão de teste, como explicado anteriormente, e é um valor característico para cada painel. Desconsiderando a perda de eficiência, que ocorre no decorrer da utilização desse painel, pode-se observar que a multiplicação entre os fatores A e η deve ser um valor constante característico.

Dessa forma:

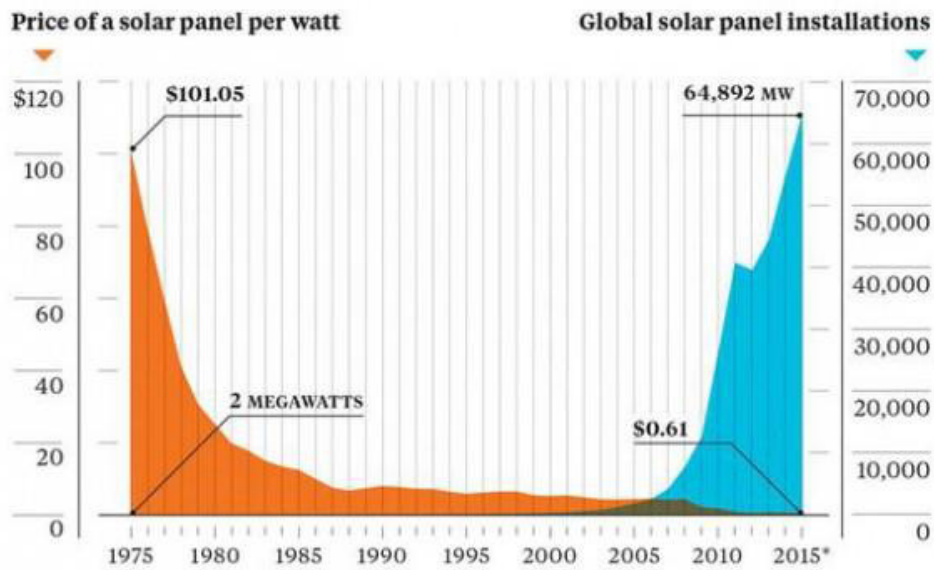
$$A \cdot \eta = \frac{E_{fot}}{H_T} \quad (2)$$

Pode-se calcular o valor correspondente a essa multiplicação de $A \cdot \eta$ utilizando-se para os cálculos os valores padrões de teste do painel, já que o valor da radiação e da energia produzida são informados nos manuais de especificações técnicas do equipamento. Então, com esse valor pode-se calcular a energia fotovoltaica total que será gerada pelo painel para o local de interesse, já que os valores dessa multiplicação e da radiação no local são conhecidos.

As atuais tecnologias de painéis fotovoltaicos são padronizadas em suas potências de pico (W_p) sob uma irradiância de $1.000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. Assim, para um painel com potência nominal de 250 W_p , seu fator $A \cdot \eta$ será $0,25$ ($250 \text{ W}_p / 1.000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$), possibilitando que se calcule a quantidade de energia que produzirá em um determinado intervalo de tempo (horas de insolação) a partir da multiplicação desse fator pela radiação solar local.

Uma relação entre o número de painéis instalado com o preço do painel solar por watt é mostrado na figura 3, mostrando o histórico desde 1975 até 2015.

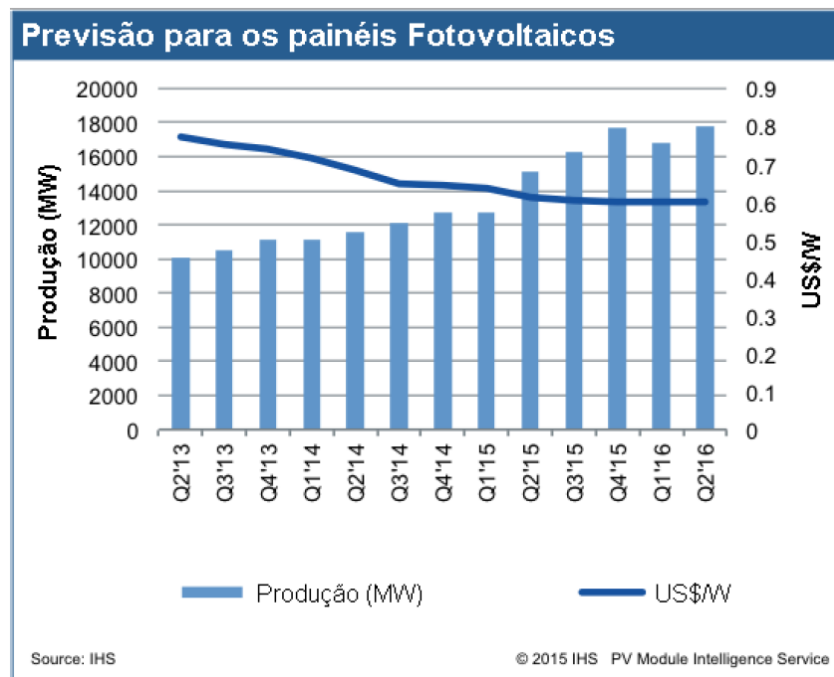
Figura 3: Histórico de preço do painel solar por watt e capacidade instalada no tempo



Fonte: Earth Policy Institute/Bloomberg em RICHARD (2017)

Nota-se que o boom da produção dos painéis solares com sua popularização permitiu a redução dos custos de produção com economia de escala. O preço do painel por watt caiu de U\$101,05 dólares para cerca de U\$0,61 centavos de dólar, uma queda de mais de 99% no preço. Esta queda viabilizou muitas instalações e a popularização da energia solar. Seguindo essa tendência a produção aumentará ainda mais em 2016, com conseqüente redução de preços por Watt produzido, como mostrado na Figura 4.

Figura 4: Aumento da produção de painéis e redução de custo.



Source: IHS

© 2015 IHS PV Module Intelligence Service

Fonte: IHS (2017).

2.2 Sistemas solares flutuantes

É necessário se ter em mente que os arranjos fotovoltaicos flutuantes ainda estão em desenvolvimento e estudo. Dessa forma, não existe uma definição final sobre os formatos, configurações ou materiais mais apropriados para os flutuadores, bem como qual o melhor arranjo dos painéis, os quais operarão sobre oscilações constantes provocadas por ondas e ventos. As vantagens e desvantagens desses sistemas flutuantes também se encontram em estudo, já que dependem do local onde serão aplicados.

Entre as vantagens mais abordadas nos trabalhos já realizados estão: menores temperaturas de operação devido à proximidade ou mesmo ao contato com a água (dependendo do tipo de estrutura e painéis utilizados) (BAHAIDARAH *et al*, 2013); menor taxa de evaporação da água, o que deixa mais água nos reservatórios, permitindo uma maior geração de energia pelas hidrelétricas ou um maior volume de água que pode ser utilizado para o abastecimento de cidades, na irrigação de plantações e outras aplicações (TRAPANI e SANTAFÉ, 2013); e menor proliferação de algas, devido à diminuição da penetração da luz nas águas e consequente diminuição da fotossíntese desse tipo de vegetação (SANTAFÉ *et al*, 2014). Fora essas vantagens, já citadas em outros trabalhos, se pode esperar: menores custos de aquisição de áreas comparado a locais urbanos com elevado custo da terra (sob a ótica de concessionárias de energia ou de água); infraestrutura disponível (subestações, conexão à rede, pessoal para manutenção), e licenciamento ambiental em áreas já licenciadas (FERREIRA, 2016).

Pouco se fala sobre as desvantagens de sistemas desse tipo nos trabalhos já realizados. Pode-se prever que as desvantagens são parecidas com as dos sistemas em terra, acrescidas pela: dificuldade de acesso ao sistema; a necessidade de ancoragem adequada do arranjo, para que os painéis fiquem sempre voltados ao sol e para que as ondas não o movam; adequação da inclinação dos painéis para que os ventos não gerem forças muito grandes no arranjo, que poderiam fazer os painéis saírem dos encaixes, e; materiais com proteção adequada contra corrosão provocada pelo contato constante com a água. Fora essas desvantagens, pode-se notar que a adição dos sistemas flutuantes aumenta os custos de instalação; existem restrições ambientais a serem observadas, e a água dos reservatórios tem múltiplos usos, como navegação, recreação e pesca (FERREIRA, 2016). Dessa forma, um equilíbrio entre todos esses fatores tem que ser analisado para que a utilização do espaço para a geração solar fotovoltaica flutuante possa ocorrer.

A fim de se comparar a geração por quilômetro quadrado do arranjo analisado neste trabalho com os desenvolvidos em outras localidades, mostra-se a Tabela 1, na qual pode-se verificar a relação MW_p instalados por km^2 para os arranjos fotovoltaicos flutuantes existentes em outros países. Os arranjos fotovoltaicos que foram considerados são os desenvolvidos a partir de 2013, para os quais as informações necessárias ao cálculo da relação $MW_p.km^{-2}$ estavam disponíveis. O *timelapse* da instalação de uma usina solar flutuante de 200 kW, instalada em Sheeplands Farm segundo FLOATINGSOLARPANELS (2017), pode ser observada em YOUTUBE (2017).

Tabela 1: MW_p instalados por km^2 de arranjo.

Instalação	kWp	ha	$MW_p.km^{-2}$
Okegawa – Japão	1.176,36	1,16	101,41
Kawagoe – Japão	696,15	0,80	87,02
Maeno-Ike - Japão	848,00	0,98	86,53
SheepLands Farm – Reino Unido	200,00	0,21	95,24
Yothathikan – Tailândia	5,39	0,01	53,90
Yasugi – Japão	1.097,60	1,25	87,81
Calcutá – Índia	10,00	0,01	100,00
O-Chang – Coreia do Sul	494,50	0,56	88,30
Kato-Shi – Japão	2.870,28	3,13	91,70
Sawa-Ike – Japão	1.008,00	1,14	88,42
Sakasama-Ike – Japão	2.313,36	2,61	88,63
Fuku-Ike – Japão	1.076,40	1,11	96,97
Hirai-Ike – Japão	1.125,00	1,26	89,29
Hanamidai – Japão	1.153,11	1,26	91,52
Funatsu Osawa – Japão	1.485,00	1,69	87,87
Umenoki – Japão	7.750,40	7,43	104,31
Média ($MW_p.km^{-2}$)			89,93

Fonte: Strangueto (2016)

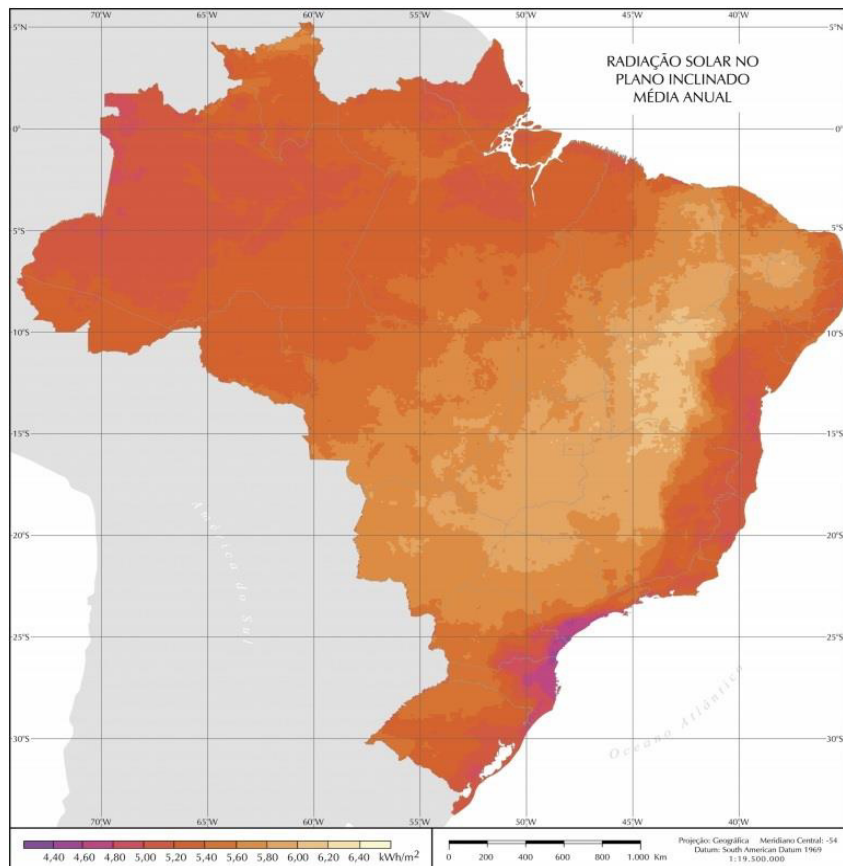
Os principais sistemas solares flutuantes desenvolvidos e instalados a partir de 2007 são observados no Anexo D. É interessante observar que nenhum desses empreendimentos está localizado em reservatórios de usinas hidroelétricas. Acredita-se que um fator determinante nesse sentido é a pouca utilização de hidroelétricas nos países que já utilizam essa tecnologia e a necessidade de geração localizada, com investimentos particulares ou no máximo municipais. Também é interessante que os empreendimentos estejam sendo empregados em diferentes localidades geográficas, climas, sistemas pluviométricos e com finalidades diversas, além da produção de energia elétrica.

Para Santafé *et al*, 2014 e Ferrer-Gisbert *et al*, 2013, o principal objetivo da cobertura fotovoltaica flutuante é melhorar o balanço de água-energia nos reservatórios de irrigação. Esse ponto é colocado já que a maioria dos projetos desenvolvidos até hoje tinham a preservação da água para utilização na irrigação como um fator chave. No Brasil existem reservatórios onde a quantidade de água evaporada chega a ser o mesmo valor da vazão do rio (FERREIRA, 2016), o que é relevante para a sociedade e o clima da região.

2.3 O mapa da radiação solar brasileiro

A região do interior bahiano apresenta os maiores valores de irradiação solar global, com a maior média e a menor variabilidade anual entre as regiões geográficas, como pode ser visto pela figura 5. Os valores máximos de irradiação solar no país são observados na região central do estado da Bahia (6,5 kWh/m²/dia), incluindo parcialmente o noroeste de Minas Gerais. Há, durante todo o ano, condições climáticas que conferem um regime estável de baixa nebulosidade e alta incidência de irradiação solar para essa região semiárida. A região Sul é a que mostra os menores valores de irradiação global média no Brasil, notadamente na costa norte do estado de Santa Catarina (4,25 kWh/m²/dia), litoral do Paraná e litoral sul de São Paulo.

Figura 5: Irradiação solar global inclinada média anual brasileira



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006)

As melhores localizações para instalação dos sistemas fotovoltaicos são junto aos locais onde haja consumo, já que dessa forma ocorrem menores perdas entre o processo de geração e distribuição. Esses pontos são encontrados, na maioria das vezes, junto aos aglomerados urbanos, cujo valor do hectare é elevado, encarecendo o custo final do kWh produzido. Nesses casos estuda-se até a locação de telhados para a implantação dos sistemas fotovoltaicos, trocando-se o custo da área pelo custo do aluguel. No meio rural, os sistemas fotovoltaicos concorrem principalmente com o uso da terra para agricultura e agropecuária, setores essenciais e prioritários na economia brasileira. Fora essas áreas restam apenas áreas que têm condições especiais e limitadas de utilização, como reservas ambientais, reservas indígenas e áreas fluviais.

Portanto, o incremento em grande porte e de forma centralizada do uso da energia solar fotovoltaica está associado à busca por grandes áreas, de baixo custo e reduzidos impactos ambientais. Excluindo-se áreas urbanas (associadas a altos custos) e áreas agriculturáveis (menores custos, mas já ocupadas), as opções para a geração de energia renovável, com custos competitivos, ficam muito limitadas. Nas regiões Sul e Sudeste, pela baixa capacidade de geração de alguns tipos de energia e altos custos de implantação, elas são praticamente impossíveis de serem aplicadas em larga escala, conduzindo os investidores a regiões economicamente mais viáveis e que tenham altos índices de incidência solar, como é o caso da região Nordeste, por exemplo. Assim como está sendo discutida a possibilidade de instalações fotovoltaicas em áreas de reservatórios, também se pode pensar na aplicação dessa tecnologia em lagos, reservatórios de água, estações de tratamento e outros corpos d'água, aumentando a disponibilidade de áreas viáveis a esses empreendimentos.

Deve-se atentar para o fato de que nem sempre os locais onde há maior incidência de raios solares são sempre melhores para a operação do painel solar, devido ao espectro de onda que pode ser majoritariamente aquele que não é convertido em energia elétrica e só contribui para aquecer o painel solar.

2.4 Leilões de Energia no Brasil

O Leilão de energia elétrica é um processo licitatório, ou seja, é uma concorrência promovida pelo poder público com vistas a se obter energia elétrica em um prazo futuro (pré-determinado nos termos de um edital), seja pela construção de novas usinas de geração elétrica, linhas de transmissão até os centros consumidores ou mesmo a energia que é gerada em usinas em funcionamento e com seus investimentos já pagos, conhecida no setor como “energia

velha”. Sem os leilões, portanto, seria difícil para o setor elétrico conseguir equilibrar oferta e consumo de energia e, conseqüentemente, aumentariam-se os riscos de falta de energia e de racionamento. Os leilões de energia elétrica, ao definirem os preços dos contratos, definem, também, a participação das fontes de energia utilizadas na geração, o que impacta na qualidade da matriz elétrica de nosso país em termos ambientais (mais ou menos energia hidrelétrica, nuclear, eólica, queima de combustíveis, biomassa, etc.), bem como no valor das tarifas pagas pelos consumidores.

Em termos de coordenação hierárquica, todos os leilões de energia passam pela coordenação e controle da Agência reguladora do setor elétrico, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), a qual, por sua vez, é ligada ao Ministério das Minas e Energia (MME). Os leilões de compra e venda de energia elétrica são realizados no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) - parte do mercado elétrico em que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) opera, atuando em sua coordenação.

2.4.1 Leilão de energia nova e já existente

Os leilões são divididos de acordo com o tipo de empreendimento: se novo ou existente. Os chamados leilões de energia existente são aqueles destinados a atender as distribuidoras no ano subseqüente ao da contratação (denominado A-1) a partir de energia proveniente de empreendimentos em operação. Já os leilões de energia nova destinam-se à contratação de energia proveniente de usinas em projeto ou em construção, que poderão fornecer energia em 3 (denominado A-3) ou 5 (A-5) anos a partir da contratação. Esta segmentação é necessária porque os custos de capital dos empreendimentos existentes não são comparáveis aos de empreendimentos novos, ainda a ser amortizados. (ABRADEE 2017)

2.4.2 Leilão de energia de reserva

A contratação da energia de reserva foi criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade – seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. Esta espécie de “seguro” no suprimento de energia gerou o Encargo de Energia de Reserva (EER), destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação da energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários. Esses custos são rateados entre todos os usuários da energia de reserva. (CCEE 2017a)

3 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS E SEUS MÉTODOS

Neste capítulo, serão abordados os conceitos teóricos acerca dos mais relevantes métodos para avaliação de investimentos de capital bem como seus modelos matemáticos e uma breve explicação acerca de simulação de cenários.

3.1 Métodos de avaliação de investimentos de capital

Para uma correta avaliação da lucratividade de um projeto, é importante que este seja abordado de modo claro e consistente. Com esse objetivo, foram criadas diversas técnicas que proporcionam uma análise de rentabilidade do investimento. Em seguida, podem ser visualizados, os principais métodos de avaliação de investimento de capital.

3.1.1.1 Método do valor presente líquido (VPL)

A fim de maximizar o valor da empresa, o método do valor presente líquido (VPL) calcula o impacto das ações futuras de um investimento no momento atual, ou seja, trata os eventos futuros no presente de modo a entender o quanto um projeto ao longo de sua vida útil agrega de valor à empresa no momento atual.

Gitman (2001, p.302) define o VPL como: “uma técnica de orçamento de capital sofisticada, encontrada ao se subtrair o investimento inicial de um projeto de valor presente de seus fluxos de entrada de caixa, descontados a uma taxa igual ao custo de capital da empresa”. Desta forma, o VPL pode ser calculado utilizando-se a expressão abaixo:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (3)$$

Onde,

VPL = valor presente líquido;

FC_0 = investimento inicial;

FC_t = fluxo de caixa no t-ésimo período;

r = custo do capital.

Sobre o critério de decisão do VPL, se o valor encontrado for maior que zero, o projeto pode ser tratado como economicamente viável, caso contrário deve-se rejeitar o projeto. Em relação à utilização do VPL, Cassaroto (2000) afirma que o método é normalmente utilizado

em análises de investimentos isolados que envolvam um curto prazo ou que tenham um baixo número de pedidos.

3.1.1.2 Índice de lucratividade (IL)

Este índice é uma variante do método VPL; é determinado por meio da divisão do valor presente dos benefícios líquidos pelo valor presente dos desembolsos de capital segundo Assaf Neto (2008). Ou seja,

$$IL = \frac{PV \text{ dos benefícios líquidos de caixa}}{PV \text{ dos desembolsos de caixa}} \quad (4)$$

Indica, em termos de valor presente, quanto o projeto oferece de reembolso para cada unidade monetária investida. O critério de aceitar-rejeitar uma proposta de investimento com base no índice de lucratividade segue o seguinte esquema:

- $IL > 0$: O projeto deve ser aceito.
- $IL = 0$: Índica $NPV = 0$; A princípio é um investimento atraente pois remunera o investidor em sua taxa mínima de atratividade.
- $IL < 0$: Projeto deve ser rejeitado.

3.1.2 Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

Gitman (2010, p.371) define a taxa interna de retorno da seguinte forma:

[...] a mais usada das técnicas sofisticadas de orçamento de capital, embora seja consideravelmente mais difícil de calcular à mão do que o VPL. A taxa interna de retorno (TIR) consiste na taxa de desconto que faz com que o VPL de uma oportunidade de investimento seja igual a \$0. É a taxa de retorno anual composta que a empresa obterá, se investir no projeto e receber entradas de caixas previstas. Matematicamente, a TIR é o valor de r na equação 5 que faz com que o VPL seja igual a zero.

O método da taxa interna de retorno (TIR) pode ser então calculado a partir da equação abaixo, que é equivalente à equação especificada por Gitman, 2010 :

$$FC_0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (5)$$

Onde,

VPL = valor presente líquido;

FC_0 = investimento inicial;

FC_t = fluxo de caixa no t-ésimo período;

TIR =Taxa interna de retorno;

O critério de aceitar-rejeitar uma proposta de investimento com base na taxa interna de retorno segue o seguinte esquema:

- TIR > Custo de capital: O projeto deve ser aceito.
- TIR < Custo de capital: Projeto deve ser rejeitado.

Esses critérios garantem que o investimento seja remunerado, pelo menos, em sua taxa mínima de atratividade. Quanto à utilização da TIR para avaliações de investimento, Lapponi (2007) destaca algumas vantagens:

- a) a TIR considera o fluxo de caixa completo do projeto e o valor do capital no tempo;
- b) informa se o projeto cria ou destrói valor;
- c) é uma taxa de juro, uma medida relativa, em vez de uma medida absoluta, como VPL.

Lapponi (2007) ainda acrescenta que a TIR é comunicada facilmente e que pode ser bem compreendida por muitos.

Kassai (2005, p.70) salienta que alguns cuidados devem ser tomados quanto a interpretação da TIR:

1. No cálculo da TIR de um investimento há o pressuposto de que todos os valores caminham no tempo pela própria TIR, ou seja, os fluxos de caixa negativos ou investimentos seriam financiados pela TIR e os fluxos de caixa positivos ou lucros também seriam reinvestidos pela TIR. Neste caso, quando a TIR apurada é muito diferente das taxas de mercado, sua interpretação não é verdadeira;
2. Quando um projeto é representado por um fluxo de caixa não convencional, ou seja, em que há várias inversões de sinais entre fluxos de caixa positivos e negativos, as seguintes situações podem ocorrer:
 - pode apresentar uma ou mais TIR positivas e/ou negativas. O projeto pode ter, simultaneamente, taxas positivas e negativas;
 - pode apresentar uma única TIR, igual a um projeto classificado como convencional; ou ainda
 - inexistir solução.

3.1.3 Método do *payback* descontado

Utiliza-se o método do *payback* descontado para se determinar o tempo de recuperação do investimento, ou seja, a quantidade de períodos necessários para que o projeto renda capital suficiente para pagar sua implantação.

Bruni (2008) define a principal vantagem do *payback* descontado a característica própria de considerar o valor do dinheiro no tempo em relação ao simples, enquanto que sua principal desvantagem é o fato de não considerar todos os fluxos de caixa do projeto e não mede a rentabilidade do investimento apenas o prazo.

Outras restrições citadas por Assaf Neto (2008) são a desconsideração dos fluxos de caixa e sua distribuição nos períodos que antecedem ao período de *payback* e a desconsideração dos fluxos de caixa que ocorrem depois do período de *payback*. O *payback* descontado pode ser calculado através da seguinte equação:

$$VP = \frac{VF}{(1+k)^n} \quad (6)$$

Onde,

VP = investimento inicial;

VF = fluxo de caixa no t-ésimo período;

k = custo do capital.

N= número de períodos

Desta forma, pode-se perceber em que momento o investimento começa a agregar valor à empresa.

3.1.4 Método do custo-benefício

O índice do custo-benefício (B/C) permite verificar a viabilidade econômica de um investimento. “O índice B/C não reflete necessariamente a maior ou menor conveniência de um projeto em relação a outros. Pode ocorrer que dois projetos com diferentes rentabilidades (TIR) tenham o mesmo índice custo-benefício” (SAMANEZ, 2006, p.22). O índice do custo-benefício é expresso através da equação 4:

$$B/C = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{b_t}{(1+K)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{c_t}{(1+K)^t}} \quad (7)$$

Onde,

B/C = índice custo-benefício;

b_c = benefícios do período t;

c_t = custos do período t;

n = horizonte de planejamento;

K = custo do capital.

O índice (B/C) verifica os custos e benefícios de toda a vida útil do projeto no momento atual. A viabilidade do investimento é comprovada caso B/C seja positivo.

3.1.5 Método do custo anual equivalente

O método do custo anual equivalente mostra sua importância em momentos em que existe a necessidade de mensurar a rentabilidade do investimento, mas o acesso as receitas futuras é limitado ou de difícil acesso. Nestas condições, este método pode ser utilizado por necessitar apenas dos custos no decorrer da duração do projeto.

Segundo Samanez (2006, p.25), “o custo anual equivalente (CAE) é basicamente um rateio uniforme, por unidade de tempo, dos custos de investimento, de oportunidade e operacionais das alternativas”. Cada uma das alternativas de investimento deve ser calculada através da equação 5:

$$CAE_x = \frac{C_{inv}}{\frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^t}} \quad (8)$$

Onde,

CAE_x = custo anual equivalente para o projeto x;

$C_{operacional}$ = custo operacional anual;

r = custo do capital da empresa;

t = duração total do investimento;

Todos estes métodos foram usados para avaliar os investimentos em sistemas solares flutuantes em cenários pessimista, neutro e otimista. Para estudar estas três possibilidades é necessário fazer as simulações dos cenários, como é explicado na seção 3.2.

3.2 Simulação de cenários

Na formulação de cenários, é importante que todas as variáveis que interferem no processo sejam analisadas e atribuídas de um peso que demonstre sua influência no fluxo de caixa simulado. Para a atribuição desses pesos é importante que seja realizada uma análise de sensibilidade, técnica que identifica as variáveis críticas do processo e define os comportamentos das mesmas.

Samanez (2007) diferencia a análise de sensibilidade em duas formas distintas: análise unidimensional e multidimensional. A primeira refere-se a variáveis cujos efeitos são medidos separadamente. Em outras palavras, a análise unidimensional é relativa a variáveis cujo comportamento pode ser medido separadamente. Já a análise multidimensional é realizada quando os efeitos das variáveis forem mensurados em conjunto. Em estudos onde muitas variáveis são interdependentes é necessário que sejam realizadas simulações que envolvam o comportamento de todas as variáveis do processo. Essa técnica chama-se análise de cenários e traz como diferencial a possibilidade de analisar relações de diversas variáveis que não podem ser mensuradas separadamente.

3.2.1 Simulação de Monte Carlo

Muitas vezes em simulação de cenários o gestor se depara com uma situação em que não existe uma expressão ou equação matemática que represente o fenômeno em sua totalidade. Com esse intuito, a simulação de Monte Carlo (SMC) tenta encontrar não só uma resposta exata, mas faixas de possíveis respostas

Samanez (2009) estabelece alguns passos importantes para a simulação de um projeto de investimento. Primeiramente o gestor deve estabelecer as variáveis e equações necessárias para modelar os fluxos de caixa dos processos. Em seguida, ele deve explicitar as probabilidades de erro de previsão para cada parâmetro, assim como o grau de interferência de cada erro de previsão. Por último, o gestor realiza diversas combinações aleatórias entre valores das distribuições e erros de previsão das variáveis e calcula os fluxos de caixa resultantes da simulação.

A simulação de Monte Carlo pode trazer grandes vantagens em uma simulação de cenários, por permitir a utilização de variáveis aleatórias, mas será mais onerosa e necessitará de mais tempo de preparação e simulação quando se aproxima do real.

4 METODOLOGIA DO ESTUDO

Para Silva e Menezes (2005, p.20), “a pesquisa é um conjunto de ações, propostas para encontrar a solução para um problema, que têm por base procedimentos racionais e sistemáticos”. A metodologia dessa pesquisa, de acordo ainda com Silva e Menezes (2005, p.99), deve detalhar os procedimentos realizados para chegar aos objetivos do trabalho científico para, caso o leitor queira aplicar a pesquisa, ele tenha um manual com o passo-a-passo. Os referidos autores classificam as pesquisas quanto à natureza, à forma de abordagem, ao procedimento geral e aos procedimentos técnicos. No método proposto, estão explicadas de forma sucinta as cinco etapas do trabalho e o que deve ser alcançado em cada uma delas.

4.1 Metodologia da Pesquisa

A metodologia deste trabalho foi classificada quanto à natureza, à abordagem, aos objetivos e aos procedimentos.

4.1.1 Classificação quanto à natureza

Quanto à natureza, a presente pesquisa apresenta-se como uma pesquisa aplicada, que, segundo Ganga (2012, p.207), tem como intuito “gerar conhecimentos para aplicação prática, dirigidos à solução de problemas específicos”. Neste sentido, este trabalho tem o objetivo de analisar a viabilidade econômica de uma usina solar flutuante para solucionar o problema da demanda crescente de energia elétrica através de fonte renovável com uma aplicação alternativa.

A pesquisa aplicada, segundo Appolinário (2011, p. 146), é realizada com o intuito de “resolver problemas ou necessidades concretas e imediatas”. Nessa modalidade de pesquisa, muitas vezes, os problemas emergem do contexto profissional e podem ser sugeridos pela instituição para que o pesquisador solucione uma situação-problema.

4.1.2 Classificação quanto à abordagem

Quanto à forma de abordagem do problema, o estudo classifica-se como pesquisa quantitativa, uma vez que, segundo Ganga (2012), esta objetiva estabelecer relações causais entre variáveis de pesquisa. Ainda segundo o mesmo autor a pesquisa quantitativa tem a capacidade de quantificar e confirmar estatisticamente as relações de causa e efeito que ocorrem entre as variáveis da pesquisa, que explicariam (no mínimo em parte) os fatores que influenciam determinado fenômeno. Dessa maneira, seria possível por meio de pesquisas quantitativas, aceitar ou rejeitar estatisticamente as hipóteses declaradas no processo de pesquisa.

A classificação é reforçada por Appolinário (2012) quando diz que a pesquisa quantitativa centraliza suas buscas em informações matematizáveis, mensurando variáveis predeterminadas e fazendo a análise desses dados.

4.1.3 Classificação quanto aos objetivos

Para Gil (2010) este trabalho constitui uma pesquisa descritiva pois a maioria das pesquisas com objetivos profissionais provavelmente se enquadra nesta categoria. E para Ganga (2012) as pesquisas descritivas envolvem o exame de um fenômeno para melhor defini-lo ou diferenciá-lo de outro fenômeno além de estarem muito relacionadas com as pesquisas quantitativas, já que se procura descrever ou “quantificar” o estado do fenômeno, num determinado instante do tempo.

Segundo a classificação de Cervo (2007, p.61), este estudo é definido, do ponto de vista do seu procedimento geral, como pesquisa descritiva, pois esta pesquisa observa, registra, analisa e correlaciona os fatos sem manipulá-los

4.1.4 Classificação quanto aos procedimentos

Por fim, no desenvolvimento da pesquisa, quanto aos procedimentos técnicos, foram utilizados a observação direta, pesquisa bibliográfica, a pesquisa documental e o estudo de caso. A pesquisa documental foi feita através documentos fornecidos pela empresa em análise e entrevistas realizadas com os operadores. A pesquisa bibliográfica foi realizada a partir de estudo de trabalhos acadêmicos como monografias, dissertações de mestrado e tese de doutorado, livros e artigos científicos, abordando energia solar fotovoltaica e análise de viabilidade econômica. Segundo Ganga (2012, p. 212):

“A pesquisa bibliográfica procura explicar um problema a partir de referências teóricas publicadas em documentos. [...] A pesquisa bibliográfica busca conhecer e analisar as contribuições culturais, científicas do passado, existentes sobre determinado assuntos, tema ou problema.”

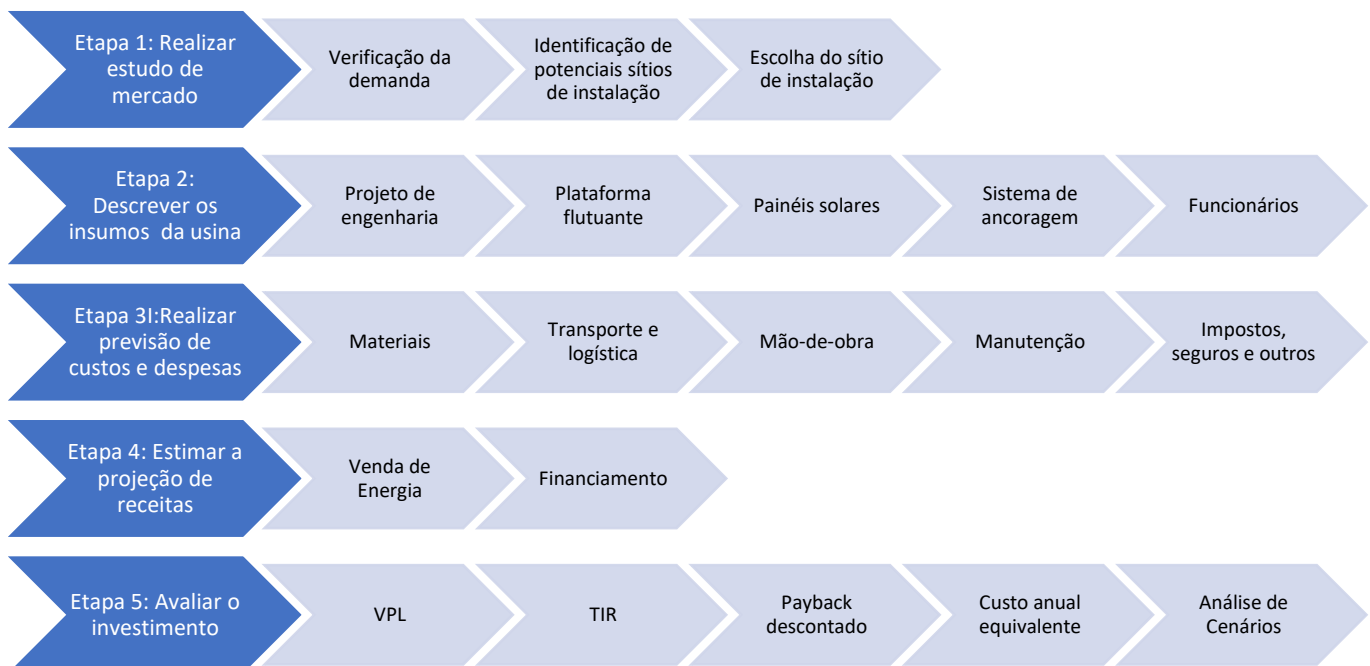
Além disso, classifica-se como um estudo de caso, pois, segundo Martins, Mello e Turrioni (2014, p.56), o estudo de caso “é uma investigação empírica que investiga um fenômeno contemporâneo dentro de seu contexto da vida real”.

4.2 Método proposto

O método proposto foi dividido em seis partes a fim de facilitar seu entendimento e aplicação. Na primeira etapa, um estudo de mercado foi feito, verificando-se a demanda para a justificativa do projeto bem como conhecer os consumidores-alvo e estudar os potenciais sítios para a geração de energia. Na segunda etapa, os insumos do projeto são descritos, destacando-se suas peculiaridades através de uma explanação acerca do escopo do projeto, materiais e mão-de-obra necessários para instalação e geração de energia. Na terceira etapa, foi feita uma previsão de custos e despesas, apresentando os materiais necessários para instalação, a quantidade de mão-de-obra, os custos com transporte e logística, impostos, seguros e entre outras despesas operacionais.

Na quarta etapa, são estimadas as futuras receitas provenientes das vendas de energia com base no preço pago por kWh, provenientes das possíveis assistências técnicas e também é feita a elaboração do fluxo de caixa. Na quinta etapa, o investimento é avaliado com os métodos de avaliação de investimento citados no capítulo 3 deste trabalho em três diferentes cenários. Por fim, os resultados são discutidos em função dos números obtidos, conclui-se sobre a viabilidade da usina solar flutuante, discutem-se as oportunidades e riscos do empreendimento e encerra-se com algumas recomendações. Um diagrama esquemático do método proposto é mostrado na Figura 7.

Figura 6: Diagrama esquemático do método proposto.



Fonte: Autoria Própria.

4.2.1 Etapa 1- Realizar estudo de mercado

A presente etapa visa estudar o mercado de energia elétrica no Brasil. Nesta primeira etapa deve-se começar verificando a existência da demanda por energia e de preferência onde ela faça sentido para este investimento e neste modelo de usina. Uma vez que a demanda for verificada, dever-se-á identificar os consumidores primários da energia produzida e ao término desta primeira parte serão indetificados os possíveis sítios de instalação da usina e será escolhido um deles para servir de base para este estudo. Após a conclusão desta etapa, o responsável pelo estudo terá alcançado:

- a) a verificação da necessidade de oferta de energia elétrica;
- b) a identidade dos consumidores primários e secundários;
- c) a localização escolhida do sítio de instalação da usina e outros possíveis locais.

4.2.2 Etapa 2 – Descrever os insumos da usina

Para início desta segunda etapa, é necessário começar descrevendo o projeto de engenharia para que haja claro entendimento do que a usina será e como ela poderá trazer retorno financeiro. Com o projeto descrito, o próximo passo será a descrição dos materiais a serem comprados e quantificar o volume necessário de compra de cada um deles. De modo semelhante, será tipificada a mão-de-obra para se instalar e manter a usina em funcionamento. E a segunda etapa se conclui por explicar detalhes da instalação até a própria geração de energia. Após a conclusão desta segunda etapa, a descrição dos insumos do investimento terá alcançado:

- a) O escopo do projeto de engenharia;
- b) A relação de materiais necessários para instalação;
- c) A lista de mão-de-obra necessária para instalação e manutenção;

4.2.3 Etapa 3 – Realizar previsão de custos e despesas

Iniciar-se-á a terceira etapa, identificando-se fornecedores e escolhendo-se os materiais que irão compor a usina solar flutuante com o intuito de então quantificar os seus custos de aquisição. Em seguida, serão previstos gastos com transporte e logística de material e mão-de-obra. Do mesmo modo, foi estimado valor gasto com salário e benefícios com os funcionários envolvidos na instalação e o custo do capital para financiamento do projeto.

Após a instalação, eventualmente, poderá ocorrer necessidade de manutenção e este custo, também, deve ser levado em consideração assim como impostos, seguros e outros. Após a conclusão desta terceira etapa, terá sido alcançada:

- a) A especificação dos custos dos materiais e quem são os fornecedores;
- b) A especificação dos custos com mão-de-obra, benefícios e encargos sociais;
- c) A estimativa do custo médio ponderado do capital;
- d) A síntese dos insumos pesquisados, com informações de seus respectivos custos e volume, que compõem as despesas da usina solar flutuante.
- e) O custo total e o custo/Wp previsto para instalação e operação da usina.

4.2.4 Etapa 4 – Estimar a projeção de receitas

A quarta parte inicia-se buscando precificar a venda energia. Foram abordados os preços históricos praticados nos últimos leilões de energia de reserva e relacioná-los com os plausíveis preços de venda de energia historicamente conseguidos por outras usinas solares. Também foi estimado um valor para a ser obtido sob a forma de financiamento. Logo após a conclusão desta quarta etapa, terá sido alcançado:

- a) A estimativa de precificação de venda do kWh;
- b) O valor do financiamento a ser pedido.
- c) O fluxo de receitas ao longo do período de contrato.

4.2.5 Etapa 5 – Avaliar o investimento

Para realização da quinta parte do estudo é necessário retomar os conceitos e fórmulas citadas no capítulo terceiro deste trabalho referente à avaliação do investimento. Uma vez que os custos e as receitas foram quantificadas na terceira e quarta parte deste trabalho, foi avaliada a viabilidade econômica do investimento de acordo com os principais métodos de avaliação como VPL, TIR e payback descontado. Este parte termina por estabelecer e analisar a viabilidade econômica do investimento sob a perspectiva de outros cenários, uma mais favorável e outra mais desfavorável. Ao final da última etapa do trabalho, o estudo deve ter alcançado:

- a) Uma compilação dos resultados da avaliação do investimento, usando o fluxo de caixa, sob as perspectivas dos métodos citados no terceiro capítulo;
- b) A síntese com o resultado dos diferentes retornos de investimento em condições de cenário.

5 APLICAÇÃO DO MÉTODO

Neste capítulo, o estudo de caso é aplicado de acordo com as cinco etapas propostas anteriormente, começando com a verificação da demanda, escolha do sítio de instalação e prosseguindo até a síntese dos resultados de avaliação de investimento em diferentes cenários usando diferentes métodos de avaliação.

5.1 Etapa 1: Realização do estudo de mercado

A primeira etapa verifica a demanda, localiza os maiores reservatórios de usinas hidroelétricas no Brasil e seleciona um para ser feito o estudo de caso.

5.1.1 Verificação da demanda

A projeção do consumo de energia elétrica na rede, para o período 2016-2020, leva em consideração as indicações do acompanhamento e da análise do mercado e da conjuntura econômica e energética de 2015, bem como o cenário macroeconômico para o horizonte 2020, e o cenário demográfico. É, nesse ambiente, que se inserem as projeções do consumo de eletricidade e da carga de energia e de demanda apresentadas neste trabalho, que documenta a projeção da demanda de eletricidade para o horizonte 2016-2020.

A Tabela 2 mostra a projeção do consumo total de eletricidade (incluindo a autoprodução), assim como valores médios da elasticidade-renda resultante, por quinquênio, e valores anuais da intensidade elétrica da economia.

Tabela 2: Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Ano	Consumo (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$ 2010)	Intensidade (kWh/R\$ 2010)
2015	519	3.922	0,132
2020	633	4.347	0,146
Período	Consumo ($\Delta\%$ a.a.)	PIB ($\Delta\%$ a.a.)	Elasticidade
2015-2020	4,0	2,1	1,94

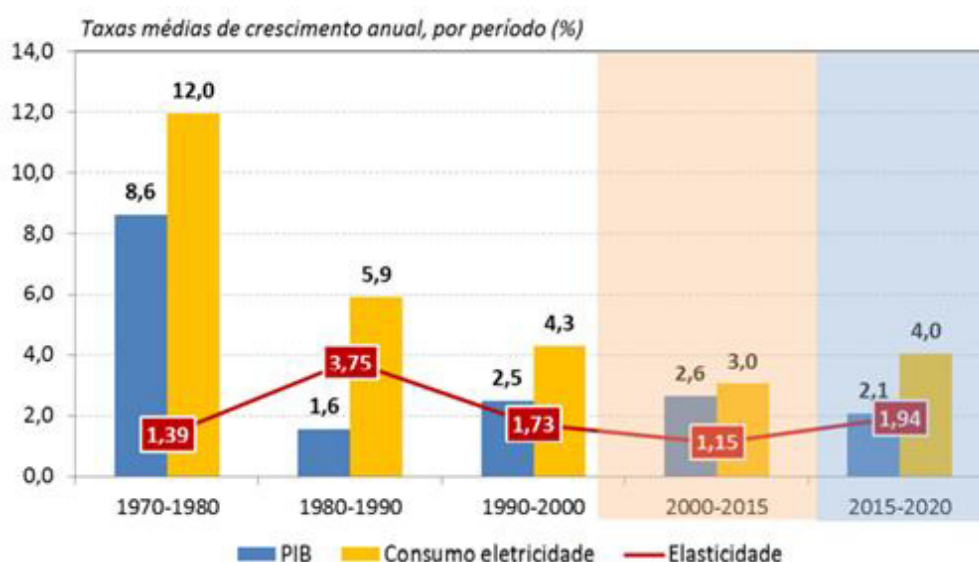
Fonte: EPE 2015

Na tabela 3, é observado que o consumo deve crescer 4% ao ano em média, a uma taxa mais acelerada que o PIB. Em números absolutos, o consumo deve aumentar, no período

2015-2020, cerca de 110 TWh ou em média 27 TWh por ano. Isto abre oportunidade para a instalação de novas usinas geradoras de energia no país, principalmente por meios favoráveis ao meio ambiente, livre de combustíveis fósseis como fonte primária de energia, reforçando o propósito deste trabalho.

Por sua vez, a figura 8 compara a evolução histórica da elasticidade com a sua projeção para o horizonte 2020, mostrando a evolução desse indicador desde a década de 1970. O cenário econômico adotado e as projeções demográficas, assim como a correspondente projeção do consumo total de energia elétrica, para o período quinquenal, resultam em um crescimento continuado da renda per capita nacional e do consumo per capita de eletricidade, concomitantemente com uma manutenção da intensidade elétrica da economia no quinquênio.

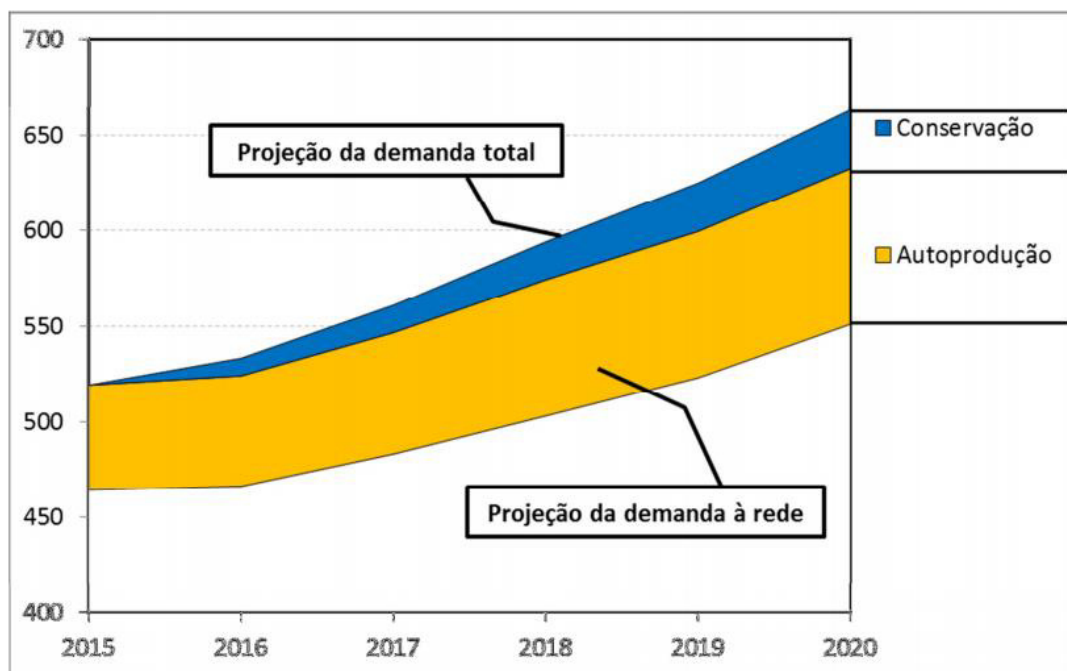
Figura 7: Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade



Fonte: EPE 2015

A figura 9 mostra o comportamento do consumo na rede, assim como das parcelas relativas à autoprodução e à conservação de energia, das quais se pode dizer que atendem parte substancial da demanda total de eletricidade. Vale ressaltar que o gráfico mostra a contribuição da autoprodução ao atendimento da demanda já no ano inicial 2015, enquanto que, relativamente à eficiência (ou conservação de energia), ilustra apenas a contribuição da eficiência adicional, isto é, do ganho de eficiência considerado a partir de 2015.

Figura 8: Projeção da demanda total de eletricidade (TWh)



Fonte : EPE 2015

5.1.2 Identificação de potenciais sítios de instalação

Verificando-se a crescente demanda energética brasileira, deve-se localizar e escolher o reservatório de UHE mais apropriado para se instalar a usina solar. A tabela 4 mostra o tamanho e localização dos maiores reservatórios com usina hidroelétricas no Brasil. Para a instalação de uma usina solar flutuante é interessante que se pense em largas quantidades de área disponível.

Contudo, a dimensão da área disponível do reservatório por si só não deve ser fator exclusivo para escolha do sítio de instalação. São mais favoráveis posições geográficas com baixa latitude porque recebem maior incidência solar, como pode ser notado no atlas solarimétrico na figura 5. Para uma usina solar de 1MW, os reservatórios listados devem ser suficientemente grandes para os fins da análise deste trabalho. A tabela 3 lista as maiores UHEs brasileiras por tamanho de reservatório.

Tabela 3: Maiores UHEs brasileiras por tamanho de reservatório

Usina	Município	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Latitude	Longitude	Área Res (km²)
Balbina	Presidente Figueiredo - AM	250000	249750	-1,916667	-59,466667	4437,72
Sobradinho	Sobradinho - BA	1050300	1050300	-09:25:15	-40:50:00	4380,79
Tucuruí I e II	Tucuruí - PA	8535000	8535000	-03:45:00	-49:40:00	3014,23
Porto Primavera (Engº Sérgio Motta)	Anaurilândia - MS Teodoro Sampaio - SP	1540000	1540000	-22:27:00	-52:53:00	2976,98
Furnas	São João Batista do Glória - MG São José da Barra - MG	1216000	1216000	-20,664722	-46,320278	1406,26
Ilha Solteira	Ilha Solteira - SP Selvíria - MS	3444000	3444000	-20,382222	-51,363611	1357,62
Serra da Mesa	Cavalcante - GO Minaçu - GO	1275000	1275000	-13:50:06	-48:18:04	1254,09
Três Marias	Três Marias - MG	396000	396000	-18:12:54	-45:15:33	1110,54
Itaipu (Parte Brasileira)	Foz do Iguaçu - PR	7000000	7000000	-25,426944	-56,593056	1049,56
Luiz Gonzaga (Itaparica)	Glória - BA Jatobá - PE Petrolândia - PE	1479600	1479600	-9,143992	-38,313367	839,40
Itumbiara	Araporã - MG Itumbiara - GO	2082000	2080500	-18,423611	-49,118333	749,12
São Simão	Santa Vitória - MG São Simão - GO	1710000	1710000	-19:01:05	-50:29:57	735,56
Luís Eduardo Magalhães (Lajeado)	Miracema do Tocantins - TO Palmas - TO	902500	902500	-9,757222	-48,371389	703,94
Água Vermelha (Antiga José Ermírio de Moraes)	Indiaporã - SP Iturama - MG Ouroeste - SP	1396200	1396200	-19,851111	-59,345556	673,63
Três Irmãos	Andradina - SP	807500	811450	-20:40:00	-51:13:00	669,59
Samuel	Porto Velho - RO	216750	216750	-08:45:00	-63:28:00	655,60

Fonte: Adaptado de Strangueto 2016

Embora o estudo considere uma usina solar de 1 MW de capacidade instalada, os reservatórios maiores são mais atrativos porque poderão receber expansões das usinas solares flutuantes no futuro, gerando ainda mais energia e se aproveitando da estrutura instalada.

5.1.3 Escolha do sítio de instalação

Com os maiores reservatórios em área de espelho d'água já catalogados, o próximo passo é escolher um deles para se aplicar o estudo. Os critérios a serem utilizados para a escolha do sítio de instalação da usina solar flutuante são:

- i) Menor inclinação ótima de painel e menores perdas de sombreamento;
- ii) Ausência de um sistema solar flutuante no reservatório;
- iii) Reservatório localizado em região com alta incidência solar;
- iv) Reservatório localizado em região com escassez de águas ou chuvas.

Em virtude do ângulo em que os raios solares chegam à terra, quanto mais próximo da linha do equador o painel esteja instalado, menos os painéis solares precisam ficar tão inclinados o que proporciona menos sombreamento e maior densidade de painéis por metro quadrado. A inclinação ótima do painel por usina pode ser conferido na tabela 5, que mostra a inclinação ótima do painel e as perdas devido ao sombreamento para espaçamento 1m; 1,5m e 2m.

Tabela 4: Análise do distanciamento dos painéis

Usina	Inclinação ótima do painel	Perdas devido ao sombreamento para espaçamento de:		
		1 metro	1,50 metro	2 metros
Balbina	10°	4,40%	0,60%	0,40%
Tucuruí I e II	12°	5,30%	0,80%	0,50%
Luiz Gonzaga	15°	6,30%	1,20%	0,70%
Sobradinho	15°	6,50%	1,10%	0,70%
Samuel	17°	8,20%	1,70%	1,00%
Serra da Mesa	23°	11,60%	2,60%	1,60%
Porto Primavera	25°	13,40%	3,30%	2,00%
Três Marias	26°	13,60%	3,30%	2,10%
Itaipu (Parte Brasileira)	26°	14,10%	3,70%	2,30%
Luís Eduardo Magalhães	27°	11,90%	3,40%	2,20%
São Simão	27°	13,70%	3,50%	2,30%
Itumbiara	27°	13,80%	3,50%	2,20%
Marimbondo	27°	14,00%	3,50%	2,30%
Água Vermelha	27°	14,00%	3,60%	2,30%
Três Irmãos	27°	14,10%	3,60%	2,30%
Promissão	27°	14,30%	3,60%	2,30%

Fonte: Adaptado de Strangueto 2016

Fica evidente que Balbina, Tucuruí I e II, Luiz Gonzaga, Sobradinho e Samuel estão em posição geográfica privilegiada, pois todas precisariam de uma inclinação de painel solar ótima menor ou igual à 17°. Levando em consideração que já existem projetos pilotos de energia solar flutuante em Balbina (MME 2016) e Sobradinho (CHESF 2016), as melhores opções para o estudo são Tucuruí, Luiz Gonzaga, de acordo com a melhor posição em relação ao sol. O reservatório de Samuel é excluído da seleção aqui porque tem maior inclinação ótima de painel.

Como critério de desempate para a escolha, será levado em consideração o possível ganho com o impacto ambiental. No Brasil existem reservatórios onde a quantidade de água evaporada chega a ser o mesmo valor da vazão do rio (FERREIRA, 2016). No que se refere à redução na evaporação da água armazenada no reservatório, este fator é mais crítico para Luiz Gonzaga do que para Tucuruí uma vez que esta está instalada em clima com chuvas constantes e em meio amazônico, conferindo-lhe boa reposição de água. Já o reservatório de Luiz Gonzaga fica situado na fronteira de Pernambuco com a Bahia, região com clima mais árido e seco e com menos vegetação para captar águas da chuva. Neste sentido, é razoável concluir que a instalação da usina solar flutuante terá mais impacto ambiental positivo se for instalada no reservatório de Luiz Gonzaga, ajudando a preservar também as águas do rio São Francisco.

Desta forma, o consumidor primário da energia a ser produzida será a CHESF que é controladora da UHE Luiz Gonzaga e os consumidores secundários serão as cidades que estão

nas adjacências da usina e recebem energia que é distribuída a partir dali. Então analisar-se-á a viabilidade econômico-financeira de um sistema de geração de energia fotovoltaico flutuante no espelho d'água do rio São Francisco a montante da Usina Hidrelétrica de Luiz Gonzaga.

Tabela 5: Relação entre potência de pico por potência média e fator de capacidade

Usina	Energia gerada pelo arranjo simulado (MWh.ano ⁻¹)	kW _{médio}	kW _p /kW _{médio}	Fator de capacidade
Balbina	2.001	228,42	6,52	15%
Sobradinho	2.407	274,77	5,42	18%
Tucuruí I e II	2.122	242,24	6,15	16%
Porto Primavera (Eng ^o Sérgio Motta)	2.119	241,89	6,16	16%
Furnas	2.212	252,51	5,90	17%
Ilha Solteira	2.189	249,89	5,96	17%
Serra da Mesa	2.215	252,85	5,89	17%
Três Marias	2.242	255,94	5,82	17%
Itaipu (Parte Brasileira)	2.039	232,76	6,40	16%
Luiz Gonzaga (Itaparica)	2.309	263,58	5,65	18%
Itumbiara	2.259	257,88	5,77	17%
São Simão	2.224	253,88	5,86	17%
Luís Eduardo Magalhães (Lajeado)	2.163	246,92	6,03	17%
Água Vermelha	2.225	254,00	5,86	17%
Três Irmãos	2.187	249,66	5,96	17%
Samuel	2.003	228,65	6,51	15%

Fonte: Strangueto 2016

As tabelas 6 e 7 fornecem mais dados sobre o potencial energético que pode ser produzido por ano, a relação potência de pico e potência média, geração média por área considerada e o fator de capacidade.

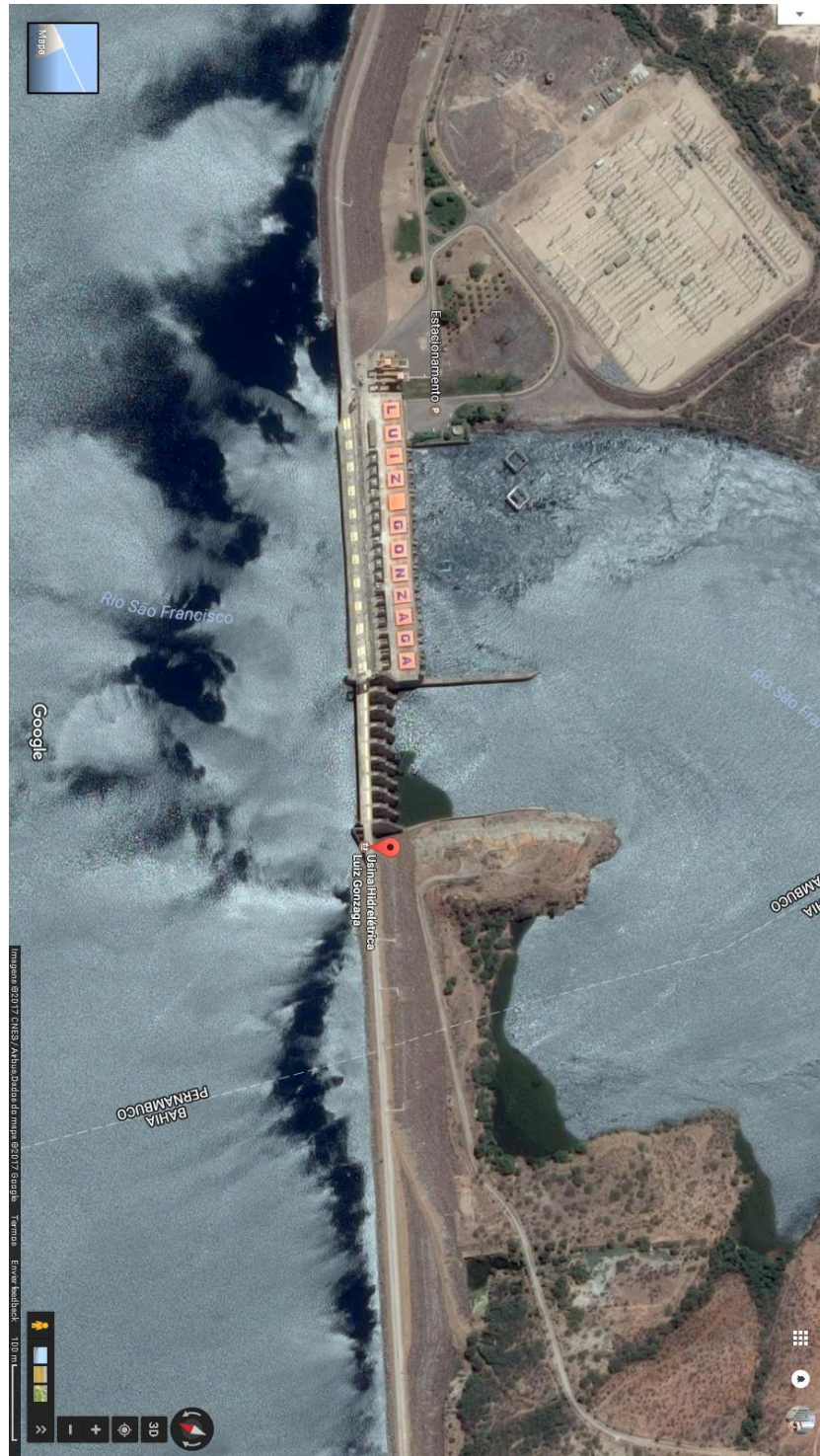
Tabela 6: Geração média por área considerada e fator de capacidade.

Usina	Energia gerada pelo arranjo (MWh.ano ⁻¹)	kW _{médio}	kW _p /kW _{médio}	Energia.área ⁻¹ (GWh.km ⁻²)	Fator de capacidade
Balbina	1.993	227,51	6,54	132	15%
Sobradinho	2.427	277,05	5,37	160	19%
Tucuruí I e II	2.126	242,69	6,14	140	16%
Porto Primavera	2.211	252,40	5,90	146	17%
Furnas	2.307	263,36	5,65	152	18%
Ilha Solteira	2.241	255,82	5,82	148	17%
Serra da Mesa	2.268	258,90	5,75	150	17%
Três Marias	2.314	264,16	5,64	153	18%
Itaipu (Parte Brasileira)	2.124	242,47	6,14	140	16%
Luiz Gonzaga	2.307	263,36	5,65	152	18%
Itumbiara	2.328	265,75	5,60	154	18%
São Simão	2.294	261,87	5,69	151	18%
Luís Eduardo Magalhães	2.305	263,13	5,66	152	18%
Água Vermelha	2.305	263,13	5,66	152	18%
Três Irmãos	2.272	259,36	5,74	150	17%
Samuel	2.019	230,48	6,46	133	15%

Fonte: Strangueto 2016

A figura 9 mostra a vista superior à usina hidroelétrica de Luiz Gonzaga, localizada na fronteira entre os estados de Pernambuco e Bahia, no Rio São Francisco. No canto superior direito observa-se a subestação de distribuição de energia

Figura 9: Captura de imagem de satélite da Usina Hidroelétrica de Luiz Gonzaga



Fonte: Captura no Google Maps

5.1.4 Etapa 2: Descrição dos insumos da usina

A segunda etapa explica sobre o escopo do projeto de engenharia, especifica os materiais e equipamentos e lista os funcionários necessários para a execução do projeto.

5.1.5 Projeto de engenharia

O projeto de engenharia deve planejar a configuração, a geometria, a posição, a ancoragem e a ordem de execução da instalação da usina solar flutuante e sua conexão com o sistema integrado brasileiro. Para fins simplificação de modelo, será considerado neste trabalho que a usina terá formato retangular e será ancorada a montante de Luiz Gonzaga, próximo da subestação para minimizar o comprimento dos cabos elétricos, e paralelamente às margens da superfície terrestre.

Para reservatórios com profundidade mais significativa é mais adequado que se utilize a ancoragem de fundo, visto que a ancoragem nas margens pode acabar pendurando o arranjo flutuante em uma situação de extrema seca. Por isso, como este trabalho o aborda um sistema localizado em reservatório profundo, será considerado neste trabalho que o arranjo flutuante será ancorado no fundo.

5.1.6 Materiais, equipamentos e instalações

O projeto de engenharia proposto para a usina solar flutuante em um reservatório de usina hidroelétrica contempla os seguintes materiais e equipamentos:

- i) Plataforma flutuante modular
- ii) Sistema de ancoragem
- iii) Estrutura de suporte dos painéis
- iv) Painéis solares
- v) Inversores, relé de proteção, contador de energia
- vi) Sistema de cabeamento elétrico
- vii) Ferramentas de mão
- viii) EPI's
- ix) Armazém, Empilhadeira

A figura 10 ilustra um exemplo real já montado de um módulo flutuante com dois painéis solares fixados em uma estrutura metálica.

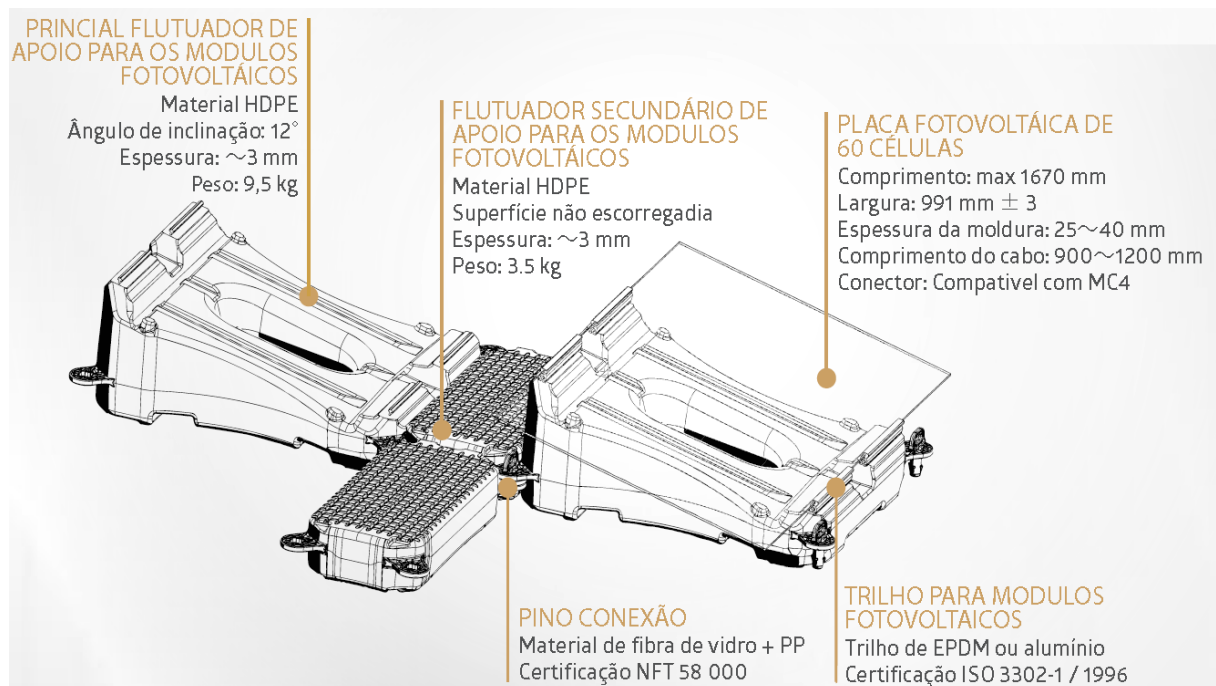
Figura 10: Módulo flutuante com painel montado fixado



Fonte: (FERRER-GISBERT et al, 2013)

A figura 11 mostra os detalhes do módulo Hydrelio® patenteado e fabricado pela francesa Ciel-et-terre e já possui comercialização no Brasil.

Figura 11: Detalhe do módulo Hydrelio®



Fonte: Ciel & Terre Brasil (2017a)

Apenas comparando as figuras 10 e 11 pode-se concluir que a estrutura de suporte do painel vai depender do modelo do módulo, pois este pode por si mesmo servir de suporte

para o painel como é o caso do módulo Hydrelío®. A figura 12 ilustra o inversor de corrente, que se faz necessário devido ao fato de que os painéis geram energia em baixíssima tensão e corrente contínua, enquanto que o sistema integrado brasileiro opera em tensões mais alta e corrente alternada.

Figura 12: Inversor central de corrente/tensão



Fonte:ABB(2017)

5.1.7 Funcionários

A mão-de-obra necessária para a instalação e manutenção será basicamente composta por técnicos eletricitas, de preferência aqueles com experiência em painéis solares conectados à rede. Para o projeto, evidentemente, haverá a necessidade de um engenheiro eletricitista para a elaboração e assinatura do mesmo. A entrega dos materiais e equipamentos podem requerer a contratação de frete, então aqui o o serviço deve ser terceirizado. O operador de empilhadeira é necessário para descarga e transporte do grande volume de módulos flutuantes e painéis solares que serão recebidos.

Para a execução da ancoragem se faz necessária a figura do mergulhador para assegurar a fixação e posicionamento correto da âncora do arranjo flutuante. Sendo assim, a lista de operários necessários para a instalação é composta por:

- i) Técnicos eletricitas
- ii) Engenheiro Eletricitista
- iii) Operador de empilhadeira
- iv) Mergulhador

5.2 Etapa 3: Previsão de custos e despesas

Nesta etapa, todos os custos envolvidos com projeto, materiais, funcionários, capital serão pesquisados no mercado ou estimados com os dados que se têm disponíveis.

5.2.1 Painéis solares

Segundo o INMETRO (2017) encontram-se disponíveis para venda, no Brasil, diversas marcas e modelos credenciados, com diferentes tamanhos, potência, eficiência e etc. Dentre os painéis listados pela INMETRO, pode-se listar aqueles que têm maior eficiência na Tabela 8. Dentre ele, será escolhido o painel a ser utilizado para as simulações e cálculos dessa trabalho. Os painéis mais eficientes segundo a agência são os modelos: SunPower SPR-E20-327 e LERRI Solar LR6-72-340M, ambos de silício monocristalino e com respectivas eficiências de 20,1% e 20,8%.

Contudo, não foram encontrados fornecedores destas marcas até o final deste trabalho. Então, escolheu-se uma marca que é amplamente vendida e difundida no Brasil. Para este trabalho, usar-se-á o painel da marca Canadian Solar, modelo CS6K-270P, de potência de 270Wp. As especificações técnicas do painel estão disponíveis no Anexo B. O preço do unitário do painel com frete para a região da usina de Luiz Gonzaga, foi orçado em R\$656,36, e pode ser conferido em MINHACASASOLAR (2017). O preço do painel sem o frete é de R\$579,00 no boleto.

Em virtude do grande volume de painéis a ser comprado, o ideal seria que se comprasse diretamente do fabricante pois haveria desconto devido ao lucro do revendedor e desconto de compras no atacado. Contudo, até o final deste trabalho não houve resposta do fabricante para o orçamento que lhes foi solicitado. Como deseja-se uma usina de 1 MW de capacidade, e sabe-se que a relação kWp/kWm é de 5,65, conforme tabela 7, para a região onde se localiza a usina de Luiz Gonzaga. Logo, o número de painéis necessários será aquele que soma uma capacidade de 5,65 MWp de potência. Mas, um painel cristalino normal perde cerca de 0,4% de sua potência por °C (LABOURET, 2010). No caso deste painel, segundo o próprio fabricante, a perda é de 0,41%/°C a partir da temperatura de referência de 25°C e a temperatura de operação do painel é de 45°C e a eficiência de baixas radiações é de 96,5%, que significa que a 25°C e irradiações menores que 1000 W/m^2 , o painel gera 96,5% do que geraria com irradiação de 1000 W/m^2 .

Com isso o número estimado de painéis necessários pode ser calculado como:

$$N_p = \frac{Pot_{m_{usina}}}{W_{painel}(1 - \Delta T \cdot \theta) \cdot \eta_{painel}} \cdot \frac{W_p}{W_m}$$

Onde,

$Pot_{m_{usina}}$ = Capacidade média instalada em W_m

W_{painel} = Potência de pico do painel em W_p

ΔT = Temperatura real menos a de referência de laboratório

θ = Coeficiente de perda de potência pela variação de temperatura em $\%/^{\circ}C$

η_{painel} = Razão da energia gerada pelo painel em condição de irradiância menor que $1000 W/m^2$ pela energia gerada pelo painel em condição de irradiância igual a $1000 W/m^2$.

$\frac{W_p}{W_m}$ = Razão entre potência de pico e potência média para a localidade de Luiz Gonzaga.

Sendo assim, o número de painéis necessários são:

$$N_p = \frac{1 MW_m}{(270 W_p - 270 W_p (45^{\circ}C - 25^{\circ}C) * \frac{0,41\%}{^{\circ}C}) * 96,5\%} * 5,65 \frac{W_p}{W_m} = 23.622 \text{ painéis}$$

Então, o custo com painéis solares, reiterando o fato de que o frete já está embutido, é de R\$15.504.535,82, isto é também, de maneira indexada ao W_p , um custo de R\$2,744/ W_p . Estes dados são elencados na tabela 8:

Tabela 7: Custo dos painéis solares

Item	Quantidade	Preço unitário com frete	Custo	Custo/ W_p
Painel solar	23622	R\$ 656,36	R\$ 15.504.535,92	R\$ 2,744

Fonte: Elaboração própria do autor.

5.2.2 Plataforma flutuante e sistema de ancoragem.

Para saber os custos dos módulos que compõem a plataforma flutuante e do sistema de ancoragem, contatou-se a empresa Ciel & Terre do Brasil, empresa especializada no mercado de usina solar flutuante no mundo, e solicitou-se um orçamento tanto dos módulos quanto da ancoragem.

Foi solicitado pela empresa um checklist de informações para que eles pudessem fazer o orçamento. Este checklist pode ser conferido no Anexo C. O checklist foi enviado e a empresa respondeu que, para fins orçamentários, deve-se considerar um custo de R\$1,90/Wp para a estrutura, isto é, os módulos flutuantes, e frete dos módulos entre R\$0,1 e R\$0,2/Wp. E cerca de R\$0,25 a R\$0,30 por Wp para a ancoragem. Para a construção da tabela 9, foram utilizadas as médias dos intervalos dos custos fornecidos.

Tabela 8: Custos da plataforma flutuante

Potência instalada = 5,65 MWp	Custo do módulo Hydrélio®	Frete dos módulos flutuantes	Custo da ancoragem
Preço por Wp	R\$ 1,90	R\$ 0,15	R\$ 0,28
Custo parcial	R\$ 10.735.000,00	R\$ 847.500,00	R\$ 1.582.000,00

Fonte: Elaboração própria do autor.

5.2.3 Inversores e insumos diversos

A maioria dos inversores disponíveis no mercado são de aplicação off-grid, isto é, desconectado à rede. Mesmo com dificuldade de disponibilidade no Brasil de grandes centrais inversoras de tensão, foram encontrados preços de inversores grandes fora do Brasil. Alguns modelos que podem ser citados aqui são WEG SIW700 T1300-33, que é vendido no Brasil inclusive, com potência de 1.2 MW (WEG 2017), e o EFASOLAR 2000, que é de fabricação portuguesa (EFASOLAR 2017).

Um fornecedor chinês oferece inversor de 1 MW de potência pelo custo de USD 37.000 dólares, com o custo de container. Como o imposto de importação é de 60% no Regime de Triburação Simplificado, o ICMS é de 4% para produtos com origem do exterior, o PIS/Confins é de 9,25%, o IPI é de 15% e IOF é de 6,38% para este tipo de operação,

considerando a taxa de câmbio de R\$3,30/US\$ com spread cambial de 10%, então o custo dos inversores para uma capacidade de 6 MW é de:

$$\begin{aligned}
 &Custo_{inversores} \\
 &= (N_{unidades}) \left(\text{Preço em } \frac{US\$}{\text{unidade}} \right) \left(\text{Taxa cambial em } \frac{R\$}{US\$} \right) \left(1 \right. \\
 &\quad \left. + \text{taxa de importação} + \text{ICSMS} + \frac{\text{PIS}}{\text{Confins}} + \text{IPI} + \text{spread cambial} \right. \\
 &\quad \left. + \text{IOF} \right)
 \end{aligned}$$

Aplicando os valores, tem-se:

$$\begin{aligned}
 &Custo_{inversores} \\
 &= (6 \text{ unidades}) \left(37.000 \frac{US\$}{\text{unidade}} \right) \left(3,3 \frac{R\$}{US\$} \right) (1 + 60\% + 4\% + 9,25\% \\
 &\quad + 15\% + 25\% + 6,38\%) = \mathbf{R\$1.609.009,38 \text{ reais}}
 \end{aligned}$$

Então, o custo com os inversores centrais é de R\$1.357.310,19, isto é também, de outra maneira, um custo de R\$0,226/Wp. Porém, por se tratar de um produto importado da china e de procedência de difícil verificação, procurou-se uma alternativa doméstica para os inversores solares, que confira maior segurança ao negócio e reduza os riscos. Pensando nisso, o inversor da WEG, modelo SIW700 T1300-33, foi orçado, segundo um representante de vendas local, isto é, em Fortaleza, no valor de R\$387.354,88 reais por unidade com ICMS e PIS/CONFINS incluso e IPI de 15% não incluso. Como o inversor WEG tem capacidade de 1,2 MW, serão necessários 5 unidades para resultar em uma capacidade total de 6 MW de potência. Compilando os valores de ambos os inversores na tabela 10, tem-se:

Tabela 9: Custo dos inversores

Item	Quantidade	Preço unitário com frete	Impostos	Câmbio	Custo parcial	Custo/Wp
Inversor chinês 1MW	6	\$ 37.000,00	119,63%	3,3	R\$ 1.609.009,38	R\$ 0,285
Inversor brasileiro 1,2MW	5	R\$ 387.354,88	15%	1	R\$ 2.227.290,56	R\$ 0,394

Fonte: Elaboração própria do autor.

Para grandes lotes de compra de cabo com secção de 4mm^2 o preço chega a R\$5,60 por metro (SUNHOME, 2017). Cada painel tem 1650 mm de comprimento, e supondo que para conectar cada painel ao sistema da usina seja necessário um comprimento de cabo igual ao comprimento do painel, tem-se que o comprimento total necessário de cabo será de 38.976,3 m. Somando-se com a conexão até o inversor e do inversor para a sub-estação, convenientemente, arredonda-se para 40.000m de cabo, o que equivale a um custo de R\$224.000 reais, isto é, cerca de R\$0,0396/Wp. Nota-se que, apesar do grande volume necessário de cabo para a instalação desta usina, o custo relativo dos cabos é bem menor quando comparado com painel e inversor.

Ainda são necessários outros equipamentos elétricos como relé de proteção, contador de energia, diodos e um ou outro equipamento elétrico de proteção. Contudo, os custos destes equipamentos serão muito menores e relativamente baratos quando comparados com inversores e painéis solares, este pelo grande volume a ser comprado e aquele pelo alto preço da unidade. O mesmo raciocínio segue para ferramentas do montador de painel solar e suas ferramentas e equipamentos de proteção individual.

Para fins de economia de tempo e esforço de pesquisa de mercado destes itens que não terão grande significância nos custos totais, os seus custos serão estimados da seguinte forma: R\$25.000,00 para equipamentos elétricos restantes de baixo custo como medidor de energia bidirecional, quadros de proteção e caixas de junção; e de baixo volume; R\$600,00 reais por montador referente aos EPI's e ferramentas de trabalho. A locação da empilhadeira será necessária para o descarregamento e transporte para armazenamento dos módulos flutuantes e painéis solares. E segundo HIPEREXPORT, 2017, o preço da hora da empilhadeira de até 3 toneladas é de R\$100,00 reais. Considerando um período de 3 meses, e uma jornada de 44h semanais, o custo com a empilhadeira é de R\$52.800 reais. Os custos destes outros insumos são observados na tabela 11:

Tabela 10: Custo de insumos diversos

Item	Nº de itens	Preço unitário	Custo parcial	Custo/Wp
Cabo elétrico	38976,3	R\$ 5,40	R\$ 210.472,02	R\$ 0,037
Outros ¹	1	R\$ 25.000,00	R\$ 25.000,00	R\$ 0,004
EPI	15	R\$ 600,00	R\$ 9.000,00	R\$ 0,002
Empilhadeira	1	R\$ 52.800,00	R\$ 52.800,00	R\$ 0,009
Custo total	-	-	R\$ 297.272,02	R\$ 0,053

Fonte: Elaboração própria do autor.

¹ Outros: Controlador de carga, caixas de passagem, medidor de energia bidirecional e outros equipamentos de baixo volume e baixo custo.

5.2.4 Funcionários

Para estimar os custos com funcionários, foi pesquisado nos dados disponíveis do website lovemondays, o qual possui uma compilação de informações salariais de diversos profissionais que estão empregados nas mais diversas empresas. Os salários médios dos profissionais de interesse para este trabalho estão relacionados a seguir:

- i) Técnicos eletricitas
 - a. Um montador de painéis ganha cerca de R\$2.000 reais bruto mais encargos e benefícios, segundo LOVEMONDDAYS (2017a). Um técnico deste perfil, ganha cerca de R\$1.705 reais na Scheiner Electric.
- ii) Engenheiro Eletricista
 - a. O salário médio bruto deste profissional é R\$ 7.547 reais LOVEMONDDAYS (2017b).
- iii) Operador de empilhadeira e fretadores,
 - a. O salário médio bruto do operador é R\$ 1.972 reais LOVEMONDDAYS (2017c).
- iv) Mergulhador
 - a. O salário médio bruto do operador é R\$ 2.540 reais LOVEMONDDAYS (2017d).

Os custo com salários dos funcionários ainda deve ser acrescido de benefícios e encargos sociais, o que gera um acréscimo de 68,18%, incidindo sobre o salário do mensalista, para uma empresa não optante pelo simples (GUIATRABALHISTA, 2017).

Outros dados importantes como a taxa de instalação da usina e o volume ocupado pelos módulos foram disponibilizados em uma brochura da própria empresa, que está disponível no Anexo D. A taxa de instalação informada é de 1 kWp/hora/operário (Ciel et Terre, 2017b) e 1 MWp de módulos flutuando equivale a 25 caminhões contentores para fazer o transporte.

Então, levando em consideração que a taxa de instalação é de 1kWp/hora/operador, o tempo de trabalho do engenheiro eletricista foi estimado no dobro do tempo de execução da instalação, devido ao seu tempo de trabalho no próprio projeto antes da execução da instalação da usina.

Estabelecendo um objetivo de se instalar a usina solar flutuante em 3 meses, espera-se que os 12 técnicos eletricitas, trabalhando 8h por dia, na taxa sugerida pela Ciel & Terre, instalem toda a usina em 59 dias úteis, o custo da mão-de-obra por Wp é de R\$0,036/W.

Os detalhes dos resultados de custos com mão-de-obra podem ser observados na tabela 12:

Tabela 11: Custos com mão-de-obra

	Nº de colaboradores	Salário base	Benefícios e encargos	Meses trabalhados	Custo parcial	Custo/Wp
Técnico Eletricista	12	R\$ 1.705,00	68%	3	R\$ 103.228,88	R\$ 0,018
Engenheiro Eletricista	1	R\$ 7.547,00	68%	6	R\$ 76.155,27	R\$ 0,013
Operador de empilhadeira	1	R\$ 1.972,00	68%	3	R\$ 9.949,53	R\$ 0,002
Mergulhador	1	R\$ 2.540,00	68%	3	R\$ 12.815,32	R\$ 0,002
Custo total	-	-	-	-	R\$ 202.149,00	R\$ 0,036

Fonte: Elaboração própria do autor.

5.3.5 Custo do capital

Pode-se classificar os tipos de capital em dois grandes grupos: Dívida, proveniente de empréstimos e emissões de dívidas, e Capital Próprio, proveniente dos acionistas. Considerando que cada provedor de capital espera um retorno sobre seu investimento, porém, em consequência dos riscos e estruturas distintas aos quais são expostos, os retornos variam para cada situação. Esses retornos, sob o ponto de vista da empresa que recebe o investimento, são os custos de capital. Assim, para contemplar as distinções, utiliza-se o CMPC (Custo Médio Ponderado do Capital), que é ponderação dos diferentes custos de capital por sua respectiva proporção. Para este trabalho será considerado que 50% do capital será próprio e 50% de dívida com banco. E a remuneração mínima requerida pelos acionistas é de 20%.

Em maio de 2017, o BNDES aprovou financiamento para implantação de um complexo solar no valor de R\$529 milhões inteiramente com taxa de juros de longo prazo (TJLP), que é hoje de 7% a.a (VALOR, 2017).

Outra taxa de juros que pode-se considerar é a oferecida pelo Banco do Nordeste através da linha de crédito FNE SOL (BNB, 2017), que financia todos os componentes dos sistemas de energia elétrica fotovoltaica. Considerando a usina de médio porte, a taxa de juros oferecida pelo BNB é de 7,25% a.a com adimplência. Neste caso o prazo é de até 12 anos e com carência de 6 meses a 1 ano. O custo médio ponderado do capital usando diferentes linhas de crédito é mostrado na tabela 13:

Tabela 12: Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) com diferentes linhas de crédito

	Taxa a.a	Taxa do acionista	CMPC
BNDES	7%	20%	13,5%
FNE SOLa	7,25%	20%	13,6%
FNE SOLb	8,53%	20%	14,3%

Fonte: Elaboração própria do autor.

A diferentes taxas das linhas de crédito FNE SOLa e FNE SOLb são devidas às condição de adimplência dos pagamentos referentes ao empréstimo. Em caso de pagamentos regulares nos prazos, a taxa é menor.

5.3.6 Investimento inicial

Uma vez que todos os custos foram identificados e quantificados, pode-se então conhecer o montante necessário para fazer o aporte inicial para o empreendimento. A síntese dos custos avaliados anteriormente e o custo total se observam na tabela 14:

Tabela 13: Síntese dos custos iniciais

	Custo	Custo/Wp
Painéis solares	R\$ 15.504.535,92	R\$ 2,744
Plataforma flutuante	R\$ 10.735.000,00	R\$ 1,900
Transporte	R\$ 847.500,00	R\$ 0,150
Ancoragem	R\$ 1.582.000,00	R\$ 0,280
Inversores	R\$ 2.227.290,56	R\$ 0,394
Outros materiais	R\$ 297.272,02	R\$ 0,053
Mão-de-obra	R\$ 202.149,00	R\$ 0,036
Custo total	R\$ 31.395.747,50	R\$ 5,56

Fonte: Elaboração própria do autor.

Os inversores disponíveis no Brasil, apesar de serem mais caros, foram escolhidos por possuírem garantia no país e serem elegíveis para financiamento.

5.3.7 Despesas operacionais

O custo anual de operação e manutenção (O&M) da usina e o custo com seguro podem ser estimados respectivamente como 1% e 0,3% ao ano, do custo de investimento, segundo EPE 2012, para geração centralizada. O mesma fonte ainda revela a existência de taxas como o TUSD, Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, e TFSEE, Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica. Ainda segundo EPE 2012, a TFSEE custa 2.092 R\$/MW.ano. E segundo KARASAWA 2015, a TUSD de referência da distribuidora COELBA (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia) tem o valor de R\$ 11,055/kW/mês. Mas a Resolução Normativa da ANEEL nº 481, de 17/04/2012, diz que, para fontes solares, este valor recebe um desconto de 80% nos 10 primeiros anos de operação e 50% nos anos seguintes. Os tributos de PIS/COFINS, imposto de renda e contribuição social são respectivamente: 3,65%, 25% e 9%, segundo EPE 2012 no regime de tributação de lucro presumido. Neste regime de tributação, o imposto de renda e a contribuição social incidem sobre 8% e 12% da receita bruta, respectivamente, segundo EPE 2012 e aplicado por KARASAWA 2015 em sua análise. A tabela 15 mostra os dois custos operacionais anuais da usina:

Tabela 14: Despesas Operacionais

	Custo	Custo/Wp
O&M	R\$ 313.957,47	R\$ 0,056
Seguro	R\$ 94.187,24	R\$ 0,017
Operacional total anual	R\$ 408.144,72	R\$ 0,072

Fonte: Elaboração própria do autor.

5.4 Etapa 4: Projeção de receitas

A estimativa de receita deverá precificar o preço médio do MWh a ser cobrada na venda de energia e o valor de capital que deve ser obtido por financiamento, além de demonstrar o fluxo de receitas até o fim da vida útil do projeto.

5.4.1 Preço do MWh

Como referência para a projeção de receitas, buscaram-se os casos mais recentes de usinas solares que conseguiram vencer leilões de energia. Segundo dados do 7º Leilão de Energia de Reserva realizado em agosto de 2015, o preço médio da energia vendida, para geradores de energia solar, naquela ocasião, foi de R\$301,79 reais por MWh (CCEE, 2017b).

No 8º Leilão de Energia de Reserva, ocorrido em novembro de 2015, o preço médio foi de R\$297,74 por MWh para usinas solares (CCEE, 2017c). Em ambos os casos, a duração dos contratos são de 20 anos. (ACENDEBRASIL 2017).

Levando em consideração o reajuste da inflação de novembro de 2015 para 2017, ano que este trabalho foi feito, o valor do MWh seria de cerca de R\$322 reais. Contudo, a tendência do preço da energia solar é de baixa devido à redução do custos de fabricação dos painéis com a economia de escala e ao ganho de popularidade e competitividade. Então para fins de uso em cálculos, será considerado, em cenário neutro, um valor de R\$300 reais por MWh vendido. Os preços praticados nas diferentes ocasiões estão na tabela 16 :

Tabela 15: Preço do MWh

	7º LER	8º LER	Neste trabalho
Preço médio do MWh	R\$ 301,79	R\$ 297,74	R\$ 300,00

Fonte: Elaboração própria do autor.

5.4.2 Financiamento

O valor do financiamento pode ser até 100% do valor do custo total do projeto, dependendo de como será lastreada a dívida. Embora a quase totalidade do custo seja de ativos tangíveis, que teoricamente poderia se lastrear quase toda a dívida, será considerado que o valor do financiamento seja 50% do valor do custo total do projeto sendo os outros 50% restantes, além do capital de giro, tendo que ser cobertos pelos sócios do empreendimento. Então, o valor estimado a ser captado por financiamento é de R\$ 15.697.873,75 reais.

5.4.3 Fluxo de receitas

O fluxo de receitas foi calculado em um horizonte de 240 meses, isto é, 20 anos, referente ao usual tempo de contrato firmado após os leilões de energia para energia solar. O preço de venda considerado foi de R\$300,00/MWh. O fabricante do painel solar garante uma saída de potência linear durante 25 anos, e ao fim deste período a saída de potência é não menos que 85% da sua saída de potência no início da sua operação.

Embora não haja a curva de degradação nos dados técnicos do fabricante para o painel que foi escolhido, os autores (JORDAN e KURTZ, 2013), concluíram que em um sistema solar fotovoltaico com tecnologia de silício policristalino tem em média uma taxa de

degradação de geração linear de 0,59% ao ano, isto é, ao longo de 20 anos, uma degradação de geração de potência de 11,8% em relação à geração inicial. Ao longo dos 12 meses de um ano, cada mês terá em média 730h, e se a capacidade instalada é de 1 MWm, então o fluxo de receitas ao longo dos 20 anos considerando os parâmetros citados, e mostrados na tabela 18, pode ser calculado e é observado na tabela 17:

Tabela 16: Parâmetros para a geração do fluxo de receitas

Parâmetro	Valor	Unidade
Preço MWh	R\$ 300,00	reais
Degradação	0,59%	a.a
Degradação	0,049167%	a.m
Período	20	anos
Capacidade instalada	1	MW_médio
Horas no mês	730	horas

Fonte: Elaboração própria do autor

Na tabela 18, as colunas referentes aos anos intermediários foram propositalmente omitidas para apresentar apenas os resultados iniciais e finais, e também por motivo obviamente espacial.

Tabela 17: Produção mensal em MWh e fluxo de receitas anualizado

Produção mensal em MWh				
	2018	2019	2020	2037
Janeiro	730,0	725,7	721,4	652,6
Fevereiro	729,6	725,3	721,1	652,2
Março	729,3	725,0	720,7	651,9
Abril	728,9	724,6	720,4	651,6
Maio	728,6	724,3	720,0	651,3
Junho	728,2	723,9	719,7	651,0
Julho	727,8	723,6	719,3	650,6
Agosto	727,5	723,2	719,0	650,3
Setembro	727,1	722,9	718,6	650,0
Outubro	726,8	722,5	718,2	649,7
Novembro	726,4	722,1	717,9	649,4
Dezembro	726,1	721,8	717,5	649,0
Produção anual em MWh	8736,4	8684,9	8633,8	7809,7
Receita anual bruta	R\$ 2.620.905,08	R\$ 2.605.483,49	R\$ 2.590.152,64	R\$ 2.342.906,24
Receita acumulada	R\$ 2.620.905,08	R\$ 5.226.388,57	R\$ 7.816.541,21	R\$ 49.588.905,72

Fonte: Elaboração própria do autor

5.5 Etapa 5: Avaliação do Investimento

Na quinta parte do estudo os métodos referentes à avaliação do investimento são aplicados. O fluxo de caixa é elaborado e os indicadores de viabilidade econômica do investimento são devidamente calculados.

5.5.1 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa, dos principais períodos, são mostrados na tabela 19:

Tabela 18: Fluxo de caixa

	2018	2019	2027	2028
Receita anual bruta	R\$ 2.620.905,08	R\$ 2.605.483,49	R\$ 2.485.332,99	R\$ 2.470.709,12
(-) PIS/CONFINS	R\$ 95.663,04	R\$ 95.100,15	R\$ 90.714,65	R\$ 90.180,88
(=) Receita Líquida	R\$ 2.525.242,05	R\$ 2.510.383,34	R\$ 2.394.618,34	R\$ 2.380.528,23
(-) Gastos com projeto	R\$ 434.676,72	R\$ 434.520,18	R\$ 433.300,66	R\$ 471.034,58
(-) O&M	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47
(-) Seguro	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24
(-) TUSD	R\$ 26.532,00	R\$ 26.375,46	R\$ 25.155,95	R\$ 62.889,86
(=) LAJIDA	R\$ 2.090.565,33	R\$ 2.075.863,16	R\$ 1.961.317,68	R\$ 1.909.493,65
(-) Depreciação	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93
(-) Amortização	R\$ -	R\$ 864.712,02	R\$ 1.513.735,18	R\$ 1.623.480,98
(-) Juros	R\$ -	R\$ 1.138.095,85	R\$ 489.072,69	R\$ 379.326,89
(=) Lucro Operacional	R\$ 573.260,41	-R\$ 1.444.249,63	-R\$ 1.558.795,12	-R\$ 1.610.619,14
(-) Imposto de Renda e contribuição social	R\$ 80.723,88	R\$ 80.248,89	R\$ 76.548,26	R\$ 76.097,84
(+) Depreciação	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93
(-) Investimento	R\$ 15.697.873,75	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(+) Dívida líquida	R\$ 15.697.873,75	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(=) Fluxo de caixa Livre	R\$ 2.009.841,45	-R\$ 7.193,60	-R\$ 118.038,45	-R\$ 169.412,06
	2030	2031	2036	2037
Receita anual bruta	R\$ 2.441.719,00	R\$ 2.427.351,75	R\$ 2.356.773,67	R\$ 2.342.906,24
(-) PIS/CONFINS	R\$ 89.122,74	R\$ 88.598,34	R\$ 86.022,24	R\$ 85.516,08
(=) Receita Líquida	R\$ 2.352.596,26	R\$ 2.338.753,41	R\$ 2.270.751,43	R\$ 2.257.390,17
(-) Gastos com projeto	R\$ 470.294,67	R\$ 469.927,99	R\$ 468.126,76	R\$ 467.772,87
(-) O&M	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47
(-) Seguro	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24
(-) TUSD	R\$ 62.149,95	R\$ 61.783,27	R\$ 59.982,04	R\$ 59.628,15
(=) LAJIDA	R\$ 1.882.301,59	R\$ 1.868.825,43	R\$ 1.802.624,67	R\$ 1.789.617,30
(-) Depreciação	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93
(-) Amortização	R\$ 1.867.419,15	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(-) Juros	R\$ 135.388,72	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(=) Lucro Operacional	-R\$ 1.637.811,21	R\$ 351.520,50	R\$ 285.319,74	R\$ 272.312,37
(-) Imposto de Renda e contribuição social	R\$ 75.204,95	R\$ 74.762,43	R\$ 72.588,63	R\$ 72.161,51
(+) Depreciação	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93
(-) Investimento	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(+) Dívida líquida	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(=) Fluxo de caixa Livre	-R\$ 195.711,23	R\$ 1.794.062,99	R\$ 1.730.036,04	R\$ 1.717.455,79

Fonte: Elaboração própria do autor

O fluxo de caixa completo está disponível no Apêndice A deste trabalho. Apenas os períodos em que houve alguma mudança significativa de valor, em algum momento do seus cálculos, foram inseridos aqui para análise. Os períodos mostrados na tabela 20 foram: os dois primeiros, os períodos de transição da tarifa TUSD, os períodos finais do pagamento do financiamento e os dois períodos finais.

Nota-se que no período “zero”, o ano de 2018, não há pagamento de prestação do financiamento pois foi considerado um período de carência de 1 ano, e é o único período onde há movimentação de investimento e dívida líquida. No período seguinte começam os pagamentos de amortização e juros, e o empreendimento já apresenta prejuízo operacional e fluxo de caixa negativo. Na virada do ano 2027 para 2028, após 10 anos em operação, a TUSD deixa de ter desconto de 80% para ter um desconto de 50%, como pode-se verificar o aumento desta tarifa naqueles períodos. Na virada do ano 2030 para 2031, após 12 anos, o financiamento é inteiramente pago e as prestações cessam, conferindo lucro operacional e fluxo de caixa livre positivo nos anos finais, tendência que continua até final do contrato em 2037.

5.5.2 Indicadores de viabilidade econômica

Para um custo médio ponderado de capital de 13,63%, considerando os fluxos de caixa obtidos no Apêndice A, o Valor Presente Líquido calculado para este investimento foi de -R\$17.873.294,23 reais. Já o índice de lucratividade, que mediu o quanto de dinheiro retornou para cada real investido, foi de -0,588. A taxa interna de retorno, que é a taxa na qual o investimento atingiria o ponto de equilíbrio financeiro, que coincide com um valor nulo para o VPL, foi calculada matematicamente em -5,98%. Então será considerada como 0%.

Para a situação a qual os fluxos de caixa do investimento se encontram, com muitos resultados negativos, o payback descontado não se aplica, porque em nenhum momento da vida útil do empreendimento o investimento feito atingirá o ponto de equilíbrio, nem mesmo se o tempo de contrato for extrapolado. O custo anual equivalente, que é útil para comparação de decisões de investimento, foi calculado com acréscimo do custo médio operacional anual, e resultou em R\$4.382.259,89 reais. A síntese destes indicadores está na tabela 20:

Tabela 19: Síntese dos indicadores de viabilidade econômica

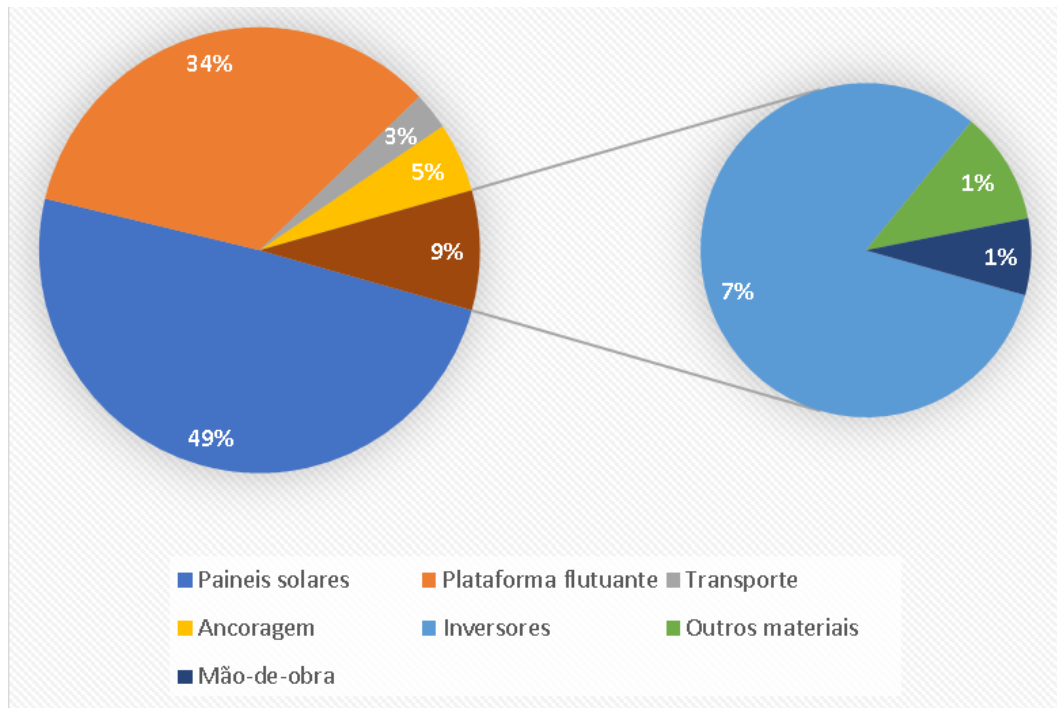
VPL	-R\$ 17.873.294,23
IL	-0,588
TIR	0,00%
Payback	Não se aplica
CAE	R\$ 4.294.198,19

Fonte: Elaboração própria do autor

5.5.3 Análise de cenários

Para a análise de cenários, foram identificados as variáveis mais significantes que podem influenciar no resultado final, que são: os custos iniciais de painel solar e da plataforma flutuante, o fator de capacidade e o preço de venda do MWh. Na figura 13 pode-se notar o grande peso dos custos de painel solar e plataforma flutuante comparando-se com outros custos iniciais:

Figura 13: Peso dos custos iniciais segmentados



Fonte: Elaboração própria do autor

A figura 13 mostra que 82% dos custos iniciais da usina solar flutuante estão concentrados em dois insumos principais: painéis solares e plataforma flutuante. Sendo assim a análise de cenários foi feita variando o valor destes parâmetros, mantendo outros constantes. Variando o custo por Wp combinado do painel com a plataforma flutuante para menos, considerando um eventual desconto de compra no atacado, sem o intermédio de um revendedor, e e uma possível venda de energia com preço acima de R\$300,00, para consumidores finais, foi obtida a tabela 21, mostrando como o Índice de Lucratividade se mostrou sensível às mudanças nos valores dos inputs citados:

Tabela 20: Sensibilidade do índice de lucratividade ao preço do MWh e custo/Wp combinado

Sensibilidade do índice de lucratividade		Custo/Wp com painel solar e plataforma flutuante combinados							
		R\$ 3,25	R\$ 3,48	R\$ 3,72	R\$ 3,95	R\$ 4,18	R\$ 4,41	R\$ 4,64	
		Desconto percentual no custo/Wp combinado							
		30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%	
Preço do MWh	R\$ 300,00	- 0,36	- 0,43	- 0,49	- 0,55	- 0,60	- 0,64	- 0,69	
	R\$ 400,00	0,19	0,09	0,00	- 0,08	- 0,15	- 0,22	- 0,28	
	R\$ 500,00	0,74	0,61	0,49	0,39	0,30	0,21	0,13	
	R\$ 600,00	1,28	1,13	0,99	0,86	0,74	0,64	0,54	

Fonte: Elaboração própria do autor

Da tabela 21, nota-se que a usina pode ser viável para certas combinações de preço de MWh e custo combinado de insumos mais caros, ou até mesmo sem desconto na compra dos insumos. Contudo o contrário não é válido, ou seja, mesmo com queda de 30% no custo combinado de painel plataforma flutuante, a usina ainda seria inviável. Preços praticados pela ENEL em Fortaleza, cobrados ao consumidor residencial, podem chegar à R\$664,9/MWh, e por isso à análise de cenário indo até a ordem de R\$600/MWh.

Outra forma de analisar cenários é variando o fator de capacidade, afinal este foi estimado teoricamente e na prática o valor deve diferir do teórico. Além disso, este fator influencia diretamente no fluxo de receitas e portanto na viabilidade do negócio. Pensando nisso, elaborou-se a tabela 22, onde se observa a sensibilidade do Índice de Lucratividade ao fator de capacidade e preço do MWh:

Tabela 21: Sensibilidade do índice de lucratividade ao preço do MWh e ao fator de capacidade

Sensibilidade do índice de lucratividade		Fator de capacidade							
		12,4%	14,2%	15,9%	17,7%	19,5%	21,2%	23,0%	
		Variação percentual no fator de capacidade							
		-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%	
Preço do MWh	R\$ 300,00	- 1,05	- 0,93	- 0,81	- 0,69	- 0,57	- 0,45	- 0,33	
	R\$ 400,00	- 0,76	- 0,60	- 0,44	- 0,28	- 0,12	0,05	0,21	
	R\$ 500,00	- 0,47	- 0,27	- 0,07	0,13	0,33	0,54	0,74	
	R\$ 600,00	- 0,19	0,05	0,30	0,54	0,78	1,03	1,27	

Fonte: Elaboração própria do autor

Com os dados da tabela 21, pode-se ver que uma diferença de 10% no fator de capacidade entre o valor teórico e o prático pode ser suficiente para, por exemplo, não vender a energia a um preço de R\$500, pois se o fator de capacidade for 10% menor que o esperado teoricamente, o projeto é inviável porque o IL é menor que 0. Já se houver um fator de capacidade maior que o esperado, em 20% por exemplo, pode-se viabilizar o projeto para venda de energia com preço de R\$400/MWh.

6 CONCLUSÕES

Neste capítulo são discutidos os resultados finais obtidos ao longo do trabalho bem como sugestões para futuros trabalhos também são feitas. A partir da interpretação dos números obtidos para cada método de avaliação utilizado, será concluído se o investimento faz sentido do ponto de vista financeiro em cada cenário proposto. Então é discutido sobre oportunidades e riscos que são inerentes ao investimento em usina solares flutuantes. E por fim, são sugeridos outras análises para futuros trabalhos, abordando o tema deste trabalho. Ao final da última etapa, terá sido discutido:

- a) A conclusão sobre a viabilidade econômica da usina solar flutuante em diferentes cenários;
- b) Considerações finais com os riscos e as oportunidades associadas à usina solar flutuante no âmbito energético, social, ambiental e financeiro; e
- c) Sugestões para trabalhos futuros.

6.1 Análise dos resultados

Após a análise dos resultados obtidos, pode-se concluir que, sob as condições e premissas utilizadas e os dados coletados neste trabalho, a usina solar flutuante não é economicamente viável. Como foi visto na tabela 20, todos os indicadores de avaliação se mostram desfavoráveis à viabilidade do empreendimento.

Para fins de comparação com uma usina solar que já foi vendida no mercado, no 7º leilão de energia de reserva, a usina solar chamada Sol Maior 2, de capacidade instalada de 5.772Wp, similar à da usina estudada neste trabalho, venceu um lote em Tocantins com investimento previsto de R\$20.579.000 e com preço de venda de R\$297/MWh (CCEE, 2017b). Isto mostra que, a usina de Sol Maior 2, embora seja não-flutuante, foi orçada num valor cerca de 35% menor que o valor estimado da usina flutuante estudada neste trabalho e mostrou-se viável. Além do custo absoluto menor, outros fatores que podem ter contribuído positivamente para a viabilidade de Sol Maior 2 é um fator de capacidade esperado mais alto e um custo de capital ponderado relativamente baixo.

Finalmente, uma melhor precisão de preço de painel solar, plataforma flutuante e um fator de capacidade real, testado experimentalmente no local de instalação, contribuiriam significativamente para concluir mais precisamente sobre a viabilidade da usina solar flutuante e a que preços de venda do MWh.

6.2 Considerações finais

Apesar da usina solar flutuante não ter se mostrado viável neste trabalho, há condições de que ela se torne viável em um cenário não tão diferente, como é o caso de um fator de capacidade real maior que o teórico esperado. Para testar esta hipótese, é necessário que seja medido no local o real fator de capacidade com o auxílio de uma usina piloto.

De outra maneira, a usina pode ser viável em um mercado livre de energia, com o público-alvo sendo o consumidor final que compra a energia mais cara, ao invés de vender mais barato para a distribuidora. Contudo, pela dimensão da potência fornecida pela usina, o consumidor seria de grande porte, uma indústria, uma fábrica, um porto, algo que compre energia em largas quantidades. Logo, pode haver um nicho de mercado no momento para as usinas solares flutuantes voltado para grandes consumidores de energia.

Embora haja casos de viabilidade, *ceteris paribus*, pelo critério do Índice de Lucratividade, em estes casos ainda não conseguem satisfazer a Taxa Mínima de Retorno para os investidores, sendo ela menor que o custo de capital em todos os casos. No entanto, em um caso extremamente favorável, com custo combinado de painel e plataforma 30% menor, preço do MWh de R\$600,00 e fator de capacidade real de 23%, isto é, 30% maior que o valor teórico, a taxa interna de retorno supera o custo de capital, e é calculada em 16,8%. E só assim, de fato, a usina solar flutuante estudada neste trabalho satisfaria economicamente os requisitos dos investidores. Ainda que não fosse necessário a plataforma flutuante o empreendimento estudado ainda se mostrou inviável. Eventuais ganhos com o impacto ambiental positivo da usina flutuante, pode fazer com que os investidores estejam dispostos receber menos pelo investimento aplicado, resultando em um custo de capital menor, e uma viabilidade econômica-ambiental mais plausível.

Neste trabalho houver dificuldades em relação a precificar alguns produtos e serviços por não se tratar de um cliente com CNPJ querendo de fato fechar uma venda e sim uma pesquisa com fins acadêmicos sem fins lucrativos.

Algumas premissas, por mais que estejam erradas por um fator de 2 não influenciariam no resultado, como no caso da estimativa de comprimento de cabos elétricos necessários em função do tamanho do painel, pois este custo é cerca de 1% do custo inicial total do investimento, logo, não há grande necessidade de acurácia.

6.3 Sugestões para futuros trabalhos

Uma vez que o foco do trabalho se concentrou no aspecto financeiro do investimento em sistema solar flutuante em reservatório de hidroelétrica, ainda pode ser estudado com este mesmo escopo a:

- Análise da viabilidade usando painéis com rastreamento solar, e outras tecnologias que não sejam a fotovoltaica como a de concentração de raios solares;
- Outros modelos de venda de energia, como as que sejam off-grid, net metering e etc. Refazer o estudo com o novo atlas solarimétrico que deve ser lançado ainda neste ano de 2017 segundo o portal INOVAÇÃO TECNOLÓGICA, 2017.
- Comparar custo da plataforma flutuante com estrutura de alumínio usada em usina solares em terra. Desenvolver uma plataforma flutuante mais barata e que comporte um sistema de rastreamento solar
- Análise da viabilidade em reservatório de irrigação, estação de aquicultura, açudes, estações de tratamento e dessalinização de água. Ou mesmo execução e análise de um sistema flutuante piloto para validar o estudo que foi feito.

Outros aspectos importantes que não foram considerados e deverão ser objeto de estudos futuros, entre eles:

- Estudo dos possíveis impactos ambientais causados pela instalação dos painéis sobre os reservatórios, sejam eles positivos (redução das perdas por evaporação da água, redução de algas) ou negativos (redução da oxigenação da água, mudanças na flora e na fauna dos reservatórios);
- Estudos sociais, envolvendo a redução de eventuais atividades pesqueiras e aquícolas, perda de áreas de lazer etc;
- Estudos de campo para observar, caso a caso, os valores de geração de energia solar flutuante já instalados no Brasil;
- Estudo sobre a profundidade dos reservatórios e suas variações de nível, e; velocidade da água, composição do solo das margens e do fundo, velocidade máxima dos ventos.

Ainda, para facilitar a aplicabilidade dessa tecnologia em menor escala, em lagos e lagoas, faltam estudos mapeando as localizações desse tipo de formações no Brasil. Com a aplicabilidade dessa tecnologia garantida para esse tipo de localidade, pode-se pensar também em geração distribuída, com pequenos arranjos nesses tipos de ambientes.

7 REFERÊNCIAS

Abradee - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Banco de dados**. Disponível em <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/leiloes-de-energia>> Acesso dia 03/06/2017.

ABB. **Base de dados**. Disponível em <https://library.e.abb.com/public/8a523f57376d40ba94f142897b83f950/Solar_inverters_and_inverter_solutions_for_power_generation_brochure_3AXD50000039235_RevA_EN_LowRes.pdf> Acesso dia 30/05/2017.

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica, **Boletim de Dados Abril/2015**, São Paulo, SP, 2015. ANEEL, 201

Abrapch – Associação Brasileira de PCHs e CGs. **Base de dados**. Disponível em: <<http://www.abrapch.org.br/admin/arquivos/arquivos/6/xconferenciadepchspainel4orestesgoncalvesjrslution-185.pdf>>. Acesso dia 30/05/2017.

Instituto Acende Brasil – O observatório do setor elétrico brasileiro. **Base de dados**. Disponível em <http://www.acendebrasil.com.br/media/analises/20150827_AnalisePre_7oLER.pdf>. Acesso dia 30/05/2017a.

Instituto Acende Brasil - O observatório do setor elétrico brasileiro. **Banco de dados**. Disponível em <http://www.acendebrasil.com.br/media/analises/20151113_AnalisePos_8oLER.pdf>. Acesso dia 30/05/2017b.

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações sobre Geração** – **BIG**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3>>. Aceso dia 24/04/2017.

APOLINÁRIO, Fabio. **Metodologia da ciência. Filosofia e prática da pesquisa**. São Paulo: Cengage Learning: 2012. *Fábio Apolinário; “Pesquisa qualitativa crítica e válida;*

coleta e tabulação de dados quantitativos. CERVO, Amado Luiz. "BERVIAN, Pedro Alcino. SILVA, Roberto da." *Metodologia científica* 6 (2007).

APPOLINÁRIO, Fabio. **Dicionário de Metodologia Científica**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2011. 295p.

BAHAIDARAH, H., Subhan A., Gandhidasan P., Rehman S. **Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions**. *Energy*. vol.59, p445-453, 2013.

BNB - Banco do Nordeste do Brasil. **Base de dados**. Disponível em <https://www.bnb.gov.br/documents/50268/71513/Cartilha_BNB_microgeracao_2016.pdf/dc614dff-2f9a-4ca4-bdc4-42fb9fbc2f02> Acesso dia 30/05/2017

Canadian Solar. **Product datasheet**. Disponível em <http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.531/canadian_solar-datasheet-CS6K-P-v5.531en.pdf> Acesso dia 30/05/2017

CASSAROTO, F. **Análise de Investimento**. São Paulo: ATLAS (2000).

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Base de dados**. Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=479586237358572#%40%3F_afLoop%3D479586237358572%26_adf.ctrl-state%3Dqucp9zv16_4> Acesso dia 03/06/2017a.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Nº 015 – 7º Leilão de Energia de Reserva**. Disponível em <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_357705> Acesso dia 03/06/2017b.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Nº 016 – 8º Leilão de Energia de Reserva**. Disponível em <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_359494> Acesso dia 03/06/2017c.

Ciel et Terre – **Our references**. Disponível em: <<http://www.ciel-et-terre.net/our-floating-solar-power-plants-references/>>. Acesso dia 09/03/2017a.

Ciel et Terre – **Perfil da Empresa – versão brasileira**. Junho, 2017b.

CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco, 2016. **Energia Solar em Sobradinho**.

Recife: Disponível em:

<https://www.chesf.gov.br/_layouts/15/chesf_noticias_farm/noticia.aspx?idnoticia=59>

Acessado dia 23/05/2017.

DOE/NREL – U.S. Department of Energy Efficiency & Renewable Energy/ National Renewable Energy Laboratory. **Research Cell Efficiency Records**. 2015. Disponível em:

<http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg>. Acesso dia 11/03/2017.

EPE, 2012. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**.

Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>

Acessado dia 13/06/2017.

EPE, 2015. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 5 anos (2015-2020)**. Rio de Janeiro: Disponível em:< <http://www.epe.gov.br/default.aspx> > Acesso dia 23/05/2017.

FALK, Fritz. **Photovoltaics Physics and Technology of Solar Cells Figures and Tables**.

Institute of Photonic Technology, 2010.

FAMÁ, Rubens, and Adriano Leal BRUNI. **As decisões de Investimentos**. *São Paulo: Atlas* (2008).

FELDMAN, D., BARBOSE, G, et al, **Photovoltaic System Pricing Trends**, 2014 Edition, NREL/PR-6A20-62558, NREL/US DoE, 2014.

FERREIRA, R.S.A. **Apontamentos de defesa de Tese** 25/02/2016. Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas-SP.

FERRER-GISBERT, Carlos; FERRÁN-GOZÁLVEZ, José J.; REDÓN-SANTAFÉ, Miguel; FERRER-GISBERT, Pablo; SÁNCHEZ-ROMERO, Francisco J., TORREGROSA-SOLER, Juan Bautista. **A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs**. *Renewable Energy*. vol.60, p.63-70, 2013.

Floating Solar Panels. **SHEEPLANDS FARM – 200KWP**. Disponível em <http://www.floatingsolarpanels.co.uk/essential_grid/sheep-lands-farm-200kw-2/> Acesso em 01/06/2017.

GANDRA, Alana. – Agência Brasi. **Projeto-piloto de geração de energia solar em reservatórios começa em 120 dias**. Disponível em <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2015-03/projeto-piloto-de-geracao-de-energia-solar-em-reservatorios-comeca-em-120>>. Acesso dia 27/04/2017.

GANGA, G. M. D. **Trabalho de Conclusão de curso na Engenharia de Produção: um guia prático de conteúdo e forma**. São Paulo: Atlas, 2012

GIL, Antônio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 5. ed. São Paulo, SP: Atlas, 2010.

GITMAN, LJ. **Princípios de administração financeira**—essencial/Lawrence Gitman; trad. Jorge Ritter.—. (2001).

Guia Trabalhista - **PLANILHA DE ENCARGOS SOCIAIS E TRABALHISTAS**. Disponível em <http://www.guiatrabalhista.com.br/guia/planilha_custos_trab.htm> Acesso em 10/06/2017.

Hiperexport. **ESTRUTURA DE SERVIÇOS E PREÇOS DA HIPER EXPORT**. Disponível em <<http://www.hiperexport.com.br/tabelapublicaprecos.pdf>>. Acesso dia 23/05/2017.

IEA - International Energy Agency, 2014. **Snapshot of Global PV Markets**, Report IEA PVPS T1-26:2015, 2015. TRACTEBEL, 2015

IHS Inc. – Newsroom. **Record Photovoltaic Module Production and Shipments Forecast Through the First Half of 2016, IHS Says**. Disponível em <<http://press.ihs.com/press-release/technology/record-photovoltaic-module-production-and-shipments-forecast-through-first->>. Acesso dia 23/05/2017.

IHS Inc. – Newsroom. **Chinese Suppliers Continued to Lead the Solar PV Module Market in 2014, IHS Says**. Disponível em <<http://press.ihs.com/press->

release/technology/chinese-suppliers-continued-lead-solar-pv-module-market-2014-ihs-says>. Acesso dia 07/04/2017.

Ingeteam – **Manual técnico inversor Ingecon Sun 500 TL U X208 outdoor**. Disponível em: <http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Productos/Documento/PRD_1040_Archivo_ingecon-sun-powermax-tl-u-x208v.pdf>. Acesso dia: 15/02/2016.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Tabela de Eficiência Energética – Sistema de Energia Fotovoltaica - Módulos - Edição 2017**. Disponível em <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf>. Acesso dia: 01/06/2017.

Inovação Tecnológica. **Estudo mapeia potencial da energia solar no Brasil**. Disponível em <<http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=estudo-mapeia-potencial-energia-solar-brasil&id=010175170703#.WVw8cmLyuwU>>. Acesso dia: 05/07/2017

JORDAN, Dirk C.; KURTZ, Sarah R. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 12-29, 2013.

KARASAWA, William. **Análise de viabilidade econômico-financeira de um projeto de geração de energia fotovoltaica**. São Paulo, 2015.

KASSAI, José Roberto *et al.* **Retorno de investimento**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2005

Kyocera – **Manual técnico do painel 1KD245GX-LPB**. Disponível em <<http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5125.pdf>>. Acesso em 01/05/2017.

LABOURET, Anne; VILLOZ, Michel. **Solar photovoltaic energy**. The Institution of Engineering and Technology, 2010.

LAPPONI, Juan Carlos. **Projetos de investimento na empresa**. Elsevier, 2007.

Love Mondays. **Salários de Montador de Painéis Elétricos.** Disponível em <<https://www.lovemondays.com.br/salarios/cargo/salario-montador-de-paineis-eletricos>> Acesso em 01/06/2017a .

Love Mondays. **Salários de Engenheiro Eletricista.** Disponível em <<https://www.lovemondays.com.br/salarios/cargo/salario-engenheiro-eletricista-pleno>> Acesso em 01/06/2017b.

Love Mondays. **Salários de Operador de Empilhadeira.** Disponível em <<https://www.lovemondays.com.br/salarios/cargo/salario-operador-de-empilhadeira>> Acesso em 01/06/2017c.

Love Mondays. **Salários de Mergulhador.** Disponível em <<https://www.lovemondays.com.br/salarios/cargo/salario-mergulhador>>. Acesso em 01/06/2017d.

MARTINS, Roberto Antonio, João Batista Pereira Mello, and Carlos Henrique Turrioni. **Guia para elaboração de monografia e TCC em engenharia de produção.** Editora Atlas SA, 2013.

Minha casa solar. **Painel Solar de 270W Canadian Solar - CS6K-270P.** Disponível em <<http://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-de-270w-canadian-solar-cs6k-270p-79117>>. Acesso em 01/06/2017d.

MME. **Hidroelétrica Balbina inicia projeto com flutuadores para gerar energia solar.** Brasília: Disponível em:< http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/hidreletrica-balbina-inicia-projeto-com-flutuadores-para-gerar-energia-solar> Acesso dia 23/05/2017.

MME/EPE – Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.** Brasília, 467p. 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>> . Acesso em: 12/03/2017.

NETO, Alexandre Assaf. **Finanças corporativas e valor.** Atlas, 2003.

NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration. **Greenhouse gas benchmark reached.** Disponível em

<<http://research.noaa.gov/News/NewsArchive/LatestNews/TabId/684/ArtMID/1768/ArticleID/11153/Greenhouse-gas-benchmark-reached-.aspx>>. Acesso em: 25/03/2017.

PEREIRA, Enio Bueno, MARTINS, Fernando Ramos, ABREU, Samuel Luna de, RÜTHER, Ricardo. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2006. 60p. São José dos Campos: INPE.

RICHARD, Michael. Treehugger. **This striking chart shows why solar power will take over the world.** Disponível em < <https://www.treehugger.com/renewable-energy/striking-chart-showing-solar-power-will-take-over-world.html>>, Acesso em 23/05/2017

SAMANEZ, CP. **Gestão de investimentos e geração de valor**. Pearson; 2007.

SAMANEZ, CP. **Matemática financeira: aplicações à análise de investimentos**. 4. ed. São Paulo, SP: Prentice Hall, 2007.

SAMANEZ, CP. **Engenharia econômica**. Pearson; 2009.

SANTAFÉ, Miguel Redón, SOLER, Juan Bautista Torregrosa, ROMERO, Francisco Javier Sánchez, GISBERT, Pablo S. Ferrer, GOZÁLVEZ, José Javier Ferrán, GISBERT, Carlos M. Ferrer. **Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs**. *Energy*. vol.67, p.246-255, 2014.

SILVA, E. L., and E. M. Menezes. "Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação: UFSC." (2005).

SILVA, Ennio Peres da. **Fontes Renováveis de Energia: Produção de energia para um desenvolvimento sustentável**. 1ª edição. Editora Livraria da Física, p.181-182, 2014.

STRANGUETO, Karina Maretti. **Usina Fotovoltaica de 1 MWP para Suprimento de Veículos Elétricos: Estimativa da Frota Atendida, Logística de Abastecimento e Emissões de CO2 Evitadas**. (2012)

STRANGUETO, Karina Maretti. "Estimativa do potencial brasileiro de produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidroelétricas." (2016).

SunHome Energia Solar. **Cabo Solar 4mm2 Vermelho Slocable ou Solarmax**. Disponível em < http://www.sunhome.com.br/acessorios/cabo-solar?product_id=88>, Acesso em 03/06/2017

TRACTEBEL Energia Notícias. **GD fotovoltaica é viável em 98% do mercado consumidor, diz Tolmasquim**. Disponível em <<http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/imprensa/noticias/conteudos/gd-fotovoltaica-e-viavel-em-98-do-mercado-consumidor-diz-tolmasquim-106291>> Acesso em 25/04/2017.

TRAPANI, K. and SANTAFÉ, M.R., **A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013**. Prog. Photovolt: Res. Appl. (2014).

WEG. **Automação - Inversores Fotovoltaicos SIW**. Disponível em <<http://static.weg.net/medias/downloadcenter/hc4/hbe/WEG-inversores-solares-siw-50049414-catalogo-portugues-br.pdf>> Acesso em 03/06/2017.

Valor Econômico, 2017. **Notícia online**. Disponível em <<http://www.valor.com.br/empresas/4965814/bndes-aprova-financiamento-de-r-529-milhoes-para-usina-solar-em-mg>> Acesso em 03/06/2017.

Floating Solar Panels <https://www.youtube.com/watch?v=35CVojgRgfs>

Apêndice A – Fluxo de caixa livre

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Receita anual bruta	R\$ 2.620.905,08	R\$ 2.605.493,49	R\$ 2.590.152,64	R\$ 2.574.912,00	R\$ 2.559.761,03	R\$ 2.544.999,21	R\$ 2.529.726,02	R\$ 2.514.840,93	R\$ 2.500.043,43	R\$ 2.485.332,99
(-) PIS/COFINS	R\$ 95.663,04	R\$ 95.100,15	R\$ 94.540,57	R\$ 93.984,29	R\$ 93.431,28	R\$ 92.881,52	R\$ 92.335,00	R\$ 91.791,69	R\$ 91.251,59	R\$ 90.714,65
(=) Receita Líquida	R\$ 2.525.242,05	R\$ 2.510.393,34	R\$ 2.495.612,07	R\$ 2.480.927,71	R\$ 2.466.329,75	R\$ 2.451.817,69	R\$ 2.437.391,02	R\$ 2.423.049,24	R\$ 2.408.791,84	R\$ 2.394.618,34
(-) Gastos com projeto	R\$ 434.676,72	R\$ 434.520,18	R\$ 434.364,56	R\$ 434.209,87	R\$ 434.056,08	R\$ 433.903,20	R\$ 433.751,23	R\$ 433.600,15	R\$ 433.449,96	R\$ 433.300,66
(-) O&M	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47
(-) Seguro	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24
(-) TUSD	R\$ 26.532,00	R\$ 26.375,46	R\$ 26.219,85	R\$ 26.065,15	R\$ 25.911,36	R\$ 25.758,49	R\$ 25.606,51	R\$ 25.455,43	R\$ 25.305,25	R\$ 25.155,95
(=) LAJIDA	R\$ 2.090.565,33	R\$ 2.075.863,16	R\$ 2.061.247,50	R\$ 2.046.717,84	R\$ 2.032.273,67	R\$ 2.017.914,49	R\$ 2.003.639,79	R\$ 1.989.449,09	R\$ 1.975.341,88	R\$ 1.961.317,68
(-) Depreciação	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93
(-) Amortização	R\$ -	R\$ 864.712,66	R\$ 927.404,33	R\$ 994.641,14	R\$ 1.066.752,82	R\$ 1.144.092,19	R\$ 1.227.038,87	R\$ 1.315.999,19	R\$ 1.411.409,13	R\$ 1.513.736,29
(-) Juros	R\$ -	R\$ 1.138.095,85	R\$ 1.075.404,18	R\$ 1.008.167,37	R\$ 936.055,88	R\$ 858.176,32	R\$ 775.769,63	R\$ 686.809,32	R\$ 591.399,87	R\$ 489.072,21
(=) Lucro Operacional	R\$ 573.260,41	R\$ 1.444.250,27	R\$ 1.458.865,93	R\$ 1.473.395,59	R\$ 1.487.839,76	R\$ 1.502.198,94	R\$ 1.516.473,64	R\$ 1.530.664,34	R\$ 1.544.771,55	R\$ 1.558.795,75
(-) Imposto de Renda e contribuição social	R\$ 80.723,88	R\$ 80.248,89	R\$ 79.776,70	R\$ 79.307,29	R\$ 78.840,64	R\$ 78.376,74	R\$ 77.915,56	R\$ 77.457,10	R\$ 77.001,34	R\$ 76.548,26
(+) Depreciação	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93
(-) Investimento	R\$ 15.697,87	R\$ 373,75	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(+) Dívida líquida	R\$ 15.697,87	R\$ 373,75	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(=) Fluxo de caixa livre	R\$ 2.009.841,45	R\$ 7.194,23	R\$ 21.337,70	R\$ 35.997,95	R\$ 49.375,47	R\$ 63.270,75	R\$ 77.084,28	R\$ 90.816,52	R\$ 104.467,96	R\$ 118.039,09
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Receita anual bruta	R\$ 2.470.709,12	R\$ 2.456.171,29	R\$ 2.441.719,00	R\$ 2.427.351,75	R\$ 2.413.069,04	R\$ 2.398.870,97	R\$ 2.384.755,24	R\$ 2.370.723,17	R\$ 2.356.773,67	R\$ 2.342.906,24
(-) PIS/COFINS	R\$ 90.180,88	R\$ 89.650,25	R\$ 89.122,74	R\$ 88.598,34	R\$ 88.077,02	R\$ 87.558,77	R\$ 87.043,57	R\$ 86.531,40	R\$ 86.022,24	R\$ 85.516,08
(=) Receita Líquida	R\$ 2.380.528,23	R\$ 2.366.521,04	R\$ 2.352.596,26	R\$ 2.338.753,41	R\$ 2.324.992,02	R\$ 2.311.311,60	R\$ 2.297.711,68	R\$ 2.284.191,78	R\$ 2.270.751,43	R\$ 2.257.390,17
(-) Gastos com projeto	R\$ 471.034,58	R\$ 470.663,53	R\$ 470.294,67	R\$ 469.927,99	R\$ 469.563,47	R\$ 469.201,09	R\$ 468.840,86	R\$ 468.482,75	R\$ 468.126,76	R\$ 467.772,87
(-) O&M	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47	R\$ 313.957,47
(-) Seguro	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24	R\$ 94.187,24
(-) TUSD	R\$ 62.889,86	R\$ 62.518,81	R\$ 62.149,95	R\$ 61.783,27	R\$ 61.418,75	R\$ 61.056,38	R\$ 60.696,14	R\$ 60.338,04	R\$ 59.982,04	R\$ 59.628,15
(=) LAJIDA	R\$ 1.909.493,65	R\$ 1.895.857,50	R\$ 1.882.301,59	R\$ 1.868.825,43	R\$ 1.855.428,55	R\$ 1.842.110,51	R\$ 1.828.870,82	R\$ 1.815.709,02	R\$ 1.802.624,67	R\$ 1.789.617,30
(-) Depreciação	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93
(-) Amortização	R\$ 1.623.462,17	R\$ 1.741.184,63	R\$ 1.867.420,52	R\$ 1.993.657,47	R\$ 2.120.894,36	R\$ 2.248.131,25	R\$ 2.375.378,14	R\$ 2.502.625,03	R\$ 2.629.871,92	R\$ 2.757.118,81
(-) Juros	R\$ 379.326,33	R\$ 261.623,87	R\$ 135.387,99	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(=) Lucro Operacional	R\$ 1.610.619,78	R\$ 1.624.255,93	R\$ 1.637.811,85	R\$ 351.520,50	R\$ 338.123,63	R\$ 324.805,68	R\$ 311.565,89	R\$ 298.404,10	R\$ 285.319,74	R\$ 272.312,37
(-) Imposto de Renda e contribuição social	R\$ 76.097,84	R\$ 75.650,08	R\$ 75.204,95	R\$ 74.762,43	R\$ 74.322,53	R\$ 73.885,21	R\$ 73.450,46	R\$ 73.018,27	R\$ 72.588,63	R\$ 72.161,51
(+) Depreciação	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93	R\$ 1.517.304,93
(-) Investimento	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(+) Dívida líquida	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(=) Fluxo de caixa livre	R\$ 169.412,70	R\$ 182.601,08	R\$ 195.711,87	R\$ 1.794.062,99	R\$ 1.781.106,03	R\$ 1.768.225,50	R\$ 1.755.420,35	R\$ 1.742.690,75	R\$ 1.730.036,04	R\$ 1.717.455,79

Anexo A – Dados do fabricante WEG para os inversores solares grid tied



Inversor Solar Central SIW700 (137 kW - 1665 kW)

A WEG conta com décadas de experiência no desenvolvimento de inversores de frequência industriais para diversas aplicações. E para atender o mercado de usinas solares, apresentamos a linha de inversores solares SIW700, que possui uma extensa gama de potências, projetada para atender as condições climáticas nacionais.

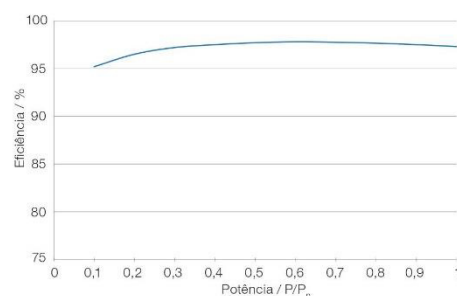


Principais Características

- Inversor de fabricação nacional
- Produto cadastrado no Finame - BNDES
- Assistência técnica especializada em todo território nacional
- Conceito modular: manutenção simples e rápida
- Tropicalizado
- 10% a mais de potência em ambiente com temperatura de até 40 °C
- Tensão máxima CC de até 1.000 V

Eficiência

Especialmente desenvolvido para operar durante situações limite do raiar do dia e do pôr do sol, proporciona excelente eficiência desde potências baixas até a potência nominal.



Inversor Solar String SIW600

O SIW600 é um versátil inversor para geração de energia fotovoltaica, desenvolvido com a mais alta tecnologia para atender tanto instalações comerciais, quanto industriais.

Principais Características

- Alimentação trifásica em 380 ou 440 V CA
- Conexão direta à rede (*Transformerless*)
- Rendimento máximo >98%
- Tensão das células fotovoltaicas de até 1.000 V
- 2 MPPTs para máxima eficiência
- Grau de proteção IP65 para instalação externa
- Conexões tipo *plug-in* acessíveis externamente
- Teclas sensíveis ao toque e *display* LCD alfanumérico
- Interfaces de comunicação Modbus-RTU, Ethernet e USB
- 20 anos de vida útil



Modelo	SIW700 T137-22
	Entrada (CC)
Máxima corrente recomendada	445 A
Tensão máxima	800 V
Faixa do MPPT	360...700 V
Eficiência do MPPT	>99,8%
	Saída (CA)
Potência nominal (40 °C / 45 °C)	137 / 125 kW
Corrente nominal	331 A
Máxima corrente	388 A
Tensão de saída 3Φ	220 V
Frequência nominal	60 Hz
Fator de potência	0,9i...1...0,9c
Distorção harm. total da corrente de saída ¹⁾	<3%
Máxima eficiência ²⁾	97,8%
	Informações gerais
Comunicação	RS485, Modbus e USB
Monitoramento remoto	SCADA WEG
Temperatura ambiente ³⁾	-10...+50 °C
Grau de proteção	IP20
Normas	EN 61000 (partes 4-2, 4-3, 4-4, 4-5, 4-6), CISPR 11, EN 55011, EN 50178, IEC 62116, NBR IEC 62116, IEC 62109-1, IEC 62109-2, NBR 16149 e NBR 16150

Modelo	SIW700 T275-27	SIW700 T550-27	SIW700 T825-27
	Entrada (CC)		
Máxima corrente recomendada	685 A	1.370 A	2.055 A
Tensão máxima	1.000 V		
Faixa do MPPT	460...850 V		
Eficiência estática/dinâmica do MPPT	99,9 / 99,7%		
	Saída (CA)		
Potência nominal (40 °C / 45 °C)	275 / 250 kW	550 / 500 kW	825 / 750 kW
Corrente nominal	525 A	1.050 A	1.575 A
Máxima corrente	580 A	1.160 A	1.740 A
Tensão de saída 3Φ	275 V		
Frequência nominal	60 Hz		
Fator de potência	0,9i...1...0,9c		
Distorção harm. total da corrente de saída ¹⁾	<3%		
Máxima eficiência ²⁾	98,2%		
Eficiência europeia ³⁾	97,7%	97,9%	98,0%
	Informações gerais		
Comunicação	RS485, Modbus e USB		
Monitoramento remoto	SCADA WEG		
Temperatura ambiente ³⁾	-10...+50 °C		
Grau de proteção	IP20		
Máximo consumo auxiliar	800 W	1.600 W	2.400 W
Consumo em <i>stand-by</i>	200 W		
Consumo noturno	100 W		
Normas	EN 61000 (partes 4-2, 4-3, 4-4, 4-5, 4-6), CISPR 11, EN 55011, EN 50178, IEC 62116, NBR IEC 62116, IEC 62109-1, IEC 62109-2, NBR 16149 e NBR 16150		

Modelo	SIW700 T330-33	SIW700 T660-33	SIW700 T1000-33	SIW700 T1300-33	SIW700 T1650-33
	Entrada (CC)				
Máxima corrente recomendada	715 A	1.425 A	2.140 A	2.850 A	3.565 A
Tensão máxima	1.000 V				
Faixa do MPPT	540...850 V				
Eficiência estática/dinâmica do MPPT	99,9 / 99,7%				
	Saída (CA)				
Potência nominal (40 °C / 45 °C)	333 / 300 kW	666 / 600 kW	999 / 900 kW	1.332 / 1.200 kW	1.665 / 1.500 kW
Corrente nominal	525 A	1.050 A	1.575 A	2.099 A	2.624 A
Máxima corrente	583 A	1.166 A	1.749 A	2.332 A	2.915 A
Tensão de saída 3Φ	330 V				
Frequência nominal	60 Hz				
Fator de potência	0,9i...1...0,9c				
Distorção harm. total da corrente de saída ¹⁾	<3%				
Máxima eficiência ²⁾	98,65%				
Eficiência europeia ³⁾	98,27%	98,47%	98,52%	98,55%	98,58%
	Informações gerais				
Comunicação	RS485, Modbus e USB				
Monitoramento remoto	SCADA WEG				
Temperatura ambiente ³⁾	-10...+50 °C				
Grau de proteção	IP20				
Máximo consumo auxiliar	800 W	1.600 W	2.400 W	3.200 W	4.000 W
Consumo em <i>stand-by</i>	200 W				
Consumo noturno	100 W				
Normas	EN 61000 (partes 4-2, 4-3, 4-4, 4-5, 4-6), CISPR 11, EN 55011, EN 50178, IEC 62116, NBR IEC 62116, IEC 62109-1, IEC 62109-2, NBR 16149 e NBR 16150				

Notas: 1) Medição com DHT da tensão da rede menor que 2%.

2) Eficiência dos componentes do painel elétrico.

3) Com limitação de potência acima de 45 °C.

Anexo B – Dados do painel CS6K-270 da Canadian Solar



CS6K-260 | 265 | 270 | 275P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.








*Black frame product can be provided upon request.

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to 16.80 %
-  High PTC rating of up to 91.89 %
-  Outstanding low irradiance performance of up to 96.5 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 6000 Pa, wind load up to 4000 Pa *

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / TÜV-Rheinland / CE / MCS / CEC AU / INMETRO / CQC
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1
 IEC 60068-2-68: SGS
 Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

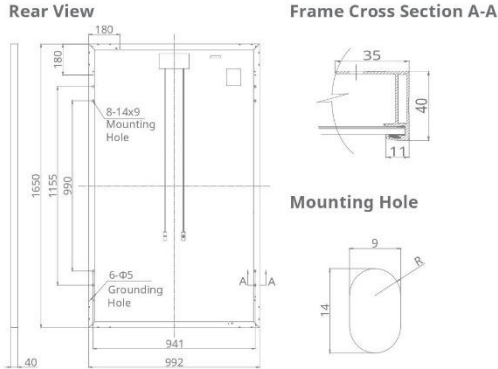
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 17 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

*For detail information, please refer to Installation Manual.

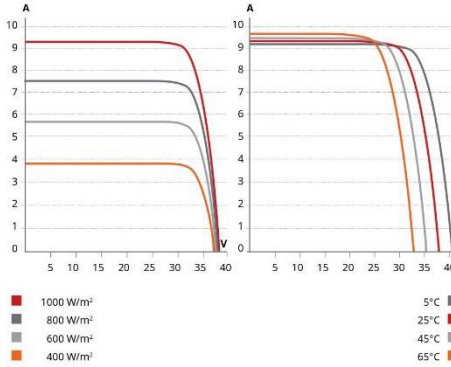
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6K-270P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W	275 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V	31.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A	9.45 A
Module Efficiency	15.88%	16.19%	16.50%	16.80%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 × 10)
Dimensions	1650×992×40 mm (65.0×39.1×1.57 in)
Weight	18.2 kg (40.1 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 520 kg (1146.4 lbs)
Per container (40' HQ)	728 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W	199 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V	28.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V	34.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

PARTNER SECTION



Anexo C – Checklist de dados para o orçamento da Ciel & Terre do Brasil



Checklist para projetos de FV Flutuantes Hidrelíco

Por favor preencha o máximo de informação possível para podermos avaliar o projeto da melhor maneira possível.

Toda informação providenciada é confidencial e somente para uso interno.

* = Necessário

Geral	Data *	19/06/2017
	Nome da empresa e contato *	João Victor/85-98880-7419
	Atividade exercida pela empresa *	Universidade
	Tipo de consulta *	Equipamento Hidrelíco
	Prazo previsto	

Informação básica sobre o lago/ espelho d'água

	Descrição	
Site	Nome do lago/espelho d'água *	Represa de Luiz Gonzaga
	Coordenadas GPS ou arquivo kmz (Google Earth) *	9°08'27.3"S 38°18'29.5"W
	Arquivo CAD ou desenho em escala	
	Tipo de Lago/espelho d'água	Barragem/Represa
	Nível de água máximo	Não medido
	Nível de água mínimo	Não medido
	Velocidade da água em m/s	Não medido
	Composição do solo das margens e do fundo	Ainda desconhecido
	Descrição da manta de isolamento (se existente)	Ainda desconhecido
	Velocidade máxima do vento	Não medido

Informação Elétrica

	Descrição	
Elétrica	Carga local	Conexão na rede
	Potência de DC do Projeto em kWp *	6200
	Potência de AC do Projeto em kVA *	6000
	Ponto de conexão à rede	Subestação da Usina de Luiz Gonzaga
	DC/AC Range (Ratio min- Ratio max)	
	Especificações do Painei (Marca/Modelo/Potência) - Favor anexar datasheet de possível - Módulos precisam possuir molduras	<u>Canadian Solar de 270W:</u> http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.531/canadian_solar-datasheet-CS6K-P-v5.531en.pdf
	Especificações do Inversor(es) - Favor anexar datasheet de possível	WEG SIW700 T1300-33: http://static.weg.net/medias/downloadcenter/hc4/hbe/WEG-inversores-
	Design elétrico	A definir
		Painéis / Strings
	A definir	
	Strings / Caixa de junção	






Financeiro

Anexar últimas tres contas de Energia (no caso de net metering)

Outros

	Comentários:	na. Gostaria de saber o custo da plataforma flutuante para comportar esse nú
--	--------------	--

Anexo D – Instalações fotovoltaicas flutuantes em operação








Ano	Imagem	Localização/ Área	Empresa responsável	Potência instalada	Conectada à rede
2007		Aichi, Japão	National Institute of Advanced Industrial Science & Technology	20 kW _p	Não
2008		Far Niente Wineries – California (EUA)	SPG Solar	175 kW _p	Não
2008		Gundlach Bunshu Wineries – California (EUA)	SPG Solar	30 kW _p	Não
2009		Bubano – Itália	Byro	500 kW _p	Sim Sistema feed-in
2009		Agost - Espanha	Ceamin Energy & Polytechnic University of Valencia	24 kW _p	Não
2009		Solarolo - Itália	D.A.I.E.T.	20 kW _p	Não

Ano	Imagem	Localização/ Área	Empresa responsável	Potência instalada	Conectada à rede
2010		Petra Winery - Itália	Terra Moretti Holding	200 kW _p	Sim (mas só em 2011)
2010		Agost – Espanha (expansão)	Celemin Energy & Polytechnic University of Valencia	300 kW _p	Não
2011		Lake Colignola - Itália	Scierza Industria Tecnologia	30 kW _p	Não
2011		Avetrana - Itália	D.A.I.E.T.	20 kW _p	Não
2011		Piolenc – França 0,016 ha	Ciel et Terre	15,04 kW _p	Não
2011		Petaluma – Califórnia (EUA)	SPG Solar	350 kW _p	Não

Ano	Imagem	Localização/ Área	Empresa responsável	Potência instalada	Conectada à rede
2011		Vendée - França	Oesol	4 kW _p	Não
2011		Canoe Brook Water Treatment Facility - Nova Jersey (EUA)	ENERActive	112 kW _p	Não
2012		Cheongju - Coreia do Sul	Techwin	20 kW _p	Não
2012		Hapcheon Dam - Coreia do Sul	K-Water	500 kW _p	Não
2012		Pommereaisur - Sevre - França	Oesol	100 kW _p	Não
2013		Bishan Park - Singapura	Phoenix Solar	5 kW _p	Sim

Ano	Imagem	Localização/ Área	Empresa responsável	Potência instalada	Conectada à rede
2013		Okegawa – Japão 1,16 ha	Ciel et Terre	1176,36 kW _p 4536 painéis (260W _p JA SOLAR)	Sim (em Julho de 2013)
Jun 2014		Kawagoe – Japão 0,8 ha	Ciel et Terre	696,15 kW _p 2730 painéis (255W _p YINGLI)	Sim
Set. 2014		Maeno-Ike – Japão 0,98 ha	Ciel et Terre	848 kW _p 3392 painéis (250W _p YINGLI)	Sim
Out. 2014		SheepLands Farm – Reino Unido 0,21 ha	Ciel et Terre	200 kW _p 800 painéis (250W _p TRINA)	Sim
Out. 2014		Yothathikan – Tailândia 0,01 ha	Ciel et Terre	5,39 kW _p 22 painéis (245W _p KYOCERA)	Sim
Out. 2014		Reservatório Mekorot Eshkol – Israel	Solaris Synergy	50 kW _p	Sim

Ano	Imagem	Localização/ Área	Empresa responsável	Potência instalada	Conectada à rede
Nov. 2014		Yasugi – Japão 1,25 ha	Ciel et Terre	1097,6 kW _P 4480 painéis (245W _P KYOCERA)	Sim
Dez. 2014		Malta (em teste)	MIRARCO	8 kW _P (filme fino)	não
Dez. 2014		Calcutá – Índia 0,01 ha	Vikram Solar Pvt. Ltd.	10 kW _P 40 painéis (250 W _P)	Sim
Fev. 2015		O-Chang - Coreia do Sul 0,56 ha	Ciel et Terre	494,5 kW _P 1978 painéis (250 W _P HANWHA)	Sim
Mar. 2015		Kato-Shi – Japão 3,13 ha	Ciel et Terre	2870,28 kW _P 11256 painéis (255W _P KYOCERA)	Sim
Mai. 2015		Sawa-Ike – Japão 1,14 ha	Ciel et Terre	1008 kW _P 4032 painéis (250W _P TRINA)	Sim

Ano	Imagem	Localização/ Área	Empresa responsável	Potência instalada	Conectada à rede
Mai. 2015		Sakasama-Ike – Hyogo Prefecture, Japão 2,61 ha	Ciel et Terre (projeto) Kyocera TCL Solar (executora)	2313,36 kW _p 9072 painéis (255W _p KYOCERA)	Sim
Jun. 2015		Fuku-Ike – Japão 1,11 ha	Ciel et Terre	1076,4 kW _p 4032 painéis (260W _p MITSUBISHI HD)	Sim
Ago. 2015		Hirai-Ike – Japão 1,26 ha	Ciel et Terre	1125 kW _p 4500 painéis (250W _p TRINA)	Sim
Ago. 2015		Hanamidai – Japão 1,26 ha	Ciel et Terre	1153,11 kW _p 4522 painéis (255W _p KYOCERA)	Sim
Set. 2015		Funatsu Osawa – Japão 1,69 ha	Ciel et Terre	1485 kW _p 5940 painéis (250W _p YINGLI)	Sim
Set. 2015		Jamestown – Austrália	Infratech Industries	112 painéis	Não
Out. 2015		Umenoki – Japão 7,43 ha	Ciel et Terre	7750,4 kW _p 27.456 painéis (275W _p YINGLI)	Sim

Fonte: Adaptado de Strangueto 2016