

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

VINICIUS ANDRÉ DE SOUZA

VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO EM PEQUENA PROPRIEDADE AGRÍCOLA DO
INTERIOR PAULISTA

São Carlos

2019

VINICIUS ANDRÉ DE SOUZA

VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO EM PEQUENA PROPRIEDADE AGRÍCOLA DO
INTERIOR PAULISTA

Monografia apresentada ao Curso de
Engenharia de Produção, da Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de
São Paulo.

Orientadora: Prof. Associada Daisy A. N.
Rebelatto

São Carlos
2019

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais Vergilio e Dirlene e à minha
irmã Laisa pelo amor e apoio incondicional de
sempre e ao meu avô Dirceu in memoriam.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os docentes e demais colaboradores da Escola de Engenharia de São Carlos, especialmente ao Departamento de Engenharia de Produção e à professora Daisy Rebelatto que não mediu esforços para me orientar e suportar na realização deste trabalho.

A todos amigos e familiares que contribuíram de alguma forma em minha formação cívica e acadêmica, seja no apoio à distância ou no enfrentamento das batalhas do dia-a-dia.

Por fim, agradeço meu irmão do coração Bruno Perles por ter ajudado com o conhecimento técnico acerca do tema e aos meus pais Vergílio e Dirlene por terem garantido um ambiente confortável e propício para o desenvolvimento deste.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Candidato: Vinicius Andre de Souza
Título do TCC: VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO NO CENÁRIO DE PEQUENAS PROPRIEDADES AGRÍCOLAS DO INTERIOR PAULISTA
Data de defesa: 18/06/2019

Comissão Julgadora	Resultado
Professor Associado Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto (orientador)	Aprovado
Instituição: EESC - SEP	
Marcel Andreotti Musetti	APROVADO
Instituição: EESC - SEP	
Karoline Arguelho da Silva	Aprovado
Instituição: EESC - SEP	

Presidente da Banca: **Professor Associado Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto**

RESUMO

Em um cenário de desenvolvimento econômico diretamente proporcional ao consumo de energia elétrica, obsolescência das matrizes energéticas tradicionais e pressão ambientalista por adoção de matrizes energéticas limpas, a geração de energia elétrica fotovoltaica se destaca como uma das soluções técnica e financeiramente viáveis para geração de energia elétrica. Visto o potencial da mini e micro geração fotovoltaica, o trabalho presente buscou fazer um estudo sobre a viabilidade de implementação de sistemas fotovoltaicos em uma pequena propriedade citrícola no interior do estado de São Paulo. O método utilizado seguiu quatro macros etapas: a) Definição das necessidades e restrições do projeto; b) Dimensionamento dos possíveis sistemas levantados c) Análise da viabilidade financeira; d) Conclusão. Após a aplicação de ferramentas da engenharia econômica como Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno, concluiu-se que o dispêndio de R\$ 51.000,00 é o suficiente para construir um sistema de mini geração fotovoltaica com capacidade de gerar 16.239 KWh no primeiro ano. Com tais valores de custo e potencial energético, o projeto, apresentou uma Taxa Interna de Retorno maior que 16% ao ano com um *payback* descontado entorno de 11 anos.

Palavras-chave: Energia renovável. Sistemas fotovoltaicos. PVsyst. Viabilidade financeira. Citricultura.

ABSTRACT

In a scenario of economic development directly proportional to the consumption of electric energy, obsolescence of traditional energy matrixes and environmental pressure by the adoption of clean energy matrices, photovoltaic electricity generation stands out as one of the technically and financially viable solutions for electric energy generation. Considering the potential of mini and micro photovoltaic generation, the present work sought to make a study on the feasibility of implementing photovoltaic systems in a small citrus farm in the interior of the state of São Paulo. The method used followed four steps: a) Definition of project needs and constraints; b) Systems Designing c) Analysis of financial viability; d) Conclusion. Applying economic engineering tools such as Net Present Value and Internal Rate of Return, it was concluded the expenditure of R \$ 51,000.00 is enough to build a photovoltaic system with capacity to generate 16,239 KWh in the first year . With such values of cost and energy potential, the project presented an Internal Rate of Return greater than 16% per annum with a discounted payback of around 11 years.

Lista de Figuras

Figura 1 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte ano base 2017	16
Figura 2 - Participação Setorial no Consumo de Eletricidade	18
Figura 3 - Variação do consumo setorial de eletricidade (%).....	19
Figura 4 -Número de Pés em Produção (milhões), Estado de São Paulo, 2010 a 2015.....	22
Figura 5 - Evolução da área destinada ao cultivo da laranja no Estado de São Paulo, de 2001 a 2015	22
Figura 6– Evolução da Produtividade de laranja no Estado de São Paulo, de 2001 a 2015	23
Figura 7- Evolução da produção de laranja no Estado de São Paulo, de 2001 a 2015	23
Figura 8– Evolução dos custos, em R\$ nominais, para produção de uma caixa de laranja (40,8 kg) na região de Araraquara - SP, de 2001 a 2015	25
Figura 9– Irradiação Solar no Mundo.....	30
Figura 10– Recursos energéticos totais da Terra.....	30
Figura 11 - Bombeamento Fotovoltaico	31
Figura 12 - Sistema <i>On-Grid</i>	32
Figura 13– Processo de requisição de acesso	35
Figura 14 – Compensação do crédito de energia ativa excedente	36
Figura 15- Potência instalada Solar Micro e Mini GD, por setor (MW) – Outubro/2017	37
Figura 16– Célula, Módulo e Gerador Fotovoltaico.....	38
Figura 17 Figura 17– Modelo de circuito de célula fotovoltaica com um diodo	39
Figura 18– Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico	40
Figura 19– Influência da radiação solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica.....	41
Figura 20– Influência da temperatura na curva I-V de uma célula fotovoltaica.....	42
Figura 21–Módulo fotovoltaico com iluminação parcial	43
Figura 22– Exemplo de Fluxo de Caixa	44
Figura 23 - Etapas e Atividades do Método de Trabalho	48
Figura 24 - Propriedade "Boa Esperança", Pirangi -SP.....	50
Figura 25 - Construções da propriedade "Boa Esperança"	51
Figura 26 - Área escolhida para instalação dos painéis fotovoltaicos	52
Figura 27 – Histórico do Consumo de Energia Elétrica (KWh e R\$) – Sítio Boa Esperança	53
Figura 28 - Temperaturas e Precipitações médias Pirangi-SP	53
Figura 29 - Exemplo de estrutura semelhante à utilizada neste.....	58
Figura 30 - Diagrama de perda gerado pela simulação do primeiro ano	60
Figura 31 - Energia gerada pelo sistema ao longo de sua vida útil.....	61
Figura 32 - Projeção de <i>Saving</i> e do Custo unitário da KWh	64
Figura 33 - Fluxo de Caixa do trabalho de estudo.....	65
Figura 34 - Simulação de investimento no tesouro direto	66
Figura 35 - Fluxo de caixa descontado (acumulado) do investimento ao final de cada ciclo	67

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Oferta Interna de Energia	17
Tabela 2 - Geração Solar por País 1990 a 2016 (%).....	29
Tabela 3 - Inclinação recomendada dos painéis fotovoltaicos por latitude	43
Tabela 4 - Radiação Solar no Plano dos Módulos Fotovoltaicos	55
Tabela 5 - Informações para decisão sobre a quantidade de módulos	56
Tabela 6 - Lista de componentes e materiais escolhidos	57
Tabela 7 - Projeção da geração de energia para o primeiro ano	59
Tabela 8 - Custos de componentes e materiais para instalação do sistema	62
Tabela 9 - Histórico das contas de energia Sítio Boa Esperança Jan/2017 à Mar/2019	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ONU – Organização das Nações Unidas

ANEEL – Agência Nacional de Energia

PIB – Produto Interno Bruto

MME – Ministério de Minas e Energia

CEPEA – Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada

ETc – Evapotranspiração de Cultura

IPCC - *Intergovernmental Panel of Climate Change*

CSP – *Concentrating Solar Power*

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia

PNE - Plano Nacional de Energia

SFB - Sistema Fotovoltaico de Bombeamento

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

REN - Resolução Normativa

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

PIS – Programa Integração Social

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

FINEP - Financiadora de Estudos e Projetos

I – Corrente Elétrica

V – Tensão

P – Potência

G – Irradiância

β – Ângulo de Inclinação

VPL – Valor Presente Líquido

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

FC – Fluxo de Caixa

TIR – Taxa Interna de Retorno

Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	15
1.1. Justificativas e Objetivos.....	19
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	21
2.1. Cultivo de Citros no Brasil e no Estado e São Paulo.....	21
2.1.1. Análise do setor no mercado nacional e internacional.....	24
2.1.2. Estrutura de custos.....	25
2.2. Energia Solar.....	26
2.2.1. Energia Solar Fotovoltaica: Definição e breve histórico.....	26
2.3. Geração de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos.....	28
2.3.1. Geração de energia solar fotovoltaica no Brasil.....	29
2.4. Sistemas Fotovoltaicos.....	30
2.4.1. Sistemas off-grid (Sistemas isolados).....	31
2.4.2. Sistemas on-grid (Sistemas Interativos).....	32
2.5. Micro e Minigeração Distribuída.....	33
2.5.1. Viabilização de acesso, Normas e Certificações.....	34
2.5.2. Compensação de energia.....	36
2.5.3. Políticas públicas e incentivos.....	37
2.5.4. Geração de energia solar fotovoltaica em áreas rurais.....	37
2.6. Células e Módulos fotovoltaico.....	38
2.6.1. Corrente, tensão e potência.....	38
2.6.2. Influências dos parâmetros externos nas características elétricas dos dispositivos fotovoltaicos.....	40
2.7. Análise de Investimento.....	44
2.7.1. Valor Presente Líquido (VPL).....	45
2.7.2. Taxa Mínima de Atratividade (TMA).....	46
2.7.3. Taxa Interna de Retorno (TIR).....	46
2.7.4. Payback Descontado.....	47
3. MÉTODO.....	48
3.1. Definição das necessidades e restrições do projeto.....	48
3.2. Análise técnica: Dimensionamento dos sistemas.....	49
3.3. Análise da viabilidade financeira.....	49
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	50
4.1. Definição das necessidades e restrições do projeto.....	50
4.2. Análise técnica: Dimensionamento dos sistemas.....	54
4.2.1. Levantamento das necessidades de materiais e equipamentos.....	54
4.3. Análise da viabilidade financeira.....	61
4.3.1. Levantamento dos custos.....	61
4.3.2. Projeção de <i>Saving</i>	63
4.3.2. Aplicação da Engenharia Econômica.....	65
4.3.2.1 Fluxo de Caixa.....	65
4.3.2.2. Valor Presente Líquido e TIR.....	66
4.3.2.3. Payback Descontado.....	67

5. CONCLUSÃO.....68

REFERÊNCIAS70

1. INTRODUÇÃO

A geração e distribuição de energia é um dos temas vitais para os governos e países em todo o mundo. A prosperidade econômica das civilizações modernas sempre esteve ligada a matrizes energéticas eficientes, robustas e de fácil acesso que se mantiveram como diferencial estratégico de competitividade.

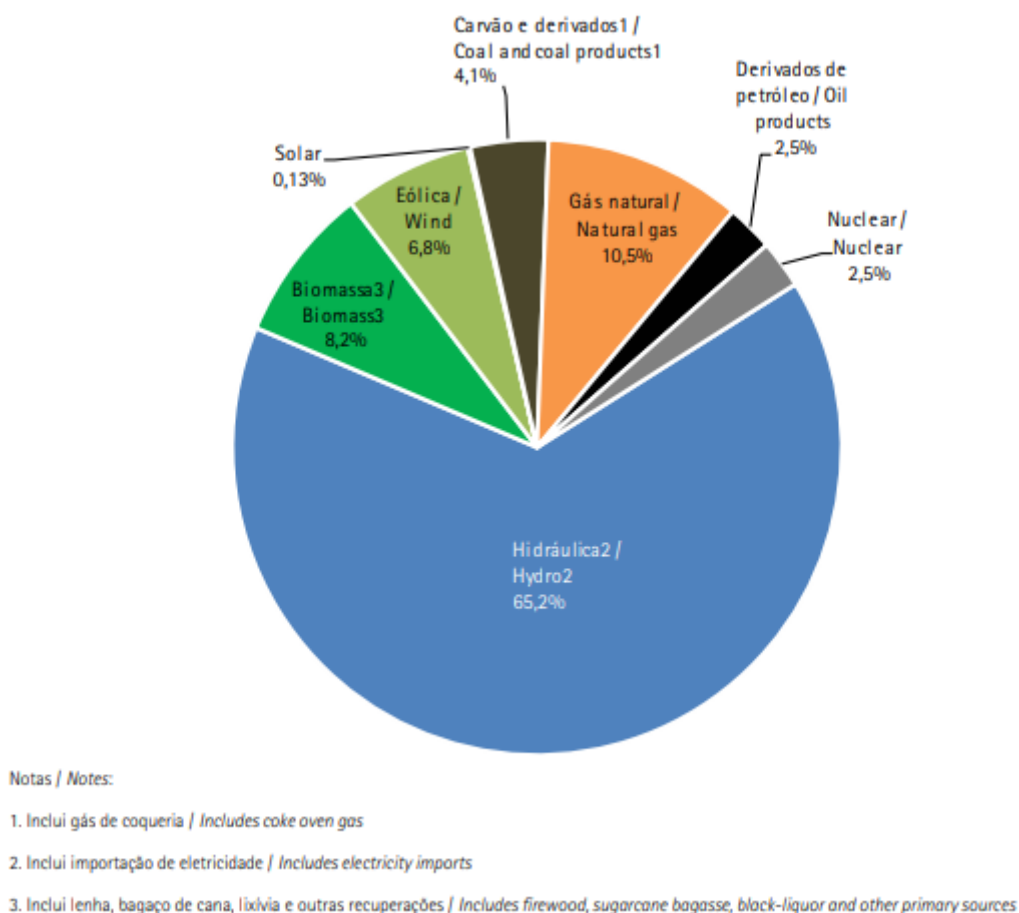
No período entre a primeira revolução industrial e início da década de 70 (na qual o mundo sofre a primeira grande crise do petróleo), o crescimento do PIB das nações estava direta e intensamente relacionado ao crescimento do consumo de energia. Esse momento histórico onde não havia uma grande preocupação mundial com a insustentabilidade de matrizes energéticas não renováveis, acrescido de um grande apetite dos grandes potenciais mundiais por prosperidade econômica, corroborou para a intensificação da geração de energia por meio de fontes não renováveis (FINKLER, 2016).

Felizmente, o mundo tem percebido que o modelo de fornecimento de energia do passado não se sustentará no longo prazo e as atenções tem se voltado ao investimento em energia sustentável. A Organização das Nações Unidas (ONU), apresenta em sua “Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável” um objetivo dedicado ao consumo e acesso de energia: “Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos” (UNITED NATIONS, 2015). Tal agenda vai além e inclui um subitem do objetivo em questão, que trata especificamente da matriz energética mundial: “Até 2030, aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global.” (UNITED NATIONS, 2015).

Apesar da relação entre aumento do PIB e aumento do consumo de energia ter se invertido em escala mundial, o Brasil vai na contramão da tendência mundial e seu PIB ainda precisa de um vetor positivo de crescimento no consumo energético para crescer. De acordo com a Agência Nacional de Energia - ANEEL (2017) a intensidade energética do Brasil – índice que indica a quantidade energética utilizada para produzir um dólar de PIB – aumentou 2,0% e desviou da tendência mundial que apresentou uma retração de 1,8% no índice em questão. A projeção de crescimento de 2,1% de crescimento do PIB brasileiro em 2019 (ORGANIZAÇÃO PARA COOPERAÇÃO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, 2018), corrobora para um cenário de consumo energético em alta.

A correlação positiva entre aumento do PIB brasileiro e consumo interno de energia elétrica se justifica pela ainda ineficiente indústria nacional. Por possuir maquinário e instalações em geral mais antigos do que as indústrias do mundo desenvolvido, o Brasil ainda sofre para diminuir o consumo de energia na produção industrial. Por outro lado, a matriz energética brasileira é uma das mais sustentáveis do mundo, contendo mais de 80% da oferta interna de eletricidade composta por fontes de energia renováveis no ano de 2017 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018). O destaque fica por conta da fonte hídrica que foi responsável por 65,2% da oferta total (Figura 1).

Figura 1 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte ano base 2017



Fonte: Balanço Energético Nacional, EPE, 2018, p. 16

A Figura 1 nos mostra que a oferta interna de energia elétrica cuja a fonte é classificada “solar” ainda é irrisória em comparação com as demais fontes. Por outro lado,

a oferta de energia proveniente de tal fonte cresceu consideravelmente no último ano mostrando uma evolução de 10x entre 2016 e 2017, como pode-se visualizar na Tabela 1. As observações sobre a composição da energia solar são de suma importância para o seguimento deste trabalho, bem como a definição de energia solar que é trazida por Sidawi (2011) como a energia proveniente do efeito fotovoltaico. A definição de efeito fotovoltaico por sua vez, é a transformação direta da luz em energia elétrica mediante a células solares (SIDAWI, 2011).

Tabela 1 - Oferta Interna de Energia

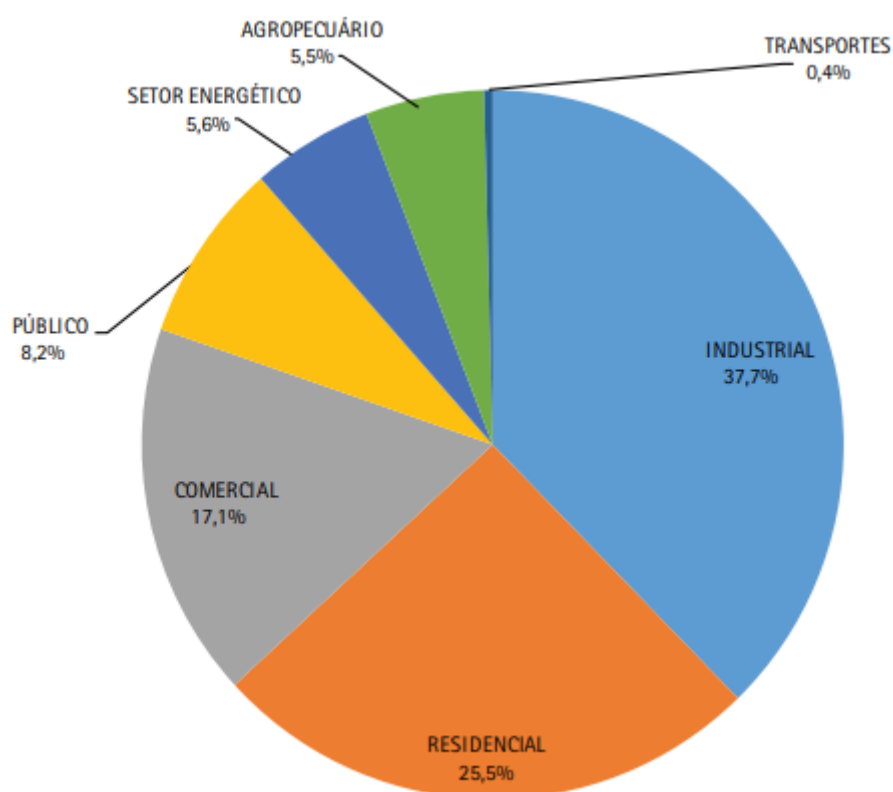
10 ³ tep (toe)											
IDENTIFICAÇÃO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	IDENTIFICATION
ENERGIA NÃO RENOVÁVEL	136.981	129.377	148.644	153.855	164.928	176.468	185.070	175.903	162.975	166.772	NON-RENEWABLE ENERGY
PETRÓLEO E DERIVADOS	92.410	92.263	101.714	105.172	111.413	116.500	120.327	111.626	105.354	106.240	PETROLEUM AND OIL PRODUCTS
GÁS NATURAL	25.934	21.329	27.536	27.721	32.598	37.792	41.373	40.971	35.569	37.938	NATURAL GAS
CARVÃO MINERAL E COQUE	13.769	11.110	14.462	15.449	15.288	16.478	17.521	17.625	15.920	16.570	COAL AND COKE
URÂNIO (U ₃ O ₈)	3.709	3.433	3.857	4.187	4.286	4.107	4.036	3.855	4.211	4.193	URANIUM - U ₃ O ₈
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	1.159	1.242	1.075	1.326	1.343	1.592	1.814	1.826	1.921	1.831	OTHER NON-RENEWABLE
ENERGIA RENOVÁVEL	114.878	113.733	120.152	118.341	118.328	119.833	120.478	123.672	125.345	125.327	RENEWABLE ENERGY
HIDRÁULICA ¹	35.412	37.036	37.663	39.923	39.181	37.093	35.019	33.897	36.265	35.023	HYDRAULIC AND ELECTRICITY ¹
LENHA E CARVÃO VEGETAL	29.227	24.610	25.998	25.997	25.683	24.580	24.936	24.900	23.095	23.424	FIREWOOD AND CHARCOAL
DERIVADOS DA CANA-DE-AÇÚCAR	42.872	43.978	47.102	42.777	43.557	47.601	48.170	50.648	50.318	49.758	SUGAR CANE PRODUCTS
EÓLICA	102	106	187	233	434	566	1.050	1.860	2.880	3.644	WIND
SOLAR								5	7	72	SOLAR
OUTRAS RENOVÁVEIS	7.265	8.002	9.202	9.412	9.473	9.993	11.303	12.362	12.779	13.406	OTHER RENEWABLE
TOTAL	251.860	243.110	268.796	272.196	283.257	296.301	305.547	299.574	288.319	292.099	TOTAL

1. Inclui importação de eletricidade oriunda de fonte hidráulica. 1 kWh = 860 kcal (equivalente térmico teórico - primeiro princípio da termodinâmica). Ver Anexo VI.6 - Tratamento das informações. / Includes electricity imports originated from hydraulic sources. 1 kWh = 860 kcal (physical equivalent - First Principle of Thermodynamics). Look Appendix VI.6.

Fonte: Balanço Energético Nacional, EPE, 2018, p. 25

O Balanço Energético Nacional trazido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) apresenta também, alguns dados sobre o setor Agropecuária, ponto focal deste trabalho (Figura 2).

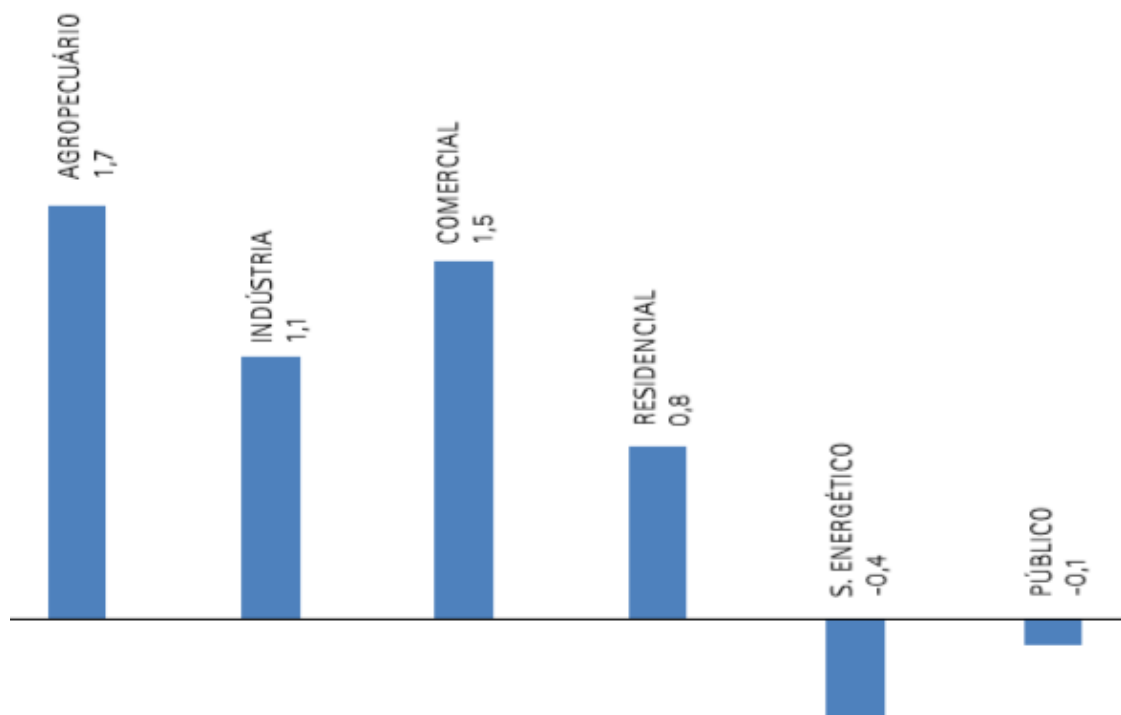
Figura 2 - Participação Setorial no Consumo de Eletricidade



Fonte: Balanço Energético Nacional, EPE, 2018, p. 18

De acordo com o tal relatório, o consumo de eletricidade pelo setor Agropecuário correspondeu à 5,5% do consumo nacional em 2017. É importante também, atentar para a tendência de consumo dos setores apresentados (Figura 3).

Figura 3 - Variação do consumo setorial de eletricidade (%)



Fonte: Balanço Energético Nacional, EPE, 2018, p. 17

O destaque fica justamente para a área Agrícola que mostrou um aumento de 1,7% no consumo do setor entre 2016 e 2017, como apresentado pela Figura 3.

1.1. Justificativas e Objetivos

A conjunção dos fatores apresentados na introdução— pressão mundial por fontes de energia renováveis, perspectiva de crescimento do PIB Brasileiro, tendência de crescimento do consumo de energia elétrica pelo setor Agropecuário, bem como da oferta de energia solar – fortalecem a importância do tema de estudo deste projeto.

O objetivo do trabalho presente, portanto, é **analisar técnica e financeiramente o projeto de um sistema de geração distribuída de energia fotovoltaica em uma pequena propriedade citrícola no interior do estado de São Paulo**. Os custos de instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil sofreram consideráveis mudanças nos últimos anos, o que justifica um estudo atualizado da viabilidade de implementação.

Além de apresentar uma conclusão a respeito da viabilidade do investimento em geração de energia fotovoltaica por pequenos produtores rurais, busca-se construir uma referência para que outros analistas façam novos estudos acerca do tema, seja em um

cenário de propriedades agrícolas ou qualquer outro meio. Entende-se que a metodologia utilizada, pode ser aplicada em qualquer projeto de investimento envolvendo sistemas fotovoltaicos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica busca trazer de forma clara e direta, os principais conceitos, ferramentas e contextualização que a literatura proporciona nas áreas de administração da agricultura, engenharia econômica e produção de energia fotovoltaica.

2.1. Cultivo de Citros no Brasil e no Estado e São Paulo

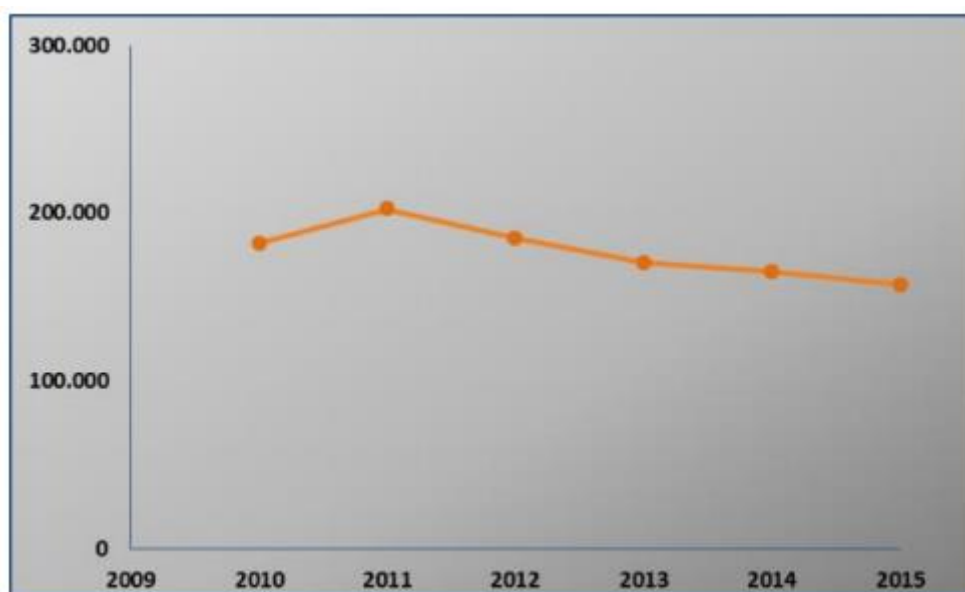
A Citricultura no Brasil teve início de fato no final do século XIX, tendo como principal nicho produtor o estado do Rio de Janeiro. Foi somente no início da segunda metade do século XX que o principal estado produtor passou a ser o estado de São Paulo (BORGE, MIRANDA COSTA, 2006). A relevância do estado paulista no cultivo de citros nacional se deve principalmente às condições edafoclimáticas e ao desaquecimento do mercado e cultivo cafeeiro. Atualmente, o estado paulista é responsável por 73% da produção nacional de laranja (ERPEN, 2018).

O Brasil por sua vez, é o maior produtor de laranja do mundo, bem como o maior exportador de suco concentrado de laranja: responsável por cerca de 50% do suco de laranja concentrado e congelado comercializado no mercado internacional, com um alcance de 85% do mercado global (ERPEN, 2018).

De acordo com o Instituto de Economia Agrícola (2016), a citricultura é a terceira atividade agropecuária mais relevante para o estado de São Paulo, apresentando um Valor Bruto de Produção perto de R\$ 3 Bilhões, ficando atrás apenas do cultivo da cana-de-açúcar e da pecuária em geral. Estes valores são consequência do maior parque citrícola do mundo com cerca de 157 milhões de pés de laranja em produção no ano de 2015 e uma área agricultável de 402.566 ha na safra de 2017/18 (incluindo a região do Triângulo Mineiro).

Apesar da quantidade expressiva de pés em produção, os números recentes são consideravelmente inferiores aos registrados em anos anteriores, como é possível se identificar na Figura 4. A queda acentuada da quantidade de árvores produtoras deve principalmente a problemas fitopatológicos como o Greening e o Cancro Citrico, doenças que já assolaram a produção da Flórida em um passado recente.

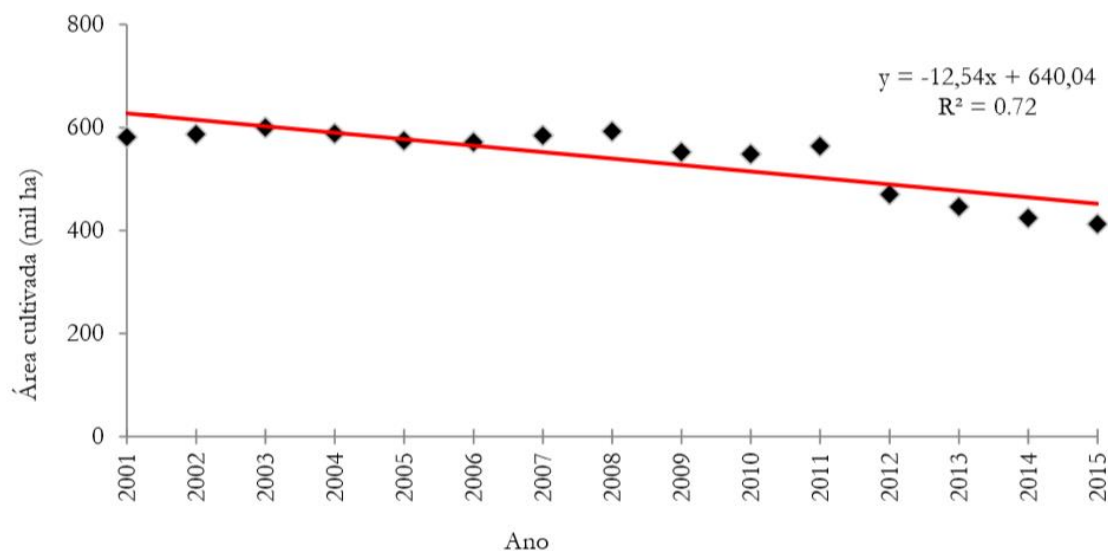
Figura 4 -Número de Pés em Produção (milhões), Estado de São Paulo, 2010 a 2015.



Fonte: IEA/APTA.

A área de cultivo destinada à produção citrícola também apresenta uma tendência linear negativa (Figura 5). A queda é identificada de maneira mais acentuada a partir do ano de 2012.

Figura 5 - Evolução da área destinada ao cultivo da laranja no Estado de São Paulo, de 2001 a 2015

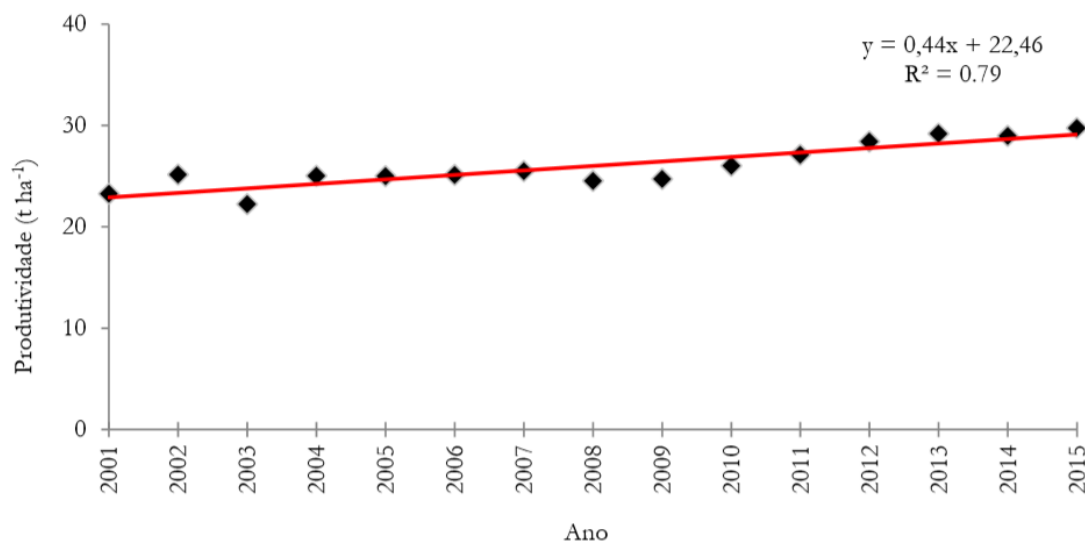


Fonte: Revista iPecege, 01 February 2018, Vol.4(1), pp. 35

O declínio foi de 29% entre 2001 e 2015. Por outro lado, graças aos avanços tecnológicos na agricultura, foi possível elevar consideravelmente a produtividade do

parque citrícola, culminando em uma produção praticamente estável no período de 2001 a 2015 (Figuras 6).

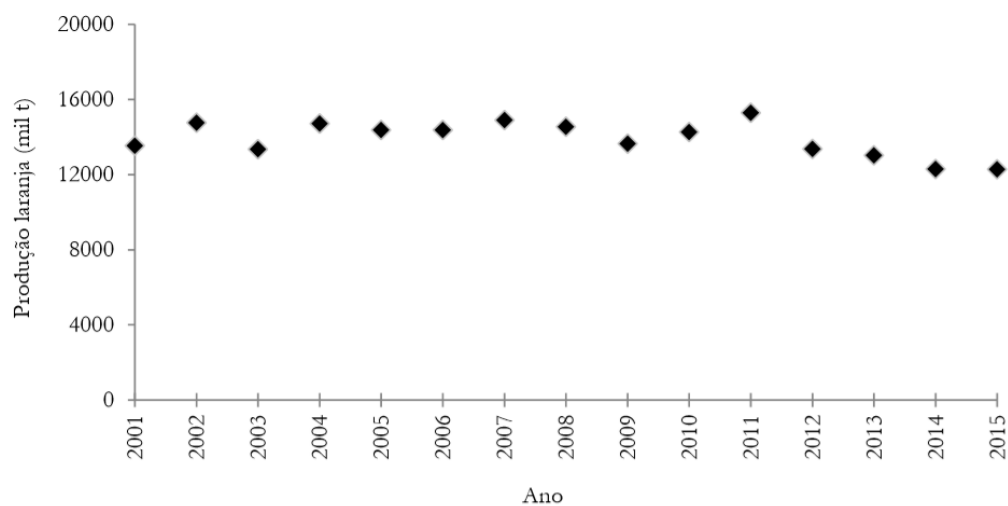
Figura 6– Evolução da Produtividade de laranja no Estado de São Paulo, de 2001 a 2015



Fonte: Revista iPecege, 01 February 2018, Vol.4(1), pp. 40

Apesar do decréscimo da área plantada em 29%, o aumento da produtividade em 27% resultou em uma produção apenas 9,2% menor (Figura 7).

Figura 7- Evolução da produção de laranja no Estado de São Paulo, de 2001 a 2015



Fonte: Revista iPecege, 01 February 2018, Vol.4(1), pp. 40

No período apresentado, a produção anual média ficou em torno de 340 milhões de caixas de laranja, sendo que no início (2001) a média de produção por hectare era de 570 caixa, passando para 730 caixas em 2015.

2.1.1. Análise do setor no mercado nacional e internacional

Antes de se analisar as tendências e dados mercadológicos, é importante ressaltar algumas características do setor: a colheita de citros acontece durante todo o ano (com oscilações naturais entre um mês e outro). Esse fenômeno é possível graças ao desenvolvimento de diferentes espécies que possuem épocas de florada e, portanto, de colheita diferentes. O calendário agrícola oficial para citros na região sudeste brasileira, se inicia em julho (CEPEA, 2004) e, portanto, a safra que é chamada de 2018/2019 diz respeito ao período de julho/2018 a junho/2019.

Segundo o Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (CEPEA) da ESALQ-USP (2019), a safra de 2018/2019 deve-se finalizar com uma retração de 30% em relação à safra anterior. A manutenção de bons patamares de preços não será o suficiente para elevar a rentabilidade do produtor, uma vez que a produção deve apresentar a retração já mencionada.

Em relação à análise do cenário global do mercado de citros, um importante indicador de tendências é a exportação de suco de laranja, que em sua parcial da safra 2018/2019 (julho a novembro) apresentou um decréscimo de 27% de toneladas de suco embarcadas em relação ao mesmo período da safra anterior. O cenário positivo da produção citrícola da Flórida é um dos fatores que corroborou para a movimentação de tal índice. De acordo com o Departamento Agrícola dos Estados Unidos (USDA, 2018) a temporada 2018/2019 de tal estado americano deve fechar com um aumento de 71,3% na produção de caixas de laranja na comparação com a temporada 2017/2018.

Por outro lado, as expectativas de exportação para a safra de 2019/20 (que se inicia em julho/19) são positivas, uma vez que os embarques da safra 2018/19 foram represados e a produção americana (mesmo que aquecida) não é suficiente para suprir a equilibrada demanda internacional de suco de laranja.

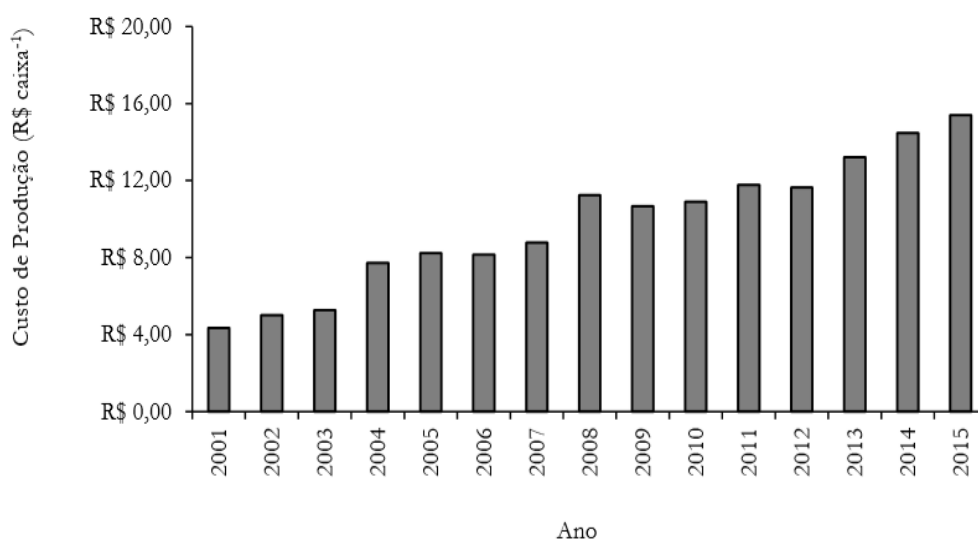
Em suma, projeta-se uma produção para a safra 2019/20 mais positiva do que a apresentada na temporada anterior, o que manterá a relação oferta/demanda equilibrada e consequentemente, preços minimamente atrativos para os produtores. Um forte indicador desta tendência é a movimentação precoce de compra de matéria prima por parte das

indústrias moedoras de laranja para a safra 2019/20, apresentando preços maiores do que exercidos no início da safra 2018/19 (R\$ 22,00/ Cx de 40,8 Kg).

2.1.2. Estrutura de custos

O custo de produção de citros no estado de São Paulo tem seguido uma tendência de crescimento linear positiva há mais de uma década. De acordo com Erpen (2018), o custo operacional teve um acréscimo de 250% entre 2001 e 2015 (Figura 8). Os principais ofensores deste índice, são os gastos com o manejo fitossanitário e mão de obra (PAGLIUCA et al, 2012). Ao olhar para o detalhamento do custo operacional de um pomar em plana produção (de 4 a 20 anos), Figueiredo (2008) indica o valor de R\$/ha 3.048,73 em 2006, sendo que cerca de 36% refere-se a custos de mão de obra.

Figura 8— Evolução dos custos, em R\$ nominais, para produção de uma caixa de laranja (40,8 kg) na região de Araraquara - SP, de 2001 a 2015



Fonte: Revista iPecege 4(1), p. , 2018

Uma vez que este trabalho está efetivamente relacionado ao consumo e custo da energia elétrica no cultivo da citricultura, é pertinente a verificação da relevância deste custo para a estrutura de custo global. Para tal cálculo, lançou-se mão de um artigo de Vescove (2010), no qual o autor levanta os custos da energia elétrica na irrigação de um pomar de citros com um sistema de irrigação de 100% da evapotranspiração da cultura (ETc) e duas linhas de gotejamento por linha de planta.

Para o ano de 2006, obteve-se e um valor médio aproximado de R\$ 110 por hectare no custo da irrigação diurna. Portanto, se colocarmos tais custos em proporção do total dos custos operacionais já apresentados, obtém-se uma relevância aproximada de 3,6%. À primeira vista, tal índice não impressiona. Por outro lado, esta é uma das raízes de custos mais factíveis de ser otimizada. Custos proporcionalmente mais relevantes como a própria mão de obra, possuem pouco espaço para *savings* no cultivo de citros, devido à dificuldade de mecanização da colheita e condições legais. Além do mais, em um universo de investimentos a longo prazo, 3,6% pode significar centenas de milhares de reais.

2.2. Energia Solar

É graças a energia solar que praticamente todas as outras formas de manifestações de energia existem (PINHO; GALDINO, 2014). Dessa forma, pode-se citar algumas matrizes energéticas que são (indiretamente) provenientes da atuação do sol na terra, além da própria geração de energia fotovoltaica: 1) Geração de energia elétrica por biomassa, uma vez que a é a radiação solar que permite a fotossíntese e; 2) geração de energia eólica, pois é a transformação da radiação solar em energia cinética que cria os ventos.

Apesar do IPCC (*Intergovernmental Panel of Climate Change*) trazer em seu Relatório Especial sobre Fontes Renováveis de Energia e Mitigação de Mudanças Climáticas, cinco blocos de energia solar direta, Pinho (2014) explica que para efeitos de engenharia, deve-se considerar apenas dois: energia solar térmica e energia solar fotovoltaica.

De acordo com o Ministério de Minas e Energia - MME (2017) existem dois modos usuais de aproveitamento da energia solar para geração de energia elétrica: o aproveitamento através da produção de calor para uso direto (CSP – *Concentrating Solar Power*) e o aproveitamento fotovoltaico que converte a luz do sol em energia elétrica – foco de estudo do trabalho presente devido a aplicação de pequenos sistemas autônomos.

2.2.1. Energia Solar Fotovoltaica: Definição e breve histórico

Como já mencionado no item anterior, a energia fotovoltaica é a energia proveniente da conversão direta de luz em eletricidade. O fenômeno físico por trás dessa transformação é denominado Efeito Fotovoltaico.

O efeito fotovoltaico ocorre devido à absorção de radiação por um material específico, que por sua vez gera e separa cargas que resulta na transformação de radiação eletromagnética em energia elétrica (OLIVATI, 2000).

Antes de explicar o conceito teórico por trás do efeito fotovoltaico, é necessário o entendimento sobre o conceito dos estados de energia dos elétrons em materiais semicondutores e condutores (metais). Neste tipo de material, encontra-se a existência do mar de elétrons, elétrons livres na camada de valência capazes de se moverem sob a aplicação de pequenos campos elétricos (OLIVATI, 2000). Desse modo, é possível promover um elétron para o próximo nível de energia com gastos pequenos de energia, ou seja, a condução é possível devido a capacidade de transferência de energia cinética para os elétrons.

Já materiais semicondutores não possuem a propriedade do mar de elétrons. Neste tipo de material, os elétrons de valência estão ligados à átomos vizinhos por ligações covalentes que podem ser quebradas a altas temperaturas devido à vibração térmica. Uma vez quebrada a ligação, o elétron livre é capaz de conduzir energia elétrica.

Outro conceito físico estritamente relacionado ao efeito fotovoltaico e necessário para o seu entendimento completo, é o efeito fotoelétrico, responsável por garantir o prêmio Nobel a Albert Einstein em 1921 (NOBELPRIZE, 1921). O efeito fotoelétrico ocorre devido à absorção de fótons incidentes que geram pares de elétrons (buraco no interior do material). A consequência apresentada, é o efeito da fotocondução, cargas elétricas livres que aumentam a condutividade elétrica do material. Tal efeito por si só não gera energia, mas constitui a base para que o efeito fotoelétrico gere.

O efeito fotovoltaico ocorre somente em um material semicondutor que possua uma barreira de potencial. A forma mais usual de barreira potencial é a interface entre dois materiais de condutividades diferentes. Quando esse material é iluminado as cargas elétricas geradas pelo efeito fotoelétrico são separadas pela barreira de potencial, o que por sua vez, gera a energia elétrica. A iluminação da interface de dois materiais semicondutores com condutividades diferentes é o cerne do funcionamento dos painéis fotovoltaicos (vide item 2.5).

Apesar da produção industrial de aparatos fotovoltaicos ter iniciado apenas na segunda metade do século XX, as primeiras descobertas relacionadas ao efeito fotovoltaico data a década de 30 do século XIX (PINHO; GALDINO, 2014). Os primeiros registros de experimentos envolvendo o efeito fotovoltaico são creditados ao físico francês Edmond Becquerel em 1839, o qual identificou uma tensão elétrica resultante da

ação da luz sobre um eletrodo metálico imerso em solução química (VILLALVA e GAZOLI, 2012). De acordo com Perlin (1999), a aplicação prática do efeito fotovoltaico na engenharia foi viabilizada graças a avanços nas pesquisas sobre o silício conduzidas no início da década de 1950 pelos cientistas Calvin Fuller e Gerald Pearson no *Bell Laboratories*.

2.3. Geração de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos

Desde viabilização técnica da utilização prática de sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica, houveram alguns *inputs* históricos e tecnológicos que impulsionaram o interesse pelo desenvolvimento dessa matriz energética. Nos primórdios, podemos citar dois destes: a busca das companhias de telecomunicação que precisavam de uma fonte de energia adequada para lugares remotos e também a “corrida espacial” que viu nas células fotovoltaicas como a fonte de energia de elétrica mais adequada para equipamentos eletroeletrônicos no espaço.

Em uma história mais recente, deve-se citar a importância da crise do petróleo de 1973 como catalizador da energia fotovoltaica. As indústrias petrolíferas, bem como os governos, viram a fragilidade de uma matriz energética pouco diversificada e, portanto, fizeram importantes aportes nas pesquisas relacionadas à geração de energia elétrica por fontes alternativas aos combustíveis fósseis (PINHO; GALDINO, 2014).

Já no final do século XX, as preocupações com as mudanças climáticas e suas consequências vieram de forma oficial através do protocolo de Kyoto, o que significou um novo ciclo de investimentos e pesquisa na área de energia renovável (KYOTO PROTOCOL, 1998).

Apesar de toda a vantagem da geração de energia solar conhecidas e preocupações socioambientais, a geração solar corresponde a apenas 1,4% do total da energia elétrica produzida no mundo (MME, 2017). Ao analisarmos os dados históricos a partir da década de 1990, é possível notar um grande avanço desse tipo de geração de energia elétrica na matriz energética mundial, bem como uma melhor distribuição entre os países (Tabela 2).

Tabela 2 - Geração Solar por País 1990 a 2016 (%)

nº	País	1990	2000	2010	2014	2015	2016
1	China	0,5	2,0	2,1	12,0	15,0	19,9
2	Estados Unidos	95,9	47,6	9,0	14,9	15,4	17,1
3	Japão	0,3	26,0	9,8	12,0	14,3	14,9
4	Alemanha	0,3	5,5	35,2	18,4	15,1	11,5
5	Itália	1,0	1,7	5,7	11,4	9,0	6,9
6	Espanha	1,5	1,6	21,3	7,0	5,4	4,1
7	Índia	-	0,6	0,8	2,2	2,6	3,6
8	Reino Unido	-	0,1	0,1	2,1	3,0	3,1
9	França	-	0,5	1,9	3,0	2,9	2,5
10	Austrália	-	4,3	2,9	2,5	2,3	2,1
11	Coreia do Sul	-	0,5	2,3	1,3	1,6	1,6
12	Grécia	-	-	0,5	1,9	1,5	1,2
13	África do Sul	-	-	0,1	0,6	1,1	1,0
14	Canadá	-	1,5	0,7	1,0	1,0	0,9
15	Bélgica	-	-	1,7	1,5	1,2	0,9
	Outros	0,5	8,2	5,9	8,4	8,7	8,9
	Mundo	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Mundo (TWh)	0,4	1,1	33,3	196,3	256,2	333,1
	%/total *	0,003	0,007	0,15	0,8	1,1	1,4

*% sobre a geração mundial de energia elétrica

Fonte: Energia Solar no Brasil e no Mundo, Ministério de Minas e Energia, 2017, p. 07

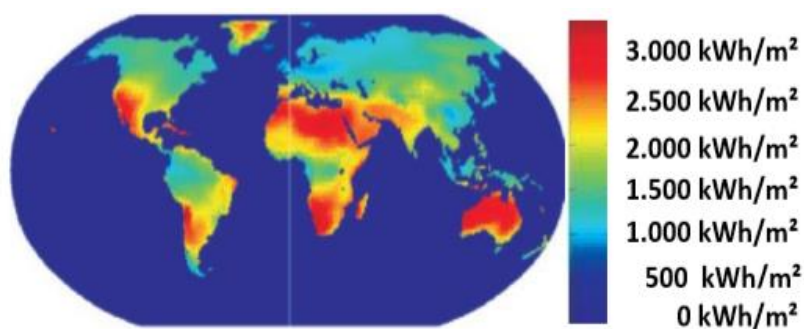
Na década de 90, praticamente toda a geração de energia solar estava concentrada nos Estados Unidos. Já 2016, é a China que aparece como líder de tal estatística (19,9%), colocando os Estados Unidos na segunda posição, com 17,1%.

2.3.1. Geração de energia solar fotovoltaica no Brasil

Como já levantado na introdução deste trabalho, o Brasil sempre foi um país com uma matriz energética proeminente limpa. Por outro lado, o país está longe de aproveitar toda a sua capacidade energética proveniente da irradiação solar intensa que possui. De acordo com o MME (2017), a região nordeste do Brasil apresenta os maiores valores de irradiação do mundo, com destaque para a região central da Bahia e noroeste de Minas Gerais com uma potência estimada de 6,5kWh/m²/dia. Além de intensa, a irradiação em várias regiões do país é praticamente constante ao longo do ano e com baixa nebulosidade.

No consolidado do país, o Brasil apresenta uma média de irradiação entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, o que a deixa muito a cima da Europa e ligeiramente a baixo de regiões como Austrália, Oriente Médio e algumas regiões da África, que apresentam uma irradiação anual média de 3.000 kWh/m²/ano (Figura 9).

Figura 9– Irradiação Solar no Mundo



Fonte: Energia Solar no Brasil e no Mundo, Ministério de Minas e Energia, 2017, p. 05

O potencial de energia solar anual é o maior entre todas os recursos energéticos das demais fontes de energia em termos mundiais (Figura 10).

Figura 10– Recursos energéticos totais da Terra



Fonte: Energia Solar no Brasil e no Mundo, Ministério de Minas e Energia, 2017, p. 05

Tanto o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2026 quanto o Plano Nacional de Energia – PNE 2050 trazem perspectivas positivas para o crescimento da geração solar no país. O PDE 2026 estima para 2026 uma capacidade instalada de geração solar com potência de 13 GW, sendo que em outubro/2017 o índice apresentado foi de 438,3 MW. Já para 2050, o PNE 2050 pretende levar a capacidade para 78GW.

2.4. Sistemas Fotovoltaicos

Os Sistemas Fotovoltaicos são classificados em três categorias: 1) Sistemas *off-grid* (isolados); 2) Sistemas *on-grid* (com interação com rede) e; 3) Sistemas híbridos. Os próprios nomes são alto explicativos, sendo que o sistema isolado não é conectado à rede

pública, o sistema *on-grid* são e os sistemas híbridos trazem características de ambos. No trabalho presente, o foco será na introdução das três primeiras categorias.

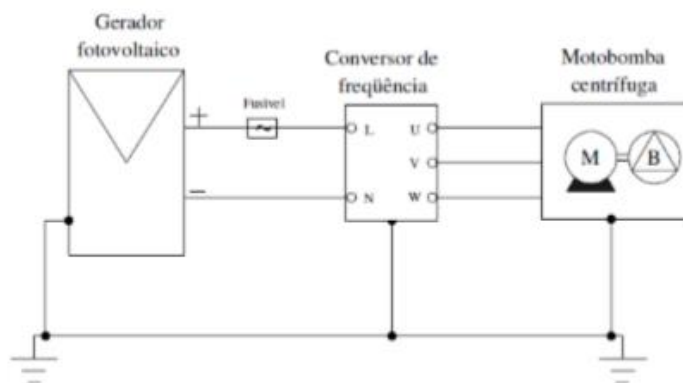
De modo geral, os sistemas fotovoltaicos são compostos por três grandes blocos de componentes: um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e um bloco armazenador que não é obrigatoriamente necessário. O bloco gerador é composto basicamente pelos módulos fotovoltaicos (apresentado no item 2.6 deste) que produzem tensão e corrente suficiente para a utilização da energia. O bloco de condicionamento de potência é integrado por conversores de correntes, inversores e demais dispositivos de proteção, supervisão e controle. Já o bloco de armazenamento nada mais é do que um conjunto de acumuladores elétricos, em sua maioria, baterias (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.1. Sistemas off-grid (Sistemas isolados)

Como já levantado anteriormente, os sistemas *off-grid* não estão conectados à uma rede pública de energia e, portanto, a energia gerada por esses sistemas abastece diretamente os aparelhos que usufruirão desta. A maior motivação para a utilização desse tipo de sistema, é a dificuldade de acesso à rede convencional de energia em lugares remotos como zonas rurais e ilhas. O sistema isolado também é uma opção viável de segurança extra para casos nos quais uma eventual falta de energia elétrica geraria grandes prejuízos.

Uma aplicação de sistemas isolado já consolidada em muitas áreas rurais do Brasil é o sistema fotovoltaico de bombeamento (SFB). Este sistema possui três componentes: Gerador Fotovoltaico, Sistemas de acoplamento gerador-carga (CF industrial) e motobomba convencional (MELO, 2004; MARANHÃO, 2015) – vide Figura 11.

Figura 11 - Bombeamento Fotovoltaico



Fonte: BRITO (2006)

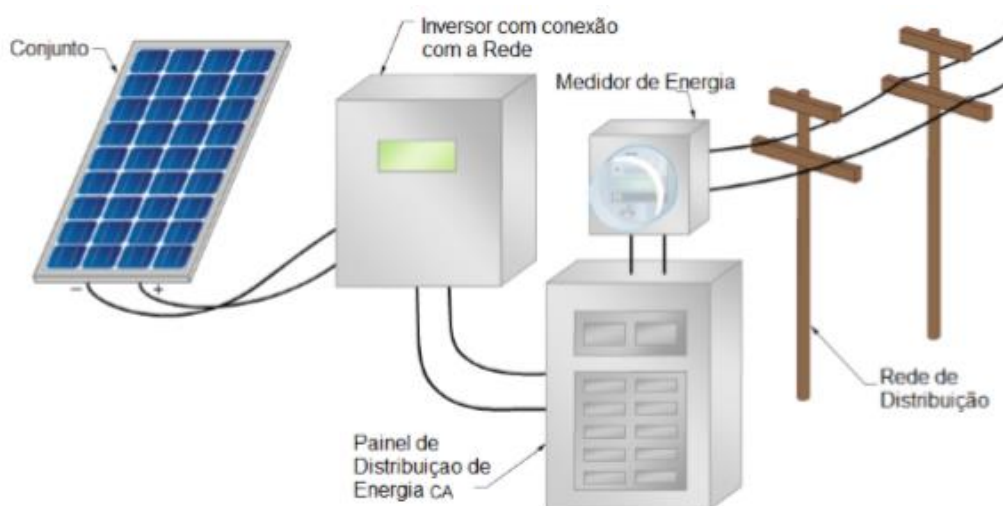
Um dos pontos-chaves para o bom funcionamento e viabilidade do sistema apresentado, é a boa parametrização do condicionador de potência que acopla o módulo gerador com a motobomba. O proporcional integral derivativo (PID) deve proporcionar uma malha fechada com ganhos proporcionais, integral e derivativo programados. Neste sistema, a tensão do gerador fotovoltaico é determinada indiretamente pela variação da velocidade da motobomba (BRITO e FEDRIZZI, 2006).

O fato de o SFB não possuir módulo de armazenamento não o fragiliza em relação à sazonalidade da irradiação solar, uma vez que um reservatório hídrico bem dimensionado supre a necessidade hídrica em períodos de baixa incidência solar (FEDRIZZI, 2003). Brito (2006) conclui que esse tipo de configuração apresentada é economicamente viável, podendo ser adotada de forma confiável como alternativa para sistemas de bombeamento de água que utilizam motobombas com potência igual ou superior a 0,5 cv.

2.4.2. Sistemas on-grid (Sistemas Interativos)

Os Sistemas on-grid possuem interação com a rede de distribuição elétrica e operam em paralelo (Figura 12).

Figura 12 - Sistema *On-Grid*



Fonte: Photovoltaic Systems, Jum Dunlop, p. 102

Existem dois tipos diferentes de Sistemas Interativos: Usinas de eletricidade e Geração distribuída (VILLALVA, 2015). O primeiro diz respeito à projetos com potência

acima de 1 megawatt (MW) o que não é aplicável à cenários onde a geração de energia elétrica não seja o *core* do empreendimento. Já a Geração distribuída, é o modelo de Sistema Fotovoltaico *on-grid* que engloba a geração de eletricidade como oportunidade secundária de ganhos (financeiros e socioambientais), seja em residências, empresas ou propriedades rurais (foco do trabalho presente). Mais detalhes sobre a Geração distribuída de energia elétrica são apresentados no item 2.5.

Por estar conectada à rede de distribuição elétrica, esse tipo de sistema não necessita de baterias e tem no inversor o seu componente chave. Tal componente é responsável pela interface entre o módulo gerador e a rede de distribuição e sua principal função é converter a corrente contínua dos painéis em corrente alternada já sincronizada com a rede.

A característica bidirecional da rede em um sistema interativo é o que garante o possível consumo de energia oriunda da rede tradicional em um cenário de produção fotovoltaica menor do que o consumo necessário, e uma possível distribuição do excedente energético para a rede em um cenário contrário (produção fotovoltaica maior do que o consumo). O dispositivo que permite este *switch* na direção da corrente é o painel de distribuição. A necessidade de contabilização entre a corrente produzida pelo conjunto gerador e lançada na rede e a corrente proveniente da rede consumida é suprida pelo Medidor de Energia.

2.5. Micro e Minigeração Distribuída

De acordo com a ANEEL (2012A) a Micro e Minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica através de geradores de pequeno porte com fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada localizada próxima à unidade consumidora e integrada à rede distribuição.

A diferenciação entre Micro e Minigeração é apenas em termos de capacidade: A microgeração se caracteriza por uma central geradora de energia com potência instalada menor ou igual a 100 quilowatts (kW) e a Minigeração por uma potência instalada superior à 100 kW e menor ou igual 1 MW (potência instalada superior a este valor é classificado como usinas de eletricidade).

A popularidade do tema no Brasil teve uma defasagem em relação à países da vanguarda e só se deu quando a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482 e complementarmente, estabeleceu os procedimentos para acesso de micro e minigeradores ao sistema de distribuição através da seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de

Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Tais publicações procura reduzir as barreiras para a conexão de pequenas unidades geradoras na rede de distribuição.

Já em 2015, a ANEEL realizou a Audiência Pública nº 26/2015 (de 7/5/2015 a 22/6/2015) que culminou com a publicação da Resolução Normativa - REN nº 687/2015, a qual revisou a REN nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. (ANEEL, 2016).

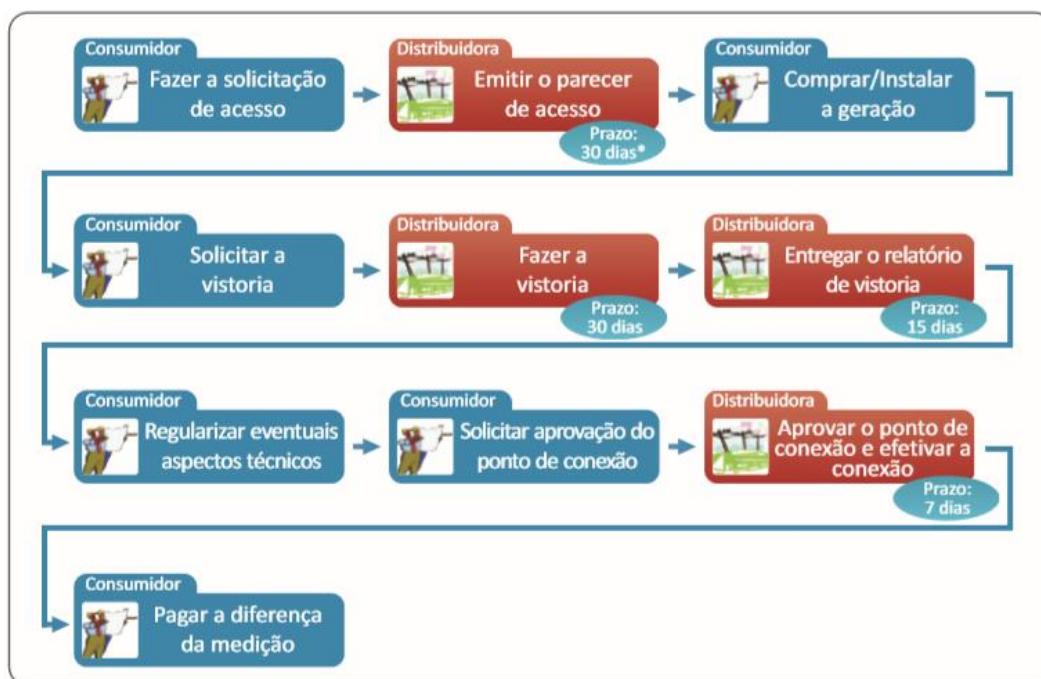
Por consequência desta tardia preocupação com o tema, ao final de 2017, haviam apenas 16 mil sistemas de micro e Minigeração em operação no país - representando apenas 0,02% das unidades consumidoras (SAUAIA, 2017).

2.5.1. Viabilização de acesso, Normas e Certificações

Para que a unidade geradora seja caracterizada como micro ou minigeração distribuída, a ANEEL exige um parecer de acesso que envolve a distribuidora e (acessada) e unidade consumidora (acessante). Para que seja gerado o parecer de acesso, o consumidor deve formular um requerimento à distribuidora que contenha o Formulário de Solicitação de Acesso para a micro e minigeração distribuída encontrado nos Anexos II, III, IV da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (Anexos 1, 2 e 3).

A consolidação do parecer de acesso e o envio deste para a ANEEL é de responsabilidade da distribuidora e deve constar: condições de acesso (conexão e uso), requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante e os respectivos prazos. O fluxo detalhado do processo de requisição de acesso encontra-se na Figura 13 a seguir.

Figura 13– Processo de requisição de acesso



Fonte: Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída, ANEEL, 2014, p. 12

Além do parecer da distribuidora e aprovação da ANEEL, a unidade produtora deve-se preocupar com as conformidades legais nas normas técnicas envolvendo instalações de sistemas fotovoltaicos. Nesse âmbito, destaca-se a portaria nº 004 de 2011 do INMETRO que define os “Requisitos de Avaliação de Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica”. A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) também trás importantes normas envolvendo o assunto:

- ABNT NBR 16149:2013 – Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede de distribuição;
- ABNT NBR 16150:2013 – Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede de distribuição – Procedimentos de ensaio de conformidade;
- ABNT NBR 16274:2014 – Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.
- ABNT NBR IEC 62116:2012 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;

Já em relação à impostos tarifas, deve-se citar que a maioria dos estados brasileiros isentam o ICMS, PIS e Cofins sobre a energia que o consumidor gera no sistema de Geração Distribuída (Lei 13.169, de 6/10/2015).

2.5.2. Compensação de energia

A Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL provê as regras e definições para cobrança e crédito do sistema bidirecional de movimentação da energia elétrica entre unidade consumidora/geradora e distribuidora (Sistema de Compensação de Energia Elétrica).

O sistema funciona em um formato de conta corrente, no qual o consumidor receberá da distribuidora um crédito de energia (kWh) em um cenário de injeção de energia na rede de distribuição maior do que o consumo em um específico mês. Este crédito pode ser usado para abater montantes na conta de energia de meses futuros, seja da própria unidade ou em outra unidade consumidora de mesma titularidade

O crédito também pode ser usado para abater o consumo de postos tarifários diferentes – de acordo com a ANEEL (2012), postos tarifários são “Período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia”. O fluxo de concessão deste é resumido na Figura 14 a seguir:

Figura 14 – Compensação do crédito de energia ativa excedente



Fonte: Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída, ANEEL, 2014, p. 19

É importante ressaltar que o tempo de validade para o uso do crédito de forma geral é 36 meses.

2.5.3. Políticas públicas e incentivos

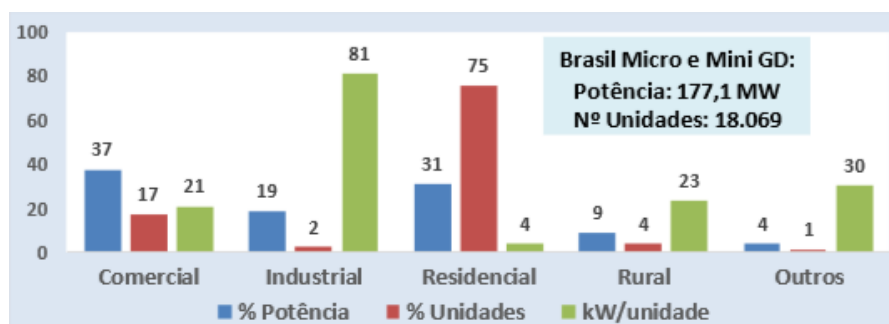
Apesar da grande subutilização dos potenciais energéticos proveniente de fonte renováveis que ocorre no Brasil, o governo e seus órgãos relacionados à energia, criou alguns programas e tomou iniciativas para incentivar e promover o assunto. Entre tais medidas, vale destacar:

- **Apoio do BNDES:** A lei 13.203 de 2015 autorizou o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) a liberar empréstimos com taxas diferenciadas para projetos de geração distribuída em hospitais e escolas públicas.
- **Plano Inova Energia:** Fundo de investimento criado pelo BNDES em parceria com a ANEEL e a FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos, cuja finalidade é financiar pesquisas nas áreas de redes inteligentes e energia elétrica, linhas de transmissão de longa distância em alta tensão e energias alternativas, com ênfase na solar.

2.5.4. Geração de energia solar fotovoltaica em áreas rurais

De acordo com o MME a potência instalada de energia solar no sistema de Micro e Mini Geração Distribuída era de 9% em outubro de 2017, ficando atrás da área residencial, comercial e industrial (Figura 15).

Figura 15- Potência instalada Solar Micro e Mini GD, por setor (MW) – Outubro/2017



Fonte: Energia Solar no Brasil e no Mundo, Ministério de Minas e Energia, 2017, p. 03

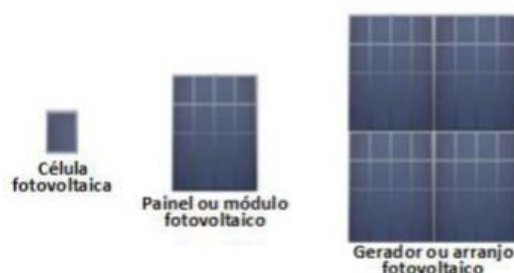
Apesar de não estar entre as áreas que mais utilizam sistemas de Micro e Minigeração distribuída, a área rural é relevante no cenário de utilização de energia solar fotovoltaica devido às soluções envolvendo sistemas *off-grid*. Um dos exemplos mais notáveis desse cenário, é a utilização de sistemas fotovoltaicos de bombeamento, como já levantado neste trabalho.

2.6. Células e Módulos fotovoltaico

Como já levantado, o Módulo fotovoltaico é o principal componente do bloco gerador de um sistema fotovoltaico. Por sua vez, o módulo fotovoltaico é composto por um conjunto de células fotovoltaicas que são responsáveis pela conversão direta da radiação solar em energia elétrica. A junção de diversas células de forma a constituir um módulo é necessário para que se obtenham tensões e correntes úteis na prática (PINHO *et al.*, 2008).

Os agrupamentos mais comuns de células são de 30, 33, 36, 60 e 72 unidades conectadas em série, na qual as tensões individuais são somadas (Figura 16). Também é possível arranjar as células em paralelo. Neste caso, as correntes individuais é quem são somadas (PINHO *et al.*, 2008).

Figura 16– Célula, Módulo e Gerador Fotovoltaico



Fonte: Santos (2016)

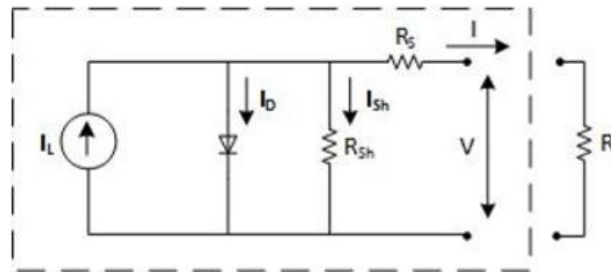
Normalmente, são utilizados *softwares* de modelagem para simular e modelar células, módulos até os próprios geradores. Os programas de simulação mais utilizados são o MATLAB e o SIMULINK.

2.6.1. Corrente, tensão e potência

Entender como a corrente, tensão e potência se relacionam em um circuito típico de células fotovoltaicas é essencial para a parametrização correta, buscando um atingir o

máximo desempenho de geração de energia. Por motivos didáticos, a Figura 17 apresenta um circuito equivalente para células fotovoltaicas.

Figura 17– Modelo de circuito de célula fotovoltaica com um diodo



Fonte: GTES (2014)

No modelo apresentado, a corrente e tensão (com temperatura e irradiância fixas), podem ser encontradas pela equação (2.1) (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (2.1)$$

E a potência pela Equação (2.2).

$$P = IV \quad (2.2)$$

Nas quais:

- I_L = Corrente fotogerada
- I_0 = Corrente de saturação reversa do diodo
- V = Tensão
- R_s = Resistência em série
- R_{sh} = Resistência em paralelo
- a = Fator de idealidade modificado

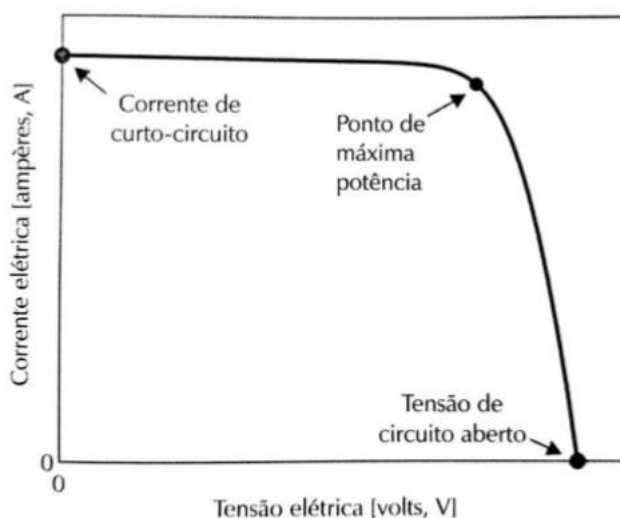
Os parâmetros levantados a cima não são diretamente fornecidos pelos fabricantes de painéis solares. Entretanto, existem procedimentos para encontra-los a partir do que é informado pelo fabricante, possibilitando, assim o correto dimensionamento do sistema (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

A equação (2.1) é o que está por trás de um importante conceito de engenharia de um conversor fotovoltaicas, a curva característica de tensão versus corrente (curva I-V). A ABNT define a curva I-V como a “*representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão, para condições pré-estabelecidas de temperatura e radiação*”.

A Figura 18 trás a representação da curva característica, com destaque para três pontos de atenção: curto-circuito ($0, I_{SC}$), máxima potência (V_{MP}, I_{MP}) e circuito aberto ($V_{OC}, 0$). Villava (2010) explica que a esquerda do ponto de máxima potência (*MPP* – *Maximum power point*), encontramos um comportamento de fonte de corrente, enquanto do lado direito, um comportamento de fonte de tensão.

Lançando mão da equação (2.2), conclui-se que o ponto de máxima tensão (P_{MP}) é o produto da máxima tensão (V_{MP}) e máxima corrente (I_{MP}) (Figura 18).

Figura 18– Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico



Fonte: VILLAVA, 2015

De forma análoga, conclui-se que o ponto de curto-circuito é o qual apresenta a máxima corrente (I_{SC}) e tensão nula e o ponto de circuito aberto, a maior tensão V_{OC} e corrente nula. Graficamente, podemos entender o P_{MP} como o ponto do gráfico que apresenta a maior área e os dois pontos apresentados, área nula. Normalmente, os pontos apresentados, são trazidos pelo próprio fabricante das células.

2.6.2. Influências dos parâmetros externos nas características elétricas dos dispositivos fotovoltaicos

As variáveis externas que mais influenciam o desempenho dos dispositivos fotovoltaicos são a radiação solar e a temperatura. Entretanto, existem outros parâmetros que podem modificar tal desempenho de maneira mais tênue, como a inclinação (β), sombreamento e espectro solar.

Radiação Solar

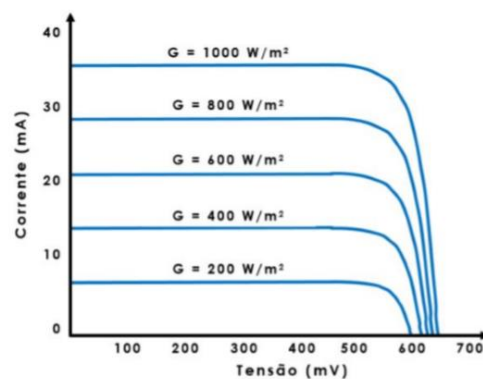
Como nos mostra Duffie (2013), a corrente fotogerada é diretamente proporcional ao nível de radiação G (W/m^2):

$$I_L = (I_{L,n} + K_I \Delta_T) \frac{G}{G_n} \quad (2.3)$$

Onde, $I_{L,n}$ é a corrente fotogerada nas condições nominais ($T_n = 25^\circ\text{C}$ e $G_n = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$); Δ_T corresponde à diferença entre temperatura de operação e temperatura nominal); G é a irradiância na superfície do dispositivo; G_n é a irradiância nominal e K_I o coeficiente de temperatura da corrente.

A Figura 19 mostra a curva características I-V para diferentes valores de irradiância (mantendo os outros fatores externos constantes).

Figura 19– Influência da radiação solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica



Fonte: NEVES, 2016

Note que a curva que apresenta a maior área no gráfico é a de maior irradiância (G_n). Apesar da tensão no ponto P_{MP} não sofrer muitas variações ao longo do *range* de radiação apresentado, a corrente I_{MP} sofre grandes incrementos à medida que se aumenta a radiação.

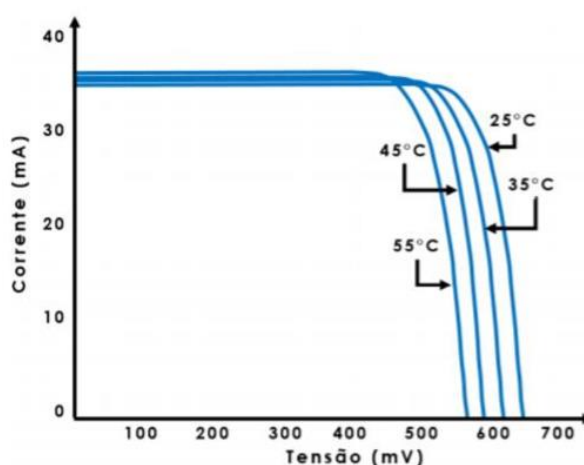
Em relação à radiação solar, é importante levantar que a qualidade da luz incidida no módulo fotovoltaico, ou seja, o espectro solar também influencia os *outputs* do bloco gerador (HIRATA; TANI, 1995). De acordo com Betts (2004), isso acontece porque os dispositivos são seletivos espectralmente e o próprio material que constitui a célula fotovoltaica apresenta comportamentos diferentes para espectros solar diferentes.

Temperatura

A equação (2.3) também nos indica que a temperatura exerce uma relação diretamente proporcional com a corrente fotogerada. É nítido que essa relação é muito mais tênue do que a apresentada pela radiação, afinal a radiação (G) é multiplicada pela corrente fotogerada nas condições nominais e o delta de temperatura, somado.

Diferentemente da atuação da radiação, o acréscimo da temperatura desloca a curva característica para a esquerda, apresentando assim, V_{MP} e áreas menores a medida que a temperatura aumenta (NEVES, 2016) (Figura 20):

Figura 20– Influência da temperatura na curva I-V de uma célula fotovoltaica



Fonte: NEVES, 2016

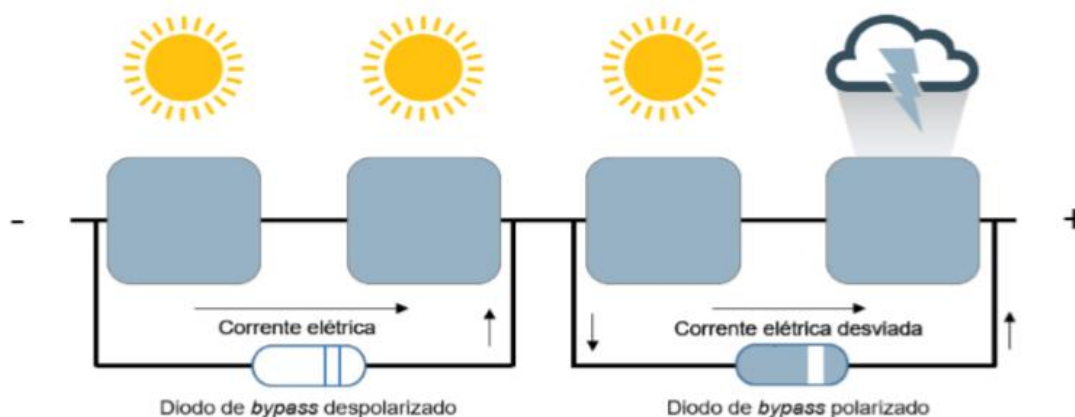
A curva apresenta uma das dificuldades de maximização da produtividade da energia solar, uma vez que a maioria dos cenários de ótima radiação solar estão acompanhados de uma elevada temperatura ambiente.

Sombreamento

Os painéis fotovoltaicos podem sofrer com sombra em alguns momentos do dia, por diversas razões (nuvens, prédios, árvores). Visto que as células fotovoltaicas necessitam de incidência de luz para gerar energia e que muitas vezes estas estão ligadas em série, um sombreamento em uma única célula, pode vir a interromper a produção de energia no módulo inteiro. Estes por sua vez, também são conectados em série, o que pode gerar uma interrupção na geração do painel todo.

Villava (2015) apresenta um dispositivo chamado *bypass* que é capaz de minimizar este problema (Figura 21).

Figura 21–Módulo fotovoltaico com iluminação parcial



Fonte: DUAIK (2018)

Tal dispositivo é um diodo em antiparalelo com as células que oferece um caminho alternativo para a passagem da corrente gerada pelas células que não foram sombreadas e que seria interrompida ao chegar na célula sombreada. Os custos de instalação e matéria prima inviabiliza a instalação do *bypass* em cada uma das células. Entretanto, as vantagens de se ter alguns *bypass* instalados ao longo de alguns conjuntos de célula justificam o gasto extra.

Ângulo de inclinação

A radiação solar é melhor aproveitada quando o ângulo de inclinação se aproxima o ângulo de incidência dos raios solares na superfície do módulo fotovoltaico à zero. Cada região da superfície terrestre apresenta uma inclinação ideal para que isso ocorra. A Tabela 3, criada por Villava (2015), indica a inclinação ideal (β) para cada latitude da terra.

Tabela 3 - Inclinação recomendada dos painéis fotovoltaicos por latitude

Latitude	Ângulo de inclinação recomendado
0° à 10°	$\beta = 10^\circ$
11° à 20°	$\beta = \text{latitude}$
21° à 30°	$\beta = \text{latitude} + 5^\circ$
31° à 40°	$\beta = \text{latitude} + 10^\circ$
41° à 50°	$\beta = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: VILLALVA, 2015.

A medida que a o grau da latitude aumenta, é necessário adicionar um coeficiente fixo com proporções maiores no cálculo da inclinação ideal.

2.7. Análise de Investimento

Ao longo deste capítulo, serão apresentados os principais métodos quantitativos para a análise de investimentos que irão guiar a tomada de decisão e conclusão sobre o objeto de estudo deste trabalho. De acordo com Rebelatto (2004), os métodos e ferramentas de análise de investimento são utilizados pelas empresas e empreendedores afim de guia-los na seleção de projetos que visem aumentar a riqueza do empreendimento.

Antes de seguir para a explicação das principais ferramentas, é válido apresentar um dos principais conceitos de finanças, o fluxo de caixa. Essa ferramenta permite visualizar as entradas e saídas dos recursos financeiros do negócio em um dado período de tempo (REBELATTO, 2004).

A Figura 22 nos traz uma ilustração de um fluxo de caixa hipotético. Cada seta representa uma entrada ou saída de valores monetários resultantes de um certo período de tempo. O período de análise e o intervalo entre as setas ficam a critério do analista. No exemplo da imagem 22, o horizonte de tempo escolhido foi de 8 ciclos. Se cada ciclo fosse representado por um ano, teríamos, portanto, uma análise de 8 anos, nos quais as setas representariam o resultado de cada ano isoladamente.

Por convenção, as setas com direção para baixo, representam saídas de capital, seja por pagamento de fornecedores, investimentos em projetos, ou outro tipo de desembolso de capital. Já os valores positivos (entrada de capital), são representados por setas com o sentido para cima (Figura 22).

Figura 22– Exemplo de Fluxo de Caixa



Fonte: OLIVEIRA, 2008

É importante ressaltar que nem todo investimento apresenta suas vantagens como entradas de capital propriamente dito. O resultado financeiro pode se manifestar em forma de *saving*, ou seja, um conjunto de economias que foram possíveis graças ao investimento

feito no início do projeto. Este é o cenário do trabalho presente, uma vez que investimentos em geração distribuída de energia ou em sistemas *off-grid* não geram receita para o empreendimento, mas sim *savings* nos pagamentos da energia elétrica utilizada.

2.7.1. Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido é uma das ferramentas mais utilizadas na análise de financeira de investimentos tendo como base conceitual o fluxo de caixa e partido da premissa que o dinheiro tem valor no tempo. De acordo com Rebelatto (2004), o VPL consiste em descapitalizar todos os fluxos de caixa (projetados no horizonte de tempo do projeto) e trazê-los para a data zero utilizando uma taxa desconto, também conhecida como TMA - Taxa Mínima de Atratividade (abordada no item seguinte desde capítulo).

O cálculo do VPL é feito através da seguinte fórmula:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (2.4)$$

Em que:

FC_0 : fluxo de caixa verificado no momento zero (momento inicial), podendo ser um investimento, empréstimo ou financiamento;

FC_j : representa o valor de entrada (ou saída) de caixa previsto para cada intervalo de tempo;

i : é a taxa de desconto (Taxa Mínima de Atratividade);

n : período de tempo.

Para fins de tomada de decisão utilizando o VPL, deve-se aprovar projetos que apresentarem VPL positivo, recusar projetos com VPL negativos e ser indiferente à projetos com VPL nulo. Essas regras são validadas do ponto de vista financeiro devido ao fato que um investimento com VPL positivo apresentará retornos maiores do que o que seria obtido em um projeto com a taxa de retorno igual à taxa mínima de atratividade. O cenário oposto também é válido, VPL negativo significa retornos menos atrativos do que a TMA.

Na comparação entre um ou mais projetos com VPL positivos, deve-se escolher aquele que apresentar maior VPL (REBELATTO, 2004).

2.7.2. Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Como já levantado, o dinheiro possui valor no tempo, portanto muitos métodos de análise de investimentos necessitam de uma taxa de juros para equacionamento. Tal taxa de juros é *baseline* para que um investimento seja justificado, portanto, recebe o nome de Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (REBELATTO, 2004).

A escolha da TMA ideal é um aspecto chave para a boa tomada de decisão na engenharia econômica. Muitos autores afirmam que a taxa a ser usada deve ser a taxa de juros equivalente à maior rentabilidade das aplicações correntes e de baixíssimo risco. Ao olharmos para o cenário nacional, um bom ponto de partida é a taxa SELIC – taxa de juros base estipulada pelo governo federal e que norteiam o retorno dos papéis do tesouro direto (considerado um dos investimentos mais seguros do mercado).

O uso da taxa SELIC como valor para a TMA é aplicável para basear o custo do capital próprio. Por outro lado, o projeto de investimento a ser estudado, pode partir de uma estrutura de capital de terceiros. Neste cenário, a taxa de desconto a ser utilizada deve estar em linha com a taxa de juros acordada para a aquisição do capital do terceiro. Em caso de investimentos com capital de terceiros com uma taxa de juros subsidiadas pelo governo, a TMA pode ser menor do que a própria taxa base de juros.

Em um cenário mais complexo, o projeto de investimento pode mesclar capital de terceiros e capital próprio. Neste caso, a escolha da TMA torna-se um problema com mais variáveis no qual é necessário lançar mão de novas ferramentas. A mais utilizada delas é o chamado Custo Médio Ponderado de Capital. Como este não é o enfoque do trabalho presente, o tema não será destrinchado. Para mais informação a cerca do tema, sugere-se Pamplona e Montevechi (2006).

2.7.3. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma forma mais complexa de se usar o VPL. Trata-se da taxa de desconto do projeto para que o VPL seja zero, ou seja, a taxa necessária para que o valor presente das receitas seja igual ao valor presente dos desembolsos. A TIR deve ser comparada à TMA, sendo que uma vantagem em relação a esta, justifica a aderência ao projeto (BARREIROS, 2003).

Uma vez que a fórmula para o cálculo do VPL é conhecida, a equação para se obter a TIR é facilmente encontrada:

$$VPL = 0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j} - FC_0 \quad (2.5)$$

Ao utilizar a TIR como critério para a escolha entre dois ou mais projetos de investimentos, deve-se atentar para o caráter percentual do índice, sendo que os valores monetários nominais não são levados em conta. Isso implica dizer que um projeto com uma TIR menos interessante em relação a um segundo projeto, pode apresentar retornos monetários maiores caso o investimento inicial for substancialmente maior. Em tal cenário, o analista deve levar em conta a aplicação subjacente do montante residual do investimento inicial para que a comparação seja feita da maneira correta.

2.7.4. Payback Descontado

O *payback* levanta o número de períodos (n) necessários para que o fluxo de caixa do projeto iguale o montante total do capital investido, em outras palavras, é o período exato no qual o fluxo de caixa atinge o ponto de equilíbrio (GITMAN, 1997).

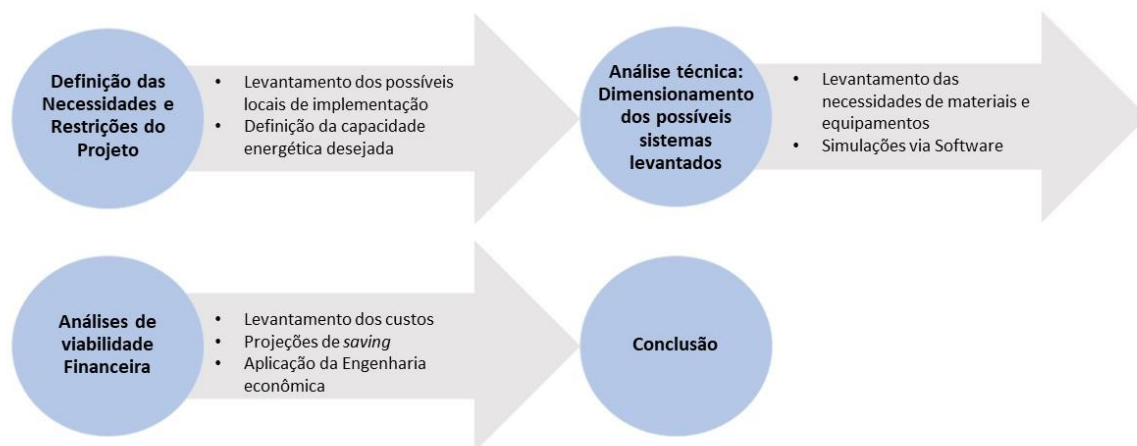
O conceito puro de *payback* não leva em conta a taxa de desconto já levantada nos itens anteriores. Afim de resolver essa distorção, criou-se o *payback* descontado, que nada mais é do que o racional do *payback* simples levando em conta uma taxa de juros para o capital realizado no período do gasto.

Assim como a TIR, o *payback* descontado pode ser encontrado ao trabalhar a equação 2.4. Quando ocorrer $VPL = 0$, n é o Payback Descontado, com n inteiro. Se ocorrer $VPL < 0$ em $1 - j$ e $VPL > 0$ em j , interpola-se para determinar um n fracionário (LIMA, 2007). Como premissa para a aceitação de um projeto de investimento, este só deve ser levado em conta, caso o *payback* descontado seja menor do que a vida útil do projeto, caso contrário, o investimento apresentará um ponto de equilíbrio que não é possível de ser atingido.

3. MÉTODO

A metodologia aplicada ao projeto, bem como as atividades e tarefas relacionadas em cada uma das etapas encontram-se resumidas na Figura 23 abaixo:

Figura 23 - Etapas e Atividades do Método de Trabalho



Fonte: Elaborado pelo autor, 2019

O projeto é pautado em quatro grandes etapas, cada qual com seu objetivo específico que serão apresentados nos próximos itens.

3.1. Definição das necessidades e restrições do projeto

O objetivo dessa etapa preliminar é definir as premissas, restrições e necessidades que guiarão as outras etapas do projeto.

Possíveis locais de instalação do sistema fotovoltaico

É necessário apresentar a propriedade rural de que será objeto de estudo, bem como suas características geográficas, construções e distribuição da utilização do espaço físico. Buscou-se, portanto, identificar os locais específicos que comportariam a instalação do sistema fotovoltaico e posteriormente comparar as opções levantadas.

Definição da capacidade energética pretendida

Por meio de uma análise histórica de consumo energético e projeções futuras de utilização de eletricidade da propriedade, definiu-se a capacidade energética para a qual o sistema fotovoltaico deveria ser parametrizado.

3.2. Análise técnica: Dimensionamento dos sistemas

Tendo uma definição preliminar das restrições, potencialidades e metas de capacidade de sistemas hipotéticos, foi necessário levantar – junto a fornecedores e especialistas da área – as necessidades em termos de materiais, suprimentos, equipamentos e instalações para a criação destes.

Com os *inputs* dos fornecedores e estudo dos materiais disponíveis no mercado, foram feitas simulações dos sistemas dimensionados afim de ratificar a viabilidade técnica e efetiva capacidade destes.

3.3. Análise da viabilidade financeira

Uma vez que o retorno financeiro é um dos pilares de um projeto de investimento, os projetos já validados tecnicamente foram submetidos ao crivo da otimização do retorno monetário.

Levantamento dos custos

Com o apoio de fornecedores do ramo de instalações fotovoltaicas, foram feitos estudos dos custos globais dos sistemas endossados tecnicamente. Levantou-se desde os custos de matéria prima até custos de manutenção e de oportunidade.

Projeções de *saving*

Nesta etapa do projeto, a geração de energia projetada foi transformada em valores monetários. Usou-se dados históricos de tarifas e precificação para a realização de tais projeções.

Aplicação das ferramentas da engenharia econômica

Tendo os orçamentos e projeções de retornos consolidadas, foram aplicadas as ferramentas de engenharia econômica para guiar a tomada de decisão do investidor em relação a viabilidade financeira de do projeto e a definição de qual estrutura de sistema teria o maior potencial de retorno.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Definição das necessidades e restrições do projeto

A propriedade rural na qual o presente estudo foi feito está localizada na cidade de Pirangi, interior do estado de São Paulo e é conhecida por seu proprietário como “Sítio Boa Esperança”. Sua extensão é de 30 hectares, sendo que 4 hectares são destinados à reservas naturais e de mata auxiliar (Figura 24).

Figura 24 - Propriedade "Boa Esperança", Pirangi -SP



Fonte: Elaboração própria em imagem obtida por meio do software GoogleEarth, 2019

A Figura 24 traz uma foto via satélite da propriedade, sendo que as linhas vermelhas delimitam as fronteiras desta e a o destaque em amarelo apresenta a área de reserva natural. No período da realização deste, a propriedade continha cerca 7.500 árvores de citrus em um estágio maduro de produção. Existia também, uma área de 10 hectares destinados ao cultivo de cana-de-açúcar.

Possíveis locais de instalação do sistema fotovoltaico

Graças a diferentes tipos de suporte de fixação existente no mercado, é possível instalar as placas de painéis fotovoltaicas tanto no alto de construções (telhados) quando no próprio solo. Ambos métodos de fixação trazem benefícios e dificuldades. Foi levantada, portanto, a possibilidade de instalação no telhado de duas construções que existem na propriedade (Figura 25).

Figura 25 - Construções da propriedade "Boa Esperança"

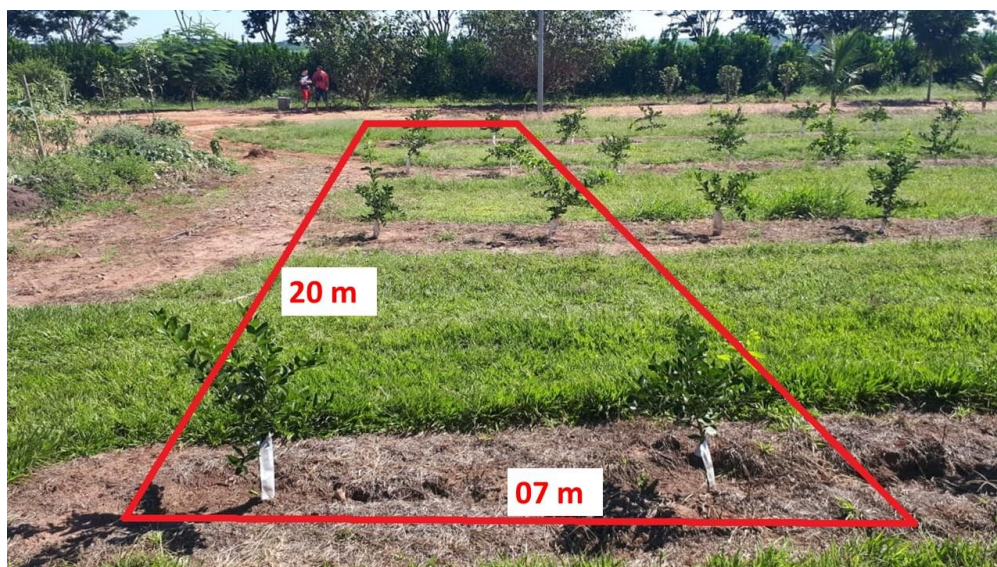


Fonte: Elaboração própria, 2019

Trata-se de uma casa a qual comporta uma família de quatro pessoas e um galpão cujo objetivo é guardar os equipamentos e insumos utilizados no exercício da agricultura. Ambas as possibilidades foram descartadas por diversos motivos: tamanho limitado, inflexibilidade de escolha do grau de inclinação dos painéis e elevados custos de manutenção em comparação à sistemas fixados ao solo.

A área escolhida foi um espaço de pomar ocupado por pés de limão plantados em Janeiro de 2019. O espaço possui um formato retangular cujas medias são de 20mx7m, totalizando 140 m². Seria necessária a retirada de 8 mudas de citros, como mostra a área destacada em vermelho na figura a seguir (Figura 26).

Figura 26 - Área escolhida para instalação dos painéis fotovoltaicos



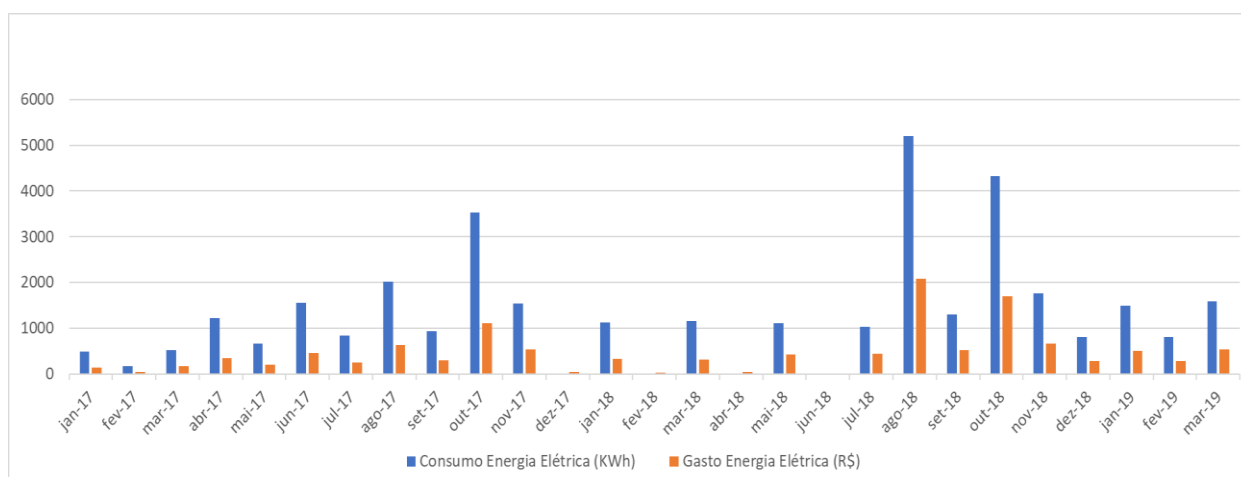
Fonte: Elaboração própria, 2019

Apesar da necessidade de retirada de mudas que já causaram dispêndio de capital, o local escolhido apresenta diversas vantagens que justificam tal escolha. Entre elas, destaca-se a possibilidade de instalar os painéis com o ângulo de inclinação ideal e na direção ótima para proveito da maior irradiação (direção norte). Além da questão de posicionamento dos painéis, o local apresentado apresenta uma facilidade de acesso para manutenções e uma relevante proximidade com o disjuntor geral da propriedade, o que facilitaria a instalação.

Definição da capacidade energética pretendida

Como já levantado na revisão bibliográfica, o consumo de energia elétrica de uma produção de citros é o reflexo da necessidade de irrigação do período. Tem-se, portanto, um consumo sazonal ao longo do ano (maiores gastos energéticos em períodos de seca e menores em períodos de chuva) e relativamente variável entre uma safra e outra, a depender do regime de chuvas desta e do momento de maturidade no qual o pomar se encontra. A Figura 27 deixa clara a variação do consumo de energia entre um mês e outro.

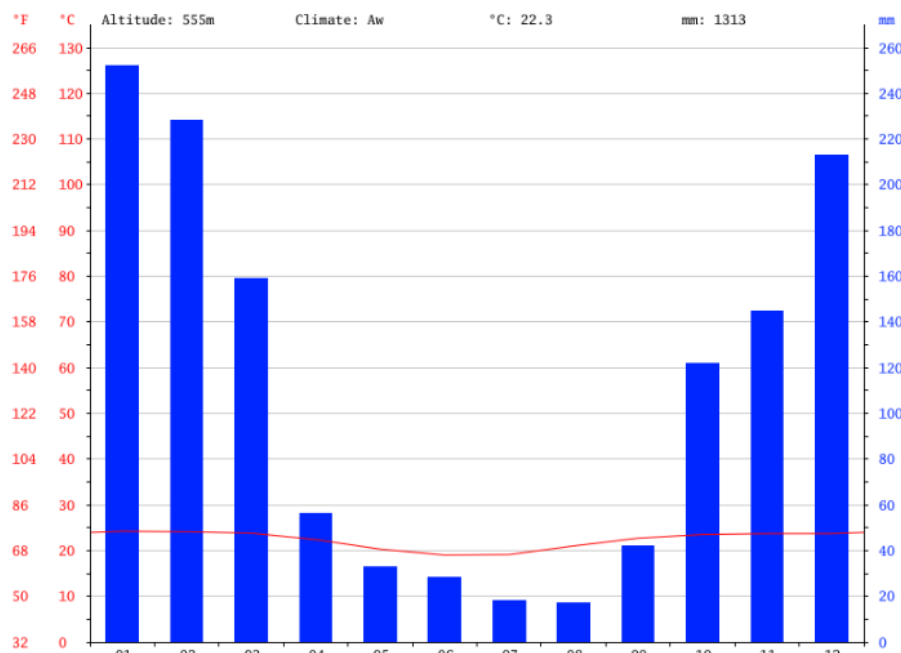
Figura 27 – Histórico do Consumo de Energia Elétrica (KWh e R\$) – Sítio Boa Esperança



Fonte: Criação própria a partir de dados providos pela CPFL, 2019

Os meses que apresentam consumo nulo na figura a cima, apresentaram na prática um consumo insignificante o qual foi incorporado pela concessionária (CPFL) na conta no mês subsequente. Ao analisar o histórico de 2017 e 2018, observa-se que os meses com maiores consumos foram agosto, setembro e outubro. A Figura 28 ajuda a corroborar a ideia de maior necessidade energética em período de menores precipitação.

Figura 28 - Temperaturas e Precipitações médias Pirangi-SP



Fonte: CLIMATE DATA, acesso em Abril/2019

É importante o adendo de que apesar de apresentar um volume de precipitação razoável, o mês de Outubro apresenta temperaturas em níveis bem elevados, o que justifica a grande necessidade hídrica no período. O mês de Outubro também costuma ser a época de florada do pomar, o que exponencia a necessidade hídrica, pois a falta de água nesse período pode significar a perda de uma safra toda.

Uma vez que a produção de energia foi o ponto de partida para o dimensionamento do projeto presente, uma boa prática de dimensionamento foi pensar em um sistema que gerasse (no máximo) a energia total consumida pelo proprietário, uma vez que uma produção excessiva por um longo período significa um superdimensionamento, em outras palavras, perda de produção e má alocação de recursos.

A grande vantagem do sistema *on-grid* é a possibilidade do ganho de crédito de energia a serem gastos em meses posteriores. Essa característica, permite que a sazonalidade do consumo seja desconsiderada para termos de dimensionamento de projeto. Dessa forma, olhou-se para o consumo médio em um intervalo de tempo anual. A meta de produção anual foi definida com base no total do consumo do período de abril de 2018 a março de 2019 decrescido de um custo de disponibilidade de 1.200 KWh/ano. Este é definido pelo tipo de ligação do sistema elétrico. No caso do projeto em questão, o tipo de ligação é o trifásico, o que indica um custo de 100 kWh/mês (CPFL, 2019). Obteve-se, portanto, uma meta de produção de 18.189 KWh/ano, ou uma média mensal de 1.515,75 KWh/mês.

4.2. Análise técnica: Dimensionamento dos sistemas

4.2.1. Levantamento das necessidades de materiais e equipamentos

O Levantamento das necessidades de materiais e equipamentos do sistema solar fotovoltaico apresentado pode ser dividido em três grandes etapas: a) definição da quantidade de módulos b) definição dos demais componentes do sistema c) layout e estrutura de fixação

Definição da quantidade de módulos

A escolha da quantidade de módulos a serem instalados partiu de uma meta de produção de energia já levantada no item anterior. Tal meta não levou em conta um possível aumento e nem um possível decréscimo da quantidade de energia consumida

pois existem alguns fatores que podem colaborar tanto para um consumo futuro maior e quanto para um consumo futuro menor e, portanto, entendeu-se que estes se cancelariam no longo prazo e a curva de consumo tenderia à uma constante. Tomemos, por exemplo, os seguintes pontos como indicadores de consumo futuro menor e maior, respectivamente:

- Tamanho e idade do pomar: Grande parte do pomar atingiu seu estágio de maior consumo hídrico, o que corrobora para uma projeção de consumo igual ou menor nos próximos anos.
- Possibilidade da mudança da cultura da cana-de-açúcar para a de citros: Uma pequena parte da propriedade é destinada ao cultivo de cana-de-açúcar, que consome menos água do que uma cultura de citros. Portanto, uma mudança dessa área para o cultivo de citros, resultaria em um maior gasto de energia elétrica.

Buscou-se os dados médios de irradiação do local, cujas coordenadas são 21°06'S 48°37'. Tal estimativa mês a mês encontra-se na Tabela 4 a seguir:

Tabela 4 - Radiação Solar no Plano dos Módulos Fotovoltaicos

	Radiação (kWh/m²/Dia)	Fator de Correção (kWh/m²/Dia)	Corrigido (kWh/m²/Dia)
Janeiro	5,860	0,940	5,508
Fevereiro	5,970	0,980	5,851
Março	5,180	1,050	5,439
Abril	4,780	1,120	5,354
Maio	4,120	1,160	4,779
Junho	3,910	1,160	4,536
Julho	4,120	1,140	4,697
Agosto	4,960	1,100	5,456
Setembro	5,080	1,040	5,283
Outubro	5,610	0,980	5,498
Novembro	5,880	0,940	5,527
Dezembro	6,120	0,920	5,630
Média	5,133	1,044	5,296

Fonte: Adaptado de Cresesb, 2019

A correção foi feita a partir da inclinação ideal, que por sua vez, foi encontrada a partir da latitude do local. Posteriormente, dividiu-se a energia de compensação definida no capítulo anterior – consumo mensal pretendido subtraído do custo de compensação – pela radiação diária média. Dessa forma, obteve-se a potência pico do gerado - potência medida, quando este sistema é irradiado por uma luz que simula a luz solar com a potência

de 1000 W/m², à temperatura de 25 °C (SOLCENTRAL, 2019). Por fim, deve-se dividir a potência do módulo escolhido pela potência pico, e dessa forma tem-se a quantidade pretendida de módulo a ser utilizada. A Tabela 5, a seguir, traz os resultados obtidos:

Tabela 5 - Informações para decisão sobre a quantidade de módulos

Consumo Médio Mensal	1615,75 kWh
Custo de Disponibilidade	100 kWh
Energia de Compensação	1515,75 kWh
Energia de Compensação Diária	50,525 kWh/Dia
Radiação Solar	5,296 kWh/m ² /Dia
Potência Pico do Gerador	9,539 kWp
Potência do Módulo Utilizado	330 W
Número de Módulos	28,907 Módulos
Potência do Sistema de Inversão	10 kW
Número de Módulos Aproximado	30 Módulos

Fonte: Elaboração própria, 2019

Optou-se por módulos com potência de 330 W por se tratar do modelo mais usual para projetos desta dimensão. O resultado obtivo foi de 29 módulos. Por uma questão de conveniência de instalação, este número foi arredondado para 30 – dessa forma seria possível a layout com 3 *strings* de 10 módulos.

Após a realização de uma pesquisa de mercado, optou-se pelo modelo CS3U - 330P 1500V da fabricante Canadian Solar. É importante que a quantidade de módulos do deste modelo se ajustaria de forma ideal à área previamente escolhida para instalação do sistema – maiores explicações na seção sobre o layout. O detalhamento técnico de tal modelo encontra-se no Anexo 4.

Definição dos demais componentes do sistema

O componente mais importante em termo de custos e dimensionamento de um sistema fotovoltaico, desconsiderando os próprios módulos, é o inversor. A escolha do inversor é baseada na soma da potência de todos os módulos, que no caso seria 9.900 W. Entre as opções do mercado, o modelo que melhor contemplou as necessidades do projeto foi o modelo FRONIUS SYMO 10.0-3-M-OS da fabricante Fronius International que possui uma potência de 10 kW. As especificações técnicas podem ser encontradas no Anexo 5.

A escolha dos demais componentes, foi feita de maneira menos detalhada, levando como critérios globais o reconhecimento das marcas no mercado de componentes elétricos e compatibilidade com as necessidades técnicas. A Tabela 6 traz a lista de todos os componentes necessários e os modelos escolhidos:

Tabela 6 - Lista de componentes e materiais escolhidos

Componente/Material	Modelo
Inversor	<i>FRONIUS SYMO 10.0-3-M-OS</i>
Cabos de <i>String</i>	<i>Prysmian AFUMEX SOLAR 6 MM²</i>
Conectores	<i>STAUBLI PV-KBT4/2,5I-UR (Macho) / PV-KST4/2,5I-UR (Fe-mea)</i>
Fusíveis	<i>Mersen – HP10M15</i>
Porta Fusível	<i>JNG – RT14-20 – 380 Vca 20^a</i>
Chave Seccionadora	<i>ABB OT25F</i>
Dispositivo de Proteção contra Surtos	<i>Clamper VCL 460V 45KA SLIM</i>
Cabos Inversor	<i>Prysmian – Superastic – BWF Antiflam – 750 V 6MM</i>
Disjuntor do Inversor	<i>Steck SDZ62B25 (Bipolar – Curva B – 6kA)</i>
Disjuntor Geral	<i>Steck SDZ62B25 (Bipolar – Curva B – 6kA)</i>
Dispositivo contra Surto CA	<i>Clamper VCL 275V 90kA Slim</i>
Cabo CA	<i>Prysmian – Superastic – BWF Antiflam – 750 V 6MM</i>
Condutor de Aterramento	<i>Prysmian – Superastic – BWF Antiflam – 750 V 6MM</i>
Estrutura de Fixação	<i>Estrutura em aço galvanizado (Pronometal)</i>

Fonte: Elaboração própria com base na pesquisa de mercado, 2019

Os valores de cada item foram cotados durante a pesquisa de mercado realizada e serão apresentados nas próximas seções.

Layout e estrutura de fixação

Como já explicado anteriormente, o sistema será fixado diretamente no solo e ocuparia uma área aproximada 140 m² (incluindo espaço de isolamento contra agentes externos). A ocupada pelas superfícies dos módulos é de aproximadamente 60 m², uma vez que as dimensões da unidade são 2m x 0,95m. O restante da área destinada é ocupado pela necessidade de espaçamento entre *strings* – 3 fileiras de 10 módulos cada - e entre os próprios módulos. Tais espaçamentos são necessários principalmente por questões de sombreamento, mas também por fatores como facilidade de instalação e manutenção.

A estrutura de fixação foi cotada com indústria metalúrgica da cidade de São Paulo chamada PRONOMETAL INDUSTRIA METALÚRGICA. A Figura 29 apresenta um exemplo de como seria a estrutura orçada:

Figura 29 - Exemplo de estrutura semelhante à utilizada neste



Fonte: Proposta comercial Pronometal T-02642019, 2019

A estrutura metálica possui um acabamento em aço galvanizado à fogo. O Anexo 6 apresenta a cotação na íntegra, bem como os detalhes técnicos.

Simulação via Software

Uma vez que os componentes e *layout* e estrutura de fixação foram definidos e dimensionados foi possível estimar a produção energética do sistema com mais precisão, levando em conta a perda de eficiência ao longo dos anos. Para tal, lançou-se mão do software PVsyst, um dos mais usuais para a projeções de micro e mini geração fotovoltaica. O relatório gerado pelo software pode ser encontrado na íntegra no apêndice A. A Tabela 7 apresenta os resultados obtidos na simulação do primeiro ano de produção.

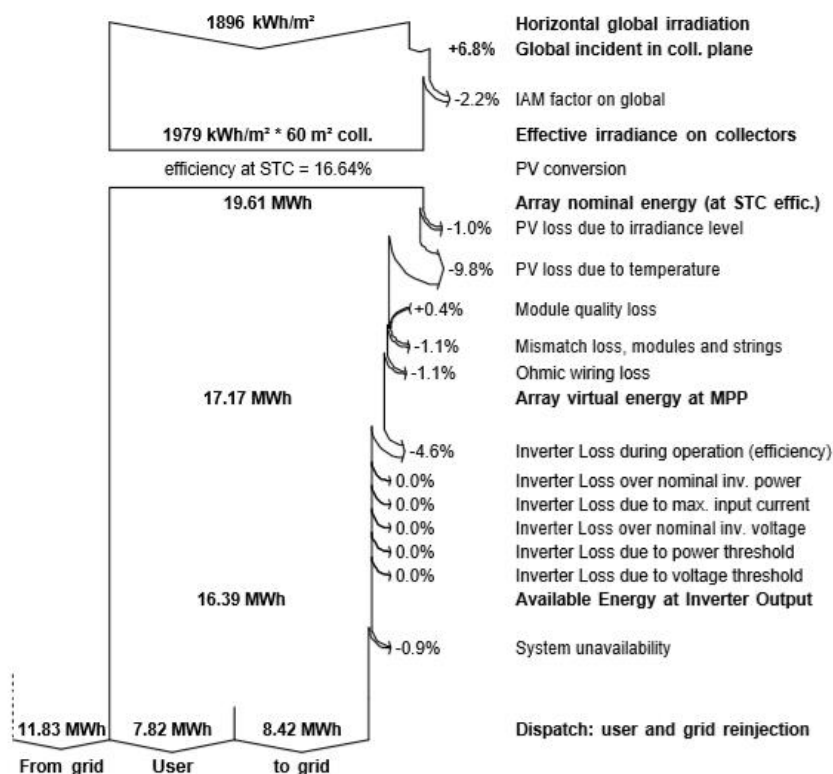
Tabela 7 - Projeção da geração de energia para o primeiro ano

	Energia Usuário	Energia Rede	Energia Total
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Janeiro	679	635	1.314
Fevereiro	616	627	1.243
Março	655	723	1.378
Abril	614	660	1.274
Maio	625	686	1.311
Junho	600	668	1.268
Julho	646	764	1.410
Agosto	664	834	1.498
Setembro	647	773	1.420
Outubro	664	721	1.385
Novembro	705	670	1.375
Dezembro	707	656	1.363
Total 1º Ano	7.822	8.417	16.239

Fonte: Elaboração própria baseada em dados obtidos através da simulação do sistema fotovoltaico no software PVsyst, 2019

A simulação leva em conta a energia que é gasta ao mesmo tempo em que é produzida durante o dia (Energia Usuário) e a energia que é produzida e jogada na rede para que seja utilizada posteriormente (Energia Rede). Dessa forma, a energia gerada é a soma de ambas e encontra-se na coluna “Energia Total” na Tabela acima. A geração total de energia para o primeiro ano foi de 16.239 kWh, a uma eficiência média de 81,06% (Figura 30).

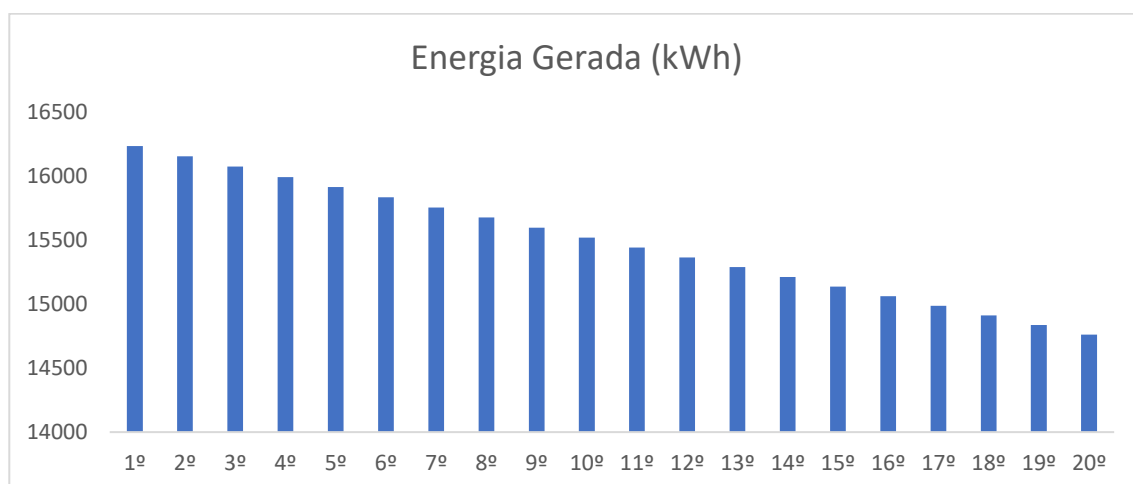
Figura 30 - Diagrama de perda gerado pela simulação do primeiro ano



Fonte: Simulação feita no software PVsyst, 2019

Nota-se que as altas médias de temperatura do local de implementação geram um grande impacto na perda de eficiência de 9,8%. O fato de não haver sombreamento no sistema colabora para uma boa eficiência. A eficiência do sistema não permanece constante ao longo dos anos, portanto, deve-se adotar um índice de decaimento da eficiência ao longo dos anos. O índice padrão utilizado pelo software PVsyst é de 0,5%. A Figura 30 apresenta o decaimento da energia gerada ao longo dos anos.

Figura 31 - Energia gerada pelo sistema ao longo de sua vida útil



Fonte: Elaboração própria baseada em dados obtidos através da simulação do sistema fotovoltaico no software PVsyst, 2019

Usou-se um período de tempo de 20 anos por se tratar da estimativa da vida útil dos módulos fotovoltaicos. A diferença de produção entre o primeiro e o último ano chega a aproximadamente 10%.

4.3. Análise da viabilidade financeira

4.3.1. Levantamento dos custos

Calculou-se a estimativa de custos para o projeto *Turn-Key*, ou seja, contemplando todos os dispêndios necessários para que seja de fato implementado. A estrutura de custos pode ser dividida em três módulos: Custos com material e estrutura de fixação; Custos com a serviços e Custo da mudança.

Custos com material e estrutura de fixação

De acordo com os orçamentos realizados, o custo total com material e estrutura de fixação gira em torno de R\$ 49.168,00. A tabela 8 traz o preço cotado de cada componente.

Tabela 8 - Custos de componentes e materiais para instalação do sistema

Componente/Material	Quantidade	Valor	Valor Total
Modulo	30	R\$739,00	R\$ 22.170,00
Inversor	1	R\$16.519,00	R\$ 16.519,00
Cabos de <i>String</i>	20	R\$4,50	R\$ 90,00
Conectores	2	R\$14,80	R\$ 29,60
Fusíveis	2	R\$3,20	R\$ 6,40
Porta Fusível	2	R\$39,90	R\$ 79,80
Chave Seccionadora	1	R\$176,26	R\$ 176,26
Dispositivo de Proteção contra Surtos	2	R\$57,90	R\$ 115,80
Cabos Inversor	20	R\$60,00	R\$ 1.200,00
Disjuntor do Inversor	1	R\$40,00	R\$ 40,00
Disjuntor Geral	1	R\$40,00	R\$ 40,00
Dispositivo contra Surto CA	2	R\$156,00	R\$ 312,00
Cabo CA	90	R\$3,34	R\$ 300,60
Condutor de Aterramento	60	R\$3,34	R\$ 200,40
Estrutura	1	R\$7.389,00	R\$ 7.389,00
Outros Materiais	1	R\$500,00	R\$ 500,00
Total			R\$ 49.168,86

Fonte: Elaboração própria a partir de cotações do mercado, 2019

Alguns valores foram retirados de catálogos de lojas online especializadas em componentes de sistemas fotovoltaicos e outra foram obtidos diretamente por telefone com fornecedores.

O único componente que deve ser substituído antes do final da vida útil do sistema, é o inversor que deve ser trocado na metade da vida útil. Este valor será levado em conta no cálculo do fluxo de caixa descontado, entretanto, não entra como custo de investimento inicial.

Custos com serviços

De acordo Elysia (2017), deve se considerar um custo de manutenção de 0,5% do projeto ao ano. Já para o levantamento dos custos de instalação, foi projetado a necessidade de dois dias de trabalho de um eletricista e um ajudante. O custo projetado com o serviço de instalação foi de R\$ 1.500,00 (HABITISSIMO, 2019).

Custos da mudança

Uma vez que seria necessário a retirada de 9 mudas de limão recém-plantadas, chamou-se de custo da mudança o valor pago por tais árvores. De acordo com o proprietário do sítio Boa Esperança, esse valor pode ser estimado em R\$ 500,00.

4.3.2. Projeção de *Saving*

A forma encontrada para estimar o custo unitário de energia (KWh) na região e cenário estudado foi analisar os dados históricos de contas de energia elétrica pagas pela propriedade. Ao dividir um consumo de KWh pelo valor cobrado da conta de energia elétrica identifica-se uma variação mês a mês (Tabela 9).

Tabela 9 - Histórico das contas de energia Sítio Boa Esperança Jan/2017 à Mar/2019

	Soma de KWh	Soma de R\$	Custo Médio KWh
2017	13.466	R\$ 4.207,33	R\$ 0,31
Trim1	1.169	R\$ 356,18	R\$ 0,30
Trim2	3.436	R\$ 1.000,89	R\$ 0,29
Trim3	3.792	R\$ 1.169,90	R\$ 0,31
Trim4	5.069	R\$ 1.680,36	R\$ 0,33
2018	17.807	R\$ 6.802,51	R\$ 0,38
Trim1	2.284	R\$ 659,14	R\$ 0,29
Trim2	1.113	R\$ 459,89	R\$ 0,41
Trim3	7.522	R\$ 3.048,34	R\$ 0,41
Trim4	6.888	R\$ 2.635,14	R\$ 0,38
2019	3.866	R\$ 1.323,74	R\$ 0,34
Trim1	3.866	R\$ 1.323,74	R\$ 0,34
Total Geral	35.139	R\$ 12.333,58	R\$ 0,35

Fonte: Elaboração própria através de dados da CPLF, 2019

É notória uma variação não linear entre um mês e outro e até mesmo entre os trimestres e o consolidado dos anos estudados. Tal variação ocorre por diversos motivos,

entre eles o período do dia no qual a energia foi consumida e a bandeira de consumo vigente no período.

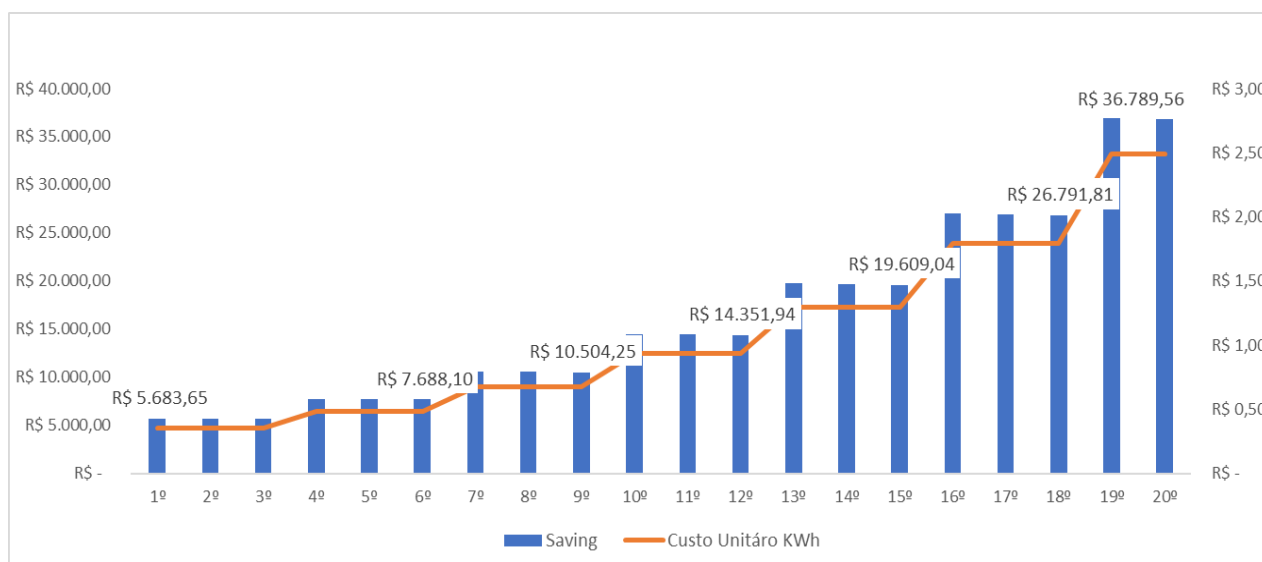
Se fosse comparado o reajuste da tarifa média no ano de 2018 com o ano de 2017 para obtenção do racional de reajuste, obter-se-ia uma tarifa distorcida uma vez que o reajuste não é linear e o reajuste entre 2018 e 2017 pode não ter representado o que normalmente ocorre.

Por se tratar de um cenário no qual não há um padrão para o reajuste das tarifas, optou-se por comparar o custo unitário médio de Janeiro de 2017 até Março de 2019 com o custo médio do ano de 2017 para obter um racional médio de reajuste da tarifa anual a ser utilizado nas projeções futuras. Dessa forma, o reajuste considerado foi de R\$ 0,04 por KWh, representando um aumento de 12,9% no comparativo proposto.

Outra medida tomada para não gerar uma projeção muito otimista devido ao efeito do juro composto no reajuste anual, foi considerar nos cálculos de projeções um reajuste de 38,7% em três anos ao invés 12,9% ao ano. O reajuste agregado de vários anos contempla um horizonte de tempo mais amplo pra reajuste, o que diminui distorções.

Utilizando a informações da Figura 31 e a taxa de reajuste explicada anteriormente, foi projetada a geração de energia elétrica em termos monetários que pode ser visualizada na Figura 32.

Figura 32 - Projeção de *Saving* e do Custo unitário da KWh



Fonte: Elaboração própria, 2019

4.3.2. Aplicação da Engenharia Econômica

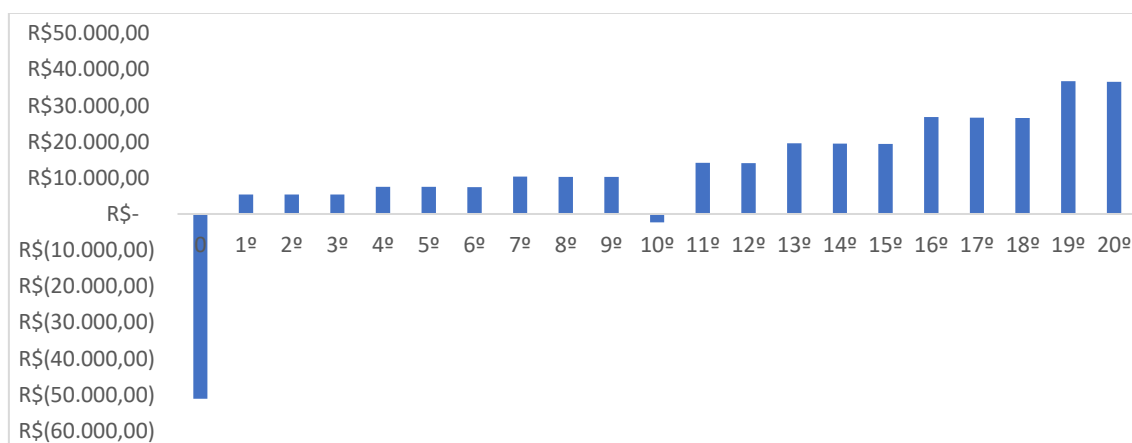
Uma vez que foram levantados todos os custos e dispêndios necessários, bem como o horizonte de tempo e a projeções de *saving* nos gastos com energia elétrica proveniente da geração fotovoltaica, foi possível aplicar as ferramentas da engenharia econômica para tomada de decisão de investimentos.

As ferramentas utilizadas para definição da viabilidade financeira serão as mesmas apresentadas na revisão bibliográfica: Fluxo de caixa, VPL, TIR e *Payback* descontado. O horizonte de tempo escolhido foi de 20 anos por se tratar da vida útil média de um sistema fotovoltaico

4.3.2.1 Fluxo de Caixa

Para a criação do fluxo de caixa, foi considerado que o todo o investimento seria feito no período zero de maneira à vista, com exceção do segundo inversor que seria comprado no décimo período, uma vez que este seria necessário apenas em tal época. Definiu-se também, que o projeto não teria nenhum valor remanescente ao final do ciclo de vida, ou seja, o valor monetário de todos os componentes e insumos ao final da vida útil do projeto é zero. As entradas representam os *savings* na conta de energia elétrica para cada período decrescido do custo de manutenção. O fluxo de caixa pode ser visto na Figura 33, a seguir.

Figura 33 - Fluxo de Caixa do trabalho de estudo



Fonte: Elaboração própria



Destacam-se os pontos no período zero no qual é feito o dispêndio do investimento, o décimo período que se torna negativo devido à necessidade da compra de um novo inversor e o décimo nono período que apresenta o maior valor positivo ao longo do projeto. O valor do fluxo de caixa obtido ao final foi de R\$ 255.952,61. Apesar de ser

um valor positivo e ser aproximadamente 5 vezes maior do que o investimento inicial, seria simplório definir o investimento como rentável sem considerar o valor do dinheiro no tempo.

4.3.2.2. Valor Presente Líquido e TIR

Como já apresentado na revisão bibliográfica, é necessário escolher uma taxa mínima de atratividade para que se realize o cálculo do VPL. A taxa de desconto escolhida foi de 7% a.a, tendo como base uma simulação de investimento em papéis do tesouro direto brasileiro pré-fixado com vencimento 2029 (Figura 34), considerado o investimento mais seguro do país. Optou-se por essa taxa por entender que essa seria o mínimo de rentabilidade que um investidor poderia obter ao investir no ativo de maior segurança.

Figura 34 - Simulação de investimento no tesouro direto

Tesouro Pre... ⓘ R\$ 51.000,00	
Resultado estimado ⓘ	
Bruto	R\$ 48.451,66
I.R. (16%) ⓘ	-R\$ 6.470,45
Custódia da Bolsa	-R\$ 1.456,17
Cupons (Líquido)	R\$ 34.988,09
Líquido	R\$ 48.378,44
VER DETALHES ^	
Rentabilidade Líquida	
No período (%)	92,97%
Ao ano (%)	7,06%
Total	R\$ 32.366,52
< VOLTAR  	

Fonte: CORRETORA RICO, 2019

O Valor presente líquido encontrado ao final da vida útil do projeto é de R\$ 76.501,76. O número positivo indica que o projeto é financeiramente viável, uma vez que seu rendimento é maior do que a taxa de desconto escolhida.

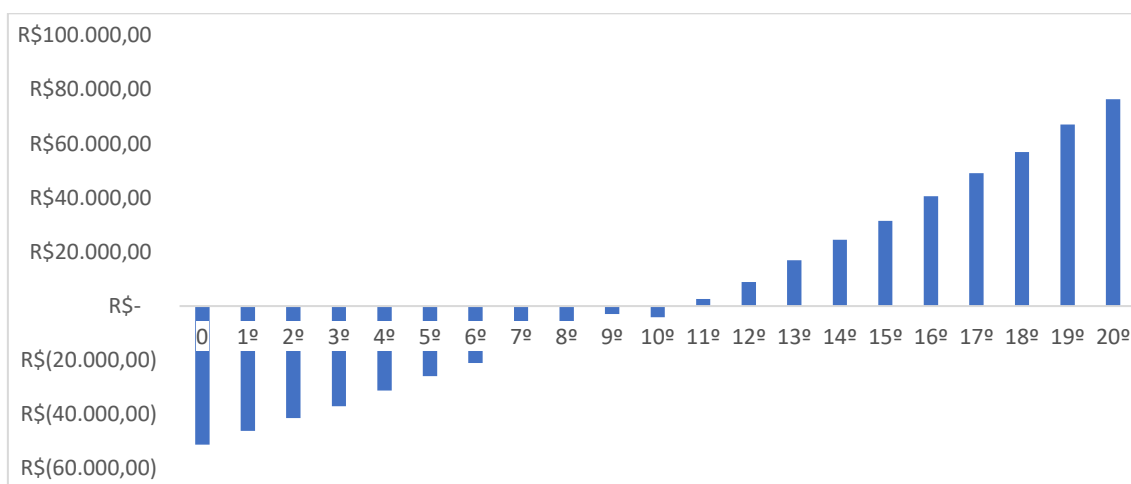
O fluxo de caixa do projeto, gera uma TIR de 16,9%, ao ano. Ou seja, para que o VPL fosse zero, seria necessário um custo de capital (ou taxa de desconto de 16,9%).

Como a taxa de desconto escolhida é de 7%, concluiu-se pela TIR, que o projeto é financeiramente positivo.

4.3.2.3. *Payback* Descontado

O *Payback* descontado indica quantos ciclos (no caso do projeto em questão, quantos anos) seriam necessários para que o investimento inicial e o fluxo de caixa sejam iguais – em módulo - usando uma taxa de desconto ao longo do tempo (REBELATTO, 2004). O *payback* descontado do projeto em questão é de 11 anos. A Figura 35 apresenta o fluxo de caixa descontado acumulado ao final de cada ano.

Figura 35 - Fluxo de caixa descontado (acumulado) do investimento ao final de cada ciclo



Fonte: Elaboração Própria, 2019

A figura acima destaca o momento no qual o investimento encontra o seu ponto de equilíbrio.

5. CONCLUSÃO

Após realizadas as pesquisas acerca de matrizes energéticas e suas potencialidades, ficou nítida a capacidade energética que o Brasil possui, principalmente oriunda de fontes renováveis. Porém, a matriz brasileira ainda é pouco diversificada em relação às todas as alternativas que tem à disposição. Neste cenário, a energia fotovoltaica aparece como uma das opções com maior potencial de expansão, visto a diminuição dos seus custos de instalação e altos níveis de radiação solar que o país possui.

A micro e mini geração é um dos caminhos para maior difusão de sistemas fotovoltaicos, uma vez que não depende de grandes *players* do mercado de energia. Nesse sentido, viu-se na produção agrícola do interior paulista um ótimo cenário para a aplicação de tal sistema. A propriedade agrária escolhida como fonte de estudos tem um alto consumo de energia elétrica em relação à sua produção, uma vez que esta é dedicada à citricultura, atividade que requer uma grande quantidade de água, e consequentemente de energia para irrigação do pomar.

A pesquisa também mostrou que a citricultura vem sofrendo com a oscilação de preços e dificuldades em aumentar a sua produtividade além de certo patamar. Os elevados custos de produção relacionados principalmente aos cuidados de importantes doenças como o Greening e o Cancro Cítrico, tem trazido preocupações aos produtores. A soma desses fatores corrobora com a procura de novas oportunidades de diminuição de custos por parte dos produtores.

Viu-se na geração de energia fotovoltaica, portanto, uma oportunidade de ganhos monetários. O cenário escolhido para estudo da implementação do sistema se mostrou muito favorável devido aos índices de radiação solar do município em questão (Pirangi-SP) e a ausência de sombreamento no local. A tendência de alta do custo de energia elétrica uma vez que a demanda é projetada para cima é outro fator para a escolha do projeto como um possível investimento do produtor rural.

Dimensionou-se um sistema fotovoltaico que tivesse uma produção próxima ao consumo total da propriedade. Após a análise financeira do investimento, concluiu-se que a implementação de painéis fotovoltaicos para a geração de energia elétrica é um investimento com ótima viabilidade, apresentando uma taxa interna de retorno de 16,9% a.a, quase 10% maior do que um investimento em tesouro direto brasileiro usado como *benchmarking*. O valor presente líquido também surpreendeu positivamente, batendo a casa dos R\$ 76.000,00. Caso o agricultor em questão opte por investir em estrutura de

geração fotovoltaica, terá ao final de 20 anos, cerca de R\$ 76.000,00 à mais do que se tivesse investido em títulos do tesouro direto e ainda teria seu investimento inicial de volta (descontado) ao final de 11 anos.

Apesar dos resultados positivos, este trabalho não é uma sentença final de que o proprietário do Sítio Boa Esperança deva investir no projeto levantado. Existem fatores de risco que não foram levados em consideração. O custo da energia elétrica, por exemplo, pode não apresentar as taxas de ajuste consideradas, o que diminuiria consideravelmente o *saving* projetado. Existem também riscos operacionais, de segurança patrimonial e de mudança da taxa de juros que mudaria o patamar de comparação.

Por fim, o trabalho presente apresenta grande valor didático e de apoio para eventuais produtores rurais que estejam em um processo de escolha de alocação de capital e identificação de oportunidades de corte de custos.

REFERÊNCIAS

CYRINEU, Rodolfo Wartto. **A citricultura na região sul paulista**: características e viabilidade econômica. 1998. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) - Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 1998. Disponível em: <<http://teses.usp.br/teses/disponiveis/11/11132/tde-20181127-161152/>>. Acesso em: 2019-03-08.

REBELATTO, Daisy Aparecida Do Nascimento. **Projeto de investimento**: Com estudo de caso completo na área de serviços. 1 ed. Barueri/SP: Editora Manole Ltda, 2004.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica**: Conceitos e Aplicações. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014 – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB

VESCOVE, H. V.; TURCO, J. E. P. **Consumo e Custos de Energia Elétrica na Cultura de Citros Irrigado por Gotejamento e Microaspersão, com Três Lâminas de Água**. Irriga, Botucatu, v. 15 n.1, p. 75-89, janeiro-março, 2010.

ERPEN, Lígia. **Análise do Cultivo de Laranja no Estado de São Paulo de 2001 a 2015**. Revista iPecege 4(1), p. 33-43, 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2016, Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematicomicroeminigeracao.pdf>>. Acesso em 13 Março 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N° 482**, de 17 de Abril de 2012. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. rev. 05*. Revisão de 01 de Março de 2016

INSTITUTO DE ECONOMIA AGRÍCOLA, **Dinâmica econômica da Citricultura Paulista**. Boletim IEA, n. 14, 2016.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de Administração Financeira**. Pearson, 2009.

ADAMI, Andréia Cristina de Oliveira. **Risco e Retorno de Investimento em Citros no Brasil**. Tese (Doutorado) – Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), **Balanço Energético Nacional**, 2015. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018_Int.pdf > Acesso em 11 Mai. 2019

PERLIN, John. *From Space To Earth: The Story of Solar Electricity*. 1 ed. Ann Arbor: Aatec Publications, 1999

ELYSIA. **Custo de manutenção de sistema fotovoltaico: alto ou baixo?**. 2017. Disponível em: <<http://www.elysia.com.br/blog/manutencao-de-painel-fotovoltaico/>>. Acesso em: 15 Março 2019.

NAÇÕES UNIDAS NO BRASIL- ONU BR. **A Agenda 2030**. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/>>. Acesso em: 27 Jan. 2019.

VALOR ECONÔMICO, **OCDE reduz projeção de crescimento do PIB brasileiro em 2019**. 2018. Disponível em: < <https://www.valor.com.br/brasil/5992033/ocde-reduz-projecao-de-crescimento-do-pib-brasileiro-em-2019> > Acesso em 28 Jan. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Energia Solar no Brasil e no Mundo: Ano de Referência - 2016**. Edição publicada 16 de Outubro 2017.

CEPEA, **Citros**: Julho inicia o calendário oficial citrícola. 2004. Disponível em: <<https://www.cepea.esalq.usp.br/br/diarias-de-mercado/citros-julho-inicia-o-calendario-oficial-citricola.aspx>> Acesso em 15 Mar. 2019

ORTIZ, Elvis R. T. **Sistemas Fotovoltaicos e Eólicos**: Metodologia para Análise da Complementaridade Espacial-Temporal com Aplicação no Dimensionamento e Análise de Risco Financeiro. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

HORTIFRUTI BRASIL. **Anuário 2018-2019**. Edição Especial, Ano 17, n. 185 Dezembro de 2018.

"**The Nobel Prize in Physics 1921**". *Nobelprize.org*. Nobel Media AB 2014. Disponível em: <http://www.nobelprize.org/nobel_prizes/physics/laureates/1921/index.html>. Acesso em: 20 Abril 2019.

OLIVEIRA, Mário Henrique da Fonseca. **A Avaliação Econômico-Financeira de Investimentos sob Condição de Incerteza: Uma Comparação Entre o Método de Monte Carlo e o VPL Fuzzy**. 2008. 234 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Engenharia de Produção, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008. Disponível em: <<http://livros01.livrosgratis.com.br/cp131250.pdf>>. Acesso em: 26 Abril 2019.

SOLCENTRAL. **Qual a diferença entre W, Wh, Wp e KWh**. Disponível em <<http://www.solcentral.com.br/faqconc/qual-a-diferenca-entre-w-wp-e-wh-e-kwh/>> Acesso em 30 de Abril de 2019.

SIDAWI, Jihad et al. **Photovoltaic Solar Modules Electrical Properties Evolution Under Extreme Stress**. 1ère Conférence Franco-syrienne Sur Les énergies Renouvelables, Damas, 24-28 out. 2010. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/228797641_PHOTOVOLTAIC_SOLAR_MODULES_ELECTRICAL_PROPERTIES_EVOLUTION_UNDER_EXTREME_STRESS>

nrichI d=rgreq-
6506144f41a34055f0e8b87d760a60b9XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzIyODc
5NzY0MTtBUzoxMzkzOTE0MzU1NDY2
MjRAMTQxMDI0NDkxNjYyNA==&el=1_x_3&_esc=publicationCoverPdf>. Acesso
em: 14 de Abril de 2019.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico.** Texto para discussão 2388, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <
http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/8400/1/TD_2388.pdf > Acesso em 26 de
de Março 2019.

HABITISSIMO. **Orçamento Eletricistas.** Disponível: <
<https://www.habitissimo.com.br/orcamentos/eletricistas> > Acesso em 04 de Maio 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DE SERVIÇOS DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA. **Brasil gasta cada vez mais energia para crescimento da economia.** 2017. Disponível em: <
<http://www.abesco.com.br/pt/novidade/brasil-gasta-cada-vez-mais-energia-para-crescimento-da-economia/> > Acesso em 20 de Março de 2019.

OLIVATI, Clarissa de Almeida. **Efeito Fotovoltaico e Fotocondutividade em Dispositivos Poliméricos.** Tese (Mestrado) – Ciências “Física Aplicada” – Instituto de Física de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2000.

FINKLER, Alessandro et al. **Relação do Crescimento econômico e Consumo de Energia Elétrica.** Ensaio Teórico – XXIV Seminário de Iniciação Científica – Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande Do Sul, Ijuí, Rio Grande do Sul, 2016.

UNITED STATES DEPARAMENT OF AGRICULTURE. **Citrus: April Forecast Maturity Test Results and Fruit Size.** Maitland, FL, United States, 2019.

FIGUEIREDO, Margarida Garcia de. **Retorno econômico dos investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P & D) na citricultura paulista**. 2008. Tese (Doutorado em Economia Aplicada) - Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, University of São Paulo, Piracicaba, 2008. doi:10.11606/T.11.2008.tde-11072008-162138. Acesso em: 2019-06-30.

PLAGLIUCA, L.; CAPELLO, F.; VIANA, M.; LORENZI, C.; BOTEON, M.; BORGATO, E.; LOURENCINI, I. 2012. **Citros – Sustentabilidade citrícola é desafiada pelos altos custos de produção**. Hortifruti, Brasil 112: 10-21.

BRITO, A. U., FEDRIZZI, M. C., & ZILLES, R. 2006. **Bancada de Ensaio para Averiguação Operacional de Sistemas Fotovoltaicos de Bombeamento**. In: 6o Encontro de Energia no Meio Rural, Campinas.

FEDRIZZI, M. C. (s.d.). **Sistemas Fotovoltaicos de Abastecimento de Água para Uso Comunitário: Lições Aprendidas e Procedimentos para Potencializar sua Difusão**. São Paulo, 2003: Tese (Doutorado) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, PIPGE, USP.

NEVES, Guilherme Marques. **Influência do Espectro da Radiação Solar em Módulos Fotovoltaicos**. 2016. 99 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia e Tecnologia Espaciais/ciência e Tecnologia de Materiais e Sensores, Inpe - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2016.

RODRIGO LOPES SAUAIA. **Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios**. Brasília: Absolar - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2017. 30 slides, color.

BETTS, Thomas R. **Investigation of photovoltaic device operation under varying spectral conditions**. 2004. 135 f. Tese (Doutorado) - Curso de Filosofia, Loughborough University, [s.i], 2004.

DUFFIE, J. A., & BECKMAN, W. A. 2013. **Solar Engineering of Thermal Processes** (4ed.). Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.

Apêndice A – Simulação do projeto no *software* PVsyst

PVSYST V6.70			25/04/19	Page 1/3
--------------	--	--	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Sítio Vergílio**

Geographical Site **Pirangi-SP** **Country** **Brazil**

Situation **Latitude** -21.09° S **Longitude** -48.69° W

Time defined as **Legal Time** Time zone UT-3 **Altitude** 568 m

Meteo data: **Pirangi-SP** **Meteonorm 7.1, Sat=100% - Synthetic**

Simulation variant : **Sítio_Projeto_1**

Simulation date 25/04/19 19h19

Simulation parameters **System type** **No 3D scene defined**

Collector Plane Orientation **Tilt** 18° **Azimuth** 0°

Models used **Transposition** Perez **Diffuse** Perez, Meteonorm

Horizon **Free Horizon**

Near Shadings **No Shadings**

PV Array Characteristics

PV module **Si-poly** **Model** **CS3U - 330P 1500V**

Original PVsyst database **Manufacturer** Canadian Solar Inc.

Number of PV modules **In series** 10 modules **In parallel** 3 strings

Total number of PV modules **Nb. modules** 30 **Unit Nom. Power** 330 Wp

Array global power **Nominal (STC)** **9.90 kWp** **At operating cond.** 8.94 kWp (50°C)

Array operating characteristics (50°C) **U mpp** 341 V **I mpp** 26 A

Total area **Module area** 59.5 m² **Cell area** 53.0 m²

Inverter **Model** **IG Plus 120 V-3**

Original PVsyst database **Manufacturer** Fronius International

Characteristics **Operating Voltage** 230-500 V **Unit Nom. Power** 10.0 kWac

Inverter pack **Nb. of inverters** 1 units **Total Power** 10.0 kWac

Pnom ratio 0.99

PV Array loss factors

Thermal Loss factor **Uc (const)** 20.0 W/m²K **Uv (wind)** 0.0 W/m²K / m/s

Wiring Ohmic Loss **Global array res.** 218 mOhm **Loss Fraction** 1.5 % at STC

Module Quality Loss **Loss Fraction** -0.4 %

Module Mismatch Losses **Loss Fraction** 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss **Loss Fraction** 0.10 %

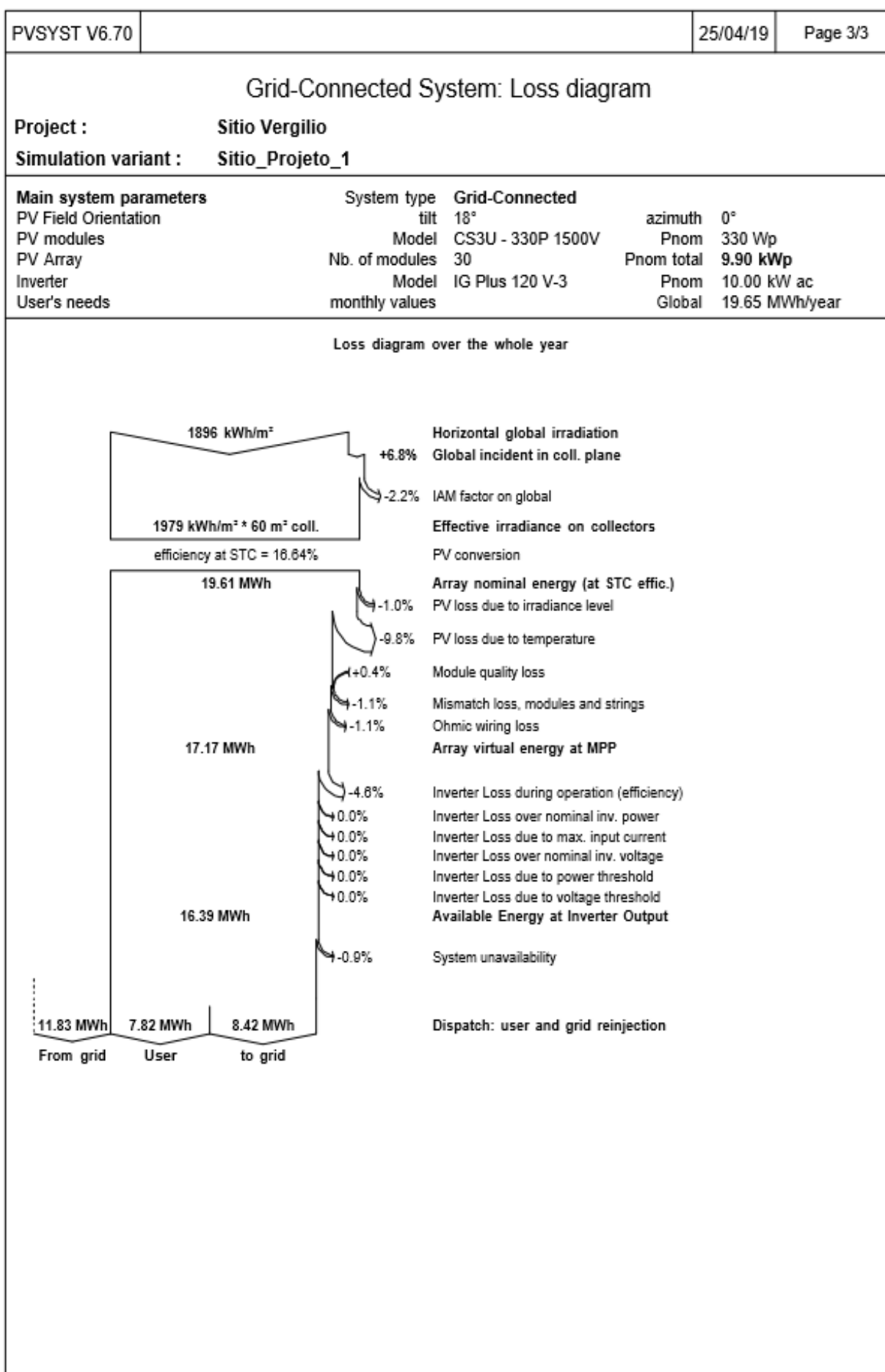
Incidence effect (IAM): User defined IAM profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Unavailability of the system **3.0 days, 5 periods** **Time fraction** 0.8 %

User's needs : **monthly values**

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
1669	1507	1669	1615	1669	1615	1669	1669	1615	1669	1615	1669	19649	kWh/mth



Anexo 1 – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10kW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Classe:	
Titular da UC:		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		
2- Dados da Unidade Consumidora		
Carga instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/> bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input type="checkbox"/>		
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica <input type="checkbox"/>	Solar <input type="checkbox"/>	Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração	<input type="checkbox"/>	
2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação.	<input type="checkbox"/>	
3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input type="checkbox"/>	
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input type="checkbox"/>	
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>	
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>	
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>	
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	/ /	_____
Local	Data	Assinatura do Responsável


Anexo 2 – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA SUPERIOR A 10kW


1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Classe:	
Titular da UC:		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Potência instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/>	bifásica <input type="checkbox"/>	trifásica <input type="checkbox"/>
Tipo de ramal: aéreo <input type="checkbox"/>	subterrâneo <input type="checkbox"/>	
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica <input type="checkbox"/>	Solar <input type="checkbox"/>	Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração	<input type="checkbox"/>	
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo	<input type="checkbox"/>	
3. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção	<input type="checkbox"/>	
4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input type="checkbox"/>	
5. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input type="checkbox"/>	
6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>	
7. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>	
8. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>	
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	/ /	_____
Local	Data	Assinatura do Responsável

Anexo 3 - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Grupo B <input type="checkbox"/>	Grupo A <input type="checkbox"/> Classe:
Titular da UC :		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Localização em coordenadas: Latitude:		Longitude:
Potência instalada (kW):		Tensão de atendimento (V):
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/> bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input type="checkbox"/>		
Transformador particular (kVA): 75 <input type="checkbox"/> 112,5 <input type="checkbox"/> 225 <input type="checkbox"/> outro:		
Tipo de instalação: Posto de transformação <input type="checkbox"/> cabine <input type="checkbox"/> subestação <input type="checkbox"/>		
Tipo de ligação do transformador:		
Impedância percentual do transformador:		
Tipo de ramal: aéreo <input type="checkbox"/> subterrâneo <input type="checkbox"/>		
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica <input type="checkbox"/> Solar <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>		
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de minigeração	<input type="checkbox"/>	
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo	<input type="checkbox"/>	
3. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão	<input type="checkbox"/>	
4. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção	<input type="checkbox"/>	
5. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input type="checkbox"/>	
6. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input type="checkbox"/>	
7. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>	
8. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>	
9. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>	
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	/	/
Local	Data	Assinatura do Responsável

Anexo 4 - Especificações Paine solar CS3U-330 Canadian Solar






Preliminary Technical
Information Sheet

HIGH EFF. POLY MODULES ^{GEN 3} KUMAX (1500 V) CS3U-325 | 330 | 335 | 340P


With Canadian Solar's industry-pioneering black silicon cell technology and the innovative LIC (Low Internal Current) module technology, we will soon offer our global customers poly modules that match or even exceed the wattage and performance of mono modules.

The poly KuMax modules can reach up to 340 W with the unique 2 "HIGH" and 4 "LOW" features:


- Higher power classes for equivalent module sizes
- Module efficiency up to 17.14 %
- LOW LID (light-induced degradation): avg. 1.1 %
- LOW hot spot temperature, enhancing system reliability
- LOW temperature coefficient (Pmax): -0.39 % / °C
- LOW NMOT (Nominal Module Operating Temperature): 43 ± 2 °C




More power output thanks to
low NMOT: 43 ± 2 °C




Low LID (light-induced
degradation): avg. 1.1 %




Low power loss in cell
connection



Safer: lower hot spot
temperature



Low BoS costs with
1500 V_{DC} system voltage



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 2400 Pa

25

years

linear power output warranty

10

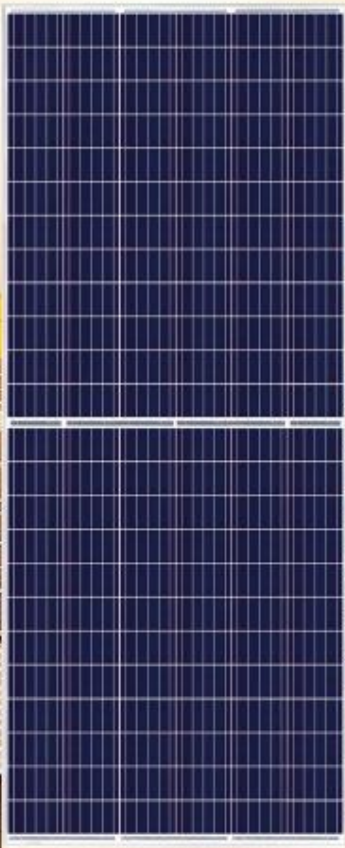
years

product warranty on materials
and workmanship

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: 2005 & 2016: VDE / CE (Expected in middle of June, 2017)

* 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.



Anexo 5 – Especificações inversor Fronius

/ Perfect Welding / **Solar Energy** / Perfect Charging


FRONIUS SYMO

10.0-3-M-OS





**SnapInverter
Technology**



**Integrated data
communication**



**SuperFlex
Design**



**Dynamic Peak
Manager**



**Smart Grid
Ready**



Zero feed-in

Owing to the SuperFlex Design, the Fronius Symo is the perfect answer to irregularly shaped or multi-oriented roofs. The standard interface to the internet via WLAN or Ethernet and the ease of integration of third-party components make the Fronius Symo one of the most communicative inverters on the market. Furthermore, the meter interface permits dynamic feed-in management and a clear visualisation of the consumption overview. With the Fronius Symo OS 10 kW a PV system can be oversized up to 25 kWp.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO 10.0-3-M-OS

INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M-OS
Number MPP trackers	1
Max. input current ($I_{dc,max1} / I_{dc,max2}$)	27.0 A / 14.5 A ¹⁾
Max. input current ($I_{dc,max1} + I_{dc,max2}$)	41.5 A
Max. array short circuit current (MPP1 / MPP2)	40.5 A / 24.5 A
DC input voltage range ($U_{dc,min} - U_{dc,max}$)	200 - 900 V
Feed in start voltage ($U_{dc,start}$)	200 V
Usable MPP voltage range	270 - 800 V
Number of DC connections	5+5
Max. PV generator output ($P_{dc,max}$)	25 kW _{peak}

OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M-OS
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	10,000 VA
Max. output power	10,000 VA
AC output current ($I_{ac,max}$)	14.4 A
Grid connection (voltage range)	S-TYPE 400 V / 230 V oder S-TYPE 500 V / 320 V (-30 % / +30 %)
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Total harmonic distortion	1.5 %
Power factor (cos ϕ_{avg})	0 - 1 ind. / exp.

¹⁾ 14.0 A for voltages $\neq 420$ V

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO 10.0-3-M-OS

GENERAL DATA	SYMO 10.0-3-M-OS
Dimensions (height x width x depth)	728 x 810 x 228 mm
Weight	34.8 kg
Degree of protection	IP 66
Protection class	1
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3
Night time consumption	≈ 1 W
Inverter design	Transformerless
Cooling	Regulated air cooling
Installation	Indoor and outdoor installation
Ambient temperature range	-40 - +60 °C
Permitted humidity	0 - 100 %
Max. altitude	2,000 m / 5,400 m (unrestricted / restricted voltage range)
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²
AC connection technology	3-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²
Certificates and compliance with standards	VDE 0126-1-1(A1), VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2

¹⁾ According to IEC 62109-1, DIN rail for optional type 1 + 2 or type 2 surge protection device available.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

EFFICIENCY	SYMO 10.0-3-M-OS
Max. efficiency	98.0 %
European efficiency (η _{EP})	97.4 %
MPP adaptation efficiency	≈ 99.9 %

PROTECTIVE DEVICES	SYMO 10.0-3-M-OS
DC insulation measurement	Yes
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation
DC disconnecter	Yes
Reverse polarity protection	Yes

INTERFACES	SYMO 10.0-3-M-OS
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (RS485)
6 inputs and 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver
USB (A socket) ¹⁾	Logging, inverter update via USB flash drive
2x RS422 (BMS socket) ¹⁾	Fronius Solar Net
Signalling output ¹⁾	Energy management (potential-free relay output)
Datalogger and Webserver	Included
External input ¹⁾	SO-Relay Interface / Input for overvoltage protection
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection

¹⁾ Also available in the light version.

Further information and technical data can be found at www.fronius.com.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

THREE BUSINESS UNITS, ONE GOAL: TO SET THE STANDARD THROUGH TECHNOLOGICAL ADVANCEMENT.

What began in 1945 as a one-man operation now sets technological standards in the fields of welding technology, photovoltaics and battery charging. Today, the company has around 3,800 employees worldwide and 1,242 patents for product development show the innovative spirit within the company. Sustainable development means for us to implement environmentally relevant and social aspects equally with economic factors. Our goal has remained constant throughout: to be the innovation leader.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

108 Aug 2017 EN

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarvadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Anexo 6 – Cotação da estrutura de fixação Promometal

NTCSOMAR Indústria metalúrgica				Proposta Técnica Comercial	
PROPOSTA COMERCIAL Nº		T-0264-2019			
DATA		VALIDADE DA PROPOSTA			
02/05/2019		10 DIAS			
Empresa	RAIZEN				
Cidade	São Paulo	Estado	SP		
CNPJ			IE		
A/C	VINICIUS				
E-mail	vinicius.souza2@raizen.com				
Fone			Celular	989119891	
Cond. Pagto	à vista		Frete	FOB	
Acabamento	GALVANIZADO		Embalagem	GRANEL	

COMPONENTES	QUANTIDADE	PESO
CAVALETE EM VIGA "U"	8	229,6
TRAVA CONTRAVENTO	2	15,6
PERFIL EXTRA 6,3 MT	8	50,4
PERFIL EXTRA 4,20 MT	0	0
PERFIL EXTRA 3,15 MT	4	12,6
PERFIL EXTRA 2,10 MT	0	0
GRAMPO INTERMEDIARIO	56	2,8
GRAMPO FINAL	8	0,4
EMENDA DE PERFIL	8	2,4
		0
PESO TOTAL		313,8

POTENCIA DOS PAINÉIS (W)	330
DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS	1 mesa 2x15
ÂNGULO DE INCLINAÇÃO	21°
LOCAL DA INSTALAÇÃO	Catanduva - SP
ISOPLÉTA UTILIZADA	40m/s
TIPO DE FIXAÇÃO NO SOLO	Concretada
VÃO APROXIMADO	2,2MT
QUANTIDADE DE MÓDULOS	30
ACABAMENTO	Galvanizada à Fogo/Natural
POTENCIA DO PROJETO (kW)	9,90
PREÇO POR WATT PICO	R\$ 0,75
PRAZO DE ENTREGA	A Combinar
VALOR DA ESTRUTURA:	R\$ 7.389,00




OS PREÇOS SÃO VÁLIDOS SOMENTE PARA ESTA PROPOSTA E/OU PARA ESTE PROJETO.

Validade: A proposta comercial é válida pelo período nela estabelecido 10 (dez) dias de seu envio, sendo excedido este prazo, suas condições comerciais deverão sofrer nova consulta.

Tributos: Os impostos e contribuições, quando aplicáveis, serão cobrados às alíquotas vigentes na época do faturamento, as alíquotas incidentes nos preços apresentados e as atualmente vigentes.

Frete: C.I.F. - Para Grande SP. (Frete por conta da NTC SOMAR) / F.O.B. - Demais regiões (Frete por conta do Cliente)

Preços: Os preços propostos estão baseados nas condições econômicas do mês da presente proposta.

Preço Unitário: Todos os impostos já inclusos, Empresa optante pelo Simples Nacional.

Previsão Faturamento: No ato do recebimento do pedido os prazos serão validados e confirmados, pois a produção e o (u) estoque da NTC SOMAR é rotativo.

Obs.: Caso a NTC SOMAR não possua cadastro do CNPJ informado no pedido do cliente, o prazo para liberação de crédito para compra faturada é de até 72 horas..

PEDIDO DE COMPRA

Em caso de aceite e que não seja emitido um pedido de compra oficial formal, esta proposta torna-se apenas válida como pedido de compra mediante assinatura do responsável com carimbo da empresa no campo destacado abaixo.