



**UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA AFRO-
BRASILEIRA**
INSTITUTO DE ENGENHARIAS E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS

HEDLUND ERIK MARTINS TÁVORA

**ANÁLISE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL
CONECTADO À REDE ELÉTRICA EM SERROTA, PENTECOSTE/CE**

ACARAPE, CEARÁ

2019

HEDLUND ERIK MARTINS TÁVORA

ANÁLISE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL
CONECTADO À REDE ELÉTRICA EM SERROTA, PENTECOSTE/CE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenação do Curso de Engenharia de
Energias da Universidade da Integração
Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira,
como requisito parcial à obtenção do título de
graduado em Engenharia de Energias.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Alves de Lima
Henn.

ACARAPE, CEARÁ

2019

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
Sistema de Bibliotecas da UNILAB
Catalogação de Publicação na Fonte.

Távora, Hedlund Erik Martins.

T237a

Análise econômica de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede elétrica em Serrota, Pentecoste/CE / Hedlund Erik Martins Távora. - Redenção, 2019.

75f: il.

Monografia - Curso de Engenharia de Energias, Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção, 2019.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Alves de Lima Henn.

1. Energia solar. 2. Sistema fotovoltaico. 3. Geração de energia - Investimentos. I. Título

CE/UF/BSC

CDD 621.47

HEDLUND ERIK MARTINS TÁVORA

ANÁLISE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL
CONECTADO À REDE ELÉTRICA EM SERROTA, PENTECOSTE/CE

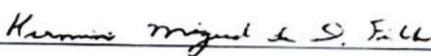
Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenação do Curso de Engenharia de
Energias da Universidade da Integração
Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira,
como requisito parcial à obtenção do título de
graduado em Engenharia de Energias.

Aprovado em 21/03/2019.

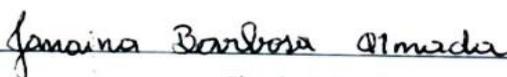
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Gustavo Alves de Lima Henn
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)



Prof. Dr. Herminio Miguel de Oliveira Filho
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)



Profa. Ma. Janaina Barbosa Almada
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar à Deus, pela força, amor, paz, saúde e bênçãos que fez e faz na minha vida e na vida de todas as pessoas que eu amo.

Às duas pessoas mais importantes da minha vida, minha mãe Leonila e minha avó Terezinha Martins, pois, além terem sido a base na formação de quem sou, do amor e carinho, sempre torceram ativamente e proporcionaram os meios para alcançar meus objetivos.

Aos meus tios (as), primos (as), irmão, avós, sobrinha, que torceram por mim e acompanharam minha formação, especialmente meu tio Adelano Távora, que sempre me tratou como um filho, ao meu tio Milton Martins, que deu todo suporte técnico durante a instalação do projeto, e ao meu primo Abinadabe Mendes, pelo suporte nesse trabalho.

Ao Prof. Dr. Gustavo Alvez de Lima Henn, pela dedicação e paciência na orientação desse trabalho.

À Engene Jr, pelo papel fundamental que a empresa teve desde o início do projeto base para esse trabalho, e todos os membros que por ela passaram, os quais foram fundamentais na formação do conhecimento que adquiri e amizades que fiz, em especial aos Profs. Drs. Ada Amelia Sanders Lopes, Hermínio Miguel de Oliveira Filho e Francisco Olimpio Moura Carneiro, por terem aceitado fazer parte da construção da empresa, ao Eng. Caio Kerson Oliveira Veras, que aceitou prontamente o desafio de fazer o projeto sair do papel como responsável técnico, e ao advogado Fellipe de Souza Firmiano, que deu todo suporte jurídico.

Aos meus amigos, que participaram ativamente da minha vida, em especial ao Rodolpho Monteiro, Lamba Gomes, Julião Langa, Carlos Augusto e Wellington Martins, por aceitarem o desafio de aprender colocando a mão na massa ao instalar o projeto.

Aos meus orientadores de bolsa, Profs. Drs. John Hebert da Silva Félix e George Leite Mamede, que me ajudaram muito no meu crescimento e me proporcionaram excelentes experiências acadêmicas.

Ao corpo docente da UNILAB, que compartilharam seus conhecimentos em sala de aula. Em especial às Profas. Ma. Janaína Barbosa Almada e Dra. Sílvia Helena Lima dos Santos, por me ajudarem além do possível na minha formação.

Ao PRECE, por abrir meus olhos para a educação, e a todos que, diretamente ou indiretamente, contribuíram de diversas formas na minha vida.

“Eu colocaria meu dinheiro no sol e na energia solar. Que fonte de poder! Espero que não tenhamos que esperar até que o petróleo e o carvão acabem antes de abordarmos isso.”

Thomas Edison

RESUMO

A busca por novas fontes de energia mais confiáveis e economicamente viáveis, além da preocupação crescente com o meio ambiente, fez com que o desenvolvimento e aprimoramento de novas fontes crescessem nos últimos anos, principalmente a fonte baseada na conversão fotovoltaica. No Brasil, devido à sua localização estratégica e incentivos fornecidos, a geração distribuída vem se destacando, e a energia solar fotovoltaica vem ganhando espaço no mercado de energia, sendo a região nordeste de grande potencial. Por esses motivos, esse trabalho tem por objetivo analisar se um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede em Serrota, distrito de Pentecoste, no estado do Ceará, foi um investimento economicamente vantajoso. O sistema, dimensionado pela empresa Engene Jr e instalado por equipe da disciplina de Energia Solar da UNILAB, é constituído de dois módulos GCL de 330 W e microinversor da APsystems de 500W. Esta investigação se dividiu em dois casos: o primeiro, utilizando simulação no software PVsyst, e o segundo, os dados de energia fornecidos pela ENEL e obtidos pelo autor. Foram aplicadas, para a análise econômica, as metodologias Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback* descontado. No primeiro caso, foram obtidos, para uma taxa de atratividade de 10% a.a. um VPL de R\$ 8.658,15, TIR de 23,03% e um tempo de retorno de 7 anos e 4 meses. No segundo caso, para a mesma taxa de atratividade, foram obtidos um VPL de R\$ 7.783,26, uma TIR de 21,88% e um tempo de retorno de 7 anos e 9 meses. Para os dois casos o VPL mostra que o investimento foi acertado, a TIR do projeto é considerada elevada se comparada com taxas de outros investimentos e o tempo de retorno, comparado com análises similares, se mostrou reduzido. Portanto, esse trabalho demonstrou que a energia solar fotovoltaica vem se tornando cada vez mais competitiva com outras fontes e um meio de investimento promissor de médio prazo.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Geração distribuída. Viabilidade financeira.

ABSTRACT

The search for new, reliable and economic viable new energy sources, besides the increasing concern on environment, made the development and improvement of new sources to grown on the last years, mainly from solar photovoltaic conversion. In Brazil, due to its strategic location and offered incentives, the distributed generation, standing out the solar photovoltaic energy, has gaining space on Brazilian market share, with a great potential on the Northeast region. For these reasons, this work aims to analyze if a residential on grid connected photovoltaic system in Serrota, district of Pentecoste, on Ceará, was an economically advantageous investment. The system, sized by Engene Jr enterprise and installed by a team from the solar energy course, from UNILAB, is made up of two GCL module of 330 Wp each and an APsystems microinverter of 500W. The research was divided in two cases: the first, using a simulation on PVsyst software, and, the second, using data from ENEL and obtained by the author. It was applied, for the economic analyses, the Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and the discounted payback methodology. On the first case, it was obtained, for an acceptable rate of 10% a year, a NPV of R\$ 8.658,15, IRR of 23,03% and a return time of 7 years and 4 months. On the second case, for the same rate, it was obtained a NPV of R\$ 7.783,26, a IRR of 21,88% and a return time of 7 years and 9 months. In both cases, the NPV shows that it was a successful investment, the project IRR is considered high comparing to rates from other investments and the return time was shown itself reduced. Therefore, this work demonstrated that the solar photovoltaic energy has becoming increasingly competitive with other energy sources and a promising investment on a medium-term.

Keywords: Solar photovoltaic energy. Distributed generation. Financial viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Radiação global média anual Brasil. (40 km x 40 km).....	19
Figura 2 - Unidades consumidoras com geração solar fotovoltaica – Res. nº 482/2012.....	24
Figura 3 - Geração Convencional, ou GC, e Geração Distribuída (GD).....	26
Figura 4 - Equipamentos de um sistema fotovoltaico conectado à rede	27
Figura 5 - Configuração básica de um sistema fotovoltaico isolado.....	28
Figura 6 - Átomo de Silício.	29
Figura 7 - Silício tipo N.....	30
Figura 8 - Silício do tipo P.	31
Figura 9 - Camada de Depleção.	32
Figura 10 - Primeira, segunda e terceira geração de células fotovoltaicas.....	33
Figura 11- Curva característica I-V e curva de potência versus tensão P-V de módulo (m-Si, 36 células) com 130 W de potência e 12 V de tensão nominal.	36
Figura 12 - Curvas V-I e P-V para diferentes valores de irradiância.	37
Figura 13 - Curvas V-I e P-V para diferentes valores de temperatura	37
Figura 14 - Inversor trifásico.....	38
Figura 15- Topologia dos conversores estáticos CC-CC: (a) conversor Boost. (b) conversor Buck. (c) conversor Buck-Boost.	40
Figura 16 - Sistema solar fotovoltaico instalado em Serrota.....	45
Figura 17 - Irradiação global em Serrota.....	46
Figura 18 – Temperatura média mensal em Serrota.....	46
Figura 19 - Velocidade mensal do vento.....	47
Figura 20 - Consumo de energia entre os anos de 2015 e 2017	48
Figura 21 - Curvas características do microinversor.....	49
Figura 22 - Caixa de proteção CA.....	51
Figura 23 - Diagrama unifilar da instalação.....	51
Figura 24 - Dados de produção teórica simulados no PVsyst.....	52
Figura 25 - Energia direta medida pela ENEL e pelo autor.....	53
Figura 26 - Energia reversa medida pela ENEL e pelo autor.....	54
Figura 27 - Energia a ser paga medida pela ENEL e pelo autor.....	54
Figura 28 - Garantia de performance linear de 25 anos do fabricante.....	59
Figura 29 - Produção de energia com decaimento linear de 25 anos em kWh.....	60
Figura 30 - Fluxo de caixa para o caso I.....	61

Figura 31 - Perfil do VPL para o caso I.....	62
Figura 32 - Consumo de 2015 a 2017 e novo de 2018.....	63
Figura 33 - Economia estimada para o sistema.....	64
Figura 34 - Geração média mensal de 25 anos.....	64
Figura 35 - Fluxo de caixa para o caso II.....	65
Figura 36 - Perfil do VPL para o caso II.....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Temperaturas máximas e mínimas históricas.....	47
Tabela 2 - Especificações elétricas dos módulos GCL P6/72.	49
Tabela 3 - Especificações técnicas do microinversor.....	50
Tabela 4 - Tarifas para os 25 anos de vida do sistema.	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ENEL	Agência Nacional de Eletricidade
PR	<i>Performance Ratio</i>
SFV	Sistema Fotovoltaico
MME	Ministério de Minas e Energia
ADECE	Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará
FIES	Fundo de Incentivo à Energia Solar do Ceará
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
RN	Resolução Normativa
SFI	Sistemas Fotovoltaicos Isolados
UC	Unidade Consumidora
STC	<i>Standard Test Condition</i>
MPP	Ponto de Máxima Potência
MPPT	Buscador do Ponto de Máxima Potência
FF	Fator de Forma
NOCT	Temperatura Normal de Operação
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
CT	Coefficiente de Temperatura
EDE	Energia direta medida pela ENEL
ERE	Energia reversa medida pela ENEL
EPE	Energia a ser paga medida pela ENEL
EDA	Energia direta medida pelo autor
ERA	Energia reversa medida pelo autor
EPA	Energia a ser paga medida pelo autor
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

c-Si	Silício cristalino
a-Si	Silício amorfo hidrogenado (H);
CdTe	Telureto de cádmio (CdTe)
CIS	Índio
CIGS	Disseleneto de cobre, índio e gálio

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos adotados nos equacionamentos

Símbolo	Descrição	Unidade
n_S	Nº de células em série do painel fotovoltaico	-
n_P	Nº de células em paralelo do painel fotovoltaico	-
I_r :	Corrente de saturação reversa da célula	A
q	Carga do elétron	C
k	Constante de Boltzmann	J/K
T	Temperatura da célula	K
R_P	Resistência paralelo da célula	Ω
R_S	Resistência série da célula	Ω
I	Corrente de saída	A
I_L	Corrente gerada por insolação	A
I_S	Corrente de saturação reversa da célula	A
V	Tensão de saída da célula	V
VPL	Valor presente líquido	R\$
FC_0	Fluxo de caixa no momento inicial	R\$
FC_j	Fluxo de caixa do projeto para cada intervalo de tempo	R\$
i	Taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade	%
n	Período de tempo	-

Símbolos usados para referenciar elementos em circuitos e pontos em imagem

Símbolo	Descrição	Unidade
I_{SC}	Corrente de curto-circuito	A
V_{OC}	Tensão de circuito aberto	V
V_M	Tensão de máxima potência	V
I_M	corrente de máxima potência	A
P_M	Ponto de máxima potência	W

Símbolos de Unidades de Medida

Símbolo	Descrição
A	Ampére
V	Volt
W	Watt
Ω	Ohm

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1. Objetivos	19
<i>1.1.1 Objetivo Geral</i>	19
<i>1.1.2. Objetivos Específicos</i>	20
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1. Histórico do aproveitamento de Energia Solar	21
<i>2.1.1. Perspectiva Mundial</i>	21
<i>2.1.2 Perspectiva Brasileira</i>	22
<i>2.1.3. Incentivos governamentais para aproveitamento da fonte</i>	23
<i>2.1.4. Perspectiva Cearense</i>	24
2.2. Geração centralizada e distribuída	25
2.3. Sistema Fotovoltaico	27
<i>2.3.1. Sistemas conectados à rede</i>	27
<i>2.3.2. Sistemas isolados</i>	28
2.4. Célula Fotovoltaica	28
<i>2.4.1. Semicondutores</i>	29
<i>2.4.2. Silício</i>	29
<i>2.4.3. Silício tipo N</i>	30
<i>2.4.4. Silício tipo P</i>	30
<i>2.4.5. Junção PN</i>	31
2.4.6. Tecnologias Fotovoltaicas	32
<i>2.4.6.1. Primeira Geração</i>	33
<i>2.4.6.2. Segunda Geração</i>	33
<i>2.4.6.3. Terceira Geração</i>	33
<i>2.4.7. Características Elétricas dos Painéis Fotovoltaicos</i>	34
2.4.8. Curvas Características	35
<i>2.4.8.1. Curvas I-V e P-V</i>	35
<i>2.4.8.2. Influência da irradiação nas curvas I-V e P-V</i>	36
<i>2.4.8.3. Influência da temperatura nas curvas I-V e P-V</i>	37
2.5. Conversores Estáticos	38
<i>2.5.1. Conversor CC-CA</i>	38
<i>2.5.2. Conversor CC-CC</i>	39
<i>2.5.3. Ponto de Máxima Potência (MPPT)</i>	40
2.6. Mecanismos de perda em um Sistema Fotovoltaico	41
2.7 Considerações Finais	43

3. ESTUDO DE CASO	45
3.1. Caracterização do local	45
3.1.1. <i>Dados meteorológicos</i>	45
3.1.2. <i>Telhado</i>	47
3.2. Caracterização da Unidade Consumidora	48
3.3. Caracterização dos equipamentos	48
3.3.1. <i>Módulos</i>	49
3.3.2. <i>Microinversor</i>	50
3.3.3. <i>Dispositivos de proteção</i>	50
3.3. Simulação do sistema	51
3.3. Consumo pós-instalação	52
3.4. Considerações Finais	55
4. ANÁLISE ECONÔMICA	56
4.1. Métodos de Análise Econômica	56
4.1.1. <i>Valor Presente Líquido (VPL)</i>	56
4.1.2. <i>Taxa Interna de Retorno (TIR)</i>	57
4.1.3. <i>Tempo de retorno descontado - payback descontado</i>	57
4.2. Tarifa, eficiência e custo	58
4.2.1. <i>Tarifa de energia</i>	58
4.2.2. <i>Decaimento da eficiência</i>	58
4.2.3. <i>Custo total do sistema</i>	59
4.3. Caso I	60
4.3.1. <i>Análise econômica do Caso I</i>	60
4.3.1.1. <i>Payback descontado</i>	60
4.3.1.1. <i>VPL e TIR</i>	61
4.4. Caso II	62
4.4.1. <i>Análise econômica do Caso II</i>	65
4.4.1.1. <i>Payback descontado</i>	65
4.4.1.1. <i>VPL e TIR</i>	65
4.5. Considerações Finais	66
5. CONCLUSÃO	68
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	70

1. INTRODUÇÃO

No passado, acreditava-se que os impactos do ser humano no meio ambiente não influenciavam o crescimento econômico, sendo, então, o assunto tratado como secundário. Com o crescimento acelerado e o pouco planejamento durante e pós Revolução Industrial, percebeu-se que as questões ambientais não só influenciam, mas também comprometem o desenvolvimento sustentável. A partir disso, os impactos ambientais e o crescimento econômico passaram a ser considerados fatores importantes no desenvolvimento dos países (JANNUZZI; SWISHER, 1997).

O debate sobre a necessidade do uso racional das fontes naturais para o desenvolvimento sustentável se iniciou na década de 60. Por meio de discussões entre diversos países, como por meio da Conferência de Estocolmo, em 1972, essa pauta teve destaque no mundo. Com o início dessas discussões, a preservação ambiental se tornou um fator importante nas questões sobre desenvolvimento econômico (BERCHIN; CARVALHO, 2015).

Como resultado dessa preocupação em torno dos impactos ambientais, foram propostas medidas para que os países reduzissem a emissão de gases de efeito estufa e delas surgiram acordos, convenções e leis com a finalidade de tornar o desenvolvimento menos impactante para essa e as próximas gerações (POTT et al, 2017).

Desta forma, diversos países passaram a buscar fontes alternativas e renováveis que substituíssem as fontes tradicionais, reduzindo os impactos da emissão de gases de efeito estufa (TSURUDA et al, 2017). Um dos resultados dessa mudança foi a criação do Painel Intergovernamental para a Mudança de Clima (IPCC) pela Organização Meteorológica Mundial (OMM), com a missão de avaliar, interpretar e reunir informações relevantes acerca das mudanças climáticas, em forma de relatórios de fácil compreensão (IPEA, 2007).

Além da mudança de visão nas questões ambientais, a dependência de combustíveis fósseis trouxe diversos problemas desde a crise do petróleo entre 1973 e 1978. Com a elevação do preço do petróleo, nesse período, as mudanças na matriz energética não só passaram a ser um problema ambiental, mas uma urgência econômica (FARIAS; SELITTO, 2011).

Neste cenário, as fontes renováveis, como energia solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas ganharam mais visibilidade e passaram a disputar entre si e

com as tecnologias utilizadas até então. O que trouxe maior concorrência no desenvolvimento de novos produtos e, conseqüentemente, tornando os preços mais competitivos (GALDINO et al, 2000).

O Brasil, mesmo possuindo em seu território significativas reservas provadas de petróleo, gás natural, carvão, urânio, se destaca nesse ambiente por diversificadas fontes de energia renovável, com destaque para o vasto potencial hidrelétrico, eólico, solar e de biomassa (BANDEIRA, 2012).

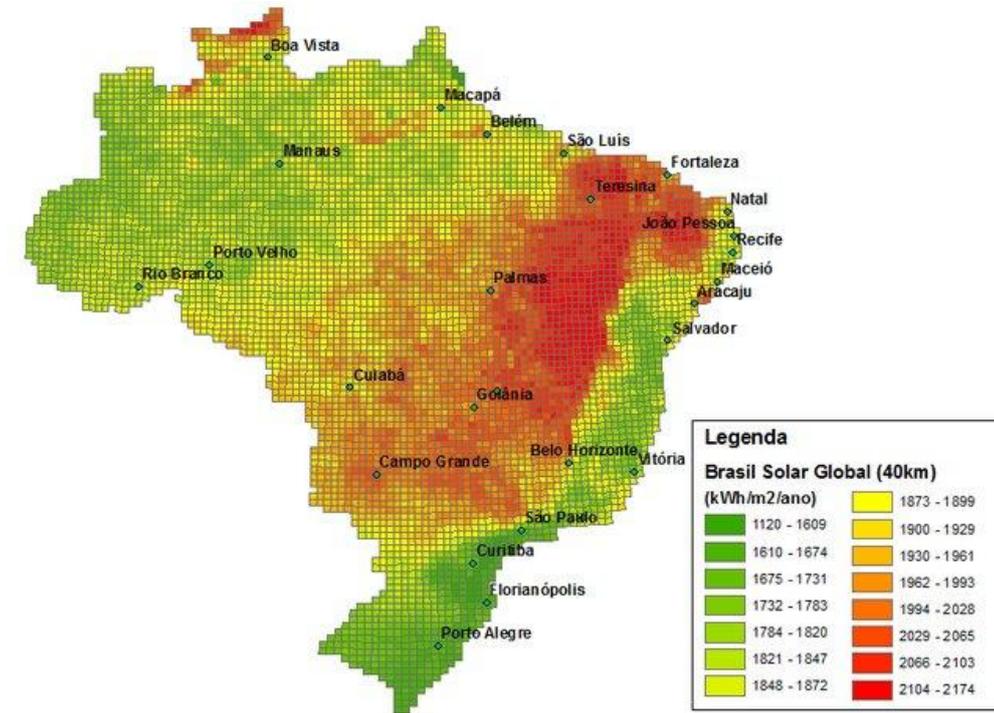
A energia solar fotovoltaica, dentre as fontes renováveis, se mostra competitiva economicamente, além de apresentar baixos índices de poluição na sua conversão. Além disso, o país recebe energia inesgotável do sol, que é capaz de oferecer grande confiabilidade ao reduzir custos de consumo de energia elétrica em longo prazo.

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou a Resolução Normativa (RN) n° 482, de 17/07/2012, que estabeleceu condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração de energia aos sistemas de distribuição de energia elétrica, facilitando o acesso para o consumidor que quer gerar sua própria energia elétrica a partir da energia solar (DASSI et al, 2015).

Com essa mudança, e a posteriormente a RN n° 687 de 24/11/2015, houve uma expansão no número de sistemas instalados, em especial ao nível de microgeração. De acordo com dados da ANEEL, em 2016 o crescimento foi de 407% comparado ao ano anterior, principalmente em residências, com crescimento de cerca de 80%. A projeção de crescimento para 2024 é estipulada pelo órgão em 886,7 mil unidades consumidoras, uma potência instalada de 3,2 GW aproximadamente.

De acordo com a ANEEL (2008), o Ceará possui um potencial de radiação solar entre 1825 e 2230 kWh/m²/ano. Esse potencial coloca o estado em uma posição privilegiada, como um dos melhores índices de radiação, quando comparado com outros estados do Brasil, como observado na figura 1, e até outros países. Com esse alto potencial, projetos de energia solar na região tendem a ter menores tempos de retorno financeiro.

Figura 1 - Radiação global média anual Brasil. (40 km x 40 km)



Fonte: INPE/LABSOLAR

Nesse contexto, o presente trabalho busca analisar a viabilidade financeira de uma instalação fotovoltaica residencial conectada à rede elétrica, por meio de dados obtidos em leituras realizadas pela concessionária de energia (ENEL) comparando aos dados teóricos de produção de energia obtida por meio de simulação computacional e a produção real, em uma residência localizada no município de Pentecoste, no estado do Ceará.

1.1. Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é analisar a produção real de energia e avaliar a economia proporcionada por um sistema conectado à rede elétrica a partir de dados simulados, das contas de energia e do medidor da concessionária de energia elétrica.

1.1.2. Objetivos Específicos

- ✓ Calcular e comparar o retorno de investimento de um Sistema Fotovoltaico¹ conectado à rede elétrica;
- ✓ Comparar o consumo de energia antes e depois da instalação do SFV;
- ✓ Comparar a produção de energia do SFV com a simulação do sistema em *software* de simulação.

¹ A partir de agora, utilizaremos a sigla SFV para nos referirmos à expressão “Sistema Fotovoltaico”.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Histórico do aproveitamento de Energia Solar

A utilização da energia proveniente do Sol está atrelada à existência, ao desenvolvimento e à manutenção da vida na Terra. Nos primórdios, culturas mais primitivas já faziam uso da energia solar de forma indireta (SEN, 2007). Durante o século XVIII, fornos solares capazes de derreter ferro, cobre e outros metais foram construídos em ferro lustrado, além de lentes de vidro e espelhos que foram usados em toda a Europa e no Oriente Médio.

Nos séculos seguintes, ao redor do mundo, outras tecnologias que utilizavam a energia solar em alguma fase de seu funcionamento foram sendo desenvolvidas por cientistas (KALOGIROU, 2009). Uma das aplicações mais importantes da energia solar, por exemplo, foi à geração de eletricidade através de sistemas fotovoltaicos. Isso apenas tornou-se possível com a descoberta do efeito fotovoltaico no selênio, realizada em 1839 pelo físico francês Becquerel.

Em 1954, foi apresentada a primeira célula solar moderna que tinha uma área de dois centímetros quadrados e eficiência de 6%, o que gerava 5 mW de potência elétrica. Já em 1979, foi construído a primeira usina solar fotovoltaica comercial em Albuquerque, Estados Unidos da América. A usina consistia de 220 heliostatos e tinha uma produção de 5 MW. Em 2004, foram produzidas em torno de um bilhão de células solares com eficiência de 16% e 1 GW de potência elétrica anual instalada (VALLÊRA; BRITO, 2006).

2.1.1. Perspectiva Mundial

No mundo, um dos países que mais se destacam na geração de energia solar fotovoltaica é a China. Dos 402,5GW instalados em 2017, o país representava 33% desse total, com 131 GW. China está à frente de países como EUA, em segundo lugar com 51 GW, Japão com 49 GW e Alemanha, em quarto, com 42 GW (IEA PVPS, 2018).

Nos últimos anos, o declínio do preço de energia solar fotovoltaica tem fomentado uma mudança nas políticas de diversos países, fazendo com que haja um aumento rápido do número das instalações SFV. Além disso, dos países que participam do Programa de Sistemas de Energia Fotovoltaica da Agência Internacional de Energia (IEE PVPS), diversos anunciaram

intenção de continuar o desenvolvimento de SFV. Com essa perspectiva, o crescimento do mercado SFV deve continuar a crescer nos próximos anos (IEA PVPS, 2018).

2.1.2 Perspectiva Brasileira

Atualmente, vários projetos estão em curso, ou em operação, para o aproveitamento da energia solar no Brasil, particularmente por meio de SFV de geração de eletricidade, visando o atendimento de comunidades isoladas da rede elétrica e o desenvolvimento regional (ANEEL, 2016).

O Brasil se destaca por sua grande capacidade de irradiação solar. Segundo o INPE (2017), o país recebe, durante todo o ano, mais de 3 mil horas de luz do sol, correspondendo a uma incidência solar diária que pode variar entre 4.500 e 6.300 Wh/m².

Apesar dos altos níveis de irradiação solar no território brasileiro, o uso da fonte para geração de energia elétrica não apresenta a mesma relevância que possui em outros países, onde projetos para o aproveitamento de energia solar são amplamente disseminados, como Alemanha, França, Espanha, Japão, China e Estados Unidos e nem possui o mesmo desenvolvimento de outras fontes renováveis, como eólica e biomassa, que já representam, respectivamente, 6,7% e 9,4% da capacidade de geração instalada no Brasil, contra apenas 0,05% da fonte solar, que dentre outros fatores, se destaca o baixo custo do MWh (NASCIMENTO, 2017).

Segundo MME (2019), o Brasil possuía, no mês de janeiro de 2019, 2470 MW de energia solar fotovoltaica instalados, sendo 1907 MWp de geração centralizada e 563 MWp de geração distribuída. A capacidade brasileira coloca o país entre os trinta maiores líderes mundiais em produção.

Os países que mais desenvolveram a energia solar fotovoltaica contaram, de forma geral, com políticas de incentivo a essa tecnologia para a fabricação ou importação de equipamentos, para o financiamento da compra de painéis e principalmente com modelos regulatórios de comercialização da energia elétrica gerada.

Há diferentes sistemas de incentivos para acelerar investimentos em tecnologias renováveis, entre elas *feed-in tariff* (FIT- contrato de oferta padrão ou pagamento de energias renováveis) e o sistema de compensação de energia elétrica, também conhecido como *net*

metering. No FIT é oferecido um contrato de longo prazo para produtores de energia solar, tipicamente baseado no custo da geração de cada tecnologia (POULLIKKAS, 2013).

No Brasil, desde 2012, é utilizado o sistema *net metering* (ANEEL, 2012). Nesse sistema, a compensação da energia é feita quando a energia absorvida e não utilizada é transformada em crédito para ser descontada na fatura de energia (POULLIKKAS, 2013). Esse sistema é, desde então, utilizado para unidades consumidoras com geração distribuída, como será mostrado adiante.

Apesar da geração de energia solar fotovoltaica ainda ser pequena no Brasil, existem diversos incentivos governamentais para o aproveitamento da fonte, conforme apresentado por Silva (2015), destacando aqueles cujo enfoque recai sobre os sistemas conectados à rede elétrica (*on-grid*), conforme será apresentado ao longo deste trabalho. Os principais incentivos existentes listados por Silva (2015) são apresentados a seguir, com algumas atualizações.

2.1.3. Incentivos governamentais para aproveitamento da fonte

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica para a Micro e Minigeração Distribuídas, o que permite que os consumidores com geração de até 5 MW a partir de fonte solar ou demais fontes renováveis (com exceção da fonte hídrica, que possui como limite 3MW), compensem a energia elétrica injetada na rede com a energia elétrica consumida.

A atualização na regulamentação da ANEEL através do Inciso VII, do art. 2º da Resolução Normativa ANEEL nº 687, de 2015, promoveu a “geração compartilhada”, que possibilita a união de interessados em consórcios ou em cooperativas, instalando micro ou minigeração distribuída e, dessa forma, a uso da energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

Além das mudanças na regulamentação, diversos bancos criaram linhas de financiamento para energia solar. Entre eles estão a Caixa Econômica Federal, com a aceitação de projetos de SFV na linha de crédito Costrucard, o Santander para pessoa física e jurídica, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDS), disponibilizando até 80% do custo da obra e o Banco do Nordeste com a linha FNE Sol específica para micro e minigeração solar fotovoltaica (ENELX, 2016).

Com o sistema de *net-metering*, introduzido pela Resolução Normativa nº 482, em 2012 e as opções de crédito facilitadas, a geração distribuída de energia solar fotovoltaica começou, de fato, a avançar no país. A figura 2 apresenta a evolução do número de unidades consumidoras com painéis solares fotovoltaicos que participam do sistema de compensação de energia.

Figura 2 - Unidades consumidoras com geração solar fotovoltaica – Res. nº 482/2012



Fonte: (Nascimento, 2017)

Observa-se um grande crescimento do número de unidades consumidoras com painéis fotovoltaicos a partir de 2014, atingindo um total de quase 9000 unidades consumidoras, uma capacidade instalada de 67 MWp até fevereiro de 2017. Sabendo que é possível a utilização dos créditos por unidades consumidoras diferentes, mas com a mesma titularidade (ou nos casos de geração compartilhada e múltiplas unidades), o número pode atingir cerca de 10000 unidades consumidoras que utilizariam tais créditos (NASCIMENTO, 2017).

2.1.4. Perspectiva Cearense

O estado do Ceará, por sua proximidade da Linha do Equador, torna-se privilegiado no que se refere à incidência de radiação solar. O Ceará apresenta grande potencial de aproveitamento energético advindo dessa fonte e vem se tornando o estado brasileiro que melhor usa o seu potencial para energias renováveis.

Segundo a Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará (ADECE), em 2009, houve a criação do Fundo de Incentivo à Energia Solar do Ceará - FIES, através da Lei

Complementar 81/09, regulamentada pelos decretos nº 29.993/09 e 30.205/10, com o objetivo de incentivar a instalação e manutenção de usinas destinadas à produção de energia solar, assim como fabricantes de equipamentos solares no território cearense (ADECE, 2013).

Em 2011, foi inaugurado a primeira usina solar de porte comercial da América Latina, localizada no município de Tauá - CE. O parque de energia solar representou um marco para a geração solar no estado, com 4.680 painéis fotovoltaicos instalados. A crescente demanda por fontes alternativas associadas à alta disponibilidade de recursos faz com que o estado do Ceará tenha potencial para se destacar na geração de energia solar, com a redução da burocracia e redução dos custos dos equipamentos.

2.2. Geração centralizada e distribuída

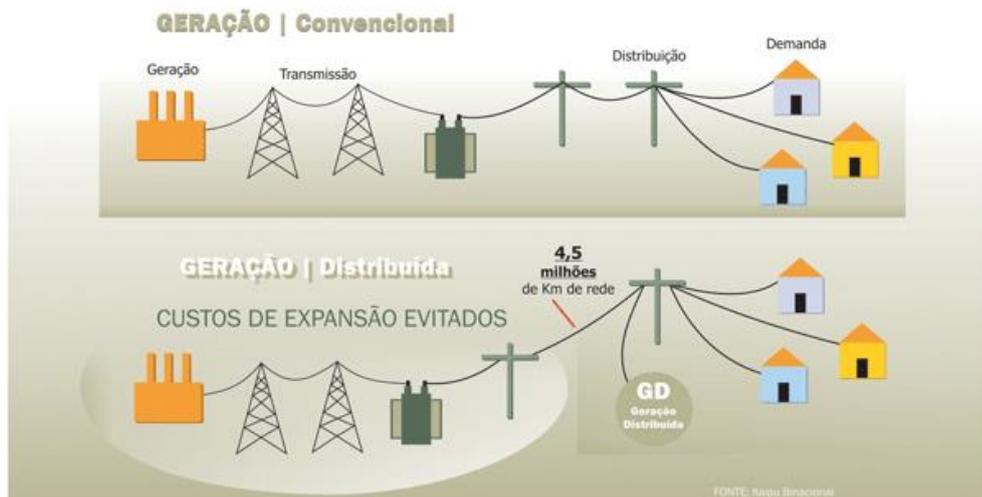
A organização do sistema elétrico pode ser classificada de duas maneiras: geração centralizada e geração distribuída (FILHO; AZEVEDO, 2013), como mostrado na figura 3. A geração centralizada (ou GC) é um sistema de produção de energia no qual há uma central que produz grandes quantidades de energia. Nesse sistema é comum que a transmissão de energia seja feita por longas distâncias até chegar ao consumidor por linhas de distribuição (MOMOH, 2012).

A utilização de sistemas de GC se dá por diversos motivos, entre eles o custo do capital por unidade que é menor quando comparado com a geração distribuída (GD, que explicaremos em breve). Custo de manutenção e operações não fixas também é menor quando comparado sistemas de tamanho semelhante.

Entretanto, esses sistemas requerem grandes infraestruturas e grandes investimentos de alto risco. Com a utilização de longas linhas de transmissão a eficiência da produção também é reduzida, atrelando a isso elevados custos de gerenciamento. Outras desvantagens desses sistemas são a instabilidade quando ocorrem eventos imprevisíveis, a vulnerabilidade contra ataques e o elevado impacto ambiental (MOMOH, 2012).

A geração distribuída é definida como a geração elétrica realizada junto ou próximo dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Em crescente expansão, a GD teve impulso maior devido às energias renováveis, mas ainda também são utilizadas por energias convencionais (LOPES et al, 2015).

Figura 3 - Geração Convencional, ou GC, e Geração Distribuída (GD)



Fonte: Itaipu Binacional (Adaptado)

A execução da GD traz diversas vantagens para os consumidores, meio ambiente e setor elétrico. São vantagens para os consumidores: a qualidade e maior confiabilidade no fornecimento, pois não está sujeita a falhas de transmissão (e distribuição, em alguns casos), e, também, o menor custo da eletricidade produzida. O meio ambiente ganha com a redução no desmatamento, maior eficiência, devido à redução nas perdas, e no menor impacto, por não precisar de grandes áreas para implantação da planta ou da linha de transmissão.

O setor elétrico é beneficiado devido ao adiamento de investimentos em subestações e linhas de transmissão, também na redução de custos, com perdas nas linhas de transmissão e distribuição, além dos consequentes gastos relacionados (FILHO; AZEVEDO, 2013).

De acordo com as RNs nº 482 e a nº 517, em um sistema de GD a energia excedente é cedida à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ou dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade. Além disso, os créditos de energia gerados são válidos por 60 meses. As normas também conferem a possibilidade do consumidor de utilizar os créditos gerados em outra unidade consumidora, desde que as duas unidades estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular.

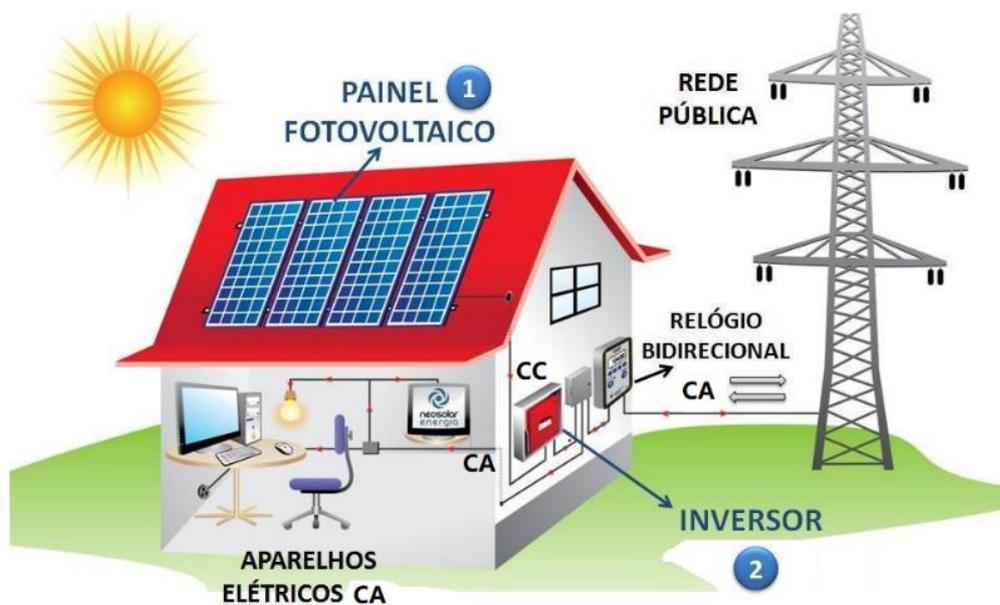
2.3. Sistema Fotovoltaico

Sistemas Fotovoltaicos podem ser classificados em duas categorias principais: isolados (*off grid*) ou conectados à rede (*on grid*). A utilização de cada uma dessas opções dependerá da aplicação e/ou da disponibilidade de recursos energéticos. Cada um deles poderá ser de complexidade variável dependendo da aplicação em questão e das restrições específicas de cada projeto.

2.3.1. Sistemas conectados à rede elétrica

Um sistema conectado à rede elétrica é um sistema de potência independente e descentralizado que é conectado a um sistema de distribuição ou transmissão. Nesse sistema, a rede elétrica funciona como uma bateria que oferece ilimitada capacidade de armazenamento, dando ao sistema maior vantagem quanto a variações sazonais de produção de energia. Como resultado, esse sistema tem maior eficiência por não dispensar nenhum excedente produzido (PARAMASHIVAN et al, 2009). Como mostrado na figura 4, os principais equipamentos utilizados em um sistema conectado à rede são módulos (ou painéis) fotovoltaicos (1) e os inversores (2):

Figura 4 - Equipamentos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

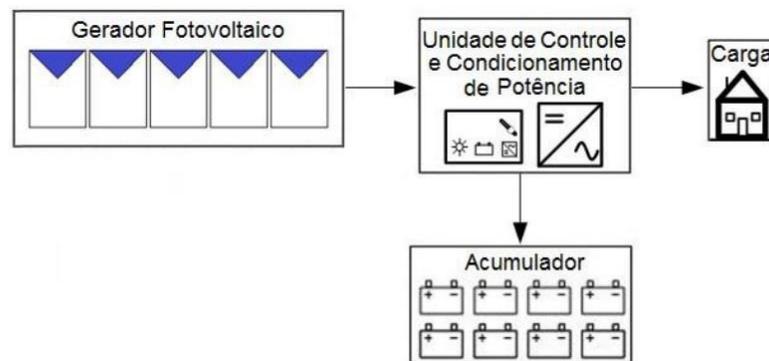


Fonte: Neosolar (Adaptado)

2.3.2. Sistemas isolados

Sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) são aqueles que não estão conectados à rede elétrica e, geralmente, necessita de armazenamento de energia ou sistema auxiliar de respaldo, como geradores a diesel. Esses sistemas também contam com unidades responsáveis pelo controle e o condicionamento de potência compostas por inversor e controlador de carga.

Figura 5 - Configuração básica de um sistema fotovoltaico isolado.



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Os SFIs podem ser classificados em dois tipos: individuais ou miniredes. Nos individuais, a geração é voltada ao atendimento de uma unidade consumidora (UC), enquanto que a minirede atende a um grupo pequeno de UCs localizadas próximas umas das outras (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4. Célula Fotovoltaica

Células fotovoltaicas são aparelhos que convertem a energia radiante em energia elétrica e seu funcionamento se dá pelo efeito fotovoltaico. Observado em 1839, por Edmond Becquerel, o efeito fotovoltaico é a base para o funcionamento de um dispositivo fotovoltaico. Ele consiste no surgimento de uma diferença de potencial entre dois materiais semicondutores quando submetidos à incidência de luz. (BÜHLER, 2011).

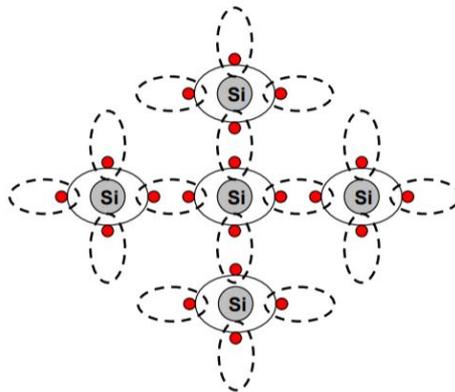
2.4.1. Semicondutores

Para (SWART, 2008), os semicondutores são materiais eletricamente neutros e quimicamente estáveis em seu estado normal. Contudo, para que o efeito fotovoltaico permita a produção de corrente, o material passa por um processo conhecido como dopagem, na qual são aplicadas impurezas ao semicondutor.

2.4.2. Silício

O material mais utilizado na fabricação de células fotovoltaicas é o silício (PARIDA et al, 2011), constituído de quatorze elétrons e mesmo número de prótons e nêutrons, sendo assim um átomo eletricamente neutro. Quatro desses elétrons ficam na camada de valência (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

Figura 6 - Átomo de Silício.



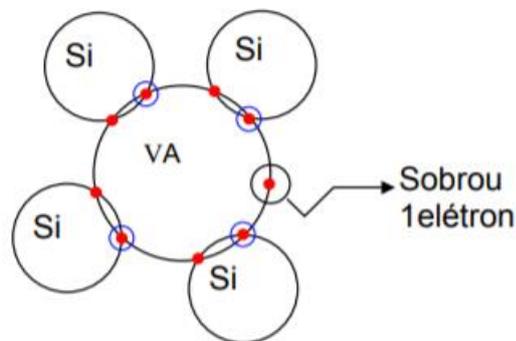
Fonte: (TOZAWA, 2009).

Em um cristal de silício, cada átomo se liga a outros quatro átomos de silício (figura 6), dando ao cristal a propriedade de ter todos os seus átomos ligados. Quando aplicada uma temperatura próxima ao zero absoluto, os elétrons da última camada se mantêm na mesma posição mantendo característica de material isolante. Entretanto, quando se aplica uma quantidade de energia ao cristal, é possível quebrar suas ligações covalentes, podendo liberar elétrons que podem mover-se livremente pelo cristal (SPROUL, 2015).

2.4.3. Silício tipo N

O átomo de fósforo é um dos materiais usados para dopagem. Por possuir cinco átomos na camada de valência, ao se ligar com o silício, o quinto elétron do fósforo sem ligação com átomo de silício passa a ter importante função. Quando aplicada uma pequena energia, facilmente o elétron é liberado do átomo podendo percorrer ao redor do cristal (NASCIMENTO, 2004).

Figura 7 - Silício tipo N.



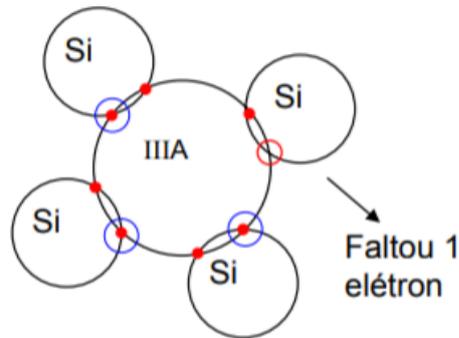
Fonte: (TOZAWA, 2009).

Com ligação covalente com o silício, o átomo de fósforo estacionário possui quatorze elétrons e quinze prótons, exibindo uma carga elétrica positiva, sendo então chamado de tipo P. Porém, o cristal dopado não possui carga (NASCIMENTO, 2004).

2.4.4. Silício tipo P

Outro elemento também utilizado no processo de dopagem é o Boro, com três elétrons na camada de valência. Ao se ligar com o silício, somente três átomos estão disponíveis para a ligação covalente, surgindo então uma lacuna (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

Figura 8 - Silício do tipo P.



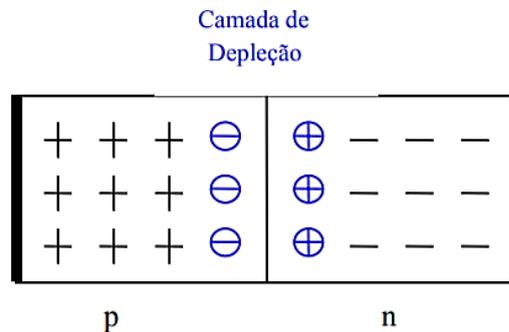
Fonte: (TOZAWA, 2009).

Em temperaturas próximas do zero absoluto, o átomo de Boro é estável. Contudo, em temperatura ambiente, há energia térmica suficiente para empurrar os elétrons próximos para as lacunas. Quando isso acontece, o átomo que forneceu o elétron para a lacuna agora possui uma lacuna que, por sua vez, pode ser preenchida por outro elétron de outro átomo do cristal. Essa movimentação pode ser vista como uma carga negativa se movendo pelo cristal (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

2.4.5. Junção PN

A junção da dopagem P e N faz com que o excesso de elétrons da região N se difunda para a região P. Os elétrons, ao passar do lado N para o P, encontram as lacunas e fazem com que esta região fique com cargas negativas. Essa movimentação não continua indefinidamente, pois o excesso de cargas positivas e negativas na região de contato entre os materiais P e N cria um campo elétrico que impede a passagem de elétrons do lado N para o P, igualmente impede a passagem das lacunas de P para N (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 9 - Camada de Depleção.



Fonte: (TOZAWA, 2009).

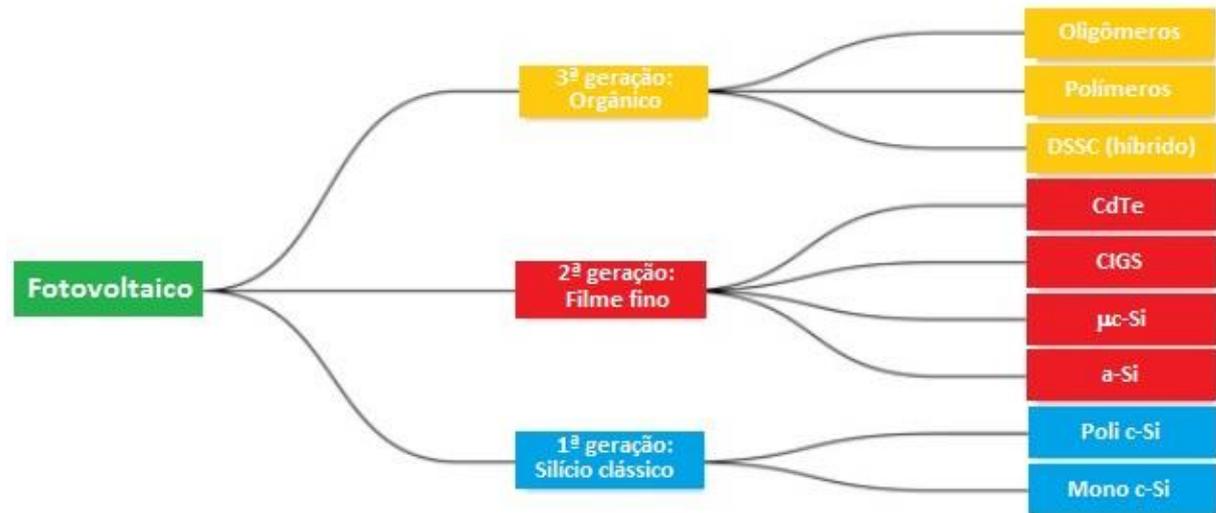
Uma barreira de potencial é criada quando há um equilíbrio na região, essa barreira, ou zona de carga especial é denominada zona de depleção. Essa camada possui alta resistência, agindo como uma isolação quase perfeita. Entretanto, essa resistência pode ser modificada pela “adição” de um campo elétrico externo que, quando na mesma direção do campo elétrico da camada, torna-a de maior resistência. Quando o campo elétrico é oposto ao interno, a resistência se torna menor, podendo, então, ser considerado um resistor controlado por tensão (SPROUL, 2015).

2.4.6. Tecnologias Fotovoltaicas

Na produção de células solares, os semicondutores que se destacam são: silício cristalino (c-Si); silício amorfo hidrogenado (a-Si); telureto de cádmio (CdTe) e os compostos relacionados ao disseleneto de cobre e índio (CIS e CIGS), sendo o silício o mais abundante na superfície do planeta e o menos tóxico (RÜTHER, 2004).

De acordo com o material utilizado na fabricação, as células fotovoltaicas podem ser classificadas em três gerações, são elas: primeira geração, cristais de silicone, segunda com filme fino e concentradores fotovoltaicos e terceira com material orgânico como observado na figura 10 (ELDIN et al, 2015).

Figura 10 - Primeira, segunda e terceira geração de células fotovoltaicas



Fonte: <http://ofrioquevemdosol.blogspot.com/2013/09/fotovoltaico-organico-primeiros.html>.

2.4.6.1. Primeira Geração

Na primeira geração as células eram relativamente caras para produzir e possuem baixa eficiência. Nessa geração estão inclusas as células fotovoltaicas monocristalinas e policristalinas. Embora a eficiência em monocristalinas seja maior, a produção das policristalinas é mais fácil, barata e, por isso, uma das tecnologias mais antigas e mais comumente utilizadas (KIBRIA et al, 2014).

2.4.6.2. Segunda Geração

A segunda geração possui células fotovoltaicas que apresentam baixa eficiência quando comparadas com as poli/mono cristalinas. Entretanto o custo de produção é mais baixo que a primeira geração. Estão inclusas nessa categoria as células de filme fino, de a-Si, CdTe e CIS e CIGS (KIBRIA et al, 2014). Mesmo com eficiência menor, ela possui a vantagem de ter custo menor e com melhor estética visual que a primeira geração, além de ser utilizado em superfícies flexíveis (KIBRIA et al, 2014).

2.4.6.3. Terceira Geração

Já na terceira geração as células são mais eficientes. Entretanto, essa tecnologia ainda está começando a ser comercializada. Mesmo promissora, ainda precisa ser analisada para ver quão bem-sucedida será na substituição da tecnologia atualmente dominante. Existem quatro tipos de tecnologias na terceira geração, são elas: concentradores solares, refrigeração de sistemas fotovoltaicos de concentração (*cooling of concentration PV system*), células solares orgânicas e células solares sensibilizadas por corantes (*dye-sensitized solar cells*) (ELDIN et al, 2015).

2.4.7. Características Elétricas dos Painéis Fotovoltaicos

Comumente, uma célula fotovoltaica pode produzir energia elétrica que varia entre 1 e 2 W, o que corresponde a uma tensão de 0,5 V e corrente entre 2 e 4 A. Entretanto, para obter valores elevados de corrente e tensão, essas células são agrupadas em módulos fotovoltaicos que apresentam células com ligação em série e/ou paralelo (SEGUEL, 2009). Gow e Manning, (1999) propuseram a seguinte equação para a corrente fornecida por um módulo fotovoltaico:

$$I = n_p \cdot \left[I_L - I_S \cdot \left[e^{\frac{q \cdot \left(\frac{V}{n_s} + \frac{I \cdot R_S}{n_p} \right)}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V}{n_s} + \frac{I \cdot R_S}{R_p} \right]$$

Em que:

n_s : número de células conectadas em série do painel fotovoltaico;

n_p : número de células conectadas em paralelo do painel fotovoltaico;

I_r : corrente de saturação reversa da célula;

q : carga do elétron;

k : constante de boltzmann;

T : temperatura da célula;

R_p : resistência paralelo da célula;

R_s : resistência série da célula;

I_L : corrente gerada por uma insolação;

I_S : corrente de saturação reversa da célula;

V : tensão de saída da célula.

De acordo com Seguel (2009), os principais parâmetros de um módulo fotovoltaico são obtidos por fabricantes utilizando as condições padrão teste (ou *standard test condition*, STC em inglês). O STC é definido pela norma IEC 61215: 1000 W/m² de potência luminosa total, massa de ar 1,5 AM² e temperatura das células de 25 °C. Esses parâmetros são:

- **Corrente de curto-circuito (I_{SC}):** valor máximo da corrente gerada pelo painel, com carga em curto-circuito.
- **Tensão de circuito aberto (V_{OC}):** tensão máxima nos terminais do módulo, quando não há carga conectada.
- **Ponto de Máxima Potência (MPP):** em uma curva I-V, o produto da corrente pela tensão é a representação da potência gerada naquela condição de operação (temperatura e radiação incidente).
- **Tensão (V_M) e corrente (I_M) de máxima potência:** tensão e corrente no ponto de máxima potência.
- **Temperatura normal de operação (NOCT):** temperatura medida com 800 W/m² de potência luminosa incidente total, temperatura ambiente de 20 °C e vento de 1 m/s.
- **Fator de forma (FF):** relação entre a potência do MPP e o produto de I_{SC} e V_{OC} . Essa grandeza expressa quando a curva característica se aproxima de um retângulo no diagrama I-V. Este valor usualmente fica em torno de 70 e 80% para as células fotovoltaicas.

2.4.8. Curvas Características

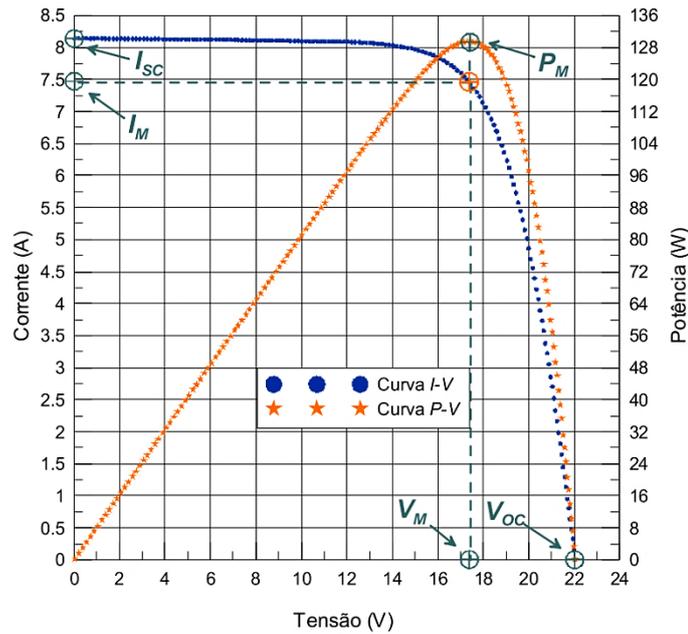
Para o adequado dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, informações dos catálogos fornecidos pelos fabricantes acerca dos módulos são indispensáveis. Essas informações são apresentadas por meio das curvas características, ou curvas I-V, obtidas por meio das STC (VERAS, 2017).

2.4.8.1. Curvas I-V e P-V

² AM: É o coeficiente de massa de ar definido como o comprimento que a luz percorre a atmosfera da terra em um caminho normal à superfície (NREL, 2017) .

Utilizando as condições padrões de teste pelos fabricantes, são obtidos das curvas I-V alguns parâmetros importantes como: I_{sc} , V_{oc} , I_m e V_m . A curva característica se assemelha à que está apresentada na figura 11.

Figura 11- Curva característica I-V e curva de potência versus tensão P-V de módulo (m-Si, 36 células) com 130 W de potência e 12 V de tensão nominal.



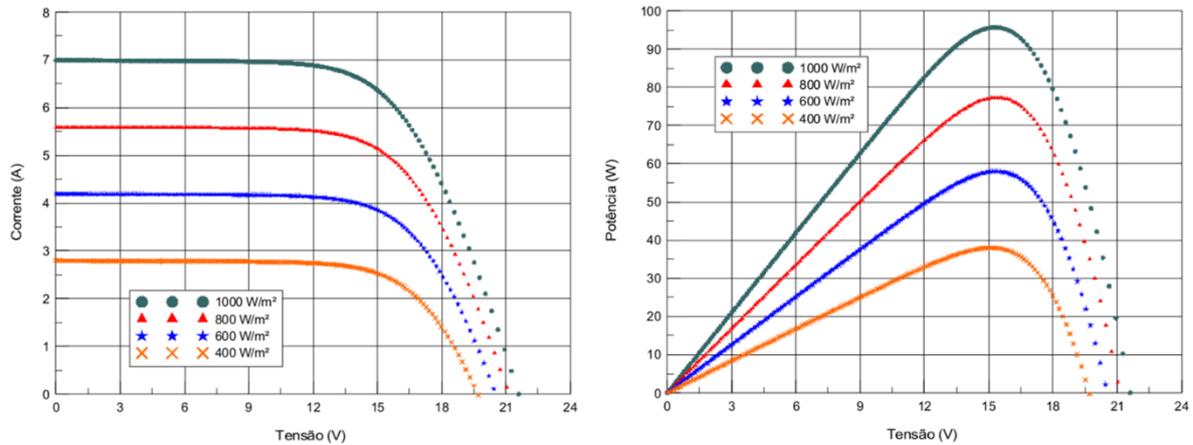
Fonte: (RÜTHER, 2004)

Na mesma imagem observa-se a curva de potência no gráfico P-V, obtida por meio da multiplicação entre os valores de tensão e corrente ponto-a-ponto. O gráfico mostra que a potência é zero em dois locais: quando a corrente é I_{sc} (e tensão é zero) e a tensão é V_{oc} (e corrente é zero). O ponto de máxima potência coincide com o ponto em que há tensão V_m e corrente I_m .

2.4.8.2. Influência da irradiação nas curvas I-V e P-V

Os módulos fotovoltaicos sofrem variações nas suas curvas dependendo do valor de irradiação a que estas são submetidas. A corrente elétrica gerada pela irradiação solar é linearmente proporcional à intensidade da mesma, mas sua tensão se mantém quase constante (BÜHLER, 2011). Consequentemente, a potência também irá variar, conforme observado na figura 12.

Figura 12 - Curvas V-I e P-V para diferentes valores de irradiância.

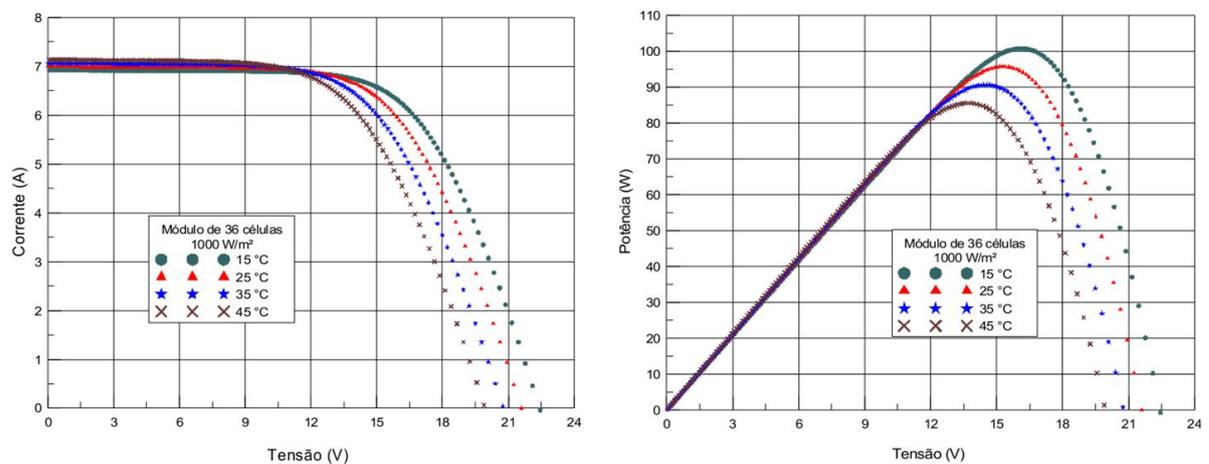


Fonte: (RÜTHER, 2004).

2.4.8.3. Influência da temperatura nas curvas I-V e P-V

Semelhantemente à irradiância, a temperatura também influencia diretamente nas curvas características I-V e P-V, mostradas na figura 13, entretanto, diferente do caso anterior, o aumento da temperatura provoca uma redução da tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico (RAMOS et al, 2010). É possível observar esse efeito na curva I-V, em que não só a redução da tensão reduz com a temperatura, como também uma redução na potência, mas com a manutenção da corrente aproximadamente constante.

Figura 13 - Curvas I-V e P-V para diferentes valores de temperatura



Fonte: (RÜTHER, 2004)

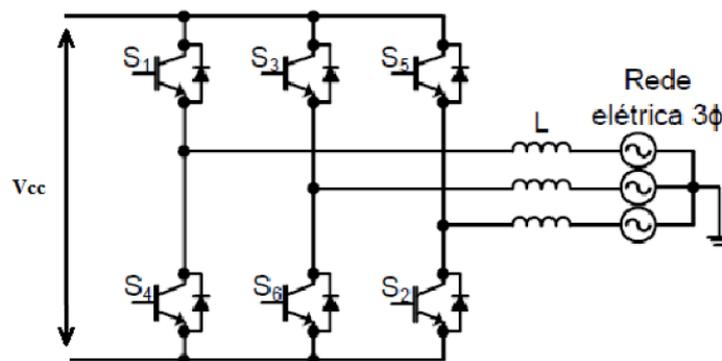
2.5. Conversores Estáticos

Conversores estáticos são dispositivos eletrônicos que adequam a potência elétrica para uma forma desejável. Utilizando comandos de fechamento e abertura de chaves semicondutoras de potência, são capazes de elevar ou abaixar os níveis de tensão e corrente, converter tensão alternada em contínua ou vice-versa. Em um sistema fotovoltaico são utilizados, em geral, dois tipos de conversores estáticos: os conversores CC-CC e CC-CA (SEGUEL, 2009).

2.5.1. Conversor CC-CA

Os módulos fotovoltaicos produzem energia em corrente contínua (CC), mas muitos dos equipamentos eletrônicos utilizam corrente alternada (CA), sendo necessária a utilização de um equipamento conhecido como inversor (ou conversor CC-CA). O inversor fornece tensão e corrente alternada com características que permitem conexão com a rede elétrica, como frequência, forma de onda, dentre outros. (RÜTHER, 2004).

Figura 14 - Inversor trifásico.



Fonte: (VERAS, 2017).

Segundo Imhoff (2007), os inversores podem ser classificados de acordo com o tipo de tensão CA entregues por sua saída, são eles:

a) **Inversores de onda quadrada:** fornecem uma saída CA com harmônicos elevados e com pequena regulação de tensão. Sua onda quadrada é obtida pela variação da tensão e corrente. Normalmente são mais baratos, mas não são recomendados para aplicações com cargas indutivas.

b) **Inversores de onda quadrada modificada ou retangular:** são uma versão melhorada dos inversores anteriores, com redução das harmônicas a partir de chaveamentos adicionais para aproximação da forma de onda seno (ou senoide). Sua aplicação é adequada para diversos tipos de carga como lâmpadas, eletrônicos e muitos tipos de motores elétricos.

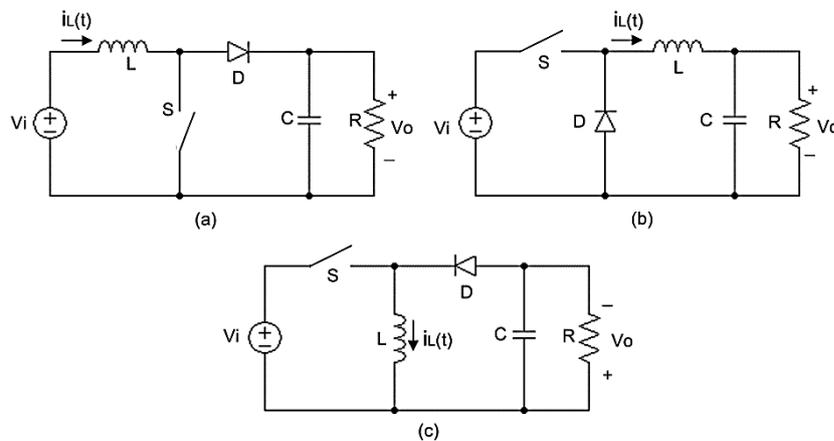
c) **Inversores de onda senoidal:** com desempenho melhor que os anteriores, esses inversores têm menor produção de harmônicos e podem ser utilizados em qualquer equipamento CA. Normalmente utilizam a técnica PWM (Pulso com modulação, *Pulse With Modulation*) com uma filtragem posterior, mas seu custo geralmente é maior.

Dois razões são primordiais para o uso de inversores. Primeiro, a baixa tensão em CC gerada pelos módulos deve ser amplificada para nível mais alto em CA. Segundo, a potência entregue pelos módulos é muito sensível, sendo necessário que o inversor apresente função de busca de máxima potência (IMHOFF, 2007). Além disso, deve dissipar o mínimo de energia, ter baixa produção de harmônicos e sincronismo quando estiver conectado à rede elétrica (KJAER et al, 2002).

2.5.2. Conversor CC-CC

Os conversores estáticos CC-CC recebem esse nome por receber uma tensão ou corrente contínua e converter para outros valores de tensão e corrente dependendo da necessidade do sistema. A família dos conversores não-isolados, mais simples, podem ser divididos em três tipos: conversor abaixador, também chamado *Buck*, conversor elevador (ou *Boost*) e o conversor abaixador-elevador (ou *Buck-Boost*) (ERICKSON, 2001). As topologias podem ser observadas na figura 15, em que a figura 15(a) é a topologia básica do *Boost*, figura 15(b) é o conversor *Buck* e a figura 15(c) é o conversor *Buck-Boost*.

Figura 15- Topologia dos conversores estáticos CC-CC: (a) conversor Boost. (b) conversor Buck. (c) conversor Buck-Boost.



Fonte: (SEGUEL, 2009).

Segundo Seguel (2009), há dois modos de operação dos conversores CC-CC, que são desejáveis para essa aplicação: modo de condução contínua, no qual a corrente $i_L(t)$ é sempre maior que zero durante um período de chaveamento e o modo de condução descontínua, em que a corrente $i_L(t)$ é zero por alguns instantes do período de chaveamento.

Quando o conversor CC-CC está fazendo parte de um SFV, ele pode fazer a ligação entre os módulos e o barramento de corrente contínua ou pode exercer a função de adequar o nível de tensão gerado nos terminais dos módulos ao nível necessário para o barramento ou ser usado como seguidor do ponto de máxima potência (MPPT).

2.5.3. Ponto de Máxima Potência (MPPT)

Os módulos fotovoltaicos apresentam ponto de máxima potência fortemente dependente da temperatura e da radiação solar incidente. Além disso, pelo alto custo de instalação e baixa eficiência, torna-se necessário extrair a máxima potência para aumentar a eficiência do sistema e compensar tais custos. Por esse motivo, técnicas que buscam garantir o funcionamento do sistema próximo ao ponto de máxima potência são essenciais para gerar mais energia com a mesma quantidade de módulos (IMHOFF, 2007).

De acordo com Cubas et al, (2014), técnicas de busca de ponto de máxima potência são divididas em três categorias: métodos *offline*, métodos *online* e métodos híbridos.

Os métodos *offline* requerem informações a respeito das curvas características I-V, da temperatura e dos níveis de irradiação. Entre eles, podem-se encontrar os métodos de circuito aberto e corrente de curto circuito, que define o MPP como uma fração da tensão de circuito aberto do módulo ou da corrente de curto circuito. Além deste, os métodos de inteligência artificial, como os baseados na lógica difusa (forma de lógica multivalorada na qual os valores lógicos das variáveis podem ser qualquer número real entre 0 – referente ao valor falso e 1 – referente ao valor verdadeiro, também conhecido como *fuzzy*) ou redes neurais, também podem ser apontados como métodos *offline*.

Os métodos *online* são aqueles que requerem medições instantâneas de irradiação, temperatura, corrente e tensão dos módulos. A principal vantagem desse método é que não há necessidade das informações da curva característica I-V painéis ou mesmo dos níveis de temperatura, radiação, como nos métodos anteriores. Alguns exemplos desses métodos são: Perturbe e observe, condutância incremental, busca de pico de potência e controle de correlação de *ripple*.

Os métodos híbridos utilizam a combinação das características dos dois métodos anteriores. Inicialmente, para uma aproximação rápida do MPP eles utilizam os métodos *offline* e para melhoria do resultado são utilizados os métodos *online*.

2.6. Mecanismos de perda em um Sistema Fotovoltaico

A medida de qualidade de qualidade de um sistema fotovoltaico é dada pela relação de desempenho, ou *performance ratio* (PR), que é a relação entre a saída de energia atual e a teórica do sistema. De acordo com Nobre (2015), uma PR de 80% tem sido considerada, historicamente, como uma boa referência em um sistema fotovoltaico, entretanto alguns sistemas têm apresentado uma PR próxima de 90% na Alemanha. As perdas que estão entre 10-20% são associadas a uma série de mecanismos, a seguir descritos:

a) Irradiação solar no plano do módulo

A irradiação pode variar em um módulo por alguns fatores, um deles é a localização no globo terrestre escolhida para a instalação. Locais próximos à linha do equador possuem maior incidência de irradiação, enquanto que regiões mais distantes recebem menor quantidade. Além deste, a inclinação dos painéis e a orientação (*azimute*) em relação ao norte são fatores de grande relevância para determinar a capacidade de captura de irradiância pelos módulos. Locais no hemisfério sul do globo devem estar orientadas ao norte, enquanto que regiões no

hemisfério norte devem estar orientadas ao sul. Entretanto, é possível que em regiões próximas à linha do equador, a orientação norte ou sul tenha grande importância (NOBRE, 2015).

b) Sombreamento interno e externo

Sombreamento externo é um problema causado por obstruções no horizonte, por exemplo, montanhas, prédios e também por estruturas próximas como árvores e chaminés. O sombreamento interno é causado pelas próprias estruturas do sistema. Em grandes instalações, fileiras de módulos podem causar sombreamento em outras fileiras de módulos. Além disso, sistemas pequenos, dividido em seções, podem acabar sombreando outras estruturas.

c) Perdas por sujeira

De maior intensidade em regiões áridas, proveniente de poeira, fontes biológicas, entre outras, essas obstruções podem causar perdas normalmente estimadas em 1% (REICH et al, 2012).

d) Reflexão

Produzidos com coberturas de vidro especial, os módulos também sofrem com perdas devido à reflexão da irradiação. A contribuição para tais perdas foi estimada em cerca de 3% (HEYDENREICH et al, 2008).

e) Incompatibilidade (*mismatch*) de irradiação

Os testes feitos por fabricantes seguem as condições de teste padrão com 1000 W/m², porém em condições reais, os módulos são submetidos a uma variação entre 0 e 1200 W/m². Portanto, as perdas por variação de irradiação, que não estão iguais as condições de teste padrão (STC), são estimadas por *softwares*, utilizando dados meteorológicos, em aproximadamente 3% (NOBRE, 2015).

f) Incompatibilidade de Espectro (*Spectrum mismatch*)

Devido a posição do sol mudar durante o dia, a massa de ar em que os módulos são submetidos também varia durante o dia. Cerca de 1% de eficiência é perdida por exposição a esses valores diferentes de 1,5 AM usados no STC (NOBRE, 2015).

g) Dependência da temperatura

A temperatura tem grande impacto na eficiência dos módulos. Diferente da condição STC, que é de 25 °C, os módulos apresentam, normalmente, temperatura entre 25 e 30 °C mais quente que a temperatura ambiente (ROSS, 1976).

h) Incompatibilidade (*Mismatch*) de módulo e fileiras (*string*)

Mesmo não sendo um fator tão relevante como foi antigamente, devido às melhorias nas tolerâncias dos equipamentos, as perdas por *mismatching* de módulos são estimadas em valores menores que 1%. Entretanto, *strings* conectadas sob o mesmo MPPT, e com inclinação

ou orientação diferente, podem causar redução de eficiência por haver diferentes pontos de operação ótima, causando baixo rendimento do sistema (NOBRE, 2015).

i) Perdas ôhmicas

Perdas ôhmicas em fiação CC podem ser calculadas de acordo com o comprimento dos cabos, entretanto, pode-se assumir um valor estimado em 1,5%. Para cabeamento CA é considerada insignificante quando a leitura da energia gerada é feita próxima do inversor, mas pode ser também calculada (NOBRE, 2015).

j) Perdas no inversor

Com eficiência que pode chegar até 98,8%, contudo, inversores estão cada vez mais eficientes. Mas as perdas nesses equipamentos também fazem parte da lista (NOBRE, 2015).

k) Perdas de transformação no inversor

Em sistemas que utilizam transformador, as perdas também estão presentes. Entretanto, sistemas pequenos, que não necessitam desses equipamentos auxiliares, essas perdas são consideradas zero (NOBRE, 2015).

2.7 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados o histórico e as perspectivas do uso da energia solar no mundo, em especial no Ceará e no Brasil. Em especial, foram descritos os acontecimentos que proporcionaram um maior desenvolvimento das tecnologias solares fotovoltaicas no Brasil.

Em seguida, foram definidas as diferenças entre geração centralizada e distribuídas, falando das vantagens e desvantagens para cada sistema como também as definições de sistemas conectados e isolados da rede.

Para além disso, foram explicados a formação das células fotovoltaicas desde os materiais que são utilizados e a formação a partir da dopagem do silício, até as novas gerações de tecnologias que surgiram na fabricação das células e as que ainda estão em desenvolvimento atualmente.

As características principais dos painéis fotovoltaicos foram mostradas, como por exemplo as curvas características, a influência da irradiação e da temperatura no funcionamento desses equipamentos e também suas características elétricas.

Na sequência, os conversores estáticos, dispositivos eletrônicos que adequam a potência elétrica para uma forma desejável, foram abordados, iniciando pelos conversores CC-CA e por fim os inversores CC-CC, trazendo a importância desses equipamentos e também suas

classificações. Além disso, também foi abordado sobre os métodos de busca pelo ponto de máxima potência.

Por fim, foram apresentados os mecanismos de perdas em sistemas fotovoltaicos, como perdas ôhmicas, sujeira, entre outros, apresentando as taxas de perda de eficiência causada por cada um deles.

3. ESTUDO DE CASO

3.1. Caracterização do local

O objeto de estudo é um sistema solar fotovoltaico, observado na figura 16, instalado em Sebastião de Abreu (Serrota), distrito de Pentecoste, localizado na região Norte Cearense, na microrregião do Médio Curú, distante cerca de 100 km de Fortaleza, no Ceará. As coordenadas geográficas são: Latitude $3,8593^{\circ}$ Sul e Longitude $39,3373^{\circ}$ Oeste.

Figura 16 - Sistema solar fotovoltaico instalado em Serrota



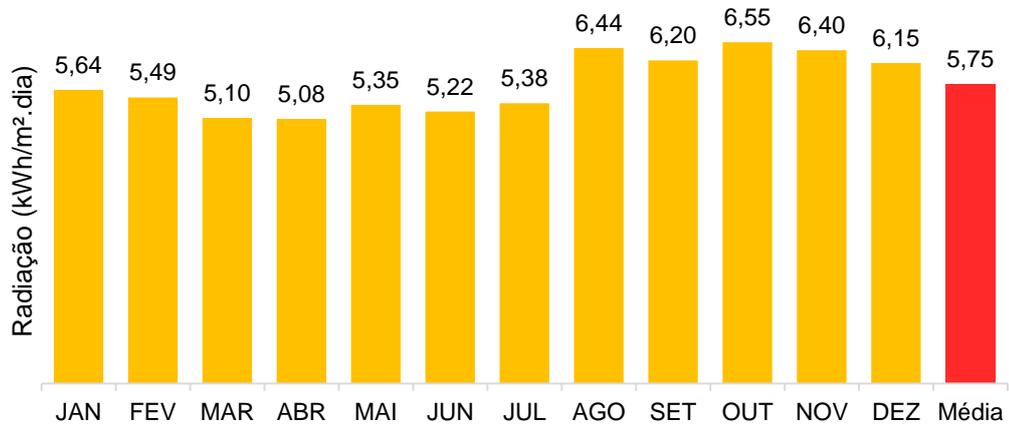
Fonte: Autor

3.1.1. Dados meteorológicos

De acordo com a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), locais favoráveis a sistemas fotovoltaicos devem apresentar radiação solar global maior que $2000 \text{ kWh/m}^2\text{.ano}$, ou seja, $5,5 \text{ kWh/m}^2\text{.dia}$.

Em Serrota, a radiação global média por ano é de $5,75 \text{ kWh/m}^2\text{.dia}$, enquadrando-se como uma região favorável para a instalação desse tipo de sistema. Como mostrado na figura 17, os períodos com maior radiação estão entre a primavera e o verão, nos meses entre setembro e março, e com menores valores entre outono e o inverno, meses entre março e agosto.

Figura 17 - Radiação global em Serrota.



Fonte: Adaptado de (Meteonorm 7.1 (2008-2012), Sat=83%)

A temperatura média mensal, como pode ser observada na figura 18, caracteriza-se por haver pouca variação durante o ano.

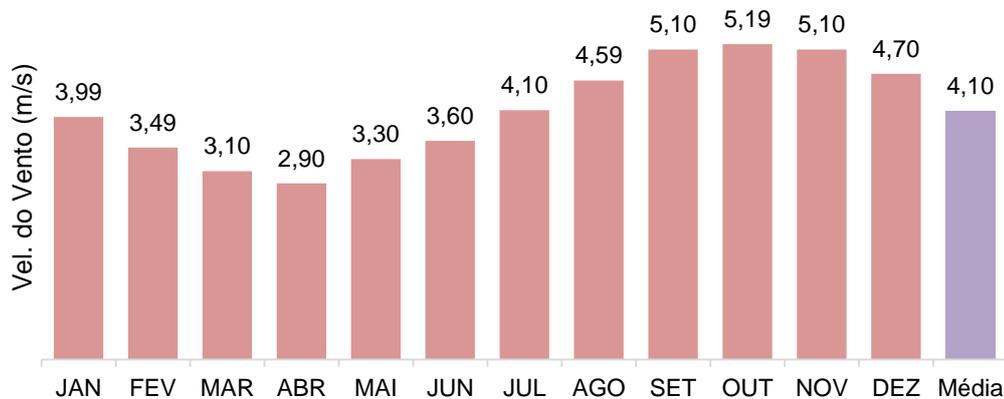
Figura 18 – Temperatura média mensal em Serrota.



Fonte: Adaptado de (Meteonorm 7.1 (2008-2012), Sat=83%).

A velocidade dos ventos (figura 19) tem características similares à radiação solar, na qual cresce na primavera e verão e reduz entre outono e inverno.

Figura 19 - Velocidade mensal do vento.



Fonte: Adaptado de (Meteonorm 7.1 (2008-2012), Sat=83%).

De acordo com o banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), entre os anos de 1961 a 2019, nas estações de Fortaleza e Sobral (CE), cidades com estações mais próximas de Pentecoste, os dados de temperatura máxima e mínima foram os seguintes:

Tabela 1 - Temperaturas máximas e mínimas históricas entre 1961-2019

Estação	Mín. (°C)	Máx. (°C)
Fortaleza	20	37
Sobral	16	39

Fonte: Adaptado de (INMET).

Esses dados serão necessários na simulação do sistema, onde serão utilizadas as temperaturas máximas e mínimas da região mais próxima do sistema.

3.1.2. Telhado

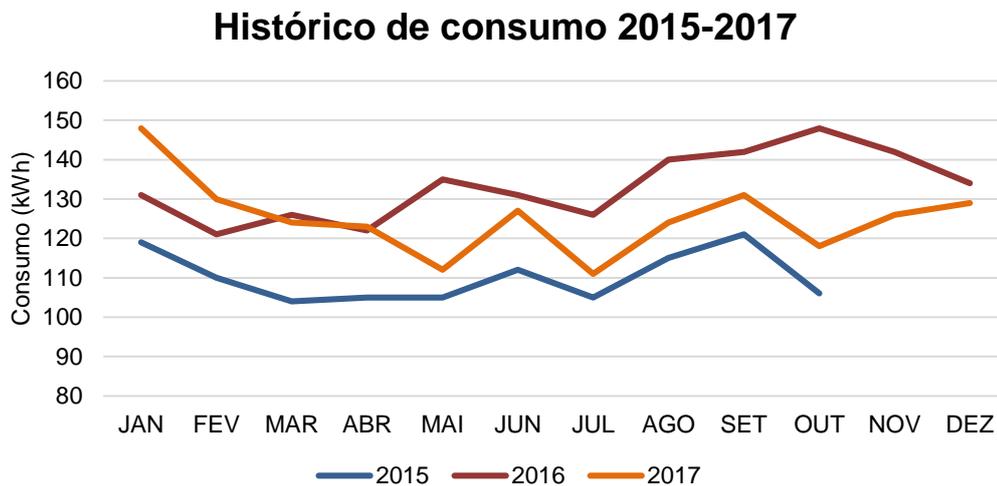
O sistema fotovoltaico está instalado em um telhado cerâmico com inclinação de 12° em relação à superfície horizontal do solo. O ângulo azimutal do telhado, ângulo entre a projeção em um plano horizontal de uma reta normal ao plano da superfície do telhado e a direção Norte-Sul a partir do norte geográfico (GARCIA et al, 2016), é de 180°. Idealmente, a

melhor posição do telhado seria com azimute de 0° . Entretanto, devido à proximidade com a linha do equador, as perdas são consideradas pequenas e, portanto, aceitáveis.

3.2. Caracterização da Unidade Consumidora

A Unidade Consumidora (UC) faz parte do grupo B, grupamento com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV com tarifa monômnia, e subgrupo B1, residencial, e possui conexão monofásica. O histórico de consumo mensal da UC nos anos de 2015, 2016 e 2017, exceto os meses de novembro e dezembro do ano de 2015, pode ser observado na figura 20.

Figura 20 - Consumo de energia entre os anos de 2015 e 2017



Fonte: Adaptado de (ENEL).

O comportamento do consumo da UC variou entre os anos analisados. As menores e maiores médias de consumo foram registrados nos anos de 2015 e 2016, respectivamente, e em 2017 houve uma redução comparado com o ano anterior.

3.3. Caracterização dos equipamentos

O sistema, dimensionado pela Engene Jr para proporcionar uma economia de cerca de 72% no consumo, possui dois módulos fotovoltaicos, um microinversor e os dispositivos de proteção.

3.3.1. Módulos

Os módulos utilizados são da marca GCL, modelo P6/72 e possuem as seguintes especificações elétricas para as condições STC e para temperatura normal de operação (NOCT), com irradiação de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C e vento de 1 m/s:

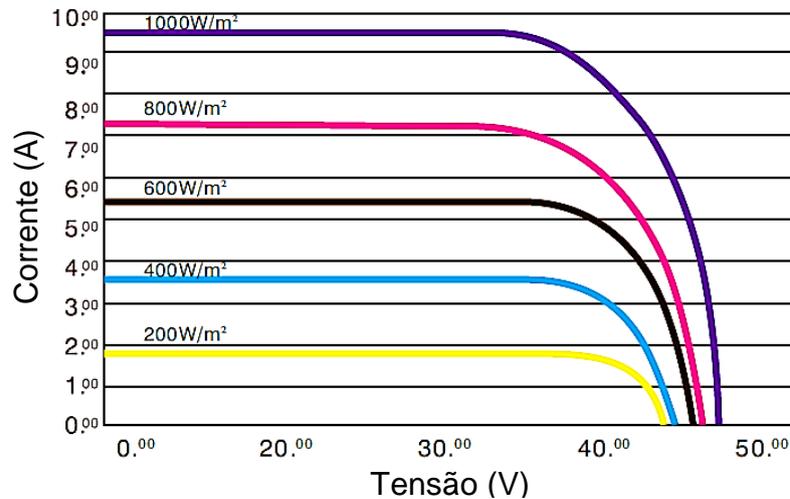
Tabela 2 - Especificações elétricas dos módulos GCL P6/72.

Dados	STC	NOCT
Potência Máxima (W)	330	237,71
Tensão de potência máxima V _m (V)	37,8	34,5
Corrente de potência máxima I _m (A)	8,73	6,89
Tensão de Circuito aberto V _{oc} (V)	9,33	7,58
Corrente de curto circuito I _{sc} (A)	46,2	42,9
Eficiência do módulo (%)	17	17

Fonte: Adaptado de (*Datasheet GCL*).

Além disso, os módulos têm coeficiente de temperatura (CT) de potência máxima de -0,41%/°C, CT de V_{oc} de -0,32%/°C e CT de I_{sc} de +0,055%/°C. Foram também fornecidos pelo fabricante as curvas dos módulos, como observado abaixo.

Figura 21 - Curvas características do microinversor.



Fonte: Adaptado de (*APSystems*).

3.3.2. Microinversor

O microinversor modelo YC500, da APSystems, permite a conexão com apenas dois módulos individualmente. Além disso, possui dois MPPTs, um para cada módulo. Suas especificações estão na tabela abaixo:

Tabela 3 - Especificações técnicas do microinversor.

Dados de entrada (CC)	
Faixa de tensão MPPT (V)	22 – 45
Corrente máxima de entrada (A)	12 x 2
Tensão máxima de entrada (V)	55
Dados de saída (CA)	
Potência nominal (W)	500
Corrente máxima (A)	2,08 (em 240 V) e 2,4 (em 208 V)
Faixa de tensão (V)	211-264 (208 V) e 183-229 (208 V)
Faixa de frequência (Hz)	59,3 - 60,5
Fator de potência	>0,99
Distorção harmônica (%)	<3
Eficiência	
Eficiência de pico (%)	95,5
Eficiência nominal para MPP (%)	99,5

Fonte: Adaptado de (APSystems).

3.3.3. Dispositivos de proteção

Os sistemas fotovoltaicos também requerem dispositivos adicionais de proteção, entre eles Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS) e disjuntor, como mostrado na figura 22. Ao utilizar microinversor, a proteção entre os módulos e o microinversor, no lado CC do sistema, é desnecessária, pois no inversor já estão contidos os dispositivos necessários. Entretanto, faz-se necessária a proteção do lado CA.

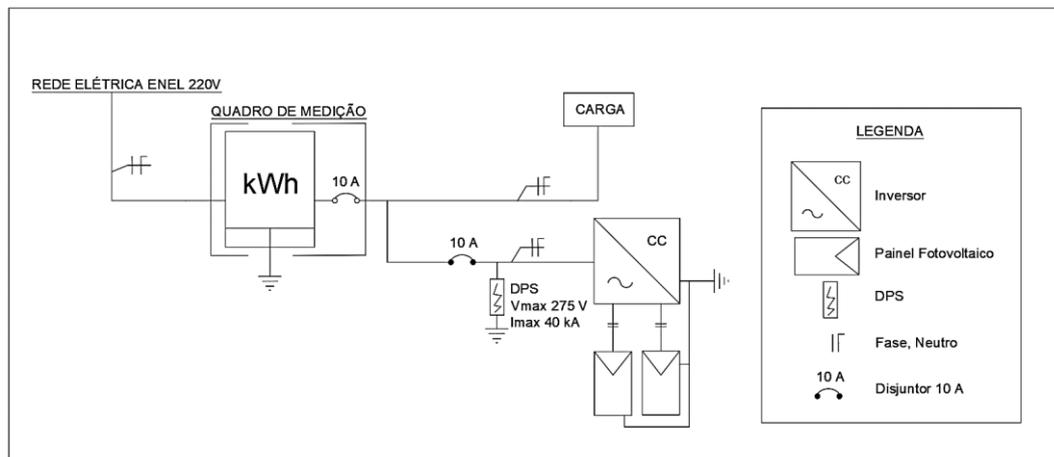
Figura 22 - Caixa de proteção CA.



Fonte: Autor.

Como é possível observar na representação do diagrama unifilar da instalação, figura 23, o sistema utiliza um disjuntor de 10 A e dois dispositivos de proteção contra surto (DPS) de 275V e corrente máxima de 40 kA.

Figura 23 - Diagrama unifilar da instalação.



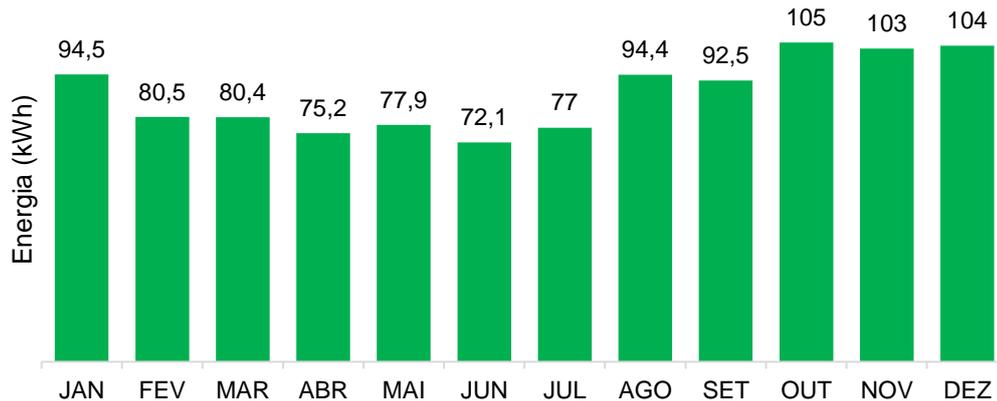
Fonte: Autor (2019).

3.3. Simulação do sistema

Utilizando o *software* PVsyst V6.70, um dos simuladores mais utilizados do mercado, fez-se a simulação utilizando as coordenadas geográficas do local, os dados meteorológicos de velocidade de vento, temperaturas máximas, mínimas e médias, orientação

do sistema, como mostrado na seção 3.1, os dados dos equipamentos descritos na seção 3.3, os dados de perdas descritos na seção 2.6 e, na falta dos dados, usou-se os dados padrões do programa. A simulação do PVsyst produziu os dados mensais de energia que o sistema gerará. Estes dados podem ser observados na figura 24.

Figura 24 - Dados de produção teórica simulados no PVsyst.



Fonte: Adaptado (PVsyst).

É possível observar que os meses com maior e menor produção coincidem com o período de maior e menor irradiação incidente na região.

3.3. Consumo pós-instalação

Os dados de geração e consumo da UC foram obtidos por dois meios: leitura no quadro de medição e conta de energia fornecida pela ENEL. Esses dois métodos de obtenção se fizeram necessários, pois havia informação insuficiente na conta de energia sobre a geração de energia do sistema.

Esses dados não mostram quanto está sendo gerado de energia pelo sistema, nem a quantidade de energia que é consumida na UC. Isso acontece, pois, o sistema fotovoltaico está diretamente conectado à carga, ou seja, o registro de energia excedente enviada para a concessionária só é realizada pelo quadro geral de medição, caso a energia produzida não estiver sendo utilizada em sua totalidade. O mesmo acontece para a energia consumida, que só é medida se não houver produção no momento da demanda pela carga.

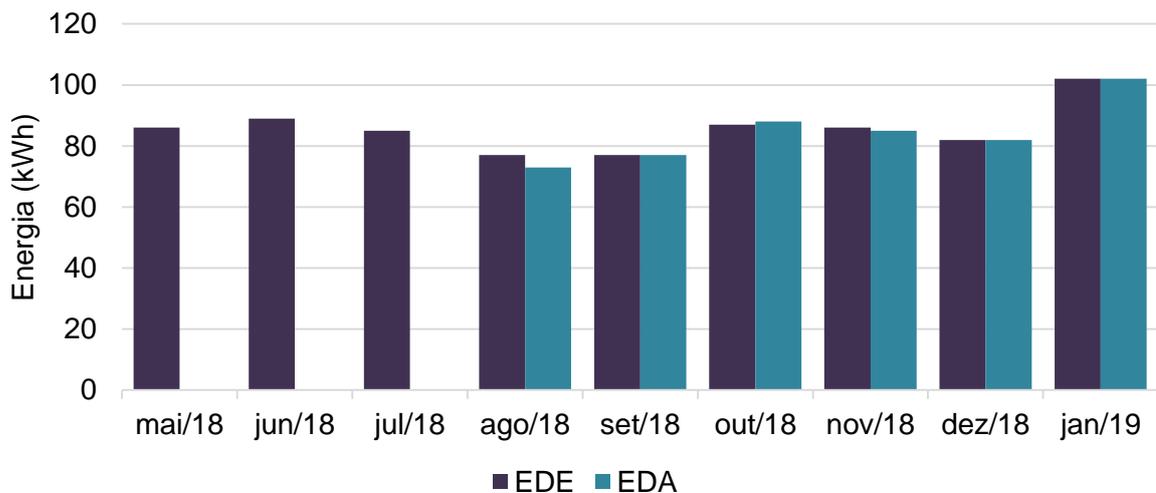
A leitura no quadro geral foi iniciada no mês de agosto de 2018. Os dados foram calculados utilizando os mesmos dias em que eram feitas as medições pela ENEL. Esses dados

foram organizados em energia direta, retirada da rede, energia reversa, produzida pelo sistema e enviada para a rede e energia a ser paga a concessionária, como segue abaixo:

- EDE: Energia direta medida pela ENEL;
- ERE: Energia reversa medida pela ENEL;
- EPE: Energia a ser paga medida pela ENEL;
- EDA: Energia direta medida pelo autor;
- ERA: Energia reversa medida pelo autor;
- EPA: Energia a ser paga medida pelo autor.

Devido a diferença entre os horários em que as leituras feitas pelo autor e pela ENEL, as energias diretas EDE e EDA possuem uma pequena margem de diferença.

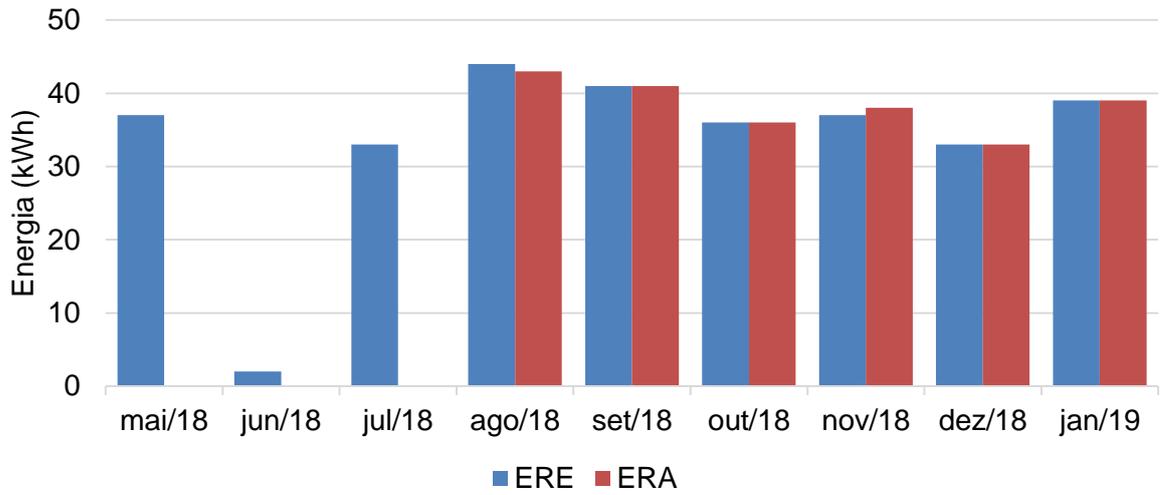
Figura 25 - Energia direta medida pela ENEL e pelo autor.



Fonte: Enel e próprio autor.

Semelhante à energia direta, os valores de energia reversa, nos meses medidos pelo autor, obtiveram valores semelhantes aos medidos pela ENEL. Observam-se pequenas variações nesses valores, mas pela pequena diferença, o erro é considerado irrelevante para o objetivo do trabalho. Pode-se observar que o valor de energia reversa no mês de junho foi de 2 kWh. Esse resultado abaixo do esperado foi à motivação para que o autor passasse a fazer as medições no medidor.

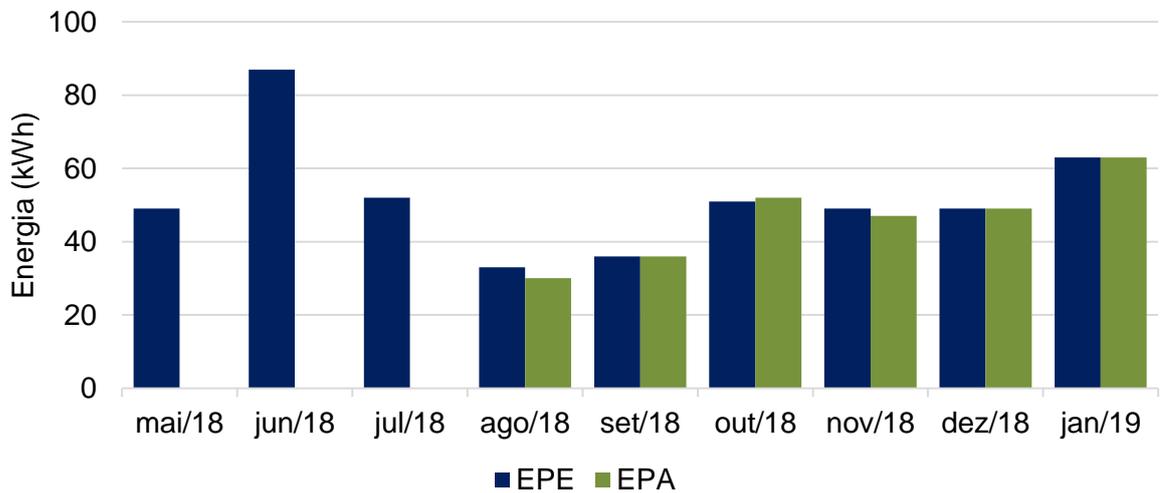
Figura 26 - Energia reversa medida pela ENEL e pelo autor.



Fonte: Enel e próprio autor.

A energia a ser paga pelo consumidor, que é a energia direta menos a energia reversa, pode ser observada no gráfico abaixo. Semelhante aos dados anteriores, este também tem semelhança entre a energia medida pelo autor e a energia da ENEL.

Figura 27 - Energia a ser paga medida pela ENEL e pelo autor.



Fonte: Enel e próprio autor.

3.4. Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados a localização do sistema fotovoltaico, as características do local de instalação, e os dados meteorológicos.

Em seguida foram mostradas as características do telhado da UC como ângulo azimutal, dados de inclinação e direção, bem como os dados de consumo de energia mensal nos anos de 2015, 2016 e 2017.

Na sequência, foram apresentadas as características elétricas, fornecidas pelo fabricante, dos equipamentos do sistema, tais como os módulos, microinversor e também o sistema de proteção utilizado.

Depois, foi realizado a simulação do sistema fotovoltaico utilizando o software PVSyst com os dados meteorológicos da região, as características do telhado e, quando inexistentes, dados padrões do próprio software.

Por fim, foram mostrados e comparados os dados fornecidos pela ENEL e os dados medidos pelo autor, como energia injetada na rede, a ser paga à concessionária.

4. ANÁLISE ECONÔMICA

4.1. Métodos de Análise Econômica

Nesse estudo serão aplicados os seguintes métodos: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback* descontado.

4.1.1. Valor Presente Líquido (VPL)

De acordo com Rodrigues (2014), o VPL:

Reflete a riqueza em valores monetários do investimento, medida pela diferença entre o valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa, a uma determinada taxa, frequentemente chamada de taxa de desconto, custo de oportunidade ou custo do capital (p.315).

O VPL é calculado pela seguinte fórmula:

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

Onde:

- FC_0 : Fluxo de caixa no momento inicial;
- FC_j : Fluxo de caixa do projeto para cada intervalo de tempo;
- i : Taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade (TMA);
- n : Período de tempo.

A avaliação do projeto é feita de acordo com os valores do VPL. Para valores de $VPL > 0$ o projeto deverá ser aceito; $VPL < 0$ o projeto deve ser rejeitado; por fim, para valores de $VPL = 0$ não faz diferença investir ou não no projeto. Quanto maior for seu valor, mais interessante é o investimento.

4.1.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é a taxa que torna o valor do VPL do fluxo de caixa do investimento nulo. Essa taxa iguala o valor presente dos lucros futuros ao dos gastos realizados com o projeto, ou seja, é a taxa de remuneração do capital investido (PONCIANO et al, 2004). O TIR é calculado pela seguinte fórmula:

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

Os critérios de decisão usando a TIR devem ser: para valores maiores que o custo de oportunidade o projeto deve ser aceito; para valores menores que a TMA o projeto deve ser rejeitado (FARIA, 2015).

4.1.3. Tempo de retorno descontado - *payback* descontado

Existem dois tipos de tempo de retorno de investimento, o *payback* simples e o descontado. O *payback* simples indica o tempo necessário para a recuperação do recurso investido. Ele é obtido calculando o número de anos em que o fluxo de caixa estimado se iguale ao valor inicial investido. Entretanto, esse sistema possui um erro teórico que é desconsiderar o valor do dinheiro no tempo e, por esse motivo, não será utilizado nesse estudo (FARIA, 2015).

Diferente do *payback* simples, o descontado corrige o problema do dinheiro no tempo utilizando um fluxo descontado, tendo como indicador a liquidez do projeto. Mesmo com esse problema resolvido, o *payback* descontado desconsidera os fluxos de caixa após o período de corte. Entretanto, tem como qualidade não aceitar projetos de VPL negativo. Ele pode ser usado como critério complementar para análise de viabilidade econômica (FARIA, 2015). Esse método objetiva determinar o valor de (j) na equação seguinte equação:

$$I = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + i)^j}$$

4.2. Tarifa, eficiência e custo

Nesse estudo, será feita a avaliação de dois casos. No primeiro será utilizada a simulação do PVsyst e a segunda utilizando os dados obtidos da conta de energia. Para iniciar a investigação desses casos, serão definidos os valores da tarifa, a redução da eficiência do sistema, o custo inicial do sistema e os gastos com manutenção.

4.2.1. Tarifa de energia

No ano de 2018, o valor médio da tarifa de energia observado nas faturas de energia em oito meses diferentes foi de 0,73207 R\$/kWh. Além disso, de acordo com o jornal G1 (2018), entre os anos de 2014 e 2017 a conta de energia teve uma alta acumulada de 33,09% para consumidores residenciais na região Nordeste. Com isso, foi utilizada a tarifa média para o primeiro ano e aplicando um aumento médio de 8,273% no valor de energia aos anos subsequentes, estimando-se então os valores das tarifas para os 25 anos de vida do sistema de acordo com a tabela abaixo:

Tabela 4 - Tarifas para os 25 anos de vida do sistema.

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tarifa (R\$/kWh)	0,7321	0,7926	0,8582	0,9292	1,0061	1,0893	1,1794	1,2770	1,3826
Ano	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Tarifa (R\$/kWh)	1,4970	1,6209	1,7550	1,9002	2,0574	2,2276	2,4119	2,6114	2,8274
Ano	19	20	21	22	23	24	25		
Tarifa (R\$/kWh)	3,0614	3,3146	3,5888	3,8857	4,2072	4,5553	4,9321		

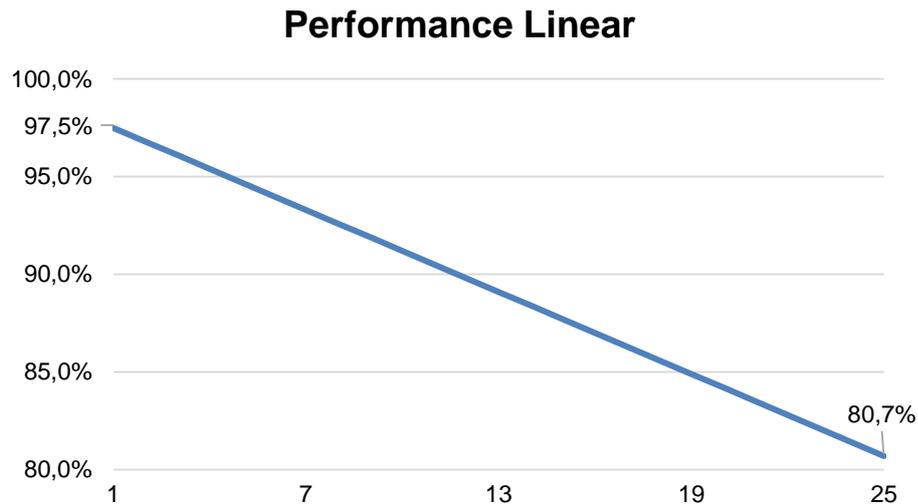
Fonte: Autor.

4.2.2. Decaimento da eficiência

Como todos os equipamentos, há uma redução na eficiência dos módulos fotovoltaicos durante sua vida útil. Segundo a GCL (2016), os equipamentos utilizados nesse sistema têm garantia de redução de eficiência linear como apresentado na figura 28.

No primeiro ano há um decaimento inicial na eficiência de 2,5%, iniciando a geração com 97,5% da nominal. No último ano da garantia, o decaimento acumulado da eficiência será de 19,3% (GCL, 2016). Assim, no intervalo entre os 25 anos analisados o decaimento será linear.

Figura 28 - Garantia de performance linear de 25 anos do fabricante.



Fonte: Adaptado de (Datasheet GCL).

4.2.3. Custo total do sistema

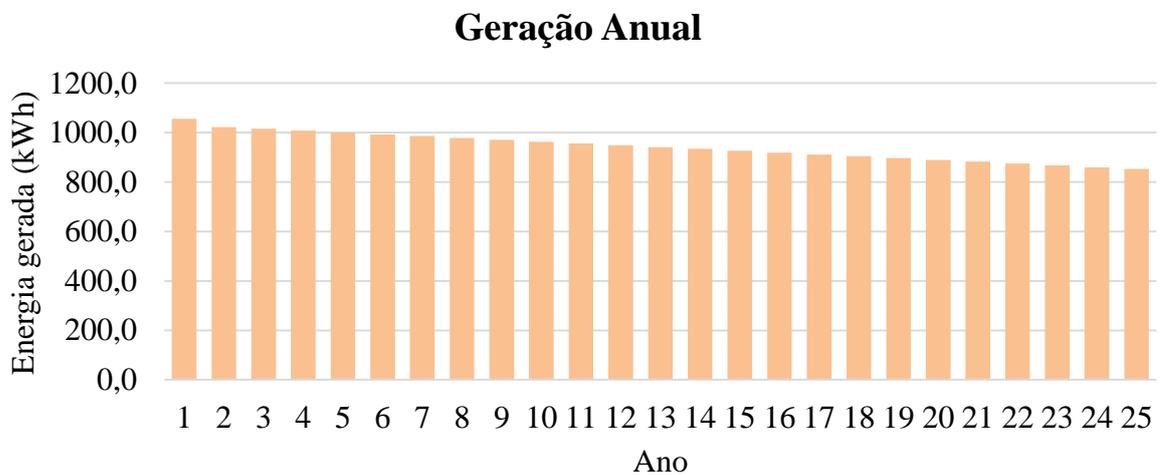
O sistema foi projetado pela empresa Engene Jr. e instalado por uma equipe da disciplina de Energia Solar do curso de Engenharia de Energias da UNILAB (Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira). Devido essas características, houve uma economia, pois, o custo de mão de obra foi consideravelmente menor e, além disso, o custo do projeto foi abaixo do mercado por ter sido feito pela Engene Jr. A equipe estimou que no final o total dos gastos foi de R\$ 3.850,00, com pagamento a vista. Comparando o valor de um sistema instalado pela empresa HUBGREEN, o custo total, para uma potência similar, seria de R\$ 4.500,00.

Considerando a garantia dos módulos, de 10 anos contra defeito de fabricação e 25 anos de geração, e microinversor 15 anos. Para esse projeto, o gasto com a manutenção anual será de 1% do valor total do sistema.

4.3. Caso I

No primeiro caso analisado, utilizará a geração de energia anual simulada pelo *software* PVsyst. Como o software não faz a simulação para a vida útil do projeto, serão, nos anos posteriores, aplicadas a redução da eficiência utilizando a garantia de performance linear fornecido pelo fabricante. Utilizando os dados da simulação da figura 24 e o decaimento da figura 28, calculou-se a produção mês a mês para os 25 anos iniciais, obtendo como resultado a figura 29.

Figura 29 - Produção de energia com decaimento linear de 25 anos em kWh



Fonte: Autor.

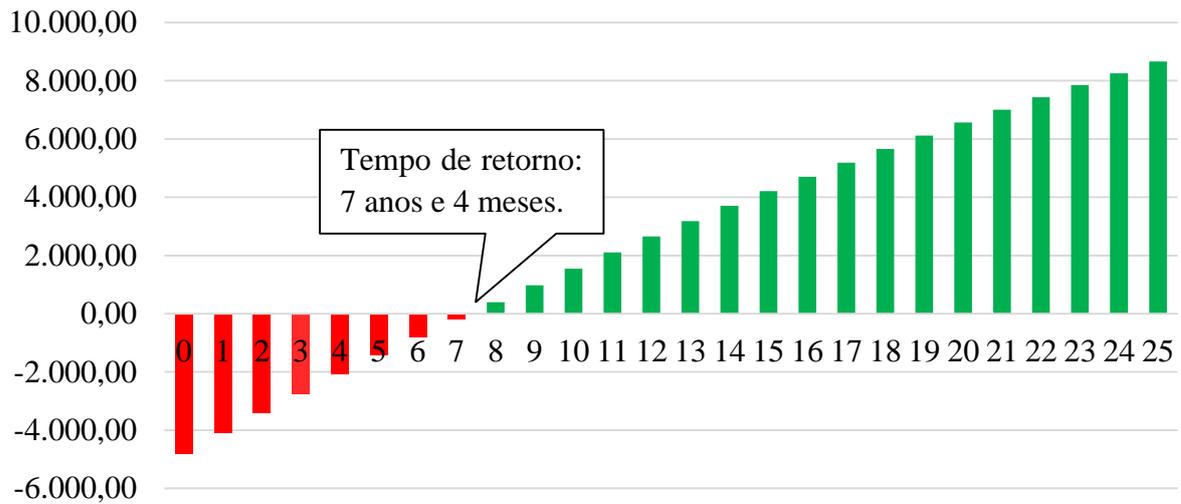
4.3.1. Análise econômica do Caso I

4.3.1.1. Payback descontado

Utilizando os dados de geração de energia com redução de eficiência da figura 29 e tarifas para a vida útil de 25 anos da tabela 4, aplicou-se a análise econômica utilizando o método do *payback* descontado. Foi considerado para esse caso uma taxa de juros de 10% a.a., um valor acima da taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC) e da poupança, 6,5% a.a. (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2019) e 4,55% a.a. (RECEITA FEDERAL, 2019) respectivamente, para o mês de fevereiro de 2019, garantindo um retorno acima das taxas consideradas conservadoras.

Trazendo todos os valores de manutenção para o ano zero, o fluxo de caixa para o projeto pode ser visto na figura 30. Nela é possível perceber que o fluxo de caixa se torna positivo a partir do sétimo ano. Assim, para esse caso, foi obtido o tempo de retorno para o projeto de 7 anos e 4 meses.

Figura 30 - Fluxo de caixa para o caso I



Fonte: Autor.

Em um estudo feito por Oliveira (2018) para um sistema 0,78kWp, utilizando *payback* simples, foi obtido o menor tempo de retorno de 17 anos. O *payback* simples para projetos em condições semelhantes tem tempo de retorno menor que o *payback* descontado. Entretanto, mesmo utilizando *payback* descontado o tempo de retorno deste projeto é 9 anos e 8 meses menor.

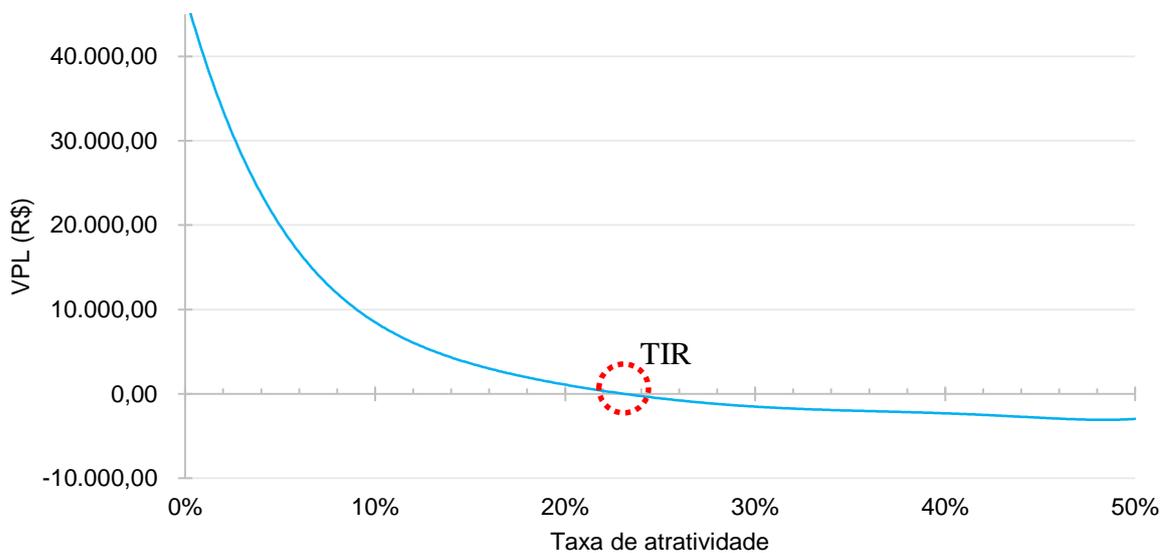
4.3.1.1. VPL e TIR

Para análise do VPL e da TIR do projeto, criou-se o perfil do VPL plotando seus valores para diferentes taxas de atratividade, obtendo, então, o gráfico da figura 31.

O perfil do VPL mostra seu comportamento para diferentes valores de taxa de atratividade e, além disso, é possível visualizar graficamente para quais valores de atratividade o projeto não é considerado viável. Além disso, a taxa para qual o VPL é zero é a TIR do projeto.

Nesse caso, é possível observar que para uma taxa de atratividade acima de 23,03% o investimento não é viável e, conseqüentemente, abaixo dessa taxa o projeto é viável. A uma taxa de 10% a.a., o VPL é de R\$ 8.658,15. Já a TIR do projeto é de 23,03%. Conseqüentemente, considerando uma taxa de atratividade estabelecida inicialmente, o investimento no projeto é considerado acertado ao analisar os valores do *payback* descontado, do VPL e da TIR.

Figura 31 - Perfil do VPL para o caso I.



Fonte: Autor.

Considerando investimentos seguros de baixo risco com renda fixa, como SELIC, poupança e também investimentos atrelados ao Certificado de Depósito Interbancário (CDI), em 6,39%³ a.a., a TIR deste projeto pode ser considerado muito atrativa, pois seu valor, além de ser alto, é mais que duas vezes a taxa desses investimentos.

4.4. Caso II

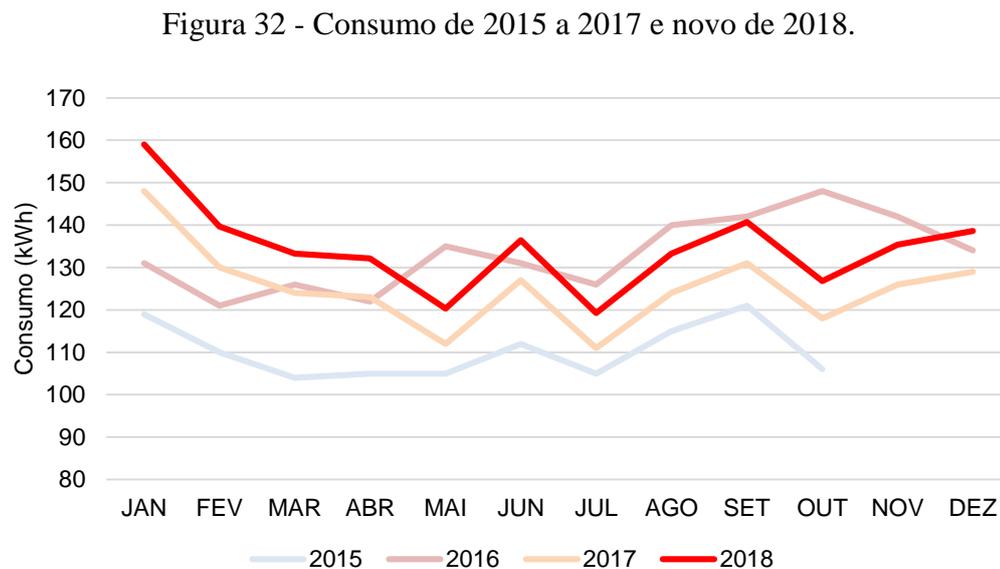
Nesse sistema, o histórico de geração não é registrado pelo microinversor. Além disso, o registro feito pelo medidor geral não mostra os valores de geração que é produzido pelo sistema fotovoltaico. Isso acontece, pois, a carga é ligada diretamente no gerador, fazendo com

³ CDI acumulado para o dia 3 de março de 2019, obtido em: <<https://cdihoje.com/taxa-cdi/>>.

que o medidor gere a leitura somente do excedente que não é consumido. Por isso, faz-se necessário utilizar outra abordagem para estimar a economia que está sendo obtido com o uso do sistema.

Nesse caso, inicialmente analisou-se o histórico de consumo dos anos 2015, 2016 e 2017, excetuando os meses de novembro e dezembro de 2015. Desses valores, foram feitas as médias de consumo mensal para cada ano. Com a média, foi calculado o aumento anual entre os anos. De 2015 para 2016 houve um aumento de 20,84% e de 2016 para 2017 houve uma redução de 5,94%, um aumento acumulado de 14,9% para o período analisado e 7,45% por ano.

Com essas informações, definiu-se então que o consumo de 2018, ano no qual o sistema foi instalado, será 7,45% maior que o ano de 2017. Assim, adicionou-se esse valor para o consumo ao ano supracitado, obtendo o consumo de 2018. Esse perfil de consumo será mantido pelos próximos anos de análise do sistema. O histórico de consumo e o ano convencionado pode ser observado na figura 32.

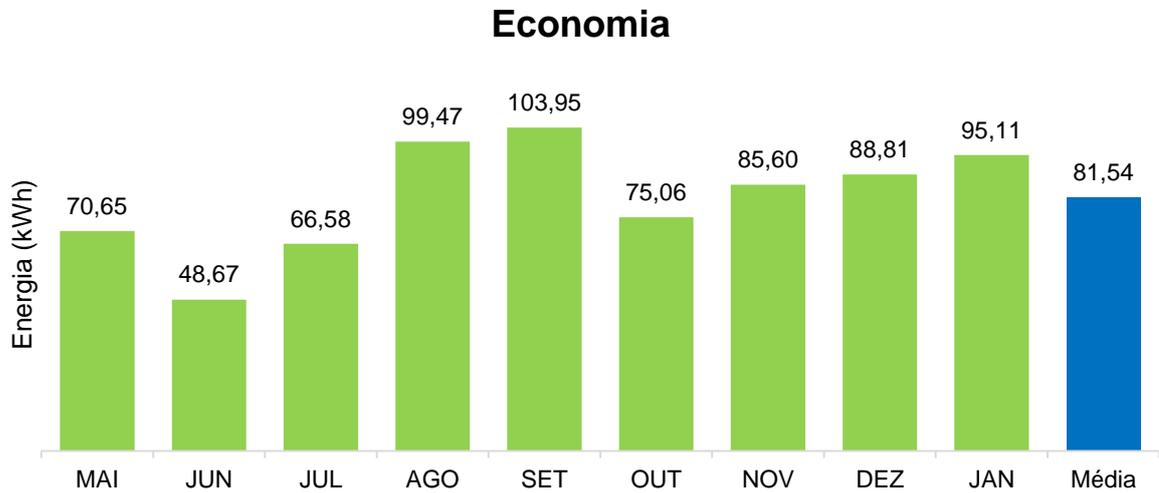


Fonte: Autor.

Com o valor de consumo do ano de 2018, estimou-se a economia que o sistema proporcionou subtraindo do consumo estimado o consumo medido pela ENEL na fatura. Como foram realizadas medições iniciando no mês de maio, subtraiu-se o consumo do mês equivalente, ou seja, consumo estimado do mês de maio menos o valor pago à ENEL do mesmo mês e assim sucessivamente. Para o mês de janeiro de 2019, utilizando o mesmo cálculo, optou-

se por subtrair o valor pago do consumo do mês de janeiro de 2018. A economia teórica no ano de 2018 é visto na figura 33.

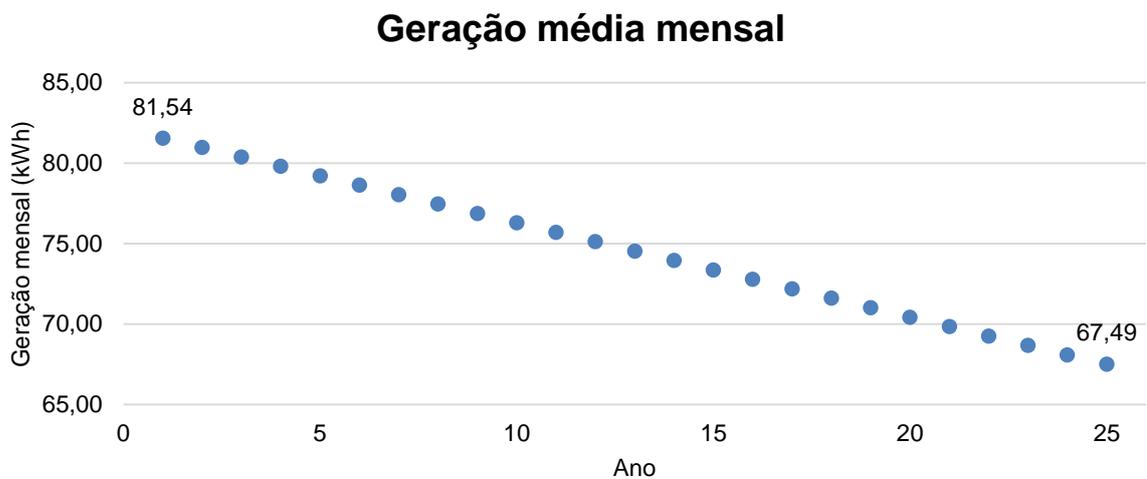
Figura 33 - Economia estimada para o sistema.



Fonte: Autor.

A média de economia nesses meses foi de 81,54 kWh/mês. Esse valor se aproxima da média anual da simulação realizada no PVsyst, que é de 88 kWh. Definiu-se, então, essa média como sendo a produção média dos meses de 2018 e aplicou-se o decaimento de eficiência linear, obtendo a produção durante a vida útil do sistema como mostrado na figura 34.

Figura 34 - Geração média mensal de 25 anos.



Fonte: Autor.

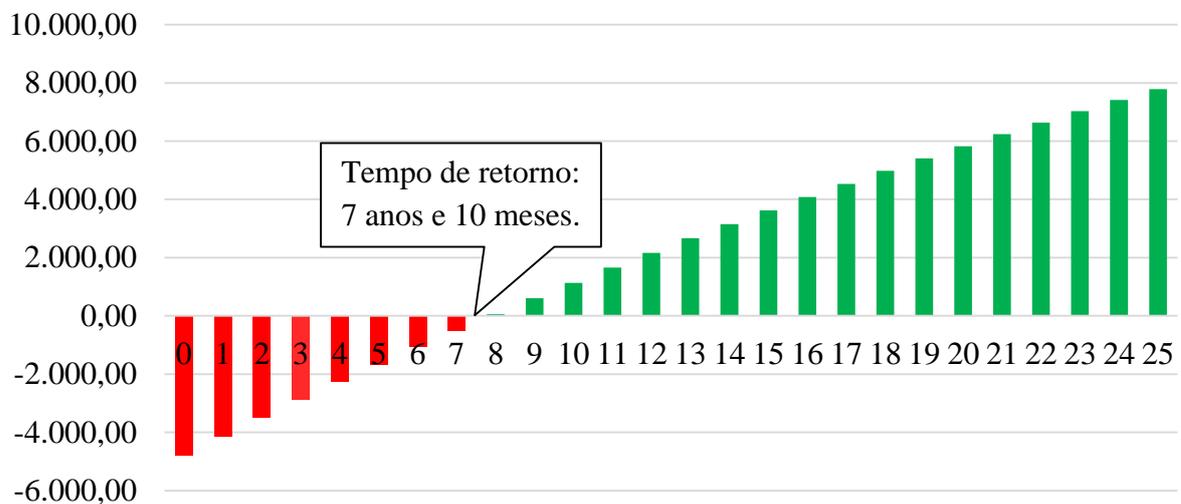
4.4.1. Análise econômica do Caso II

4.4.1.1. Payback descontado

Na análise de *payback* descontado, para esse caso, foram utilizados os dados de geração de energia com redução de eficiência (figura 34) e tarifas (tabela 4) para a vida útil de 25 anos para a geração corrigida. Além disso, semelhante ao caso anterior, foi considerada uma taxa de atratividade de 10% a.a.

Semelhante ao caso I, trazemos todos os valores de manutenção para o ano zero, o fluxo de caixa para o projeto pode ser visto na a figura 35. É possível observar que o fluxo de caixa saiu do negativo e passou para positivo a partir do sétimo ano. Com isso, o tempo de retorno por meio do *payback* descontado de 7 anos e 10 meses. Utilizando novamente o estudo feito por Oliveira (2018) como comparativo, para esse caso, o tempo de retorno foi menor 9 anos e 2 meses.

Figura 35 - Fluxo de caixa para o caso II



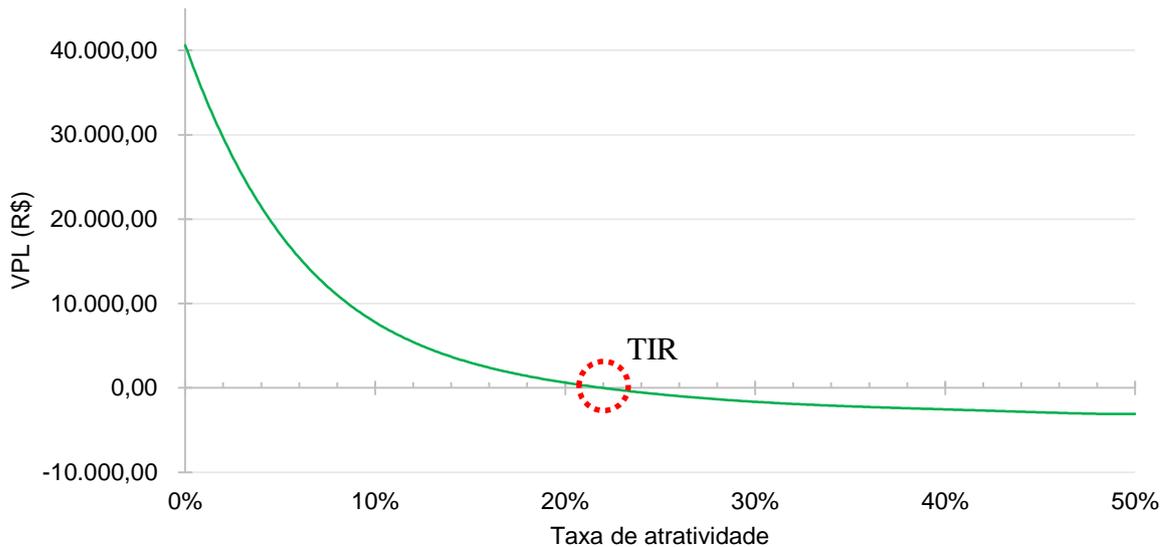
Fonte: Autor.

4.4.1.1. VPL e TIR

Para este caso também foi plotado o perfil do VPL para diferentes taxas de atratividade, tendo como resultado a curva da figura 36.

De acordo com o perfil do VPL, para uma taxa de atratividade de 10% a.a., o VPL foi de R\$ 7.783,26. Além disso, obteve-se uma TIR de 21,88%. Com base nesses dados e para o tempo de retorno obtido por meio do *payback* descontado, a escolha do investimento foi considerada acertada.

Figura 36 - Perfil do VPL para o caso II.



Fonte: Autor.

Pode-se comparar a TIR do projeto com outras taxas do mercado para comparar quão atrativo o projeto é. Comparando o valor obtido com a maior taxa SELIC entre os anos de 2011 e 2019, de 14,25% a.a., de acordo com o Banco Central do Brasil, observa-se que a TIR do projeto tem maior atratividade e alta rentabilidade.

4.5. Considerações Finais

Neste capítulo, foram apresentados os casos I e II que serão estudados. Além disso, foram definidas as metodologias de análise de viabilidade econômica do projeto, que são VPL, TIR e *payback* descontado.

Depois, definiu-se alguns parâmetros que serão utilizados nos 25 anos do sistema, como a tarifa de energia, o comportamento do decaimento na eficiência nos módulos e o custo inicial do projeto.

Na sequência, foi apresentado detalhadamente como o caso I será tratado. Calculou-se os dados de geração de energia para o período analisado de 25 anos e, em seguida, realizou-se a análise de viabilidade econômica utilizando os métodos inicialmente propostos, discutindo o resultado no final.

Por fim, foi apresentado o caso II, mostrando o consumo histórico de energia e estimando a economia para o perfil de consumo proposto para 2018, aplicando, em seguida, os métodos de análise financeira, finalizando com a discussão do resultado.

5. CONCLUSÃO

Esse trabalho teve como objetivo analisar a geração de energia e fazer a avaliação econômica de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede localizado em Serrota, distrito de Pentecoste, Ceará. Inicialmente, realizou-se a pesquisa bibliográfica desde o histórico da energia solar e, em específico, no Brasil, até os componentes que fazem parte desse sistema, objetivando definir conceitos básicos para o entendimento do mercado de energia solar nos diferentes países, do funcionamento dos equipamentos do sistema fotovoltaico e os problemas aos quais estes podem ser expostos.

Para essa análise, buscou-se caracterizar o clima da região em que esse sistema se inseriu, além das características físicas do local onde o sistema está instalado. Em seguida, compilou-se os dados de geração de energia de duas formas, uma por meio das faturas fornecidas mensalmente pela concessionária de energia, ENEL, e a outra por meio da leitura mensal no medidor geral da UC pelo autor. Além disso, foram obtidos dados teóricos de geração por meio de simulação no *software* PVsyst.

Para a avaliação econômica do sistema, foram aplicadas as seguintes técnicas: VPL, TIR e *payback* descontado. Essa avaliação foi dividida em dois casos: no primeiro foram utilizados os dados simulados e no segundo utilizados os dados reais fornecidos pela ENEL e obtidos pelo autor. Já no segundo caso, foi estimado um consumo para o ano de 2018, pois não seria possível mensurar o consumo real da UC. Em seguida, aplicadas as técnicas para os referidos casos.

No primeiro caso, pôde-se considerar que a escolha do investimento no projeto foi acertada de acordo com os indicadores utilizados. Na análise obteve-se um VPL de R\$ 8.658,15, que mostra esse ser um investimento viável. Foi também obtido uma TIR de 23,03%, acima da taxa de atratividade inicialmente proposta, além de, quando comparado com outros investimentos conservadores, ser uma taxa bem elevada. Na análise de *payback* descontado o retorno foi de 7 anos e 4 meses, sendo considerado um tempo curto para um projeto de pequeno porte como esse.

Para o segundo caso, foi obtido um VPL de R\$ 7.783,26, para a mesma taxa de atratividade do primeiro caso, e uma TIR de 21,88% com um tempo de retorno de 7 anos e 10 meses. Semelhantemente ao caso anterior, o resultado se mostrou favorável ao investimento e, quando comparado a TIR com o maior valor da taxa SELIC registrado nos últimos 9 anos, se mostrou bastante atrativo.

Por fim, a análise realizada mostrou que as energias renováveis, em particular a energia solar fotovoltaica, estão se destacando no cenário brasileiro e se mostrando mais competitivas. E com os incentivos hoje presentes, podem ser alternativas de investimento promissoras e com elevado retorno financeiro.

Sugere-se, para trabalhos futuros, ser utilizado equipamento que faça a medição de energia gerada pelo sistema fotovoltaico, e, assim, obter resultados reais de geração, além da análise de outros tamanhos de sistemas e marcas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADECE. **Energia**. Disponível em: <<http://www.adece.ce.gov.br/index.php/energia>>. Acesso em: 4 mar 2019.

ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. . [S.l: s.n.], 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeração+Distribuída+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 7 jan 2019.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 16 nov 2018, 2012

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Remuneração dos Depósitos de Poupança**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/acesoinformacao/legado?url=https:%2F%2Fwww4.bcb.gov.br%2Fpec%2Fpoupanca%2Fpoupanca.asp>>. Acesso em: 28 fev 2019.

BANDEIRA, Fausto de Paula Menezes. **O Aproveitamento da Energia Solar no Brasil– Situação e Perspectivas**. p. 15, 2012. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/estudos-e-notas-tecnicas/publicacoes-da-consultoria-legislativa/areas-da-conle/tema16/2012_1261.pdf>. Acesso em: 29 dez 2018.

BERCHIN, Issa Ibrahim e CARVALHO, Andréia de Simas Cunha. **O PAPEL DAS CONFERÊNCIAS INTERNACIONAIS SOBRE O MEIO AMBIENTE PARA O DESENVOLVIMENTO DOS REGIMES INTERNACIONAIS AMBIENTAIS: DE ESTOCOLMO À RIO +20**. . [S.l: s.n.], 2015. Disponível em: <http://www.unisul.br/wps/wcm/connect/7c137789-3183-40e6-ac62-1dcca60f5b48/artigo_gt-ca_issa-andreia_vii-spi.pdf?MOD=AJPERES>. Acesso em: 28 fev 2019.

BÜHLER, Alexandre José. **ESTUDOS DE TÉCNICAS DE DETERMINAÇÃO EXPERIMENTAL E PÓS PROCESSAMENTO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**. 2011. 2011. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/30213/000778668.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>.

CUBAS, Javier e PINDADO, Santiago e SANZ-ANDRÉS, Ángel. **Accurate Simulation of MPPT Methods Performance When Applied to Commercial Photovoltaic Panels**. 2014. Disponível em: <<https://core.ac.uk/download/pdf/148672448.pdf>>.

DASSI, Jonatan Antonio et al **Análise da Viabilidade Econômico-Financeira da Energia Solar Fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil**. XXII Congresso Brasileiro de Custos, p. 16, 2015.

ELDIN, Ahmed Hossam e REFAEY, Mostafa e FARGHLY, Abdelrahman. **A Review on Photovoltaic Solar Energy Technology and its Efficiency**. n. December, 2015. Disponível

em:

<https://www.researchgate.net/profile/Abdelrahman_Farghly/publication/287792329_A_Review_on_Photovoltaic_Solar_Energy_Technology_and_its_Efficiency/links/5679526008ae6041cb49f49d/A-Review-on-Photovoltaic-Solar-Energy-Technology-and-its-Efficiency.pdf>.

Acesso em: 30 dez 2018.

ENELX. Conheça 6 linhas de financiamento de energia solar | Enel X. Disponível em:

<<https://www.enelx.com.br/blog/2016/11/conheca-linhas-financiamento-sistema-solar/>>.

Acesso em: 2 mar 2019.

ERICKSON, Robert W. DC-DC Power Converters. 2001. Disponível em:

<http://www.eng.auburn.edu/~agrawvd/COURSE/READING/LOWP/Erikson_DC_2_DC.pdf

>. Acesso em: 30 dez 2018.

FARIA, FELIPE VASCONCELOS DE. ANÁLISE DE PROJETO DE INVESTIMENTO E TOMADA DE DECISÃO COM UTILIZAÇÃO DA TEORIA DE OPÇÕES REAIS NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO: um modelo de opção de abandono. 2015. 2015.

Disponível em: <<http://uenf.br/posgraduacao/engenharia-de-producao/wp-content/uploads/sites/13/2013/04/DISSERTAÇÃO-PPGEP-Luiz-Felipe-Vasconcelos-de-Faria-com-ficha-catalografica.pdf>>. Acesso em: 24 fev 2019.

FILHO, Wilson Pereira Barbosa e AZEVEDO, Abílio César Soares De. GD Vantagens e Desvantagens.pdf. 2013. Disponível em: <<https://docplayer.com.br/8598430-Geracao-distribuida-vantagens-e-desvantagens.html>>.

GALDINO, Marco A. E. et al ENERGIAS RENOVÁVEIS. . [S.l: s.n.], 2000. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Direng.pdf>>. Acesso em: 28 fev 2019.

GARCIA, Dariu Schulle et al A Feasibility Study on the Application of Photovoltaic Panels as Supplementary Power Generation for Residences in Serra Catarinense.

Business and Management Review, v. 5, n. 10, p. 8–20, 2016. Disponível em:

<https://www.researchgate.net/publication/312843959_A_FEASIBILITY_STUDY_ON_THE_APPLICATION_OF_PHOTOVOLTAIC_PANELS_AS_SUPPLEMENTARY_POWER_GENERATION_FOR_RESIDENCES_IN_SERRA_CATARINENSE?enrichId=rgreq-1bda95122df61aed6ad62001eab90304-XXX&enrichSource=Y292ZXJ>. Acesso em: 26 jan 2019.

GCL. Datasheets inversores GCL. 2016. Disponível em:

<https://d3g1qce46u5dao.cloudfront.net/data_sheet/gcl_p6_72h_320_340.pdf>. Acesso em: 3 Nov 2018.

GOW, J.A. e MANNING, C.D. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. IEE Proceedings - Electric Power Applications, v.

146, n. 2, p. 193, 1999. Disponível em: <[https://digital-](https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-epa_19990116)

[library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-epa_19990116](https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-epa_19990116)>. Acesso em: 30 dez 2018.

HEYDENREICH, Wolfgang e MÜLLER, Björn e REISE, Christian. Describing the World with three Parameters: A new Approach to PV Module Power Modelling. v. 25, n. 2, p. 2–5, 2008. Disponível em:

<https://www.researchgate.net/publication/259801348_Describing_the_World_with_three_Parameters_A_new_Approach_to_PV_Module_Power_Modelling>. Acesso em: 1 jan 2019.

IEA PVPS. 2018 Snapshot of global photovoltaic markets. Iea Pvps T1-332018, n. April, p.

1–16, 2018. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/PICS/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2015_-_Final_2_02.pdf>.

IMHOFF, Johninon; **Desenvolvimento de Conversores estáticos para sistemas autônomos**. Universidade Federal de Santa Maria, p. 146, 2007.

INPE. **Atlas Brasileiro Energia Solar 2a Edicao**. p. 88, 2017. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf>. Acesso em: 15 dez 2018.

IPEA. **O que é? IPCC**. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/desafios/index.php?option=com_content&view=article&id=2134:catid=28&Itemid=23>. Acesso em: 28 fev 2019.

JANNUZZI, Gilberto de Martino. e SWISHER, Joel. N. P. **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: Meio Ambiente, Conservação de Energia e Fontes Renováveis**. [S.l: s.n.], 1997.

KALOGIROU, Soteris. **Solar energy engineering : processes and systems**. [S.l.]: Elsevier/Academic Press, 2009.

KIBRIA, Mohammad Tawheed et al **A Review : Comparative studies on different generation solar cells technology**. p. 51–53, 2014. Disponível em: <<http://benjapan.org/ICEAB/proceedingsICEAB14/i14 p33.pdf>>.

KJAER, Soeren Baekhoej e PEDERSEN, John K e BLAABJERG, Frede. **Power Inverter Topologies for Photovoltaic Modules – A Review**. n. February, 2002. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/253983571_Inverter_topologies_and_control_structure_in_photovoltaic_applications_A_review>. Acesso em: 30 dez 2018.

LOPES, Yona e CASTRO FERNANDES, Natalia e CHRISTINA MUCHALUAT-SAADE, Débora. **Capítulo 2 Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação**. . [S.l: s.n.], 2015. Disponível em: <<http://sbrc2015.ufes.br/wp-content/uploads/Ch2.pdf>>. Acesso em: 7 jan 2019.

LUQUE, Antonio e HEGEDUS, Steven. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. . [S.l: s.n.], 2003. Disponível em: <www.wileyurope.com>.

MARQUES FARIAS, Leonel e SELLITTO, Miguel Afonso. **Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras**. Revista Liberato, v. 12, n. 17, p. 07-16, 2011. Disponível em: <http://revista.liberato.com.br/ojs_lib/index.php/revista/article/view/164>. Acesso em: 29 dez 2018.

MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Janeiro/2019**. . [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/1138781/0/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+Elétrico+-+Janeiro+-+2019.pdf/06f9d12f-7ec4-4dd6-add2-74a8c46a62bb>>. Acesso em: 16 nov 2018.

MOMOH, James A. **Centralized and Distributed Generated Power Systems - A Comparison Approach Centralized and Distributed Generated Power**. 2012. Disponível em: <https://pserc.wisc.edu/documents/publications/papers/fgwhitepapers/Momoh_Future_Grid_

White_Paper_Gen_Analysis_June_2012.pdf>.

NASCIMENTO, Cássio Araújo Do. **PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA**. 2004. Disponível em:

<http://www.solenerg.com.br/files/monografia_cassio.pdf>. Acesso em: 30 dez 2018.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. Estudo Técnico Câmara dos Deputados. [S.l: s.n.]. Disponível em:

<http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/32259/energia_solar_limp.pdf?sequence=1>. Acesso em: 28 dez 2018. , 2017

NOBRE, André Maia. **SHORT-TERM SOLAR IRRADIANCE FORECASTING AND PHOTOVOLTAIC SYSTEMS PERFORMANCE IN A TROPICAL CLIMATE IN SINGAPORE**. 2015. 2015. Disponível em:

<<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/169480>>.

NREL. **Reference Air Mass 1.5 Spectra**. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/spectra-am1.5.html>>. Acesso em: 4 mar 2019.

OLIVEIRA, Dione da Costa e SOUZA, Rafael Eler De e SILVA, Guilherme Gabriel Da.

ANÁLISE DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM UMA RESIDÊNCIA DA ZONA RURAL. Revista Pensar Acadêmico, v. 16, n. 1, p. 40–48, 26 Jun 2018. Disponível em:

<<http://pensaracademico.facig.edu.br/index.php/pensaracademico/article/view/324/442>>. Acesso em: 3 mar 2019.

PARAMASHIVAN KAUNDINYA, Deepak e BALACHANDRA, P e RAVINDRANATH, NH. **Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power-A review of literature**. 2009. Disponível em:

<https://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/36971884/Grid-connected_versus_stand-alone_energy_systems_for_decentralized_power-A.pdf?AWSAccessKeyId=AKIAIWOWYYGZ2Y53UL3A&Expires=1546311875&Signature=kgd1JrWD4OzZpg%2FqCTNeNiSq4%2B8%3D&response-content-di>. Acesso em: 31 dez 2018.

PARIDA, Bhubaneswari e INIYAN, S. e GOIC, Ranko. **A review of solar photovoltaic technologies**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, n. 3, p. 1625–1636, 1 Abr 2011. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110004016>>. Acesso em: 27 dez 2018.

PINHO, João Tavares e GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014. 85 f. 2014.

PONCIANO, Niraldo José et al **Análise de viabilidade econômica e de risco da fruticultura na região norte Fluminense**. Revista de Economia e Sociologia Rural, v. 42, n. 4, p. 615–635, Dez 2004. Disponível em:

<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-20032004000400005&lng=pt&tlng=pt>. Acesso em: 22 fev 2019.

POTT, Crisla Maciel et al **Histórico ambiental: desastres ambientais e o despertar de um novo pensamento**. Estudos Avançados, v. 31, n. 89, p. 271–283, Abr 2017. Disponível em:

<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-

40142017000100271&lng=pt&tlng=pt>. Acesso em: 29 dez 2018.

POULLIKKAS, Andreas. **A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems**. Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 3, n. January, p. 1–8, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2013.04.001>>.

RAMOS HERNANZ, J.A. et al **Modelling of Photovoltaic Module**. Renewable Energy and Power Quality Journal, v. 1, n. 08, p. 1186–1190, 2010. Disponível em: <<http://www.icrepq.com/icrepq'10/619-Hernanz.pdf>>. Acesso em: 30 dez 2018.

RECEITA FEDERAL. **Taxa de Juros Selic — Receita Federal**. Disponível em: <<http://receita.economia.gov.br/orientacao/tributaria/pagamentos-e-parcelamentos/taxa-de-juros-selic>>. Acesso em: 28 fev 2019.

REICH, Nils H et al **Performance ratio revisited : is PR > 90 % realistic ?** n. September, 2012. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/256374705_Performance_ratio_revisited_is_PR_90_realistic>. Acesso em: 1 jan 2019.

RODRIGUES, Kênia Fernandes de Castro.
KeniaFernandesdeCastroRodriguesDEFINITIVO. 2014.

ROSS, R G. **INTERFACE DESIGN CONSIDERATIONS FOR TERRESTRIAL SOLAR CELL MODULES**. . [S.l: s.n.], 1976. Disponível em: <[https://www2.jpl.nasa.gov/adv_tech/photovol/ppr_75-80/Interface Des Consid_PVSC76.pdf](https://www2.jpl.nasa.gov/adv_tech/photovol/ppr_75-80/Interface_Des Consid_PVSC76.pdf)>. Acesso em: 1 jan 2019.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. [S.l: s.n.], 2004.

SEGUEL, Julio Igor López. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. Universidade Federal de Minas Gerais, n. Dissertação de Mestrado, p. 222, 2009. Disponível em: <<https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/216M.PDF>>. Acesso em: 30 dez 2018.

SEN, Felipe. **El sol en las civilizaciones antiguas**. p. 39–62, 2007.

SILVA, Leonardo Rosenthal Caetano. **Análise de Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência (MPPT) para Aplicação em Arranjos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2015. Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/14601/1/AnaliseTecnicasRastreamento.pdf>>. Acesso em: 15 dez 2018.

SPROUL, Alistair. **Understanding the p-n Junction**. Disponível em: <http://www2.pv.unsw.edu.au/nsite-files/pdfs/UNSW_Understanding_the_p-n_Junction.pdf>.

SWART, Jacobus W. **Conceitos Básicos para Semicondutores**. [S.l: s.n.], 2008. p. 1–17. Disponível em: <<https://www.ccs.unicamp.br/cursos/ee941/download/cap02.pdf>>.

TOZAWA, LUCIO MINORU. **Semicondutores**. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.joinville.udesc.br/portal/professores/lucio/materiais/SEMICONDUCTORES.pdf>>. Acesso em: 2 mar 2019. , 2009

TSURUDA, L. K. et al **A importância da energia solar para o desenvolvimento sustentável e social.** . [S.l: s.n.], 2017. Disponível em: <http://www.advancesincleanerproduction.net/sixth/files/sessoes/6B/1/tsuruda_et_al_report.pdf>. Acesso em: 29 dez 2018.

VALLÊRA, António M e BRITO, Miguel Centeno. **MEIO SÉCULO DE HISTÓRIA FOTOVOLTAICA.** 2006. Disponível em: <http://nautilus.fis.uc.pt/gazeta/revistas/29_1-2/vol29_1_2_Art02.pdf>. Acesso em: 4 nov 2018.

VERAS, Caio Kerson Oliveira. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE NA FAZENDA MIRASSOL.** p. 1–144, 2017.