INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES
Autarquia Associada à Universidade de São Paulo

**Análise técnica e econômica de um dispositivo experimental de geração de
energia fotovoltaica em um sistema on-grid**

ADRIANA BARBOSA COELHO

**Dissertação apresentada como parte dos
requisitos para obtenção do Grau de
Mestre em Ciências na Área
de Tecnologia Nuclear - Reatores**

**Orientador:
Prof. Dr. Thadeu das Neves Conti**

São Paulo

2019

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES
Autarquia Associada à Universidade de São Paulo

**Análise técnica e econômica de um dispositivo experimental de geração de
energia fotovoltaica em um sistema on-grid**

Versão Original

ADRIANA BARBOSA COELHO

**Dissertação apresentada como parte
dos requisitos para obtenção do Grau
de Mestre em Ciências na Área de
Tecnologia Nuclear - Reatores**

Orientador:
Prof. Dr. Thadeu das Neves Conti

São Paulo
2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte

Como citar:

BARBOSA COELHO, A. . ***Análise técnica e econômica de um dispositivo experimental de geração de energia fotovoltaica em um sistema on-grid*** . 2019. 95 p. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear), Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, IPEN-CNEN/SP, São Paulo. Disponível em: (data de consulta no formato: dd/mm/aaaa)

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de geração automática da Biblioteca IPEN/USP, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Barbosa Coelho, Adriana

Análise técnica e econômica de um dispositivo experimental de geração de energia fotovoltaica em um sistema on-grid / Adriana Barbosa Coelho; orientador Thadeu das Neves Conti. -- São Paulo, 2019.

95 p.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Tecnologia Nuclear (Reatores) -- Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, São Paulo, 2019.

1. Energia Solar. 2. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. 3. Região Amazônica. 4. Zona Rural. I. das Neves Conti, Thadeu, orient. II. Título.

Aos meus pais, que sempre me
incentivaram a estudar e deram
suporte para que tudo
acontecasse.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Professor Doutor Thadeu das Neves Conti, pela orientação e principalmente pelo estímulo, apoio, confiança e paciência.

Ao Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), principalmente os professores da instituição que contribuíram com seus conhecimentos, tempo e dedicação para que eu pudesse aprender e agregar o conhecimento que tenho hoje; e à instituição de ensino Universidade de São Paulo (USP), por ter me proporcionado um ambiente de ensino-aprendizagem de excelência.

A todos da Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-Graduação (PROPESP) e ao Instituto Federal de Rondônia (IFRO) pela oportunidade e auxílio financeiro.

Aos meus familiares, principalmente meus irmãos, Alberto e Álvaro, e minhas primas Josihan e Iolanda, pela torcida, apoio contínuo e pela ajuda que me proporcionaram.

Aos meus pais. Meu pai que sempre acreditou que eu poderia alcançar qualquer coisa e minha mãe que me apoiou, incondicionalmente, para que eu pudesse realizar este mestrado, confiando e acreditando em mim, pelo grande amor e amizade que temos, além de me darem uma base sólida para que eu pudesse conquistar tudo que já conquistei até hoje e o que virei a conquistar futuramente.

Ao meu esposo, que sempre me incentivou em minhas escolhas, deu-me força para prosseguir e concluir o mestrado, acompanhou-me nessa jornada sendo compreensível nos momentos que precisei me dividir entre família, trabalho e estudos.

Às minhas filhas: Cecília, que me transmite paz, Letícia, que me transmite alegria e à Eduarda, que me transmite força. Sou grata pelas orações delas em favor dos meus estudos porque sei que Deus sempre as ouve.

A Deus, por sempre me proteger e me guiar nos momentos bons e difíceis da minha vida.

Obrigada!

“Existem muitas hipóteses em ciência que estão erradas. Isso é perfeitamente aceitável, elas são a abertura para achar as que estão certas”. (Carl Sagan).

RESUMO

COELHO, Adriana B. ***Análise técnica e econômica de um dispositivo experimental de geração de energia fotovoltaica em um sistema on-grid.*** 2019. 95 p. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear) Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, São Paulo.

Desde 2012, quando a resolução Nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), houve a possibilidade de um consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica, a partir de fontes renováveis, ou, a cogeração qualificada e, inclusive, fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Este marco motivou a indústria a desenvolver tecnologia na área de energia fotovoltaica. Diante dessa nova perspectiva, tem-se como objetivo analisar a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 3,1kWp instalado na zona rural do estado de Rondônia, localizado na região Amazônica, onde as estações climáticas variam entre chuvosa e seca. Para tanto, aborda-se no projeto e suas correções, os componentes, as estimativas computacionais e o custo, para que se analisem as tensões e corrente contínua, a geração fotovoltaica, tensão e corrente alternada. Dessa maneira, identificam-se melhorias para redução de perdas e aumento de sua eficiência, instalando-se no solo, facilitando a limpeza e escolhendo a melhor posição em relação ao sol. Compara-se, também, as variações climáticas nos períodos de seca e chuva e observa-se melhor geração de energia no período de chuva, devido a temperatura amena e melhor limpeza dos painéis. Por fim, analisa-se a viabilidade financeira para o setor rural e identifica-se como um benefício viável e de qualidade para atender os maquinários utilizados na agropecuária.

Palavras-chave: energia solar; sistema fotovoltaico conectado à rede; região Amazônica; zona rural.

ABSTRACT

COELHO, Adriana B. ***Technical and economic analysis of an experimental photovoltaic power generation device in on-grid system.*** 2019. 95 p. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear) Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, São Paulo.

Since 2012, when Resolution No. 482 of ANEEL (National Electric Energy Agency) created the Electric Power Compensation System, there was the possibility for the Brazilian consumer to generate their own electricity from renewable sources or qualified cogeneration and even provide the surplus to the distribution network of your locality. This milestone motivated the industry to develop photovoltaic technology. Given this new perspective, the objective is to analyze the technical and economic feasibility of a photovoltaic system connected to a grid with installed power of 3.1kWp in the rural area of the state of Rondônia located in the Amazon region, where the weather stations are rain and drought. For this, the project and its corrections, the components, the computational estimates and the cost are approached, in order to analyze the voltages and direct current, the photovoltaic generation, voltage and alternating current. In this way, improvements are identified to reduce losses and increase their efficiency, if installed on the ground facilitating cleaning and choosing the best position in relation to the sun. The climate variations in the dry and rainy periods are compared and the best generation in the rainy season is observed due to the mild temperature and greater cleanliness of the panels. Finally, we analyze the financial viability for the rural sector and identify as a viable and quality benefit to meet the machinery used in agriculture.

Keywords: solar energy; grid connected photovoltaic system; Amazon region; rural zone.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	15
1.1 CONTEXTO ENERGÉTICO	15
1.2 CONTEXTO DA ENERGIA SOLAR.....	18
1.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCR).....	20
1.4 COMPONENTES DO SFCR	21
1.5 INSTALAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA.....	26
2 OBJETIVOS.....	27
3 JUSTIFICATIVA.....	28
4 REVISÃO DA LITERATURA	29
5 CARACTERÍSTICAS DO LOCAL DO PROJETO	37
5.1 DADOS DO LOCAL	37
5.2 DADOS CLIMÁTICOS	39
6 METODOLOGIA E MATERIAIS	43
6.1 PROJETO E IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA	43
6.1 PROJEÇÃO NO PVSYST	45
6.3 CORREÇÕES NO POSICIONAMENTO DAS PLACAS	47
6.4 PLACAS SOLARES.....	48
6.5 INVERSOR DE FREQUÊNCIA	50
6.6 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	52
6.7 MEDIDOR BIDIRECIONAL.....	52
6.8 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO.....	53
6.9 CUSTOS DA INSTALAÇÃO	55
7 ENTRAVES.....	56
8 ANÁLISE DE DADOS.....	57
8.1 DADOS EM CORRENTE CONTÍNUA	57

8.1.1 TENSÃO CC	57
8.1.2 CORRENTE CC.....	58
8.1.3 GERAÇÃO DE ENERGIA DIÁRIA	62
8.1.4 GERAÇÃO DE ENERGIA MENSAL	65
8.2 DADOS EM CORRENTE ALTERNADA	69
8.2.1 TENSÃO CA	69
8.2.2 CORRENTE CA.....	70
8.3 LIMPEZA.....	70
8.4 FALHAS DE FUNCIONAMENTO	72
8.4.1 TENSÃO ELEVADA DA REDE	72
8.4.2 INTERRUPÇÃO DA REDE	73
8.5 COMPARATIVO DA PROJEÇÃO COMPUTACIONAL COM OS RESULTADOS OBTIDOS	74
8.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS	75
9. ANÁLISE FINANCEIRA.....	77
9.1 PROJEÇÃO ECONÔMICA DO SFCR	78
9.2 RELAÇÃO CUSTO BENEFÍCIO E VIABILIDADE.....	83
CONCLUSÃO	87
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz de Consumo Industrial de Energia, por fonte (% e tep)	16
Tabela 2 – Descrição dos valores do sistema Fotovoltaico adquirido.....	55
Tabela 3 – Índice de desempenho do sistema (PR)	68
Tabela 4 – Projeção de retorno financeiro do investimento	82
Tabela 5 – Projeção do retorno financeiro com os valores atuais.....	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Geração de energia elétrica renovável por fonte	17
Figura 2 – Evolução anual de instalação de sistemas fotovoltaicos.....	18
Figura 3 – Sistema conectado à rede	21
Figura 4 – Curva $I \times V$ de uma célula fotovoltaica	23
Figura 5 – Curva $P \times V$ de uma célula fotovoltaica.....	23
Figura 6 – Curva característica do módulo FV.....	25
Figura 7 – Vista aérea do curral do Sítio Monte Alegre.....	38
Figura 8 – Município de Ouro Preto do Oeste – RO	39
Figura 9 – Probabilidade diária de Precipitação.....	40
Figura 10 – Médias da temperatura anual	41
Figura 11 – Média diária de energia solar de ondas curtas incidente	42
Figura 12 – Insolação diária, média anual (horas)	44
Figura 13 – Esquema de conexão do sistema a rede elétrica.....	44
Figura 14 – Simulação da Produção total do arranjo fotovoltaico	45
Figura 15 – Simulação dos balanços e resultados principais do arranjo fotovoltaico	46
Figura 16 – Posicionamento das placas	46
Figura 17 – Instalação das placas no telhado	47
Figura 18 – Posição das placas no telhado	48

Figura 19 – Dimensões do painel fotovoltaico modelo TSM-310PC14	48
Figura 20 – Eficiência energética do painel fotovoltaico modelo TSM-310PC14	49
Figura 21 – Características técnicas do painel fotovoltaico modelo TSM-310PC14 .50	
Figura 22 – Características técnicas do inversor Fronius Galvo 3.1-1.....	51
Figura 23 – Características técnicas do inversor Fronius Galvo 3.1-1 – Dados Gerais	51
Figura 24 – Medidor instalado pela concessionária Eletrobrás Distribuidora Rondônia.....	53
Figura 25 – Estimativa de energia para o sistema de 3,1 kW pelo PVSYST	54
Figura 26 – Estimativa de geração de energia para o sistema de 3,1 kW pelo PVSYST	54
Figura 27 – Valores de Tensão CC no período de geração	57
Figura 28 – Valores de Tensão CC no dia 23.02.2018	58
Figura 29 – Valores de Corrente CC no período de geração no dia 22.02.2018	59
Figura 30 – Valores de Tensão CC no dia 23.02.2018	59
Figura 31 – Valores de Tensão e Corrente CC no período de geração no dia 22.02.2018	60
Figura 32 – Valores de Tensão e Corrente CC no período de geração no dia 23.02.2018	60
Figura 33 – Potência calculada dia 22.02.2018	61
Figura 34 – Potência calculada dia 23.02.2018	61

Figura 35 – Valores de Energia gerada no arranjo fotovoltaico no período de geração do dia 22.02.2018	62
Figura 36 – Valores de Potência instantânea no arranjo fotovoltaico no período de geração do dia 22.02.2018	63
Figura 37 – Valores de Energia gerada no arranjo fotovoltaico no período de geração do dia 23.02.2018	63
Figura 38 – Valores de Energia gerada no arranjo fotovoltaico nos dias 22 e 23.02.2018.....	64
Figura 39 – Valores da potência instantânea no arranjo fotovoltaico nos dias 22 e 23.02.2018.....	64
Figura 40 – Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no mês de Janeiro 2018	65
Figura 41 – Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no mês de Fevereiro 2018.....	65
Figura 42 – Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no mês de Março 2018.....	66
Figura 43 – Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no mês de Abril 2018.....	66
Figura 44 – Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no mês de Maio 2018.....	67
Figura 45 – Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no primeiro semestre	68
Figura 46 – Valores de Corrente Alternada no Inversor no período de geração do dia 01.04.2018	70
Figura 47 – Foto tirada da limpeza realizada nas placas no dia 08.07.2017.....	71
Figura 48 – Fotos tiradas do visor do inversor antes da limpeza e após a limpeza das placas	71
Figura 49 – Mensagem de erro recebida pelo Solarweb.....	73

Figura 50 – Geração fotovoltaica interrompida por elevação da tensão na rede	73
Figura 51 – Características técnicas do inversor Fronius Galvo 3.1-1	74
Figura 52 – Comparação da produção Fotovoltaica com a Estimativa feita no PVsyst	75
Figura 53 – Histórico do custo das placas de silício.....	77
Figura 54 – Consumo médio da propriedade antes do sistema solar	78
Figura 55 – Consumo médio da propriedade após sistema solar	78
Figura 56 – Crédito de geração de energia da conta no ano 2017	79
Figura 57 – Valor médio da conta de energia da propriedade período de julho 2016 a dezembro de 2017	80
Figura 58 – Valores do custo do kWh no período de julho 2016 a dezembro de 2018.....	80
Figura 59 – Projeção da capacidade instalada mundial e dos custos da geração fotovoltaica 2010-2050.....	83
Figura 60 – Planfleto da empresa VoltBrasil de Ji-Paraná	84

1 INTRODUÇÃO

A energia solar é responsável pela base da vida na terra, principalmente por manter a temperatura do planeta e realizar a fotossíntese das algas e plantas. Por essa energia, geram-se diferenças de pressão, ocasionando ventos, processos de chuva que enchem os rios e lagos, geram a biomassa e outros processos energéticos. Além disso, essa fonte de energia sempre despertou interesse e curiosidade, inclusive sendo proclamada e reverenciada como deusa em algumas culturas (CRESESB, 2004).

Investindo nesse potencial energético, a ciência iniciou os estudos sobre a energia solar fotovoltaica “[...] definida como a energia gerada por meio da conversão direta da radiação solar em eletricidade” (IMHOFF, 2007). Isto se dá por meio de um dispositivo conhecido como célula fotovoltaica, que atua utilizando o princípio do efeito fotoelétrico ou fotovoltaico.

Segundo Severino e Oliveira (2010), o efeito fotovoltaico é gerado através da absorção da luz solar, que ocasiona uma diferença de potencial na estrutura do material semicondutor. Corroborando com essa informação, Nascimento (2004) afirma-se que:

“Uma célula fotovoltaica não armazena energia elétrica. Apenas mantém um fluxo de elétrons num circuito elétrico enquanto houver incidência de luz sobre ela. Este fenômeno é denominado „Efeito Fotovoltaico””.

1.1 Contexto energético

De acordo com a Resenha Energética Brasileira (EPE, 2014), nos últimos anos, as matrizes energéticas do Brasil, e do mundo, apresentaram significativas alterações estruturais. Na Tabela 1 é apresentada a matriz energética nos últimos 40 anos, em que é notória a redução da participação do petróleo e derivados, e no caso do Brasil, a redução de 6,3 pontos percentuais,

entre 1973 e 2013, evidencia que o país, seguindo a tendência mundial, desenvolveu, também, um esforço significativo de substituição desses energéticos fósseis.

Tabela 1 – Matriz de Consumo Industrial de Energia, por fonte (% e tep)

Fonte	Brasil		OCDE		Outros (*)		Mundo	
	1973	2017	1973	2017	1973	2017	1973	2017
Derivados de Petróleo	40,3	12,5	32,7	11,1	22,6	10,4	29,2	10,7
Gás Natural	0,1	11,1	26,1	34,0	18,9	14,4	23,1	19,8
Carvão Mineral	7,0	14,5	19,1	9,4	31,6	39,6	23,4	30,2
Elettricidade	11,1	19,7	16,6	32,5	20,0	25,5	17,8	27,3
Bioenergia	41,4	42,1	4,4	10,0	6,3	5,1	5,6	7,6
Calor	0,0	0,1	1,0	3,0	0,5	5,1	0,8	4,4
Total (%)	100	100	100	0	100	100	100	100
Total - milhões tep	23	86	958	799	559	1.926	1.540	2.811
% do mundo	1,5	3,1	62,2	28,4	36,3	68,5		

(*) Exclusive Brasil e países da OCDE

Fonte: (Resenha Energética Brasileira, 2018)

No Brasil existem muitas opções de geração de energia devido ao seu vasto território e biodiversidade:

“os empreendimentos de energias alternativas ou renováveis visam o desenvolvimento de novos projetos na produção de energia, a partir de matéria orgânica de origem animal e vegetal, a biomassa; a partir da força dos ventos, a chamada energia eólica; por meio da captação da luz do sol, a energia solar, e a partir de pequenas centrais hidroelétricas, as quais atendem a demandas em áreas periféricas ao sistema de transmissão.” (PACHECO, 2006).

Por esta razão, as fontes de energias renováveis, no Brasil, são diversificadas e com pequeno percentual, se for contabilizado individualmente, porém ao somar todas as fontes, obtém-se importante expressão numérica.

Em paralelo, ao observar os dados do Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), tem-se que a previsão de aumento demográfico no Brasil deva atingir 238,6 milhões de habitantes em 2030, com taxas de crescimento em torno de 1,1% ao ano, entre 2010 e 2020 e 0,8% ao ano, entre 2020 e 2030. Concomitante a esse acréscimo demográfico, tem-se o crescimento do consumo energético per capita. Como resultado, o aumento final do consumo

energético, variando entre os diversos cenários previstos, pode crescer de 2,2 a 4,2% a.a. atingindo a marca de 474 Mtep em 2030 (EPE, 2007).

Ao contemplar os dados apresentados visualiza-se que haverá uma maior intensidade na utilização de fontes renováveis, visando aprimorar a matriz energética e o desenvolvimento sustentável no mundo. Mesmo o Brasil estando acima da média no suprimento energético renovável e existindo muito potencial a ser aproveitado, inclusive no setor da energia solar, observa-se na Figura 1 que a representatividade ainda é baixa no país.

Figura 1 - Geração de energia elétrica renovável por fonte

Fonte: IEA Renewables Information 2018 (IEA,2018)

Na busca por fontes alternativas, o Brasil apresenta grandes diferenciais em relação a outros países, como condições geográficas e climáticas favoráveis, além de sua imensa biodiversidade. Essas características possibilitam a geração de energia por vários meios, incluindo a energia solar fotovoltaica, que, além de favorecer a diversificação da matriz energética, auxilia na demanda crescente por energia (RÜTHER, 2004).

Portanto, observa-se que a energia solar pode ser um caminho na ampliação da matriz energética do país devido o seu grande potencial e as novas tecnologias na área de energia.

1.2 Contexto da Energia Solar

Mundialmente, o uso da energia solar fotovoltaica teve início a partir de sistemas isolados, em sistemas de telecomunicações, sistemas espaciais e em locais de difícil acesso da rede de energia. Porém, sua utilização só se intensificou a partir do início da década de 90, após o desenvolvimento da tecnologia e amparo político e legal para o uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Após esse marco, o crescimento da produção industrial de módulos e equipamentos para sistemas solares foi bastante acentuado, culminando hoje em um grande mercado (APOLONIO, 2014), como se pode observar na Figura 2.

Figura 2 – Evolução anual de instalação de sistemas fotovoltaicos no mundo

Fonte: (SOLARPOWER EUROPE, 2016)

Apesar de a geração fotovoltaica ser uma solução cara atualmente, frente a outras soluções, é a tecnologia que apresenta a maior taxa de crescimento, e queda nos custos. Os avanços tecnológicos são bastante promissores para baratear, ainda mais os seus custos, e viabilizar a consolidação desta tecnologia (JANNUZZI, 2009).

Segundo o Grupo de Trabalho - Geração de Energia Solar do Distrito Federal (GT-GSDF - 2009), sem esses programas de telhados solares, é possível que a produção anual de módulos fotovoltaicos fosse de apenas 13% (756 MWp) da produção total atingida em 2008, porém os resultados atingidos

foram muito melhores devido aos mecanismos de incentivo dos países que optaram pela utilização da energia solar fotovoltaica.

Um dos países pioneiros na utilização da energia solar distribuída é a Alemanha, que, entre 1990 e 1995 promoveu um programa de instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede em 1.000 (mil) telhados. O país alcançou a marca de 2.250 equipamentos, com potência média de 2,6 kW por telhado, sendo a energia excedente gerada vendida à concessionária, pelo consumidor residencial. Após este empreendimento, foi lançado um programa com 100.000 (cem mil) telhados solares, com o objetivo de alcançar 500 MW de geração de energia solar.

Apesar dos muitos desafios da indústria do setor, no ano de 2011 a inovação tecnológica continuou, ao longo da cadeia de valores, com os avanços na eficiência, melhoria de processos, desenvolvimento de materiais orgânicos, plásticos, melhoria nas finanças, entre outros, e a redução de custos, alcançando uma redução média de custos de 7-8% ao ano (REN21, 2012).

No Brasil, a geração de energia distribuída ficou disponível a partir de dezembro de 2012, após ter sido aprovada pela Aneel, a normativa n.º 482 em 17 de abril de 2012, em que possibilitava ao consumidor final gerar sua própria energia elétrica e negociar o excedente com a concessionária local, por meio de mini e micro geração, distribuída através de pedidos específicos.

Com a mudança da legislação, a rede prepara-se para agregar novas fontes, devido a instalação e relação de troca energética com a concessionária, inclusive a energia solar fotovoltaica conectada à rede. A forma de contrato e compensação é definida pela ANEEL (2012) segundo o trecho:

“III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física

(CPF) ou 1 Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda”.

A normativa da ANEEL (2012) define o marco da energia fotovoltaica conectada à rede no Brasil e estabelece parâmetros de acesso ao sistema de distribuição, outras considerações do sistema de compensação de energia elétrica, da medição, das responsabilidades e outras disposições.

1.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)

A geração fotovoltaica tem como grande vantagem a geração distribuída, em que, os sistemas geradores podem ser instalados próximos às cargas evitando perdas e possibilitando novos investimentos nas linhas de transmissão e/ou distribuição. A geração distribuída permite obter maior eficiência energética na utilização da energia e maior estabilidade do serviço de energia elétrica.

Existem diversas formas de realizar a geração distribuída, tais como: cogeneradores, geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, pequenas centrais hidrelétricas e painéis fotovoltaicos (INEE, 2013).

Portanto, a geração distribuída pode proporcionar a minimização das quedas de tensão e perdas nas linhas de distribuição, já que a geração e o consumo são, em termos práticos, realizados no mesmo ponto. Para o caso da energia solar fotovoltaica, instalações com perfil diurno, (sistemas de refrigeração, por exemplo), podem ter as sobrecargas evitadas, visto que o horário de maior demanda corresponde ao horário de geração máxima do sistema fotovoltaico (PEREIRA, GONÇALVES, 2008).

Os sistemas conectados à rede, caracterizados na figura 3, utilizam-se da rede elétrica de distribuição, como fonte de armazenamento de carga. Quando injeta sua geração na rede age como um complemento ao sistema elétrico ao reduzir a geração de energia por usinas de grande porte, aumentando os níveis dos reservatórios das hidroelétricas e reduzindo a

queima de combustíveis fósseis.

Figura 3 – Sistema conectado à rede

Fonte: Autora da dissertação

De acordo com o GREENPRO (2004), o sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é composto, normalmente, pelos seguintes componentes: gerador fotovoltaico, caixa de junção, cabos CC-CA, inversor de frequência, mecanismos de proteção e aparelhos para medições. O inversor deve satisfazer às exigências de qualidade e segurança para que não afete a rede de distribuição.

O inversor usado, neste caso, é específico para este fim, pois quando não está conectado à rede, o mesmo não converte a corrente contínua em corrente alternada. Este deve possuir um dispositivo anti-ilhamento, pois caso haja uma interrupção no fornecimento de energia pela concessionária, o inversor se desligará automaticamente. A energia entregue pelo inversor possui as características da energia da rede: tensão, frequência e fase (RÜTHER, 2004).

1.4 Componentes do SFCR

1.4.1 Módulos fotovoltaicos

Em 1839, Alexandre Edmond Bequerel observou a conversão de energia solar em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico, ao constatar

diferença de potencial nas extremidades de uma estrutura semicondutora, quando incidia luz sobre ela. No entanto, somente em 1956 foram construídas as primeiras células fotovoltaicas industriais, estimuladas pelas descobertas da microeletrônica.

A célula fotovoltaica é o local em que ocorre a conversão da radiação solar em corrente elétrica. Pode-se classificar sua produção em três gerações de acordo com seu material e suas características. A primeira geração é composta por silício cristalino (c-Si), que se subdivide em silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), representando 85% do mercado, por ser uma tecnologia de melhor eficiência, consolidação e confiança (CEPEL & CRESESB, 2014).

A segunda geração, também chamada de filmes finos, é dividida em três cadeias: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe).

A terceira geração é definida pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) como:

“Células que permitem uma utilização mais eficiente da luz solar que as células baseadas em um único band-gap eletrônico. De forma geral, a terceira geração deve ser altamente eficiente, possuir baixo custo/watt e utilizar materiais abundantes e de baixa toxicidade. (IEEE, 2014)”.

Por fim, ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento, têm-se as células orgânicas ou poliméricas (CEPEL & CRESESB, 2014) que têm como característica a substituição de silício cristalino (material inorgânico) por materiais à base de carbono (orgânicos). Segundo Apolonio (2014), as mesmas são promissoras, podendo se tornar mais baratas que as tecnologias comerciais atuais. Além da possibilidade de transparência, são flexíveis e com grande facilidade de produção em massa e seu processo de fabricação é semelhante à impressão jato de tinta.

Em relação à eficiência, instalar um sistema fotovoltaico ainda é caro, já que a eficiência da maior parte dos módulos comerciais é de apenas 15%. Em geral, esses módulos são de silício mono ou policristalino, chamadas de células de primeira geração. Existem também as células de silício amorfo, que possuem eficiência de 7%, e em menor escala estão as células CdTe,

CIGS (CuInGaSe_2) e CIS (CuInSe_2), que têm eficiência em torno de 11%. Essas são células de filme fino, ditas de segunda geração (MACHADO e MIRANDA, 2015).

Segundo Almeida (2012), toda célula fotovoltaica possui uma curva característica de corrente versus tensão ($I \times V$). Nesta curva pode-se detectar alguns pontos importantes, como a tensão de circuito aberto ($V_{oc\text{célula}}$), que ocorre quando a corrente e potência são zero; a corrente de curto-circuito ($I_{sc\text{célula}}$), que ocorre quando a tensão e potência são zero; e o ponto de máxima potência ($PMP_{\text{célula}}$), que ocorre quando a tensão é $V_{M\text{célula}}$ (tensão de máxima potência), a corrente é $I_{M\text{célula}}$ (corrente de máxima potência) e a potência é $P_{M\text{célula}}$ (potência máxima), como mostra a Figura 4. Pode-se traçar também uma curva característica de potência versus tensão ($P \times V$), onde é fácil observar o ponto de máxima potência no ápice da curva, mostrada na Figura 5.

Figura 4 - Curva $I \times V$ de uma célula fotovoltaica

Fonte: Almeida (2012).

Figura 5 - Curva $P \times V$ de uma célula fotovoltaica

Fonte: Almeida (2012).

Um conjunto de células individuais conectadas em série compõe um módulo fotovoltaico, que são os principais componentes do sistema fotovoltaico de geração de energia. Esses são formados por um conjunto de células fotovoltaicas associadas eletricamente, em série e/ou paralelo, dependendo das tensões e/ou correntes determinadas em projeto. Sabendo-se que a conexão em série eleva a tensão fornecida pelo dispositivo e a conexão em paralelo aumenta o valor da corrente provida pelo mesmo. O conjunto destes módulos é chamado de gerador fotovoltaico e constituem a primeira parte do sistema, ou seja, são os responsáveis no processo de captação da irradiação solar e a sua transformação em energia elétrica (PEREIRA e OLIVEIRA, 2011).

Um módulo fotovoltaico é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp). As condições de potência de pico são realizadas através de ensaios sob condições estabelecidas por norma internacional. A *Standard Test Conditions* (STC), considera uma irradiância solar de 1000Wm^{-2} , temperatura de célula de 25°C , e 1,5AM de distribuição espectral (KRAUTER, S. 2006). A tensão observada em um módulo desconectado é a tensão de circuito aberto (VOC). Ao curto-circuitar os terminais do painel, tem-se a corrente de curto-circuito (ISC). Estas características não são constantes, variando com base nas condições climáticas incidentes sobre o módulo, mas ambas estão relacionadas e dependem uma da outra. A relação entre as duas grandezas pode ser observada na curva característica dos módulos, conforme Figura 6.

Figura 6 - Curva característica do módulo FV

Fonte: Deschamps (2015).

Onde

- Isc: corrente de curto circuito;
- Imp: corrente de máxima potência;
- Voc: tensão de circuito aberto;
- Vmp: tensão de máxima potência;
- MPP: ponto de máxima potência.

A curva característica descreve a faixa de operação das características elétricas do módulo. Embora o ponto de máxima potência seja o ponto de máxima eficiência do módulo, é possível que o módulo opere em outros pontos da curva característica, resultando em potências menores, mas com corrente ou tensão mais adequadas para a dada situação (BUHLER, 2007).

Os módulos podem ser conectados entre si, eletricamente, com a intenção de obter a tensão ou corrente desejada, sendo chamado de arranjos fotovoltaicos. Segundo Pinho e Galdino (2014), os arranjos são constituídos por um conjunto de módulos associados eletricamente em série e/ou paralelo, de forma a fornecer uma saída única de tensão e corrente.

Na associação em série pode-se formar uma *string* (fileira) de módulos fotovoltaicos ou *multistrings* (múltiplas strings) não conectadas entre si. Para o caso da associação em paralelo é possível formar um *array* (arranjo de multistrings ligadas em paralelo) ou *multiarrays* (múltiplos arranjos) formados por *multistrings* conectados paralelamente e com características elétricas independentes entre os arranjos (PINHO e GALDINO, 2014; DGS, 2008; HABERLIN, 2012).

1.4.2 Inversores

Inversores são equipamentos eletrônicos responsáveis por converter a energia CC produzida pelo sistema FV em energia CA, possibilitando que o sistema possa ser conectado à rede elétrica ou que ele alimente cargas em corrente alternada (VILLALVA e GAZOLLI, 2012). Segundo Apolonio (2014), os conversores estáticos CC-CA utilizam-se de componentes eletrônicos de potência, feitos de materiais semicondutores, para chavear o fluxo de corrente, produzindo correntes alternadas de acordo com frequências e tensões pré-estabelecidas.

A seleção de um inversor de qualidade é essencial para assegurar o bom desempenho, produtividade e segurança de um SFCR. No dimensionamento deve-se levar em conta características como níveis de

tensão e corrente, eficiência de conversão, flexibilidade de instalação, durabilidade e segurança (ZILLES et al., 2012).

O inversor conectado à rede tem ainda como função efetuar o seguimento do ponto de máxima potência SPMP, *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) do gerador fotovoltaico, para que, na entrada do inversor, esteja, sempre disponível, a potência máxima que o gerador pode fornecer num dado instante. Este dispositivo seguidor vem integrado ao equipamento. (APOLONIO, 2014)

1.5 Instalação e manutenção do sistema

No Brasil a utilização da energia solar acontece, há aproximadamente, três décadas. Iniciado com sistemas de pequeno porte, os profissionais atuantes eram eletricitas, sem preparo e conhecimento científico das tecnologias e dos sistemas envolvidos, mas, apesar do longo período, ainda nos dias atuais, há poucos profissionais com conhecimentos específicos e que conheçam as particularidades e exigências técnicas dos sistemas (SANTOS e CONTI, 2017).

O estado de Rondônia teve a primeira Usina Fotovoltaica (UFV) com geração distribuída conectada à rede, operando no dia 27/03/2015. Segundo a ANEEL, até o dia 01.05.2019 haviam 139 unidades instaladas. Esses dados mostram o quão recente são as gerações fotovoltaicas no estado (ANEEL, 2019).

Há uma grande preocupação com a segurança das instalações e também com a garantia técnica e econômica dessas instalações de energia solar fotovoltaica, por isso, padrões de ligações, procedimentos e normas técnicas são constantemente elaboradas, a fim de garantir os resultados dos investimentos (SANTOS e CONTI, 2017).

No entanto, somente as normas não são suficientes para garantir a eficiência energética e a manutenção do sistema, é necessário mão de obra com experiência em sistema fotovoltaico conectado à rede e suas particularidades.

2 OBJETIVOS

O objetivo desse trabalho é a elaboração, desenvolvimento do projeto, e, por fim, a análise técnica e econômica, de um sistema experimental de geração de energia elétrica de 3,1kWp baseado em painéis solares fotovoltaicos, com geração distribuída, montados na residência de um produtor rural da região central do estado de Rondônia, no município de Ouro Preto do Oeste, linha 101, lote 03, gleba 05, que visa atender ao produtor no período diurno com a qualidade e eficiência energética de um sistema de rede de energia convencional.

Os seguintes objetivos específicos foram estabelecidos:

- a) Conhecer os sistemas fotovoltaicos a serem estudados, bem como dados climáticos e históricos da região;
- b) Obter dados em períodos variados para analisar e caracterizar o funcionamento de placas solares para a região de Ouro Preto do Oeste, Rondônia (RO).
- c) Simular a viabilidade econômica do sistema para a região rural do município de Ouro Preto do Oeste, Rondônia (RO).

3 JUSTIFICATIVA

A motivação para este trabalho vem da necessidade em atender os produtores rurais, para que o desenvolvimento da região possa ser alcançado, sem esperar somente pela concessionária de energia, para ampliar a rede com a mesma qualidade energética. E com isso, em curto prazo, suprir a demanda energética da região buscando o aumento da produção de leite.

4 REVISÃO DA LITERATURA

Nascimento (2017) em seu trabalho intitulado “Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas”, objetivou apresentar um panorama da energia solar no Brasil, apresentando dados do Ministério de Minas e Energia (2017). Nesses dados, o Brasil apresentava, ao final de 2016, 81 MW de energia solar fotovoltaica instalados, sendo 24 MWp de geração centralizada e 57 MWp de geração distribuída.

O autor explicita que a capacidade brasileira de produção de energia solar, não coloca o Brasil entre os vinte maiores líderes mundiais em produção, todos com capacidade instalada superior a 1 GWp, e ainda destaca que os países asiáticos, como a China e o Japão, lideraram a instalação de painéis fotovoltaicos no mundo em 2015. O estudo também analisa os incentivos presentes na legislação, principalmente os modelos regulatórios de comercialização da energia elétrica gerada, destacando o sistema de *net-metering*, pois é o utilizado no Brasil desde 2012 para unidades consumidoras com geração distribuída.

Tsuruda et. al., (2017), no artigo “A importância da energia solar para o desenvolvimento sustentável e social” destaca os problemas do setor gerador fotovoltaico associado a eficiência energética

“A questão energética constitui um dos grandes desafios da atualidade, tendo em conta a finitude dos recursos naturais, impondo-se fortes preocupações ambientais, no sentido de se buscar fontes alternativas de energia que contribui para o meio ambiente e para o desenvolvimento social e econômico”.

No entanto os autores mostram uma previsão de crescimento da capacidade instalada de energia solar brasileira de até 4059 vezes até o ano de 2040, porém, o país está atrasado mais de 10 anos, considerando a outros mercados internacionais, segundo *Clean Energy Latin America* (2016).

Importante ressaltar a informação de que, em 2016, no estado de

Rondônia havia apenas 12 sistemas solares conectados à rede, segundo a ANEEL (2016) e citado na SOLIENS (2017). Neste estudo de Tsuruda et. al., (2017), afirma-se que “O aumento constante do custo da energia elétrica tem impactado principalmente na renda do público de habitação de interesse social. Essas famílias muitas vezes têm que abrir mão de investir em outras áreas básicas como alimentação, educação e saúde para arcar também com essa despesa” e apresenta como solução um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) e conclui que “ a adoção de SFCR em unidades HIS pode destacar como solução para economia de energia elétrica e promoção do desenvolvimento sustentável e econômico”.

Segundo Severino e Oliveira (2010), ao publicarem “Fontes e tecnologias de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas”, os sistemas elétricos convencionais não conseguiram garantir o suprimento sustentável de energia elétrica a todos os habitantes do planeta, em especial àqueles que vivem em comunidades isoladas, nas quais não há a possibilidade de alimentação elétrica por conexão à rede elétrica de distribuição. Esse fato, associado ao enorme avanço tecnológico dos últimos anos, abriu razoável espaço para a expansão da geração distribuída (GD), que tem como um de seus principais focos o fornecimento de energia elétrica a quem ainda não tem acesso a ela.

No Brasil, que tem relevante parcela de sua população ainda sem suprimento de energia elétrica, a discussão acerca desse tema é imprescindível. A necessidade de minimizar os custos de geração de energia conduz à exploração de fontes que utilizem recursos naturais renováveis abundantes e gratuitos, como é o caso, em muitas regiões do Brasil, da radiação solar e da água. Reconhecendo isso, este capítulo apresenta e discute as tecnologias de geração de energia elétrica, para atendimento a essas comunidades, que envolvem geração fotovoltaica e geração por meio de célula movidas a combustível, a partir da radiação solar e do gás hidrogênio obtidos por meio da hidrólise da água.

No artigo “Desempenho de um Sistema Fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel” os autores Gasparin e Krenzingger (2017) evidenciam que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são uma opção cada vez mais viável para produção de eletricidade no Brasil.

Por ser uma fonte intermitente de energia dependente de diversas variáveis, a análise e dimensionamento destes sistemas é primariamente realizada com programas de simulação. Uma análise simplificada do sistema baseada somente em médias de irradiação mensal, por exemplo, não permite o estudo do impacto do ângulo de inclinação e orientação do arranjo fotovoltaico na produção anual de eletricidade com o nível de detalhamento necessário. No estudo realizado trabalho desses autores foi utilizada a ferramenta SAM (*System AdvisorModel*) para a simulação de um sistema fotovoltaico residencial típico de 1500 Wp, em dez cidades brasileiras, compreendendo as inclinações do painel fotovoltaico entre 0 e 90° e ângulo de azimute, compreendendo todas as direções. Os resultados indicam que há uma faixa relativamente ampla de inclinações e orientações do arranjo fotovoltaico em que a produção anual de eletricidade difere de apenas 1 % de um sistema de referência, isto é, com a orientação considerada ideal, em que a inclinação do arranjo fotovoltaico é igual a latitude local e orientado para o norte geográfico. Além destes resultados, esta metodologia permitiu verificar se era preferível utilizar uma orientação a leste ou oeste, frente a alguma restrição de instalação, bem como estimar a perda anual de energia gerada, comparada à situação de referência. Gasparin e Krenzing (2017) utilizaram dados de um arquivo climático horário para cada cidade, no formato de ano meteorológico típico. Para uma análise segura, a simulação do desempenho deve ser realizada para cada local de interesse no momento do projeto. Este fato reforça a necessidade da produção de arquivos climáticos confiáveis para um maior número de cidades brasileiras e que só podem ser obtidos com medidas a partir de estações solarimétricas de qualidade ao longo de vários anos, realidade que precisa ser aperfeiçoada no Brasil.

Machado e Miranda (2015), abordam os tipos de células fotovoltaicas e sua evolução no artigo “Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão”. Iniciam as discussões afirmando que a instalação de um sistema fotovoltaico ainda é caro, e a eficiência da maior parte dos módulos comerciais é de apenas 15%. Em geral, esses módulos são de silício mono ou policristalino, chamadas de células de primeira geração. Existem também as células de silício amorfo, que possuem eficiência de 7%, e em menor escala estão as células CdTe, CIGS (CuInGaSe_2) e CIS (CuInSe_2), que têm eficiência em torno de 11%.

Essas são células de filme fino, ditas de segunda geração. Existem também as células de terceira geração que ainda estão em fase de pesquisa e não são encontradas no mercado. Essas são as células orgânicas, as células solares sensibilizadas por corante, também conhecidas por seu nome em inglês, *dye-sensitized solar cell* (DSSC) e as células solares baseadas em pontos quânticos (*quantum dots*). O país mais desenvolvido na área de células solares é a Alemanha, que instituiu programas de incentivo à utilização dessa tecnologia. Apesar de possuir altos níveis de radiação solar e ter uma das maiores reservas de quartzo do mundo, o Brasil apenas deu seus primeiros passos. Desde 2012, após a resolução Nº 482 da ANEEL, uma pessoa física pode injetar eletricidade na rede brasileira, se a energia for produzida por fontes renováveis, o que motivou a indústria a desenvolver tecnologia nessa área.

No artigo “Dimensionamento de inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica: Estudo de Caso do Sistema de Tubarão - SC”, Pereira e Gonçalves (2008) demonstram que, para que a interligação do arranjo fotovoltaico com a rede elétrica convencional seja possível, é indispensável a utilização dos inversores (conversores CC/CA) responsáveis por adequar as características da energia disponibilizada, pelos módulos fotovoltaicos, aos padrões da rede, bem como monitorar a operação do sistema como um todo. Pelo fato de a potência nominal do gerador fotovoltaico ser atingida poucas vezes ao longo de um ano, é comum subdimensionar o inversor. O fator de dimensionamento de inversores (FDI), que representa a relação entre a capacidade do inversor e a potência nominal do gerador fotovoltaico, deve ser avaliado de acordo com o local de operação do sistema, uma vez que regiões mais quentes e com índices de radiação elevados tendem a exigir uma maior utilização do inversor. O estudo de caso realizado com dados de operação do sistema instalado em Tubarão - SC comprova que o subdimensionamento do inversor não causa perdas significativas na geração de energia ao longo de um ano.

Em 2006, no Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, no estudo da “Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais” há um cálculo dos custos das gerações de energias que demonstra tal resultado:

“O preço da energia solar, a qual elimina a necessidade

de complexos sistemas de transmissão e distribuição, é calculado e comparado com o valor pago pelos consumidores residenciais finais, ao invés de ser confrontado com o preço ofertado pela usina geradora. O custo de implantação da geração solar pode chegar a 50 vezes o custo de uma pequena central hidrelétrica, entretanto o custo da energia gerada durante a vida útil do sistema, de aproximadamente 30 anos, mostra-se 10 vezes maior para sistemas isolados e 3 vezes maior para geração interligada à rede elétrica”.

Doze anos após este estudo e com as reduções dos custos dos sistemas solares, a geração de energia fotovoltaica já é competitiva. Há diversas vantagens na geração distribuída e os cálculos demonstram tal eficiência. Hollanda (2003) define Geração Distribuída

“conforme a *Wade World Alliance for Decentralized Energy*, como a geração elétrica feita perto do local do consumo, independente da dimensão, tecnologia ou da fonte primária de energia. Ganhos com a redução de perdas nas linhas de transmissão e com a possibilidade de cogeração são benefícios diretos”,

Igualmente vantajoso é o fato de os sistemas conectados às redes custarem a metade do preço dos sistemas isolados, por não necessitarem de baterias e demais componentes associados, segundo um estudo, publicado pelo Programa de Sistemas Fotovoltaicos de Potência da Agência Internacional de Energia. Este estudo demonstra como os cálculos a incoerência de algumas pesquisas ao considerarem que a energia solar produz em média 6 horas de geração por dia, e em sua instalação seria necessário quadruplicar o valor da potência instalada, e apresenta uma solução mais fiel de comparação de preços de energias que seria “Comparação com o preço da energia das fontes convencionais que é paga pela unidade consumidora, após o sistema de transmissão e distribuição, ao invés do valor cobrado pela usina geradora”.

Na dissertação de Apolonio (2014), “Energia solar Fotovoltaica conectada à rede de energia elétrica em Cuiabá: Estudo de caso” o autor

direciona sua pesquisa para a crescente utilização da energia solar fotovoltaica, decorrente do aumento da competitividade econômica na instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), enfatizando que a instalação demanda estudos de aplicabilidade, inovações tecnológicas e de processos, nessa área do conhecimento. Apolonio (2014) afirma que a evolução da aplicação de geração solar dos países pioneiros demonstra o potencial de investimentos no setor em um futuro próximo, principalmente, após a possibilidade de conexão à rede e de geração distribuída regularizada e normatizada pela ANEEL, no Brasil. O objetivo do autor foi um estudo de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede no que tange ao seu dimensionamento, funcionamento, operação, qualidade da energia gerada, eficiência energética do sistema e quantidade de energia gerada, obtida por medição e simulação, através de um estudo de caso de um sistema instalado na Universidade Federal de Mato Grosso (UFMT), campus Cuiabá. O sistema de 510 Wp gerou 583,66 kWh de energia elétrica durante um ano de medição e apresentou performance ratio de 0,657 frente aos 0,731 definido como padrão pela NREL (2005). Algumas características técnicas do sistema foram averiguadas e comparadas com os valores de placa. Os resultados obtidos com o uso dos programas computacionais mostram-se apropriados na etapa de elaboração dos projetos, previsão de geração de energia e retorno financeiro dos sistemas a serem instalados. O retorno financeiro para o sistema instalado se dará em aproximadamente 20 anos e para sistemas de 3 kWp em que 100% da carga é utilizada na própria edificação com tarifa B a viabilidade financeira será alcançada em 2016. O retorno financeiro de investimentos em SFCR varia de acordo com o sistema a ser aplicado, e tende a ser suscetível a mudanças bruscas devido principalmente às legislações, incentivos tributários por parte do governo e variações no preço dos componentes dos sistemas e das tarifas de energia.

Benedito (2009), em sua dissertação “Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnicos, econômicos e regulatório” estudou a Geração Distribuída de eletricidade, no Brasil, por meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), a partir de aspectos técnicos, econômicos e regulatórios. Para esse autor, o país possui, atualmente, 35

SFCR em operação, totalizando uma potência instalada de 161,32 kWp. A maior parte dessa potência se encontra nas regiões sul e sudeste e foi implementada por universidades, centros de pesquisa e concessionárias de energia elétrica, com uma pequena participação da iniciativa privada. Foi calculado o custo de geração, a partir da energia solar, utilizando-se SFCR, para dezesseis localidades, estrategicamente selecionadas. Esse valor varia em função da maior ou menor disponibilidade do recurso solar e da taxa de desconto adotada, tendo sido encontrado o valor médio de US\$ 0,56 /kWh, cerca de 2,1 vezes maior que a tarifa residencial média, nas mesmas cidades. Argumentando-se que a tarifa convencional tende a crescer nos próximos anos, pressionada pelo descompasso entre oferta e demanda, e que o custo de geração fotovoltaico tende a diminuir, no mesmo período, devido a ganhos de produtividade no processo de fabricação de componentes fotovoltaicos, elaborou-se um modelo matemático para prever o momento em que esses dois indicadores equiparar-se-ão. Verificou-se que o tempo médio de equiparação será de 7 anos, podendo ser menor que 5 anos em localidades em que a tarifa é mais cara que a média nacional e a irradiação média anual é superior à verificada no restante do país. Por fim, o trabalho analisa o enquadramento que a legislação faz dos geradores fotovoltaicos interligados à rede pública de distribuição, apontando os pontos favoráveis e os entraves legais à disseminação dos SFCR.

No artigo, “Mercado profissional para a área de energia e eficiência energética no Brasil”, os autores Santos e Conti, (2017) relatam sobre a situação dos profissionais da área de energia que, com o crescente aumento da participação de fontes renováveis de geração de energia na matriz energética brasileira, e a grande preocupação das organizações com a gestão de energia, cada vez mais, é evidenciada a necessidade de se promover programas de formação profissional que garantam a mão obra especializada para os profissionais envolvidos nestes processos. Vários aspectos são relevantes, entre esses, é possível identificar a falta de *know-how* para uso de novas tecnologias, infraestrutura das instituições de ensino, formação, padronização e projetos para certificação de pessoas, para que assim sejam garantidos os resultados dos projetos desenvolvidos nas áreas de energia e eficiência energética. Neste trabalho é apresentado o estudo atual das

principais deficiências na formação destes profissionais, bem como um cenário geral das ações educacionais desenvolvidas pela iniciativa pública e privada, juntamente com os demais atores envolvidos, com objetivo de reduzir a carência técnica dos profissionais e a garantia dos benefícios que estas novas tecnologias podem trazer para a economia, sociedade, meio ambiente e para o desenvolvimento do país.

No trabalho de Dantas e Pompermayer (2018) há a discussão da viabilidade econômica do uso de sistemas fotovoltaicos (FVs), na modalidade de geração distribuída e os seus possíveis impactos no setor elétrico brasileiro, apresentando o estado atual da geração distribuída no Brasil e as perspectivas dos próximos anos. Além disso, foi feito um estudo da atratividade financeira para se instalar sistemas FVs conectados à rede, considerando fatores como a incidência solar local e o custo da energia fornecida pelas concessionárias de distribuição. Esta avaliação teve como base os preços praticados atualmente no mercado e as tarifas em vigor das distribuidoras, utilizando os dados da ANEEL. De modo geral, a energia fotovoltaica mostrou-se atrativa do ponto de vista do microgerador, impulsionada pela diminuição dos preços dos equipamentos. Apesar da sua viabilidade aparente, os autores sugerem a discussão dos possíveis impactos que a inserção em massa de sistemas FVs pode causar, como a variação repentina no fornecimento de energia desses sistemas e os prejuízos que podem ocorrer para as distribuidoras e os usuários.

Algumas fontes pesquisadas, mas há inúmeras outras, nacionais e internacionais. Há bastante espaço para o desenvolvimento dessa matriz energética no Brasil, em especial nas regiões de maior incidência solar.

5 CARACTERÍSTICAS DO LOCAL DO PROJETO

5.1 Dados do local

A história do município da pesquisa, Ouro Preto do Oeste, envolve a colonização no estado de Rondônia, que teve o seu início no final da década de 60. À época, o governo federal, representado pelo presidente Artur da Costa e Silva, através do Ministério da Agricultura incentivou a ocupação da Amazônia legal, no qual técnicos do então Instituto Brasileiro de Reforma Agrária (INBRA) (atualmente transformado em INCRA) executou, no denominado Território Federal de Rondônia, nove projetos de assentamentos (Câmara Municipal Ouro Preto do Oeste, 2017).

No ano de 1970, o INBRA iniciou o Projeto Integrado de Colonização Ouro Preto (PICOP) assentando 500 famílias migrantes. O plano inicial previa a capacidade de atender aproximadamente 2 mil famílias, entretanto, no ano de 1973, o espaço já contava com mais de 3 mil famílias, instaladas em áreas individuais de 100 hectares. Nos anos seguintes o PICOP recebeu uma demanda grande, surgindo vila de Ouro Preto, as primeiras habitações (Câmara Municipal Ouro Preto do Oeste, 2017).

A denominação de Ouro Preto, segundo relatos de técnicos do INBRA, foi em razão de existência de um tipo de solo roxo escuro, predominante da região, que os primeiros habitantes denominaram ouro preto modal. O acréscimo de „Do Oeste” foi necessário para diferenciar de outra denominação de cidade homônima já no estado de Minas Gerais. O núcleo urbano cresceu em ritmo acelerado transformando-se em distrito do município de Ji-Paraná, em 30 de janeiro de 1978, através do decreto nº. 81.772 com nome de Ouro Preto (Câmara Municipal Ouro Preto do Oeste, 2017).

A Lei nº 6.921, de 16 de junho de 1981, assinado pelo então presidente da República, general João Batista Figueiredo, instituiu o município de Ouro Preto do Oeste, que até então era um distrito de Ji-Paraná.

Atualmente cerca de 34 mil habitantes residem nas zonas urbana e rural do município. Rondominas, distante 45 quilômetros, é o único distrito, pertencente à cidade, mas a área geográfica de Ouro Preto do Oeste já foi maior, dando origem a outros municípios que compõem a região central do estado, conhecida como a Bacia Leiteira, do qual o município é um forte produtor, concentrando a instalação de laticínios, que industrializam produtos para o consumo interno e exportação para todo o país (Câmara Municipal Ouro Preto do Oeste, 2017).

A família do senhor Olavo Coelho, pai do Senhor Aurindo, mudou-se para Ouro Preto no ano de 1972, conseguindo lote na região. O sítio Monte Alegre, figura 7, foi adquirido pelo senhor Aurindo Coelho em 1986, quando ainda não havia rede elétrica no local. Em 1989, segundo o proprietário, os moradores da linha, que já eram produtores de leite, fizeram uma associação com o laticínio para construírem a rede elétrica e pagaram em leite, por esta construção. No ano de 2010, devido ao aumento da demanda de energia pelos consumidores dessa região, as Centras Elétricas de Rondônia (CERON), concessionária de energia do estado à época, ampliou a rede que ia da BR-364, km 31, até o travessão que alimenta a linha, tornando-a bifásica.

Por volta de 2014, com o programa federal Luz para Todos, houve substituição dos postes de madeira por postes de concreto, além de troca e inclusão de subestações na região.

Figura 7 - Vista aérea do curral do Sítio Monte Alegre

Fonte: Google Earth (posição geográfica a latitude 10°42'52"S e longitude 62°09'40"W)

5.2 Dados Climáticos

Ouro Preto do Oeste é uma cidade do estado do Rondônia que fica na região norte do Brasil. O município se situa no leste do estado e encontra-se a 39 km a norte-oeste de Ji-Paraná, a maior cidade dos arredores. Tem como municípios limítrofes Teixeiraópolis, Ji-Paraná, Nova União, Jaru e Vale do Paraíso, como representando na figura 8. O município se estende por 1.969,9 km² e contava com 37.941 habitantes no censo de 2017. Encontra-se a uma altitude média de 259 metros e tem as seguintes coordenadas geográficas: Latitude: 10° 42' 42" Sul, Longitude: 62° 15' 18" Oeste.

Figura 8 - Município de Ouro Preto do Oeste – RO

Fonte: Google Earth

O município está situado na região amazônica, portanto tem muito mais pluviosidade no verão do que no inverno. Segundo *Weather Spark* (2017), a estação de maior precipitação dura sete meses, de 28 de setembro a 29 de abril, com probabilidade acima de 45% de que um determinado dia tenha precipitação. E a estação seca dura cinco meses, de 29 de abril a 28 de setembro.

É considerado dia com precipitação aquele com precipitação mínima líquida ou equivalente a líquida de 1 milímetro. A probabilidade de dias com

precipitação em Ouro Preto do Oeste varia, acentuadamente, ao longo do ano. A probabilidade máxima de um dia com precipitação é de 83% em 6 de fevereiro. E a probabilidade mínima de um dia com precipitação é de 7% em 29 de julho (WEATHER SPARK, 2017).

Para visualizar, essa variação durante o ano, a figura 9 representa a probabilidade diária de precipitação no município ao longo do ano.

Fonte: <https://pt.weatherspark.com/y/28526/Clima-caracter%C3%ADstico-em-Ouro-Preto-do-Oeste-Brasil-durante-o-ano#Sections-Precipitation>

Em relação à temperatura, o município permanece na estação quente por 2,2 meses, de 4 de agosto a 11 de outubro, com temperatura máxima média diária acima de 34 °C. O dia mais quente do ano é 26 de agosto, cuja temperatura máxima média é de 35 °C e a mínima média é de 22 °C. A estação fresca permanece por 6,7 meses, de 3 de dezembro a 25 de junho, com temperatura máxima diária em média abaixo de 30 °C. O dia mais frio do ano é 11 de julho, com média de 19 °C para a temperatura mínima e 31 °C para a máxima (WEATHER SPARK, 2017).

Sabendo que potência das placas é inversamente proporcional à temperatura, ou seja, a potência diminui com o aumento da temperatura do ambiente, o que pode ser explicado pelo aumento da resistência elétrica do painel com o aquecimento dos componentes (SALDANHA et al, 2019) é

importante ressaltar e analisar a figura 10, para auxiliar nas análises das gerações dos módulos estudados.

Figura 10 – Médias da temperatura anual

Fonte: <https://pt.weatherspark.com/y/28526/Clima-característico-em-Ouro-Preto-do-Oeste-Brasil-durante-o-ano#Sections-Temperature>

Outra característica importante e que deve ser ressaltada é a incidência solar, no município a média diária de energia de ondas curtas incidente por metro quadrado não varia significativamente ao longo do ano, permanecendo entre mais e menos 0,4 quilowatt-hora de 5,2 quilowatts-hora durante o ano inteiro (WEATHER SPARK, 2017).

Na figura 11, é representada a energia solar da média das ondas curtas que chegam ao solo (linha laranja), por metro quadrado, com faixas do 25º ao 75º e do 10º ao 90º percentil, sabendo-se que o total diário incidente de energia solar de ondas curtas que chega à superfície do solo ao longo de uma área ampla, leva-se em consideração as variações sazonais na duração do dia, na elevação do sol acima do horizonte e na absorção por nuvens e outros elementos atmosféricos. A radiação de ondas curtas inclui a luz visível e a radiação ultravioleta.

Figura 11 - Média diária de energia solar de ondas curtas incidente

Fonte: <https://pt.weatherspark.com/m/28526/2/Condi%C3%A7%C3%B5es-meteorol%C3%B3gicas-caracter%C3%ADsticas-de-Ouro-Preto-do-Oeste-Brasil-em-fevereiro#Sections-SolarEnergy>

6 METODOLOGIA E MATERIAIS

6.1 Projeto e implantação do sistema

O sistema de geração de energia fotovoltaica foi dimensionado para atender um tanque de leite com potência de 2 cv, aproximadamente 1,47 kW. O tanque geralmente é acionado a partir das 6 horas da manhã, logo após o início da ordenha do gado, e fica ligado até às 16 horas, quando o caminhão do laticínio vai buscar o leite resfriado. Portanto, fica ligado 10 horas por dia. Se estivesse sendo utilizado em sua carga/capacidade máxima, ele consumiria 14,7 kWh/dia.

Porém, nos períodos em que a produção de leite diminui, e o tanque não enche em um dia, a coleta do leite é realizada em dias alternados, mantendo o tanque ligado por mais tempo. Dessa maneira seria necessário fazer uma medição da energia consumida, mas devido contratempos durante a análise do consumo, não foi possível verificar em dias alternados.

No medidor de energia encontram-se ligadas várias outras cargas, o que dificulta a análise pela conta. Além disso, o proprietário relatou que, por deficiência na rede elétrica, há momentos em que não é possível ligar determinadas cargas em conjunto com o tanque, fazendo-se necessário utilizar um gerador a diesel.

Como o laticínio tem um acordo com o senhor Aurindo Coelho em relação ao pagamento do consumo de energia do tanque de leite, o cálculo foi feito em relação à potência do tanque, para que fosse feito um acordo do pagamento do investimento do sistema solar *on-grid*. Dessa maneira, o cálculo foi baseado da seguinte maneira:

$$E_{\text{total}} = P_{\text{tanque}} \times \text{tempo (horas/dia} \times \text{dias/mês)}$$

$$E_{\text{total}} = 1,47 \text{ kW} \times 10 \text{ horas} \times 30 \text{ dias} = 441 \text{ kWh}$$

Assim, seria necessário que as placas produzissem ao menos, 441kWh de energia, por mês, para atender a demanda da propriedade. Logo,

levando em consideração que a intensidade máxima de sol nessa região, segundo a figura 12, é de 5 horas/dia, e que o mês tem 30 dias, seria necessário instalar um conjunto de placas com potência total de 2,94 kWp.

Figura 12 - Insolação diária, média anual (horas)

Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000.

Ao pesquisar com a empresa local os kits fotovoltaicos, escolheu-se um conjunto com 3,1 kWp, formado por 10 placas fotovoltaicas de 310 Wp e um inversor de 3,1 kWp. Na figura 13 é possível visualizar a conexão do sistema fotovoltaico a rede elétrica, observando as placas, a caixa com as proteções, o inversor e o medidor bidirecional.

Figura 13 – Esquema de conexão do sistema a rede elétrica.

Fonte: Autora da dissertação

6.1 Projeção no PVSyst

Ao escolher o kit solar disponível no mercado da região, com a potência aproximada com a calculada, utilizou-se a ferramenta PVSYST V6.53, para fazer o projeto e dimensionamento do sistema. Sabendo-se que o PVsyst é um software para o estudo de sistemas fotovoltaicos, o mesmo é utilizado para dimensionamento e simulação, projetado para ser usado por arquitetos, engenheiro e pesquisadores (PVSYST, 2019).

Dessa maneira, as informações do kit do sistema solar adquirido pelo proprietário foram inseridas no programa gerando os resultados das figuras 14 e 15. Na figura 14, é possível verificar a produção fotovoltaica total do sistema, inclusive com uma projeção das perdas no arranjo fotovoltaico e no inversor, tendo assim a energia útil produzida (saída do inversor). Na figura 15, tem uma tabela com a simulação mensal, da energia produzida no arranjo e a entregue a rede, levando em consideração irradiação e temperatura.

Figura 14 – Simulação da Produção total do arranjo fotovoltaico

Fonte: PVSyst, 2015.

Figura 15 – Simulação dos balanços e resultados principais do arranjo fotovoltaico

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Janeiro	159.2	92.56	26.38	152.9	147.2	397.4	379.7	0.801
Fevereiro	147.6	77.33	26.09	144.6	139.7	374.1	357.2	0.797
Março	167.9	70.62	26.47	170.0	164.9	435.4	415.6	0.789
Abril	164.1	59.81	26.21	172.2	167.3	440.0	420.0	0.787
Mai	163.7	50.24	25.82	178.5	173.7	461.7	441.2	0.797
Junho	150.4	47.50	25.36	166.9	162.1	433.9	414.9	0.802
Julho	168.1	44.62	25.34	186.2	181.1	479.9	458.8	0.795
Agosto	165.9	69.51	27.54	177.3	172.0	453.5	433.6	0.789
Setembro	166.1	80.06	26.99	170.7	165.3	438.0	418.6	0.791
Outubro	167.0	82.08	27.70	165.6	160.1	422.2	403.2	0.786
Novembro	159.2	82.91	26.70	152.9	147.3	394.4	376.8	0.795
Dezembro	170.5	89.69	26.48	161.7	155.7	419.2	400.6	0.799
Ano	1949.7	846.92	26.43	1999.4	1936.4	5149.6	4920.2	0.794

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal
DiffHor Irradiação difusa horizontal
T_Amb T amb.
GlobInc Incidência global no plano dos sensores
GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
EArray Energia efetiva à saída do grupo
E_Grid Energia injetada na rede
PR Performance Ratio (Quociente de performance)

Fonte: PVSyst, 2015.

Essas simulações foram feitas para a latitude e longitude do local, porém, para a inclinação de 10° e a orientação para o norte, com azimuth 0°, obedecendo o ponto de vista puramente geométrico. Segundo Gasparin e Krenzing (2017), a melhor orientação para um arranjo fotovoltaico para a produção anual de eletricidade no hemisfério sul, é aquela com inclinação igual ao da latitude local, e orientado para o norte geográfico a figura 16 ajuda a visualizar o posicionamento sugerido.

Figura 16 - Posicionamento das placas

Fonte: Imagem Cortesia do Image Science & Analysis Laboratory, Centro Espacial Johnson da NASA, o portal para a fotografia de astronautas da Terra

Segundo o CRESESB (2004), de maneira geral essa inclinação deve ser igual à latitude do local da instalação do sistema, e obrigatoriamente, nunca deverá ter inclinação inferior a 10° , de forma que possibilite a autolimpeza dos módulos, em caso de acúmulo de materiais estranhos.

Embora essa orientação seja uma boa indicação na tentativa de maximizar o recurso solar incidente no plano do gerador, os resultados apresentados por Zilles et al. (2012), demonstram que a melhoria da captação depende, também, das especificidades de cada local, e que uma grande variedade de orientações, ao redor da orientação mencionada, pode ser usada sem incorrer em perdas significativas, e em alguns casos, até melhorando a incidência do recurso solar.

6.3 Correções no posicionamento das placas

A escolha do local a serem instaladas as placas foi feita após serem analisados os telhados existentes na propriedade, e foram levados em consideração a área necessária para instalar as dez placas e a não existência de sombreamento. Dessa maneira, foram instaladas as placas no telhado do curral conforme mostra a figura 17.

Figura 17 - Instalação das placas no telhado

Fonte: Autora da dissertação

Contudo, ao observar a figura 18, nota-se que as placas ficaram na posição nordeste, azimuth -30° e que o telhado tem uma inclinação de 15° , porque aproveitou-se a estrutura existente, havendo assim a necessidade de correção na projeção do sistema no programa.

Figura 18 - Posição das placas no telhado

Fonte: Projeto do Proprietário

6.4 Placas solares

Em 2016, no estado de Rondônia, existia poucas empresas trabalhando com sistema solar fotovoltaico, foi escolhida a empresa Garcia Solar para auxiliar na compra do material e na instalação do sistema. As placas oferecidas pela empresa são da Trina Solar modelo TSM-310PC14, um módulo composto por 72 células policristalina totalizando 310 W, representada pela figura 19.

Os painéis solares utilizados são policristalinos de 16% de eficiência (Figura 20). O painel possui células encapsuladas entre camadas de vidro temperado como cobertura, e acetato de vinil etilênico e polivinil fluorídrico como fundo. Os painéis são à prova d'água e resistentes as mais severas condições ambientais. O painel está emoldurado em alumínio anodizado, fornecendo uma estrutura rígida e de fácil instalação. Os painéis adquiridos para utilização têm as seguintes características técnicas descritas na figura 21.

Figura 19 - Dimensões do painel fotovoltaico modelo TSM-310PC14

Fonte: Datasheet TSm_US_June_2013_Rev C

Figura 20 - Eficiência energética do painel fotovoltaico modelo TSM-310PC14

Fonte: Foto tirada do verso da placa

Figura 21 - Características técnicas do painel fotovoltaico modelo TSM-310PC14

TSM-310PC14		Made in China
Maximum Power (P_{max})	310W	$+3\%$ -0%
Maximum Power Voltage (V_{mp})	37.0V	
Maximum Power Current (I_{mp})	8.38A	
Open Circuit Voltage (V_{oc})	45.5V	
Short Circuit Current (I_{sc})	8.85A	
Maximum System Voltage	DC1000V	
Maximum Series Fuse	15A	
Module Application	Class A	
For field connections, use minimum 4mm ² copper wires insulated for a minimum 90°C		
Electrical Rating At STC AM=1.5 IRRADIANCE=1000W/m ² Temp.=25°C		
<div> <div>CE</div> <div> </div> <div> </div> <div> </div> </div> <div> EU-26 WEEE Compliant This module produces electricity when exposed to light. Follow all applicable electrical safety precautions. Changzhou Trina Solar Energy Co., Ltd. www.trinasolar.com </div>		

Fonte: Foto tirada do verso da placa

6.5 Inversor de frequência

A seleção de um inversor de qualidade é essencial para assegurar o bom desempenho, produtividade e segurança de um SFCR. No dimensionamento deve-se levar em conta características como níveis de tensão e corrente, eficiência de conversão, flexibilidade de instalação, durabilidade e segurança. (ZILLES, et al., 2012).

O foco deste trabalho são os inversores conectados à rede, que são os responsáveis pela conexão direta do gerador fotovoltaico à rede de baixa tensão, injetando a energia gerada à instalação elétrica da propriedade ou a rede de distribuição. Os mesmos podem ser monofásicos ou trifásicos, de acordo com a potência do sistema instalado, e, para este caso, é um inversor monofásico com saída de 230 V, conforme manual fornecido pela fabricante.

Ao selecionar as placas, tem-se V_{mp} de 37 V, conforme figura 21, portanto a tensão de entrada deverá ser 370 V pois são dez placas e a corrente será de 8,38 A (I_{mp} – Figura 21) porque as placas estão conectadas em série. Ao identificar estas informações, o inversor selecionado atende o solicitado segundo o manual do fabricante como demonstrado na Figura 22.

Figura 22 - Características técnicas do inversor Fronius Galvo 3.1-1

Fronius Galvo 3.1-1	Dados de entrada	
	Faixa de tensão MPP	165 - 440 V CC
	Tensão de entrada máx. (com 1000 W/m ² / -10 °C em marcha vazia)	550 V CC
	Corrente de entrada máx.	20,7 A
	Corrente de curto circuito máx. dos módulos solares	31,0 A
	Corrente de retorno de alimentação ⁴⁾	13,8 A
	Dados de saída	
	Potência de saída nominal (P _{nom})	3100 W
	Potência de saída máx.	3100 W
	Tensão nominal de alimentação	1~NPE 230 V
	Tensão de alimentação mín.	180 V ¹⁾
	Tensão de alimentação máx.	270 V ¹⁾
	Corrente de saída máx.	15,0 A
	Frequência nominal	50 - 60 Hz ¹⁾
	Fator de distorção	< 4 %
	Fator de potência cos phi	1
		0,85 - 1 ind./cap. ²⁾
	Impedância de rede máxima permitida Z _{máx.} no PCC ³⁾	nenhuma
	Impulso de corrente de ligamento ⁵⁾ e duração	36,0 A / 9,4 ms
	Corrente de erro de saída máx. por duração	43,0 A / 1,24 ms

Fonte: Manual Fronius Galvo

Segundo Pinho e Galdino (2014), deve-se observar a eficiência de conversão, que neste caso é de 96,1%, além de ter um grau de proteção IP65, conforme o manual do fabricante nos dados gerais do inversor mostrado na Figura 23.

Figura 23 - Características técnicas do inversor Fronius Galvo 3.1-1 – Dados Gerais

Dados gerais	
Grau de eficiência máxima	96,1 %
Europ. Grau de eficiência	95,4 %
Consumo próprio de energia durante a noite	0,47 W
Resfriamento	Ventilação forçada regulada
Grau de proteção	IP 65
Dimensões (C x L x A)	645 x 431 x 204 mm
Peso	16,75 kg
Temperatura ambiente permitida	- 25 °C - +50 °C
Umidade do ar permitida	0 - 100 %
Categoria de emissão EMV	B
Categoria de sobretensão (CC / CA)	2 / 3
Dispositivos de instalação de soldagem	
Medição de isolamento CC	Alerta/ Desligamento ⁷⁾ com R _{ISO} < 600 kOHM
Comportamento em sobrecarga CC	Deslocamento do ponto operacional limitação da potência
Disjuntor CC	integrado

Fonte: Manual Fronius Galvo

6.6 Dispositivos de proteção

Para proteger a geração e o inversor, foi instalado um quadro elétrico de proteção para gerenciamento do sistema fotovoltaico com a função de supervisionar o potencial elétrico gerado pelo sistema antes de realizar o escoamento do mesmo para a rede elétrica da concessionária.

O sistema de proteção contra surtos do arranjo fotovoltaico é constituído por Dispositivo de Proteção Contra Surtos (DPS) VCL 460 V 20 kA, fusível ultrarrápido 15 A 600 V e um dispositivo de manobra, (interruptor seccionador CC com duplo seccionamento de 20 A) para utilização em circuito alimentado por corrente contínua.

Para proteção do inversor, tem um DPS VCL 460 V 20 kA, um fusível ultrarrápido 15 A 600 V e um disjuntor termomagnético bifásico Curva C de 16 A.

6.7 Medidor bidirecional

Segundo a ANEEL (2012), “O medidor bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.” Portanto, sendo utilizado pela concessionária de energia para medir a energia elétrica consumida e a energia injetada na rede, sendo o excesso de energia que os painéis fotovoltaicos produzem e enviam de volta para a rede de distribuição.

Ao dimensionar o sistema solar, calcula-se a produção energética das placas pensando no consumo total da propriedade. No entanto, durante o dia, quando a produção de painéis solares é mais alta, o sistema gera mais energia do que a propriedade usa. E esse excesso de energia é injetada de volta para a rede sendo redirecionado para outras casas próximas. Dessa maneira, a concessionária concederá créditos correspondentes à quantidade de energia devolvida para serem compensados em sua conta de energia, ou seja, reduzidos do consumo de energia utilizado no período noturno, por exemplo.

Portanto, deve-se observar que a quantidade de energia injetada não é a quantidade total de energia produzida pelo sistema durante o período de faturamento. Esse quantitativo na conta representa apenas a energia produzida que excedeu as necessidades da propriedade durante o mês, e é este excesso, que será contabilizado no medidor de energia. Em outras palavras, a energia injetada é aquela energia que foi produzida pelo sistema solar fotovoltaico e não foi consumida diretamente e instantaneamente pelos aparelhos elétricos da propriedade, e assim ela é entregue, injetada e medida, pela concessionária de energia, que devolverá posteriormente em forma de créditos de energia.

Contudo, segundo a ANEEL (2015), “A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição, sem custos para o acessante no caso de microgeração distribuída, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição.” O visor do medidor mostrará um código e também o valor respectivo da leitura acumulada. Depois de alguns segundos ele trocará para outro código que mostrará também a sua respectiva leitura acumulada. Os medidores bidirecionais poderão ser configurados com outros códigos também. Dessa maneira, na figura 24, é possível ver o medidor instalado pela concessionária do estado. Para energia consumida acumulada, o código do visor é o 03, e para a energia injetada acumulada neste medidor bidirecional o código do visor é 103.

Figura 24 - Medidor instalado pela concessionária Eletrobrás Distribuidora Rondônia

Fonte: Autora da dissertação

6.8 Estimativa de geração

Para que possa ser feita uma comparação dos dados gerados com o que é esperado, calculado e dimensionado, foi feita uma estimativa de geração no PVSyst com as correções do sistema, para a posição real da instalação das placas.

Dessa maneira, na figura 25 tem-se representado, em gráfico, uma projeção da geração, considerando as perdas nas placas e no inversor. Na figura 26 tem-se uma projeção da geração de energia injetada na rede por mês, totalizando 3928,3 kWh no ano, uma média de 327,36 kWh/mês.

Figura 25 - Estimativa de energia para o sistema de 3,1 kW pelo PVSYST

Fonte: Projeto Blue Sol entregue a Concessionária

Figura 26 - Estimativa de geração de energia para o sistema de 3,1 kW pelo PVSYST

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Janeiro	159.2	92.56	26.38	149.6	144.1	389.5	372.1	0.802
Fevereiro	147.6	77.33	26.09	142.1	137.3	368.1	351.6	0.798
Março	167.9	70.62	26.47	168.7	163.7	432.1	412.4	0.788
Abril	164.1	59.81	26.21	172.7	167.9	440.8	420.7	0.786
Mai	163.7	50.24	25.82	181.5	176.8	469.3	448.4	0.797
Junho	150.4	47.50	25.36	169.5	164.9	440.6	421.3	0.802
Julho	168.1	44.62	25.34	190.7	185.9	491.4	469.7	0.795
Agosto	165.9	69.51	27.54	177.3	172.1	453.4	433.4	0.788
Setembro	166.1	80.06	26.99	169.9	164.8	436.3	417.0	0.792
Outubro	167.0	82.08	27.70	164.5	159.4	420.9	401.9	0.788
Novembro	159.2	82.91	26.70	149.8	144.5	387.9	370.5	0.798
Dezembro	170.5	89.69	26.48	157.9	152.2	410.8	392.6	0.802
Ano	1949.7	846.92	26.43	1994.3	1933.5	5141.1	4911.7	0.794

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
 DiffHor Irradiação difusa horizontal EArray Energia efetiva à saída do grupo
 T_Amb T amb. E_Grid Energia injetada na rede
 GlobInc Incidência global no plano dos sensores PR Performance Ratio (Quociente de performance)

Fonte: Projeto Blue Sol entregue a Concessionária

6.9 Custos da instalação

O sistema adquirido ficou no valor total de R\$ 26.724,54, sendo discriminado na Tabela 2, conforme a descrição da nota fiscal recebida pelo proprietário.

Tabela 2 – Descrição dos valores do sistema Fotovoltaico adquirido

PRODUTO/SERVIÇO	QUANT.	VALOR UNIT.	VALOR TOTAL
MOD. FOT. TRINA SOLAR TSM 310W	10	R\$ 1.352,36	R\$ 13.523,60
INVERSOR FRONIUS GALVO 3.0-1	1	R\$ 8.264,79	R\$ 8.264,79
ESTRUTURA		R\$ 2.536,39	R\$ 2.536,39
MÃO DE OBRA		R\$ 2.400,00	R\$ 2.400,00
VALOR TOTAL DA INSTALAÇÃO			R\$ 26.724,54

Fonte: Autora da Dissertação

Portanto, o valor do kWp instalado foi de R\$ 8.620,82.

7 ENTRAVES

O estado de Rondônia teve sua primeira Usina Fotovoltaica (UFV) com geração distribuída conectada à rede no dia 27/03/2015, e o sistema estudado foi conectado em 06/01/2017. Apesar do projeto ter sido solicitado em junho de 2016 e instalado em outubro do mesmo ano, houve demora na autorização para instalação do sistema, porque foi o primeiro sistema instalado na zona rural e da região, não havendo experiência, nem profissional técnico com conhecimento e habilidades para fazer a liberação. É importante frisar que também foi o 19º sistema conectado à rede no estado, e até o dia 01.05.2019 haviam 139 unidades instaladas (ANEEL, 2019).

Ao ser instalado o sistema, descrito nessa dissertação, houve problema para armazenamento dos dados, porque o *datalogger* fornecido pela empresa necessitava de conexão com a internet e como não havia na propriedade, levou um tempo para conseguir disponibilizar a internet. Houve também problema com a instalação da placa wi-fi. Nesse momento, a empresa instaladora já havia falido e a instalação foi feita pela estudante com auxílio dos técnicos da Fronius, via telefone.

Outro problema enfrentado, foram as falhas de instalação do medidor bidirecional, sendo necessário fazer a retirada e em outro momento trocado, ficando sem medição por um período longo.

O sistema de armazenamento de dados funcionou por seis meses, porém começou a apresentar problemas de atualização e não armazenava os dados. Ao ser solicitada à fabricante o auxílio técnico, o suporte foi disponibilizado via telefone e assistência remota, entretanto, não houve solução. A empresa, então solicitou melhorias na conexão com a internet, e foi necessário um investimento do proprietário para tal melhoria no local.

Após mais algumas tentativas e a não disponibilização de técnicos na região e a falência da empresa instaladora, a empresa fornecedora dos equipamentos não se responsabilizou; a fabricante Fronius exigiu vários comprovantes de erros e finalmente, concordou que enviássemos o

equipamento para a análise. Após o envio para fabricante Fronius em São Paulo, e após alguns meses, a fabricante enviou um novo aparelho, porém ainda havendo erros de conexão com a internet. Assim, após várias tentativas e auxílio de um técnico em informática foi possível a normalização do armazenamento de dados.

8 ANÁLISE DE DADOS

8.1 Dados em corrente contínua

8.1.1 Tensão CC

Cada placa tem como tensão nominal 37 V, como são dez placas e estão ligadas em série, o total da tensão deveria ser 370 V. No entanto, ao escolher um dia aleatório, percebe-se que a tensão gerada no arranjo fotovoltaico tem variações ao longo do dia e quase não atinge esse valor de tensão.

Ao analisar a tensão gerada no dia 22/02/2018, que teve uma produção de energia fotovoltaica abaixo do esperado, apenas 5,34 kWh, pode ser visto na figura 27 que a média de tensão durante o período de geração, que é de 06h as 19h, fica de 329,97 V.

Figura 27 - Valores de Tensão CC no período de geração
22.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

Ao analisar a figura 28, que mostra o gráfico do dia 23/02/2018, que foi o dia mais produtivo na geração de energia fotovoltaica do mês de fevereiro de 2018, gerando 15,15 kWh quase três vezes mais que o dia anterior, que foi o dia menos produtivo do mês de fevereiro de 2018, tem-se a média da tensão de 324,03 Volts.

Ao comparar com dia menos produtivo, 22/02/2018, a média foi de 329,97 Volts, ou seja, a média da tensão no dia menos produtivo foi mais alta que no dia mais produtivo, sendo 5,94 V a mais. Podendo afirmar que a variação de radiação solar, interfere pouco na tensão, mantendo-a praticamente constante.

Figura 28 - Valores de Tensão CC no dia 23.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

8.1.2 Corrente CC

Cada placa tem como corrente nominal 8,38 A, percebe-se que a corrente gerada no arranjo fotovoltaico tem variações ao longo do dia e quase não atinge esse valor.

Ao analisar todo o período do dia 22/02/2018, a média da corrente durante o período de geração, que é de 06h as 19h, fica de 1,32 A, podendo ser visto na Figura 29.

Figura 29 - Valores de Corrente CC no período de geração no dia 22.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

Ao analisar o dia 23/02/2018, na Figura 30, relembando que foi dia mais produtivo de geração de energia fotovoltaica do mês de fevereiro de 2018, tem-se a média da corrente de 4,18 A. Ao comparar com o dia menos produtivo, dia 22/02/2018, a média foi de 1,42 A, ou seja, a média da corrente no dia mais produtivo foi mais alta que no dia menos produtivo em 2,76 A, sendo 2,94 vezes maior. Ao comparar com a produção de energia fotovoltaica, que foi de 15,15 kWh e 5,34 kWh, tem-se que a produção no dia mais produtivo foi 2,84 vezes maior que dia menos produtivo, demonstrando que a variação de radiação solar, interfere na corrente.

Figura 30 - Valores de Tensão CC no dia 23.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

Ao montar o gráfico da tensão gerada pela corrente, em que a variação da corrente é muito maior que a tensão, tem-se a potência gerada, como mostra a figura 31 e figura 32.

Figura 31 - Valores de Tensão e Corrente CC no período de geração no dia 22.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

Figura 32 - Valores de Tensão e Corrente CC no período de geração no dia 23.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

Ao analisar a figura 31 e 32, é possível calcular a potência gerada (Figura 33 e 34) que fica, basicamente, em função da corrente porque, sabe-se que a tensão tem uma pequena variação em relação à corrente que tem picos em vários momentos do dia.

Figura 33 - Potência calculada (Vxl) dia 22.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

Figura 34 - Potência calculada (IxV) dia 23.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

Pode-se afirmar que a geração de corrente elétrica nas placas interfere diretamente na produção de energia fotovoltaica.

8.1.3 Geração de Energia diária

Cada placa tem como potência nominal 310 W, como são dez placas e estão ligadas em série, o total da potência deveria ser 3100 W. No entanto, ao escolher um dia aleatório, percebe-se que a energia (potência x tempo) gerada no arranjo fotovoltaico tem variações ao longo do dia e quase não atinge esse valor.

Ao analisar o dia 22.02.2018, que obteve geração de 5,34 kWh, a média da energia gerada foi de 34,65 Wh, podendo ser visto na figura 35, também podendo ser analisado através da figura 36, que tem o gráfico da potência instantânea pelo período de geração, tendo como potência média 491,32 W.

Figura 35 - Valores de Energia gerada (Wh) no arranjo fotovoltaico no período de geração do dia 22.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

Figura 36 - Valores de Potência instantânea (W) no arranjo fotovoltaico no período de geração do dia 22.02.2018

Ao observar o gráfico da potência instantânea no arranjo fotovoltaico, na figura 37, no dia 23.02.2018, obteve-se geração de 15,15 kWh, percebe-se a melhoria da produção e as grandes variações durante o dia, tendo uma Potência média diária de 1381,815 W.

Figura 37 - Valores de Energia gerada no arranjo fotovoltaico no período de geração do dia 23.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

Ao fazer um comparativo entre o dia mais produtivo e o dia menos produtivo de fevereiro de 2018, observa-se na figura 38, o gráfico da energia gerada no arranjo fotovoltaico dos dois dias, a diferença na produção, bem como, a potência instantânea pelo tempo, na figura 39, observando que há grande diferença entre os dois dias.

Figura 38 - Valores de Energia gerada no arranjo fotovoltaico nos dias 22 e 23.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

Figura 39 – Valores da potência instantânea no arranjo fotovoltaico nos dias 22 e 23.02.2018

Fonte: Autora da dissertação

8.1.4 Geração de Energia mensal

O sistema instalado tem a potência instalada de 3100 Wp, que deveria gerar em média 15,5 kWh diariamente se supormos que as placas geram 5 horas diárias de sua capacidade máxima. No entanto, pode-se verificar nas figuras 40 a 44, que a média diária do sistema é bem menor.

Figura 40 - Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no mês de janeiro 2018

Fonte: Autora da dissertação

No mês de janeiro foi gerado 323,39 kWh, tendo como média diária 10,43 kWh de geração de energia fotovoltaica.

Figura 41 - Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no mês de fevereiro 2018

Fonte: Autora da dissertação

No mês de fevereiro foi gerado 251,87 kWh, tendo como média diária 9,69 kWh de produção fotovoltaica.

Figura 42 - Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no mês de março 2018

Fonte: Autora da dissertação

No mês de março foi gerado 333 kWh, tendo como média diária 10,74 kWh de produção fotovoltaica.

Figura 43 - Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no mês de abril 2018

Fonte: Autora da dissertação

No mês de abril foi gerado 298,43 kWh, tendo como média diária 9,95 kWh de produção fotovoltaica.

Figura 44 - Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no mês de maio 2018

Fonte: Autora da dissertação

No mês de maio foi gerado 316,15 kWh, tendo como média diária 10,20 kWh de produção fotovoltaica.

Para melhor representar esses valores, calcula-se o índice de desempenho do sistema (PR). Para tanto utiliza-se a produtividade do sistema (final yield – YF) conforme definido em Zilles et al., (2012), que representa a relação entre o valor médio da energia gerada em um determinado intervalo de tempo ($t_2 - t_1$) e a potência nominal do gerador P_{FV0} . A produtividade YF expressa em kWh/kWp ou simplesmente em horas é calculada por:

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} \times dt}{P_{FV}^0} \quad (1)$$

De modo análogo a produtividade de referência YR nos padrões STC pode ser calculada como mostrado:

$$Y_R = \frac{\int_{t_1}^{t_2} H_{t,\beta} \times dt}{H_{ref}} \quad (2)$$

onde $H_{t,\beta}$ representa a irradiância incidente no plano do gerador e $H_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$.

O rendimento global do sistema (performance ratio – PR) (ZILLES et al, 2012) é definido como a relação entre (1) e (2) e é interpretado como o número de horas na irradiância de 1000W/m², calculado em (3).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (3)$$

Dessa maneira, foi calculado o índice de desempenho por mês e comparado a simulação feita pelo PVSyst, sendo montada a tabela 3.

Tabela 3 – Índice de desempenho do sistema (PR)

Mês	Produção Fotovoltaica (kWh)	Potência nominal do Gerador (kWp)	Incidência (kWh/m²)	PR calculado	PR simulado
Janeiro	323,39	3,1	149,6	0,697321891	0,802
Fevereiro	251,87	3,1	142,1	0,571769086	0,798
Março	333	3,1	168,7	0,636747806	0,788
Abril	298,43	3,1	172,7	0,557427573	0,786
Maio	316,15	3,1	181,5	0,561894606	0,797

Fonte: Autora da dissertação

Em 2010 o valor de PR para os sistemas fotovoltaicos alcançou a marca dos 90% (REICH et al, 2012). No entanto, percebe-se que o sistema não alcançou o desempenho esperado, porém muitos fatores influenciam a performance de uma planta fotovoltaica tais como sombreamento, temperatura e sujidade.

Dessa maneira, ao analisar a geração diária do sistema, na figura 45, percebe-se que a geração de energia fotovoltaica tende a reduzir a produção diária no decorrer do semestre, sendo necessário considerar que o mês de janeiro é período de chuva e vai até o final de abril, quando se inicia o período de seca, e aumenta a média da temperatura ambiente.

Figura 45 - Valores de energia gerada no arranjo fotovoltaico no primeiro semestre

Fonte: Autora da dissertação

8.2 Dados em corrente alternada

8.2.1 Tensão CA

O inversor faz a sincronização com a rede pública de eletricidade, isto é, a energia solar fornecida é exatamente igual àquela que é recebida pela rede elétrica.

Os valores de tensão adicionados à rede, medidos na saída do inversor, são de extrema importância e devem ser considerado, desde os padrões de mudança de rede elétrica naquele ponto, por exemplo, o balanço energético daquele local (BELLONI e CONTI, 2017).

A tensão alternada que alimenta o inversor é limitada pelo fabricante, entre 180 e 270 volts, tendo como média 230 V (FRONIUS, 2015). No entanto, pela norma também há limites nos níveis de tensão em menos 20% e mais 10%, com o tempo de desligamento de 0,4s e 0,2s respectivamente (NBR 16149, 2013).

Portanto foi dimensionado o limite de tensão de alimentação AC do inversor para 180 V e 250 V, dessa maneira ao atingir os limites de tensão o inversor desconecta-se automaticamente.

8.2.2 Corrente CA

A corrente alternada que alimenta o inversor é limitada pelo fabricante em 15 Amperes, pode ser observada na figura 46 que a corrente alternada não se aproxima desse valor, demonstrando que o inversor trabalha com folga em relação a sua capacidade máxima.

Figura 46 - Valores de Corrente Alternada no Inversor no período de geração do dia 01.04.2018

Fonte: Autora da dissertação

8.3 Limpeza

Se os módulos estiverem instalados em ambiente muito empoeirado, recomenda-se limpá-los, mais frequentemente, pois períodos muito longos sem limpeza podem prejudicar, significativamente, o desempenho do sistema. Perdas de até 10 % no desempenho já foram verificadas em módulos instalados no Brasil, em regiões de muita poeira (PINHO e GALDINO, 2014).

A limpeza das placas é feita com dificuldade e precisa de duas pessoas. Na propriedade em que foi executada a pesquisa e instalação tem um funcionário, e um ajudante, na foto (figura 47), é o genro do proprietário, ambos não têm nenhum treinamento, porém é importante que seja feita a limpeza porque há muita poeira no local.

No dia 08.07.2017, quando a radiação solar incidente permaneceu constante, foi feita uma limpeza e registrada por fotos. Na figura 48, tem fotos do visor do inversor antes da limpeza, sendo registrado uma potência de saída de 479 W, a limpeza durou por volta de 25 minutos, e foi registrado uma potência de saída de 844 W, obtendo um aumento de 76,2% na potência de saída do inversor.

Figura 47 – Foto tirada da limpeza realizada nas placas no dia 08.07.2017

Fonte: Autora da dissertação

Figura 48 – Fotos tiradas do visor do inversor antes da limpeza e após a limpeza das placas

Antes da limpeza

Depois da limpeza

Fonte: Autora da dissertação

8.4 Falhas de funcionamento

8.4.1 Tensão elevada da rede

Segundo a norma, quando a tensão sai da faixa de operação especificada, o sistema fotovoltaico deve perceber a condição anormal de tensão e atuar (cessar o fornecimento à rede) (NBR 16149,2013).

Como dito anteriormente, o inversor foi dimensionado para atuar na faixa de tensão de 180 a 250 volts. Por causa dessas obrigações, aconteceu cessão de fornecimento de energia pelo sistema fotovoltaico.

Durante o período de janeiro a junho de 2018, foram registradas vinte e uma interrupções por elevação de tensão da rede. Ao observar as repetições, foi solicitado à concessionária que houvesse uma regulação da tensão do sistema que alimenta a propriedade.

Ao ser analisada a tensão na saída do transformador verificou-se que o tap do transformador estava regulado no nível máximo. Sendo que a variação do tap permite elevar ou reduzir a tensão transformada, através da variação da relação do transformador (ROSA et al., 2007). Ou seja, a tensão chegava dentro dos limites permitidos pela norma, porém o transformador ao fazer a redução de 13800 V para 230 V, ele regulava a tensão para 250 V.

Dessa maneira, quando a tensão da rede aumentava, no secundário do transformador aumentava-se ainda mais, extrapolando os limites pré-estabelecidos.

Por ser uma rede rural, o transformador foi regulado dessa maneira quando instalado porque era fim de rede na época. Portanto, foi feita a troca do tap, minimizando o problema.

No entanto, ainda há problemas de tensões elevadas na rede como foi verificado, no dia 03.08.2019, onde o sistema foi desligado por conta desse erro, como pode ser visto na figura 49. Dessa maneira, foi verificada a geração fotovoltaica deste dia que foi de apenas 6,97 kWh, podendo ser observado no gráfico da figura 50 que no início do dia a geração estava com a curva perfeita, depois disso não conseguiu mais fornecer energia até as 16h50 minutos.

Figura 49- Mensagem de erro recebida pelo Solarweb

Data	ID da fonte de dados	Nome do dispositivo / Service	Código de status	Descrição
03/08/2019 13:21	240.708405	Galvo 3.0-1 (1) (# 1)	102	Tensão CA muito alta

Fonte: Fronius Solarweb

Figura 50 – Geração fotovoltaica interrompida por elevação da tensão na rede

Fonte: Autora da dissertação

8.4.2 Interrupção da rede

Segundo as normas, ao acontecer interrupção da rede, por qualquer motivo, o inversor fotovoltaico deve ser capaz de perceber o ilhamento e bloquear sua operação, instantaneamente após seu surgimento, para garantir a segurança da equipe de manutenção do sistema elétrico, e também evitar danos às cargas locais, pelas variações de tensão e frequência que irá surgir. Além de proteger o próprio sistema de geração distribuída de danos imprevistos.

Portanto é obrigatório a função anti-ilhamento no inversor, que segundo (NBR 16149,2013) é quando o inversor deixa de fornecer energia à rede elétrica quando esta estiver fora das especificações normais de operação

de tensão e/ou frequência.

Na figura 51 é observada a proteção existente no inversor de frequência do sistema. Como relatado anteriormente, a propriedade possui problemas de alimentação da rede elétrica e foi registrada no período de janeiro a junho de 2018, quatro bloqueios do sistema.

Figura 51 - Características técnicas do inversor Fronius Galvo 3.1-
1

Normas e Diretrizes consideradas	<p>Indicação CE Todas as normas e diretrizes exigidas e relevantes no âmbito da Diretriz UE são observadas, para que os aparelhos sejam marcados com a indicação CE.</p> <p>Comutação para evitar operação isolada O inversor dispõe de uma comutação permitida para evitar operação isolada.</p> <p>Falha de rede Os processos de medição e de segurança integrados na série de inversores garantem que em caso de falha de rede a alimentação seja imediatamente interrompida (por exemplo, no desligamento pelo fornecedor de energia ou danos na linha).</p>
---	---

Fonte: Manual Fronius Galvo

8.5 Comparativo da projeção computacional com os resultados obtidos

A soma de geração de energia fotovoltaica no período de janeiro a junho de 2018 foi de 1654,22 kWh, tendo como média diária 10,148 kWh/dia. Esse foi o maior período contínuo de levantamento de dados obtidos durante as análises do sistema.

Na figura 52, foi representada a produção fotovoltaica por meses e comparada a estimativa feita no PVSyst, apenas com os meses em que houve coleta de dados em sua totalidade.

Ao analisar o gráfico percebe-se que a produção está bem diferente da estimativa do programa PVSyst, demonstrando que o desempenho do sistema está abaixo do esperado, sendo necessário levar em consideração os demais fatores e sugerir implantação de mudanças para melhorar o índice de desempenho (PR).

Figura 52 - Comparação da produção Fotovoltaica com a Estimativa feita no PVSyst

Fonte: Autora da dissertação

8.6 Análise dos resultados

Ao analisar os gráficos da tensão gerada nota-se que independente da produção fotovoltaica no dia, a variação do nível de tensão é pequena, porém ao analisar os gráficos da corrente de geração, a variação dos valores é grande, tanto dentro do dia de produção fotovoltaica mais produtivo quanto num dia menos produtivo, dessa maneira, evidenciando que geração é diretamente proporcional a esta corrente. No entanto, na saída a qualidade da energia é mantida pelo o inversor alimentando as cargas sem grandes problemas.

Ao analisar os gráficos em relação aos períodos de chuva e seca, observa-se que mesmo no período de chuva a produção fotovoltaica mantém-se dentro do esperado, acreditando-se que a chuva apesar de reduzir a incidência solar auxilia na redução da temperatura dos módulos, bem como na sua limpeza, o que melhora a eficiência dos mesmos, aumentando a geração fotovoltaica do sistema.

Ao analisar os gráficos e calcular a média de geração, nota-se que o sistema não gerou a quantidade de energia fotovoltaica esperada. Ao analisar o que é necessário proceder visando melhorias, uma mudança necessária seria a

limpeza com maior frequência, no período de seca, devido os problemas de poeira no local, assim aumentado a produção fotovoltaica. Dessa maneira, a instalação em solo para fácil acesso, seria uma sugestão, levando em consideração não haver um problema com espaço nas propriedades rurais.

Ao mesmo tempo, seria possível corrigir o posicionamento da orientação das placas tentando objetivar a melhoria de sua eficiência, ao levar em consideração que por conta do posicionamento do telhado, elas não ficaram orientadas para o norte e não tinham a inclinação da latitude do local que é de 10°42'52"S como sugerem os estudiosos da área.

Importante ressaltar a rede que alimenta o sistema, na qual sempre ocorre as falhas devido às altas tensões, que desligam o inversor impossibilitando a geração de energia fotovoltaica, sendo necessário observar e comunicar a concessionária para que seja corrigido o problema. Em relação à falta de energia recorrente na rede, no entanto é mais complexa a solução do sistema, porém deve-se sempre estar atento para solicitar a concessionária a correção dessa falha, para que seja registrada a ocorrência e retorne à alimentação da carga pela produção fotovoltaica, evitando o desperdício de geração de energia.

Contudo, nos dias que não houve falhas da rede elétrica que alimenta o sistema, obteve-se um bom desempenho, o sistema funcionou perfeitamente em questão de segurança elétrica e no fornecimento de energia para a propriedade.

9. ANÁLISE FINANCEIRA

Os avanços tecnológicos na área de semicondutores e o aumento da produção de células solares fotovoltaicas ajudaram a diminuir o preço de sistemas fotovoltaicos. A figura 53 ilustra o citado, no qual se pode observar que o valor por *watt* de energia produzido caiu de US\$ 76,67 para U\$\$ 0,30 em menos de quatro décadas.

Figura 53 – Histórico do custo das placas de silício

Fonte: <https://astrasolar.com.br/energia-solar/energia-solar-instalar-agora-ou-esperar-o-preco-cair/>

A diminuição dos preços é um dos principais fatores que impulsionam o crescimento do mercado fotovoltaico. Em 2015, a produção mundial chegou à marca de 230 GW, mais de quarenta vezes a produção de 2006 (SCHMELA, 2016). As projeções apontam até 700 GW de potência instalada em 2020.

Este trabalho apresenta uma projeção do quanto tempo levará para ter o retorno do investimento e também atualiza os dados para um valor atual do kit solar fotovoltaico para a região de Rondônia.

9.1 Projeção econômica do SFCR

Ao analisar as contas da propriedade, um semestre antes da autorização da conexão do sistema a rede de distribuição, que foi de julho a dezembro de 2016, foi observado o consumo médio da propriedade que era de 1673,33 kWh/mês havendo alguns picos conforme consta na figura 54.

Figura 54 - Consumo médio da propriedade antes do sistema solar

Fonte: Autora da dissertação

Ao analisar as contas da propriedade um ano após a conexão do sistema à rede de distribuição, todo o ano de 2017, foi calculado o consumo médio da propriedade que era de 981,96 kWh/mês havendo alguns picos conforme consta na figura 55.

Figura 55 - Consumo médio da propriedade após sistema solar

Fonte: Autora da dissertação

Ao fazer a análise do consumo medido, nota-se uma redução de 691,67 kWh/mês no ano de 2017. O proprietário ao observar a conta, tinha dúvidas em relação aos créditos que eram pequenos na conta em média 152,25 kWh (figura 56), algo recorrente nesta situação, pelo sistema não atender toda a carga instalada da propriedade, apenas por um equipamento. A redução da conta existe, porém o crédito é apenas quando em algum momento da geração, a energia gerada é maior que o consumo da propriedade, e neste momento, essa energia excedente é enviada para a rede de distribuição, gerando os créditos na conta. O ponto zerado na figura 56 é porque no mês de março não houve medição.

Figura 56 - Crédito de geração de energia da conta no ano 2017

Fonte: Autora da dissertação

Ao analisar os valores da conta em 2016, a média era de R\$ 692,19 e em 2017, a média era de R\$ 336,71, percebe-se uma redução no valor de R\$ 355,48/mês, a redução é perceptível na figura 57.

Figura 57 - Valor médio da conta de energia da propriedade período de julho 2016 a dezembro de 2017

Fonte: Autora da dissertação

Para encerrar, a análise nesse período antes e após a instalação do sistema, a figura 58 mostra a variação do custo em R\$ do kWh. Para o período de 2016, a média do custo do kWh era de R\$ 0,413584, no ano de 2017, essa média foi de R\$ 0,393432, ao observar essa redução na média, mas havendo um aumento no final do ano, existiu a necessidade de ampliar essa análise para o período de 2018, obtendo uma média de R\$ 0,437848.

Figura 58 - Valores do custo do kWh no período de julho 2016 a dezembro de 2018

Fonte: Autora da dissertação

Para analisar o tempo de retorno do investimento, fez-se uma projeção da economia gerada em kWh/ano e o custo do kWh/ano, levando em consideração a redução da geração de energia e o aumento tarifário.

A média diária no mês de janeiro de 2018, segundo ano de funcionamento do sistema solar, foi de 10,4319 kWh. Fazendo uma projeção para o mês, a geração total foi de 323,39 kWh, sendo a média do custo do kWh, no mesmo mês, de R\$ 0,461385, portanto a economia foi de R\$ 149,21 no mês.

Ao calcular o preço do investimento R\$ 26.724,54 dividindo pela economia mensal R\$ 149,21, teríamos o prazo de 179 meses para obter o retorno financeiro.

Para uma projeção de quanto tempo se levaria para se pagar o investimento de fato, é necessário projetar o aumento do custo do kWh que em janeiro de 2017, quando o sistema fotovoltaico foi instalado, custava R\$ 0,405791 e em julho de 2019 custava R\$ 0,558999, havendo um aumento de 27,41% da tarifa. Portanto é muito importante ser levado em consideração este fator, ao analisar o aumento do custo do kWh de janeiro de 2017 para janeiro de 2018, o percentual foi de 12,0494% e de janeiro de 2018 a janeiro de 2019, o percentual foi maior ainda de 14,7145%, ou seja, houve um aumento de 18,1124% no reajuste anual.

Dessa maneira, levando em consideração que no primeiro ano do sistema instalado, as placas solares têm uma perda de eficiência de 1% a 2% e nos demais anos de 0,5% a 0,8%. Montou-se a tabela 4 para fazer a projeção, considerando a perda de eficiência dos módulos em 0,8%. Ao calcular, notou-se que entre o nono e o décimo ano haveria o retorno financeiro do investimento no sistema. Caso considere-se o valor do financiamento, o retorno seria concluído entre o décimo e o décimo primeiro ano. Ou seja, uma redução de cinco anos no prazo.

Tabela 4 - Projeção de retorno financeiro do investimento

Ano	kWh/mês	kWh	Economia mensal	Economia anual	Economia acumulada
1º	326,6239	R\$ 0,41	R\$ 132,54	R\$ 1.590,49	R\$ 1.590,49
2º	323,39	R\$ 0,46	R\$ 149,21	R\$ 1.790,49	R\$ 3.380,98
3º	320,8029	R\$ 0,54	R\$ 173,55	R\$ 2.082,61	R\$ 5.463,59
4º	318,2365	R\$ 0,61	R\$ 192,91	R\$ 2.314,88	R\$ 7.778,47
5º	315,6906	R\$ 0,68	R\$ 214,42	R\$ 2.573,06	R\$ 10.351,53
6º	313,165	R\$ 0,76	R\$ 238,34	R\$ 2.860,03	R\$ 13.211,57
7º	310,6597	R\$ 0,85	R\$ 264,92	R\$ 3.179,01	R\$ 16.390,58
8º	308,1744	R\$ 0,96	R\$ 294,46	R\$ 3.533,57	R\$ 19.924,15
9º	305,709	R\$ 1,07	R\$ 327,31	R\$ 3.927,67	R\$ 23.851,82
10º	303,2634	R\$ 1,20	R\$ 363,81	R\$ 4.365,72	R\$ 28.217,53
11º	300,8373	R\$ 1,34	R\$ 404,39	R\$ 4.852,63	R\$ 33.070,16
12º	298,4306	R\$ 1,51	R\$ 449,49	R\$ 5.393,84	R\$ 38.464,00
13º	296,0431	R\$ 1,69	R\$ 499,62	R\$ 5.995,41	R\$ 44.459,41
14º	293,6748	R\$ 1,89	R\$ 555,34	R\$ 6.664,08	R\$ 51.123,49
15º	291,3254	R\$ 2,12	R\$ 617,28	R\$ 7.407,32	R\$ 45.319,24

Fonte: Autora da dissertação

Como há grandes variações do consumo na propriedade, fez-se a escolha de analisar a quantidade de energia gerada pelo sistema fotovoltaico armazenado no datalogger da Fronius no site <https://www.solarweb.com/> no qual foi feito o cadastro da Usina Fotovoltaica e o registro do inversor, gerando as informações do sistema.

Por problemas no datamanager, houve perdas de informações do período de julho de 2018 a junho de 2019, explicada no capítulo dos entraves do estudo.

9.2 Relação custo benefício e viabilidade

Sabendo-se que, os valores dos sistemas solares diminuíram, pelos dados obtidos no Estudo Estratégico do mercado fotovoltaico de geração distribuída para o ano de 2018, elaborado pela consultoria Greener, o custo dos sistemas solares caiu quase 40% de janeiro de 2016 a janeiro de 2018 (GREENER, 2018).

O aumento expressivo da geração solar tende a se manter no mundo pelas próximas décadas, devido as perspectivas de redução no custo da tecnologia fotovoltaica, como pode ser observada na figura 59.

Figura 59 – Projeção da capacidade instalada mundial e dos custos da geração fotovoltaica 2010-2050

Fonte: IEA (2012) apud EPE (2014)

Sabe-se que, de acordo com os dados tarifários da concessionária de energia, a tarifa rural está entre as mais baratas dentre os grupos e, portanto, terá uma menor possibilidade de retorno financeiro na utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Ressalta-se também que, a região rural sofre com a falta de manutenção e ampliação da rede elétrica, causando grandes transtornos, por

isso necessita-se gerar sua própria energia. Pensando que é uma fonte limpa, renovável e que atende aos proprietários nas questões técnicas e de qualidade de energia, além de ter sua geração no próprio local, não necessitando de linhas de transmissão, reduzindo as perdas, faz-se uma excelente escolha o sistema solar fotovoltaico.

Para fazer uma análise sob perspectiva atual, além de se obter sistemas com maior viabilidade financeira, é necessário conhecer o custo médio atualizado de um sistema solar fotovoltaico instalado e funcionando, que esteja disponível para clientes no estado de Rondônia.

Nesse intuito, pesquisou-se os valores atuais dos sistemas solares com a mesma potência instalada sendo encontrado um panfleto (figura 60) numa empresa de Ji-Paraná, que confirmou por telefone que o valor não se altera para fazer a instalação na área rural de Ouro Preto do Oeste, sendo o sistema completo e instalado por R\$ 16.905,50, ou seja o valor do kWp é de R\$ 5046,42. Havendo, portanto, uma redução de 58,08% do investimento, comparado com o inicial que custou por kWp instalado o valor de R\$ 8620,82, seguindo a tendência mundial de redução do custo do kWp do sistema solar fotovoltaico instalado.

Figura 60 – Planfleto da empresa VoltBrasil de Ji-Paraná

Fonte: VoltBrasil

Dessa maneira, ao voltar na tabela 4, o investimento será pago em 7 anos, considerando que as placas têm uma vida útil de 25 anos, ainda haveria 18 anos de geração de energia fotovoltaica, que estaria a partir deste ponto gerando energia sem nenhum custo mais. Além de ter autonomia, estaria aliviando o sistema elétrico do país e o consumo na construção de grandes obras para suprir essa demanda, gerando grandes impactos ambientais, além de gerar grandes despesas de transmissão.

Contudo, a propaganda diz que as placas são de 335Wp, ou seja, um total de 250Wp a mais do que o sistema instalado, tendo uma produção estimada de 380 kWh no mês, desta maneira, montou-se nova tabela (tabela 5) para os dados atuais e no final do sexto ano, o valor acumulado é de R\$15.396,53, ou seja, com pouco mais de 6 anos paga-se o investimento feito pelo sistema.

Tabela 5 – Projeção do retorno financeiro com os valores atuais

Ano	kWh/mês	kWh	Economia mensal	Economia anual	Economia acumulada
1º	380	R\$ 0,41	R\$ 154,20	R\$ 1.850,41	R\$ 1.850,41
2º	376,96	R\$ 0,46	R\$ 173,92	R\$ 2.087,08	R\$ 3.937,49
3º	373,94432	R\$ 0,54	R\$ 202,30	R\$ 2.427,60	R\$ 6.365,09
4º	370,9527654	R\$ 0,61	R\$ 224,86	R\$ 2.698,35	R\$ 9.063,43
5º	367,9851433	R\$ 0,68	R\$ 249,94	R\$ 2.999,29	R\$ 12.062,73
6º	365,0412622	R\$ 0,76	R\$ 277,82	R\$ 3.333,80	R\$ 15.396,53
7º	362,1209321	R\$ 0,85	R\$ 308,80	R\$ 3.705,62	R\$ 19.102,15
8º	359,2239646	R\$ 0,96	R\$ 343,24	R\$ 4.118,91	R\$ 23.221,06
9º	356,3501729	R\$ 1,07	R\$ 381,52	R\$ 4.578,29	R\$ 27.799,35
10º	353,4993715	R\$ 1,20	R\$ 424,08	R\$ 5.088,91	R\$ 32.888,25
11º	350,6713765	R\$ 1,34	R\$ 471,37	R\$ 5.656,47	R\$ 38.544,72
12º	347,8660055	R\$ 1,51	R\$ 523,94	R\$ 6.287,33	R\$ 44.832,06
13º	345,0830775	R\$ 1,69	R\$ 582,38	R\$ 6.988,56	R\$ 51.820,62
14º	342,3224129	R\$ 1,89	R\$ 647,33	R\$ 7.767,99	R\$ 59.588,61
15º	339,5838336	R\$ 2,12	R\$ 719,53	R\$ 8.634,35	R\$ 52.826,43

Fonte: Autora da dissertação

CONCLUSÃO

Com o objetivo de estudar o comportamento de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede para a região de Ouro Preto do Oeste, através de um estudo de caso de um sistema instalado em uma propriedade leiteira na região rural do município, este trabalho contribuiu para ampliar o conhecimento sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Assim podendo ser feitas algumas considerações sobre os resultados atingidos nesse trabalho, as dificuldades e as conclusões.

Com relação ao projeto do sistema fotovoltaico e da execução do mesmo percebeu-se que o sistema poderia ser melhorado para diminuir as perdas e aumentar sua eficiência, instalando no solo para facilitar a limpeza e com a melhor posição em relação ao sol.

Com relação aos dados climáticos e históricos da região, pesquisou-se e encontraram-se informações que geraram média de 1980 a 2016, mostrando as variações de chuva, temperatura e a incidência de energia solar do município de Ouro Preto do Oeste, e percebendo que o período de chuva, tem uma menor incidência solar, porém com uma variação na média de 0,4 kWh, identifica-se uma geração melhor que na seca, devido à temperatura amena e maior limpeza dos painéis.

Houve grandes dificuldades em relação à rede que alimenta o sistema, o acesso ao local, a falta de experiência da concessionária e a assistência técnica no estado, sugerindo estudo da rede local e sistemas de automatização para que a geração possa ficar off-line quando a rede não estiver funcionando, dessa maneira aproveitaria a geração para alimentar as cargas da propriedade.

Em relação ao estudo financeiro, para o sistema instalado, mesmo o tempo sendo maior que 10 anos, é necessário ressaltar que a vida útil dos módulos são 25 anos, portanto ainda teria mais 15 anos para gerar energia de graça, limpa e de qualidade.

Quando traz os valores para a instalação do sistema fotovoltaico para a atualidade essa redução, faz com que se tenha uma perspectiva melhor ainda, demonstrando que para a área rural também é um benefício viável e de qualidade para atender os maquinários utilizados na agropecuária, portanto deve-se questionar que haja incentivos para essa população também.

Este trabalho foi apenas um início de estudo sobre sistema fotovoltaico na região, sendo necessário mais aprofundamento em relação à rede de distribuição da região, as perdas do sistema por questão de poeira e uma melhoria da medição na região rural do estado, para uma melhor definição de estimativa de retorno financeiro do sistema para região rural principalmente para incentivo aos produtores desta região em geração de energia elétrica sustentável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistema fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Rio de Janeiro: ABNT, 2012. (NBR IEC 62116).

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **Sistemas fotovoltaicos (FV): características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro: ABNT, 2013. (NBR 16149).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 0129/2012-SRD/ANEEL**. 2012. Disponível em:
<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Nota_Tecnica_0129_SRD.pdf>
Acesso em: 30 jul. 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Relação de Unidades Consumidoras de Geração Distribuída. 2019**. Disponível em:
<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp> Acesso em: 30 jun. 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> Acesso em: 10 jul. 2016

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Disponível em:
<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>> Acesso em: 05 abr. 2017

APOLONIO, Daniel Moussalem. **Energia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica em Cuiabá**. 2014. 148p. Dissertação (Mestrado em Eficiência Energética) UFMT – FAET – PPGEAA/MT. Cuiabá. Disponível em:
<http://ri.ufmt.br/bitstream/1/516/1/DISS_2014_Daniel%20Moussalem%20Apolonio.pdf>, Acesso em: 7 de jan. 2019.

ATLAS SOLARIMÉTRICO DO BRASIL: **Banco de dados solarimétricos**. Coordenador Chiguera Tiba et al. Recife: Ed. Universitaria da UFPE, 2000. 111 p.: il., tab., mapas. Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Br>

[asil_2_000.pdf](#)>, Acesso em: 19 de dez. 2019.

BELLONI, M.; CONTI, T. das N. ***The need for changes in electric distribution network for the use of the mini and micro on grid generators.*** Journal "Scientific Israel-Technological Advantages". Vol.2, Nº 19, 2017. 52-58.

BENEDITO, R. S. ***Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório.*** (Dissertação de Mestrado). IEE, USP, São Paulo, 2009. 110 p.

CÂMARA MUNICIPAL OURO PRETO DO OESTE. ***História da Cidade de Ouro Preto do Oeste.*** 2017. Disponível em: <
<https://www.ouopretodooeste.ro.leg.br/institucional/historia/historia-cidade/ouro-preto-do-oeste>> Acesso em: 05 ago. 2019

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). ***Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Grupo de Trabalho de Energia Solar. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.*** Rio de Janeiro, CRESESB, 2004. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_20_04.pdf> Acesso em: 27 jun. 2017.

DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M. ***Viabilidade econômica de sistemas Fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico.*** Texto para discussão 2388/ Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Rio de Janeiro, maio de 2018. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=3343_1&catid=411&Itemid=433> Acesso em: 26 dez. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). ***Plano Nacional de Energia 2030.*** Brasília: MME/EPE, 2007. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>> Acesso em: 26 jan. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). ***Balanco Energético Nacional 2014: Ano base 2013. Empresa de Pesquisa Energética.*** Rio de Janeiro, 2014. 288 p. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2014> > Acesso em: 09 set. 2018.

FRONIUS INTERNATIONAL GmbH. **Manual de Instruções – Retificador Alternado Acoplado à rede**. 2015. Disponível em: <
<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/pagina-de-busca#!/searchconfig/%7B%22searchword%22%3A%22manual%20fronius%20galv%22%2C%22dateStart%22%3Anull%2C%22dateEnd%22%3Anull%2C%22countryPath%22%3A%22%2Fsitecore%2Fcontent%2FBrasil%22%2C%22language%22%3A%22pt-BR%22%2C%22token%22%3A%22ilgfr0nk6ke4tyq4o8c%22%7D>> Acesso em 10 set. 2016

GASPARIN, F.P.; KREZNINGER, A.; **Desempenho de um Sistema Fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel**. Revista Brasileira de Energia Solar Ano 8 Volume VIII Número 1 Julho de 2017 p.10-17

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. 2004. Disponível em:
 <<http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>> Acesso em 06 mar. 2018.

GREENER. Estudo Estratégico, Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 1º Semestre de 2018. 2018. Disponível em:
 <<http://greener.greener.com.br/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-brasileiro-gd-2018-1>> . Acesso em: 01 out. 2019.

GRUPO DE TRABALHO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (GT-GDSF). Ministério de Minas e Energia (MME). **Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas**. Brasília, 2009. 222 p.

HOLLANDA, J.B. (2003). “O potencial da Geração Distribuída.” In: **Revista Eletricidade Moderna**, ano XXXII, número 356, p. 220, novembro 2003. Aranda Editora, São Paulo.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY – PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEM PROGRAMME (IEA-PVPS). **A Snapshot of Global PV 1992-2013**. International Energy Agency. Paris. OECD/IEA, 2014. 16p. Disponível em:
 < http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2013_-_final_3.pdf> Acesso em 09 set. 2018.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Statistics data browser**. IEA Renewables Information, 2018. Disponível em: <<https://www.iea.org/statistics/?country=BRAZIL&year=2016&category=Electricity&indicator=RenewGenBySource&mode=chart&dataTable=RENEWABLES>> Acesso em: 05 mar. 2019.

IMHOFF, J. **Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. Dissertação de Mestrado apresentada à Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria. 2007. 146 f.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). **O que é “Geração Distribuída”?**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=forum> Acesso em 11 abr. 2016.

JANNUZZI, Gilberto de Martino; MELO, Conrado Augustus de. **Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030**. Campinas, Brasil. Publicado em Energy for Sustainable Development 17 (2013) 40–46, ELSEVIER.

MACHADO, C.T.; MIRANDA, F.S. Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão. **Rev. Virtual Quím.**, 2015, 7 (1), p. 126-143. Data de publicação na Web: 14 de outubro de 2014. Disponível em: <<http://www.uff.br/rvq>>. Acesso em 12 ago. 2019.

NASCIMENTO, C. **Princípio de Funcionamento da Célula Fotovoltaica**. Dissertação de Mestrado apresentada à Escola de Engenharia da Universidade Federal de Lavras, Lavras. 2004. 23 f.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas – março de 2017. Estudo técnico – Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos**. Consultoria Legislativa, 2017.

PACHECO, F. 2006. **Energias Renováveis: breves conceitos. Economia em destaque**. Disponível em: http://ieham.org/html/docs/ConceitosEnergias_renov%E1veis.pdf. Acesso em: 22 de out.2018.

PEREIRA, O.L.S; GONÇALVES, F.F. Dimensionamento de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica: Estudo de caso do Sistema de Tubarão - SC. **Revista Brasileira de Energia, Vol. 14, No. 1, 1o Sem. 2008, pp. 25- 45.**

PEREIRA, A. D. S.; OLIVEIRA, M. Â. S. **Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica.** Porto: Publindústria, 2011. 395 p.

PINHO, J.; GALDINO, M. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.

PVSYST. **PVsyst Photovoltaic Software 6.38.** 2015. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/>>, Acesso em: 19 de jul. 2019.

REICH, Nils H. et al. Performance ratio revisited: is PR> 90% realistic?. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 20, n. 6, p. 717-726, 2012.

RESENHA ENERGÉTICA BRASILEIRA 2018 ANO BASE 2017. **Oferta e Demanda de Energia, Instalações Elétricas, Energia no Mundo.** Brasília: MME/EPE, 2018. Disponível em: < <https://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Documents/Resenha%20Energ%C3%A9tica%202018%20-MME.pdf>>, Acesso em: 7 de jan. 2020.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2012 Global Status Report.** Paris, 2012. Disponível em: <www.ren21.net>, Acesso em: 7 de jan. 2019.

ROSA, L.D; SIMAS, H.; TEIVE, C.G.R. **Ajuste de tap de transformadores para controle de tensão de subestações de energia elétrica usando controlador Fuzzy.** Em: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE AUTOMAÇÃO INTELIGENTE, 8 a 11 de out. 2007. Florianópolis-SC. **Anais eletrônicos...** Disponível em: < https://fei.edu.br/sbai/SBAI2007/docs/31022_1.pdf>, Acesso em: 17 de jul. 2019.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos.** Florianópolis: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004. 113 p.

SALDANHA, E. L. C.; MACHADO, M. C.; CARRARO, C. F. F.; FERNANDES, C.B.; ***Simulação e análise de potência de placas fotovoltaicas para variações de temperatura e irradiação / Simulation and analysis of photovoltaic panels power for temperature and irradiation variations.*** Brazilian Journal of Development, v. 5, n. 10, p. 168-177, 2019. Disponível em: <<http://brjd.com.br/index.php/BRJD/article/view/3802/0>>, Acesso em: 21 out. 2019.

SANTOS, E. P.; CONTI, T. N. ***Mercado profissional para a área de energia e eficiência energética no Brasil.*** Revista Internacional de Ciências, v. 7, n. 2, p. 142-178, 2017.

SOLARPOWER EUROPE. ***Global Market Outlook For Solar Power 2016-2020.*** Munique, 2016. Disponível em: <http://www.solareb2b.it/wp-content/uploads/2016/06/SPE_GMO2016_full_version.pdf>. Acesso em: 28 de dezembro de 2019.

SCHMELA, M. ***Global market outlook for solar power: 2016-2020.*** Brussels: SolarPower Europe, 2016. Disponível em: <http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Events/SolarPower_Webinar_Global_Market_Outlook.pdf>. Acesso em: 26 jan 2020.

SEVERINO, M.; OLIVEIRA, M. ***Fontes e Tecnologias de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas.*** Energia, Economia, Rotas Tecnológicas: textos selecionados, Palmas, ano 1, p. 265-322, 2010.

TSURUDA, L. K, MENDES, T. A, VITOR, L. R, SILVEIRA, M. B. ***A importância da energia solar para o desenvolvimento sustentável e social.*** São Paulo, 2017.

WEATHER SPARK, ***Condições meteorológicas médias de Ouro Preto do Oeste.*** Ouro Preto do Oeste - RO, Jan. 2017. Disponível em: <<https://pt.weatherspark.com/y/28526/Clima-caracter%C3%ADstico-em-Ouro-Preto-do-Oeste-Brasil-durante-o-ano#Sections-Humidity>> Acesso em: 26 set. 2019.

ZILLES, R.; MACÊDO W. N., GALHARDO, M. A. B., OLIVEIRA, S. H. F. ***Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.*** 1ª. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. 208 p.

O IPEN é uma Autarquia vinculada à Secretaria de Desenvolvimento, associada à Universidade de São Paulo e gerida técnica e administrativamente pela Comissão Nacional de Energia Nuclear, órgão do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações.

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES
Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Ensino
Av. Prof. Lineu Prestes, 2242 – Cidade Universitária CEP: 05508-000
Fone/Fax(0XX11) 3133-8908
SÃO PAULO – São Paulo – Brasil
<http://www.ipen.br>