

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica
Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração

Matheus Alves Nogueira Campos

**ESTUDO TÉCNICO E ECONÔMICO SOBRE A INFLUÊNCIA DE
TRANSFORMADOR ACOPLADO A MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA**

Belo Horizonte - MG
Outubro de 2020

Matheus Alves Nogueira Campos

**ESTUDO TÉCNICO E ECONÔMICO SOBRE A INFLUÊNCIA DE
TRANSFORMADOR ACOPLADO A MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA**

Versão final

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como parte dos requisitos necessários para obtenção do Certificado de Especialista em Fontes Renováveis.

Orientador: Prof. Luís Guilherme Monteiro Oliveira

Belo Horizonte - MG
Outubro de 2020



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

CURSO DE FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

UFMG

ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DO ALUNO MATHEUS ALVES NOGUEIRA CAMPOS

Realizou-se, no dia 03 de novembro de 2020, às 15:00 horas, em ambiente a distância (skype), da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada *ESTUDO TÉCNICO E ECONÔMICO SOBRE A INFLUÊNCIA DE TRANSFORMADOR ACOPLADO A MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA*, apresentada por MATHEUS ALVES NOGUEIRA CAMPOS, número de registro 2018725852, graduado no curso de ENGENHARIA ELÉTRICA, como requisito parcial para a obtenção do certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Luiz G. Monteiro de Oliveira - Orientador (PUC-MG), Prof(a). Wallace do Couto Boaventura (UFMG).

A Comissão considerou a monografia:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.

Belo Horizonte, 03 de novembro de 2020.

Prof. Luís Guilherme Monteiro de Oliveira (Doutor)

Prof. Wallace do Couto Boaventura (Doutor)

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, por incentivar e apoiar durante todas as decisões tomadas, e entenderam os momentos de ausência durante o curso de especialização. Principalmente meus pais, por me educarem da melhor maneira possível.

Agradeço também meus amigos e minha namorada, por sempre incentivarem em momentos em que pensava não conseguir desenvolver este trabalho.

Ao Professor Luís Guilherme Monteiro Oliveira, pelo suporte ao longo do trabalho e a compreensão da dificuldade de conciliação entre a vida acadêmica e a vida profissional.

A todos os professores do Curso de Especialização em Fontes Renováveis, pelo incentivo constante ao longo de todo o curso.

À Deus, por ter me abençoado e possibilitado a conclusão deste trabalho.

RESUMO

Atualmente, empreendimentos de pequeno porte procuram a redução de custos operacionais, a fim de aumentar seu capital de giro e sustentar as demais atividades exercidas pela empresa. A geração fotovoltaica, vem sendo um investimento atrativo para estes tipos de empresas.

Conforme Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 e atualizada pela RN nº 687/2015, descritos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), a geração distribuída pode ser utilizada com objetivo a compensação de créditos junto a concessionária de energia local, desta forma a fatura de energia do empreendimento é reduzido consideravelmente.

Para uma análise da atratividade de implantação da geração distribuída, é necessário a consideração dos custos de operação e manutenção da usina, porém tal estudo muitas das vezes não são realizados de maneira completa durante o processo de cotação e aquisição de equipamentos.

Este trabalho possui como principal objetivo, apresentar uma solução técnica para o acionamento e desligamento de um transformador acoplado a um sistema de micro geração fotovoltaica, em momentos em que este estiver operando à vazio de forma que se verifique os custos e perdas com este tipo de operação.

Palavras-chaves: Sistema Fotovoltaico, Transformador, Análise de Custos, Perdas

ABSTRACT

Nowadays, small businesses seek to reduce the operation costs with the aim of increase their working capital and support others activities carried out by the company. The photovoltaic system has been an attractive investment for this kind of companies.

In according of the Resolução Normativa (RN) nº 482/2012, and updated by RN nº 687/2015, described by ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), the distributed generation can be used for the main purpose offsetting credits with the local energy concessionaire, in such way the energy bill of these business is reduced considerably.

For a financial analysis of the distributed generation implementation, it is necessary to consider plant's operation and maintenance costs, however, such a study sometimes is not elaborated in a complete way during the quotation and equipment's acquisition process.

The main purpose of this study is present a technical solution for the automatic disconnection and connection of a power transformer coupled to a micro PV system at times that it is operating in no-load moments, such that it is possible to verify costs and losses of this kind of system operation.

Keywords: Photovoltaic System, Transformer, Cost Analysis, Losses

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Diagrama para ligação do analisador de energia na usina	6
Figura 2 - Dados do sensor de corrente	9
Figura 3 - Estrutura básica de um SFCR	17
Figura 4 - Curva P-V (potência-tensão) e Curva I-V (corrente-tensão)	18
Figura 5 - Diodos de by-pass e hotspots dos módulos fotovoltaicos	19
Figura 6 - Disposição dos Módulos Fotovoltaicos da Usina	23
Figura 7 - Disposição de inversores, quadros e transformador da usina	25
Figura 8 - Ligação típica para ensaio a vazio no transformador	26
Figura 9 - Diagrama Unifilar Básico Usina Engefame.....	29
Figura 10 - Potência injetada pelos inversores	30

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tensão nominal nos estados brasileiros.....	4
Tabela 2 - Folha de Dados RE6000.....	8
Tabela 3 – Histórico de Consumo do Cliente.....	21
Tabela 4 – Arranjo do Inversor 01.....	22
Tabela 5 - Principais características dos módulos utilizados	22
Tabela 6 - Folha de Dados SIW500H ST030	24
Tabela 7 - Folha de Dados SIW500H ST020	25
Tabela 8 - Relatório de ensaios de rotina do transformador.....	27
Tabela 9 - Tarifa de energia A4 - Setembro/2020.....	31
Tabela 10 - Bandeiras tarifárias do ano de 2019 segundo ANEEL.....	32
Tabela 11 – Gastos financeiros, médio anual, para operação de transformador a vazio	33
Tabela 12 - Dados Técnicos do acionamento motorizado.....	34
Tabela 13 - Dados Técnicos do interruptor horário.....	35
Tabela 14 - Custos CAPEX para solução apresentada.....	35
Tabela 15 - Gastos OPEX Motorização	37
Tabela 16 - Gastos OPEX Programador Horário	37
Tabela 17 – Resultados obtidos pelo transformador de potência	38
Tabela 18 – Gastos financeiros, médio anual, para operação de transformador a vazio – Conforme dados da medição	39
Tabela 19 - Análise de fluxo de caixa simples, conforme dados da medição de análise de energia	42
Tabela 20 - Análise de fluxo de caixa simples, conforme dados teóricos.....	43

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	3
1.1	OBJETIVOS.....	5
1.1.1	Objetivos Específicos	5
1.2	METODOLOGIA APLICADA.....	5
1.3	JUSTIFICATIVA	9
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	11
2.1	CONSIDERAÇÕES E PERSPECTIVAS DA ENERGIA SOLAR.....	11
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	13
2.2.1	Considerações gerais sobre a tecnologia fotovoltaica	13
2.2.2	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.....	16
2.2.3	Entendendo as perdas do sistema	17
3	A USINA ENGEFAME	21
3.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	21
3.2	INVERSORES DE FREQUÊNCIA	23
3.3	TRANSFORMADOR	26
3.4	UNIFILAR BÁSICO DA USINA ENGEFAME.....	28
4	ANÁLISE TEÓRICA DA OPERAÇÃO A VAZIO	30
4.1	TARIFA DE ENERGIA E CUSTOS DA OPERAÇÃO A VAZIO.....	31
5	SOLUÇÃO DE MANOBRA AUTOMÁTICA DO TRANSFORMADOR.....	34
5.1	EQUIPAMENTOS NECESSÁRIOS	34
5.2	CUSTOS DA SOLUÇÃO.....	35
6	MEDIÇÃO DAS PERDAS REAIS DO TRANSFORMADOR.....	38
6.1	RESULTADOS OBTIDOS	38
7	ESTUDO DE VIABILIDADE FINANCEIRA DA SOLUÇÃO	41
8	CONCLUSÃO.....	44

1 INTRODUÇÃO

O assunto da sustentabilidade, vem sendo amplamente debatido, especialmente no campo do planejamento de produção e das estratégias adotadas pelas indústrias em um geral, a cada dia, a sustentabilidade vem recebendo resultados positivos através de descobertas e desenvolvimento de novas tecnologias. Especificamente, com relação às energias renováveis e não poluentes, tem-se um exemplo daquela que recebe, cada vez mais, atenção por parte dos profissionais da engenharia e áreas afins.

Nas edificações industriais, comércios e condomínios essa preocupação com a sustentabilidade é uma realidade, especialmente no que se refere ao uso racional de energia elétrica. Neste sentido, as alternativas ecologicamente corretas têm sido priorizadas por muitos profissionais de diversas áreas, não apenas em razão da minimização de problemas ambientais, mas também, e principalmente, por ser uma real economia energética / financeira proporcionada, como por exemplo, a implementação de sistemas de geração fotovoltaica, que aproveitam a energia solar incidente para gerar energia elétrica, apresenta-se como uma oportunidade para alcançar os referidos benefícios.

Importante destacar que os sistemas fotovoltaicos atualmente comercializados no Brasil contam com a fabricação dos principais equipamentos como os inversores de frequência, fora do país. Em determinados modelos, os inversores podem possuir uma tensão de saída fora do padrão da concessionária de energia local, como por exemplo, a Weg, apesar de ser uma empresa brasileira, tem seus inversores de frequência para geração distribuída fabricados fora do Brasil, sendo que os modelos trifásicos, a tensão de saída é de 380V. Tal característica pode ser justificada pelo preço de fabricação do equipamento e pela maioria mundial ser atendida em 380V fase-fase, o que não acontece no Brasil.

Conforme demonstrado na Tabela 1, a grande maioria dos estados brasileiros são atendidos por uma tensão fase-fase de 220V. Desta forma, para a utilização dos inversores de frequência no estado de Minas Gerais, por exemplo, se faz necessário a utilização do transformador de acoplamento que terá a função de assegurar a adequação da tensão existente entre o inversor e a rede de energia elétrica local.

Tabela 1 – Tensão nominal nos estados brasileiros

ESTADOS	TENSÃO FF	TENSÃO FN
Acre, Amapá, Amazonas, Espírito Santo, Mato Grosso do Sul, Maranhão, Pará, Paraná, Pernambuco, Piauí, Rondônia, Roraima, Sergipe e Minas Gerais	220V	127V
Alagoas, Brasília (D.F.), Ceará, Mato Grosso, Goiás, Paraíba, Rio Grande do Norte, Santa Catarina e Tocantins	380V	220V
Bahia, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul	220/380V	127/220V
São Paulo	220/380V	110/127/220V

Fonte: INF - UFRGS

De acordo com Pereira e Gonçalves (2008), o citado equipamento tem como princípio operacional garantir que o sistema alcance os altos níveis de exigência, uma vez que sua operação adita confiança e alto rendimento. Os autores ressaltam que no dimensionamento, projeto, instalação de usinas fotovoltaicas é comum ainda que existam dúvidas em relação a quais situações se deve utilizar transformadores em sistemas de energia solar fotovoltaica.

O sistema brasileiro de distribuição de energia tem como característica, que cada estado federativo ou concessionária de energia tenha um nível de tensão diferente tensão entre fase-fase e fase-neutro. O que significa dizer que, em determinadas cidades brasileiras é demandado o uso de um transformador para realizar uma compatibilização dos níveis de tensão da rede elétrica com os eletrodomésticos motores inversores dentre outros equipamentos (ARAÚJO, RANK; BUENO, 2016).

Assim como diferentes equipamentos utilizados também operam em diferentes níveis de tensão, seguem a mesma dinâmica dos equipamentos comuns de uso doméstico, a potência dos sistemas fotovoltaicos alcança níveis elevados, isto é, superior a 10kW e os inversores trabalham com o nível de tensão, geralmente, da ordem de 380V. Ocorre que a maior parte dos estados brasileiros possuem uma tensão entre fases de 220V e entre fase-neutro de 127 V. Deste modo, para a ligação de inversores com potências maiores

do que 10 kW nesses estados exige o uso de transformadores (PEREIRA; GONÇALVES, 2008).

Sabe-se que no sistema fotovoltaico existem dois componentes de maior importância: os módulos fotovoltaicos, que realizam a conversão da radiação solar em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico, e o inversor, que faz a conversão da corrente contínua, CC, produzida pelos módulos, em corrente alternada, CA, de tal maneira que se possa ter a conexão em paralelo com a rede elétrica da concessionária, fornecendo tensões e frequências iguais a da rede. Isto é, sincronizado com mesma.

Desta forma, a seguinte pergunta a que se busca responder com a realização deste estudo é: Quais são as perdas e influências geradas devido a utilização de um transformador de acoplamento, em uma usina FV de pequeno porte?

1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é avaliar, aspectos técnicos e financeiros, medidas que possam minimizar as perdas e influências na qualidade de energia, durante a operação de um transformador acoplado a uma usina fotovoltaica de pequeno porte.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Analisar as perdas na saída de um transformador acoplado a um sistema fotovoltaico de pequeno porte;
- Analisar os custos e os resultados do desenvolvimento de um painel de seccionamento automático da alimentação do transformador no período noturno;

1.2 METODOLOGIA APLICADA

A metodologia deste trabalho consiste em uma análise das perdas do transformador durante a operação a vazio. O estudo será realizado em uma etapa teórica, que será utilizado os dados de ensaio do equipamento, e a etapa prática, onde será efetuado a medição da operação da usina durante o período em que a mesma não estiver injetando

potência para a rede.

Para a etapa teórica, será analisado o relatório de ensaio do transformador, fornecido pela fabricante do equipamento, e identificado o consumo enquanto o mesmo estiver operando a vazio.

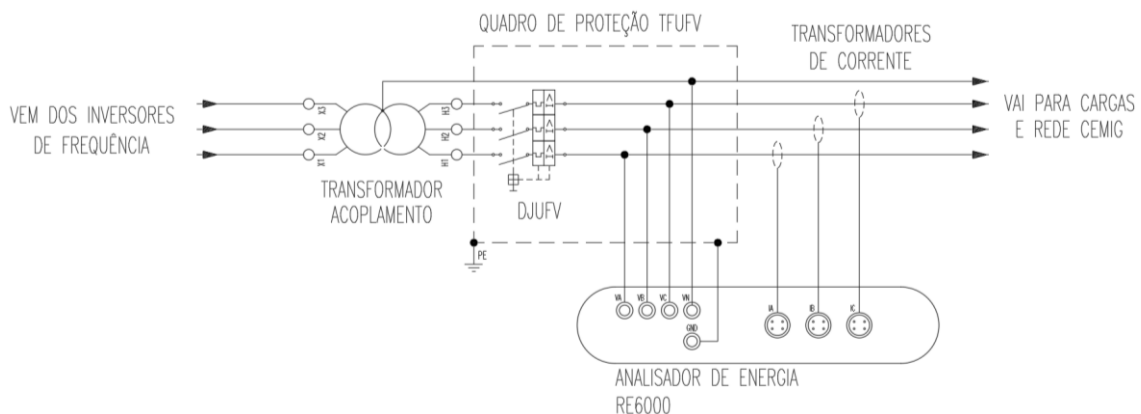
Para a etapa prática, será utilizado um analisador de energia, que é um equipamento capaz de armazenar diversas grandezas do sistema elétrico em um intervalo de tempo que pode ser pré-determinado pelo agente que está efetuando a medição.

O analisador utilizado para o desenvolvimento deste trabalho, é da fabricante Embrasul, modelo RE6000. O equipamento é apropriado por realizar as seguintes medições no sistema:

- Medições do fluxo de carga;
- Medição de distorções e desbalanceamentos;
- Medição do fator de potência;
- Medições de consumo e demanda.

O analisador foi instalado no quadro geral 220V da usina fotovoltaica, conforme é orientado o pelo manual do equipamento. A Figura 1 mostra como foi instalado o equipamento na usina.

Figura 1 - Diagrama para ligação do analisador de energia na usina



Fonte: Autor

A escolha do local, o quadro geral 220V, se justifica por ser o ponto do lado 220V da usina onde é possível alojar o equipamento para que o mesmo não possa se danificar por chuva ou poeira.

A instalação consiste na utilização de pontas de provas para a medição de tensão, sendo estas instaladas diretamente nos terminais do disjuntor geral da usina, e a instalação de transformadores de corrente do tipo janela (Figura 2), que foi instalado na saída do disjuntor.

O analisador permaneceu instalado no local durante um mês, sendo 01/06/2020 até o dia 01/07/2020. Será utilizado uma amostra de medição de apenas um dos dias, durante o momento em que o transformador operou a vazio, sendo assim, será analisado o intervalo de tempo: 02/06/2020 17:30 até 03/06/2020 06:30.

Após efetuado a medição do sistema através do analisador, será utilizado o *software* ANL6000 para coleta e interpretação dos dados obtidos. O *software* é capaz de emitir relatórios, contendo todos os dados da medição durante o período de amostragem, porém, para a análise das perdas será utilizado apenas os dados de consumo durante a operação a vazio.

A folha de dados do analisador pode ser observada através da Tabela 2, onde é informado que a precisão do equipamento, que é de 0,2%.

Para a medição de corrente, o equipamento necessita de um transformador apropriado para o equipamento, sendo utilizado o modelo TS SLIM 240, que possui precisão de 1% conforme mostrado na Figura 2.

Após efetuado as duas etapas para o levantamento dos custos do sistema operando a vazio, será elaborado um estudo de viabilidade financeira para a implantação de um mecanismo de desligamento e acionamento da energização do transformador, de forma que este seja desenergizado nos momentos em que a UFV Engefame não estiver injetando potência na rede.

A solução a ser estudada no trabalho será a utilização de um mecanismo de motorização

da abertura e fechamento do disjuntor geral da usina. Será levantado todo o custo para implantação do sistema, e elaborado o fluxo de caixa do investimento, contanto o investimento total necessário (CAPEX) e os custos relativos à operação (OPEX).

O estudo do retorno do investimento da solução irá levar em consideração os seguintes itens: Custos CAPEX, custos OPEX, economia gerada pela solução, fluxo de caixa anual, e fluxo de caixa acumulado. O retorno será acumulado por um período de 25 anos, tendo assim que levar em consideração reajustes dos preços relativos à energia elétrica, de 3% ao ano.

Tabela 2 - Folha de Dados RE6000

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS	
Alimentação auxiliar ou pela medição de tensão	
Faixa Vac:	70 a 500Vac (Fase/Neutro)
Faixa Vdc:	100 a 300Vdc
Consumo:	5VA
Entradas de tensão	
Número de entradas:	3 (VA,VB,VC) ou 4 (VA,VB,VC,VN)*
Faixa de Medição:	50 a 500Vac (Fase-Neutro) 866V (F-F)
Resolução:	0,01V
Precisão:	0,2%
Sobrecarga de tensão:	+10% valor máximo durante 1 segundo.
Impedância de entrada:	2MΩ
Amplitude de banda:	1500Hz
* Para equipamento com módulo de medição do Neutro	Opcional
Entradas de corrente	
Número de entradas:	3 (IA,IB,IC) ou 4 (IA,IB,IC,IN)*
Tipo:	Sensor flexível** ou alicate rígido
Faixa de medição:	Com sensor flexível: 0,1 a 3000A Com Alicate rígido AL100: 0,05A a 100A Com Alicate rígido AL1000: 1A a 1000A
* Para equipamento com módulo (N) de medição de Neutro.	Opcional
**Deve-se optar pelo diâmetro do sensor flexível: 120mm ou 240mm	
Resolução:	0,01A
Precisão:	0,2% + precisão do sensor de corrente
Amplitude de banda:	1500Hz
Frequência nominal	
Frequência:	45 a 70Hz
Resolução:	0,1Hz
Precisão:	1%
Combinações de fiação	
Monofásicas:	2F
Bifásicas:	2F, 3F
Trifásicas:	3F, 4F e 5F
PARÂMETROS MEDIDOS	
Tensões:	Por fase e trifásicas
Correntes:	Por fase e trifásicas
Desequilíbrios:	Percentuais de desbalanceamentos entre as fases de tensão (NEMA e IEC)
Potências:	Ativas, reativas e aparentes por fase e totais
Precisão das potências:	±0,5% + precisão do sensor de corrente

Fonte: Embrasul

Figura 2 - Dados do sensor de corrente



Faixa de medição: 0,1 a 3000A;
Precisão: 1%;
Diâmetro: 120 ou 240mm;
Diâmetro da bobina: 7mm;
Proteção: IP65;
Defasagem angular: < 1grau;
Sobrecarga: 1,5 x In;
Faixa de frequência: 0 até 1,5kHz;
Comprimento do cabo: 2m;
Peso: 150g ou 220g;
Temperatura: 0°C a 60°C;

Fonte: Embrasul

1.3 JUSTIFICATIVA

O estudo se justifica em razão do transformador ser uma máquina elétrica que, em uma geração distribuída de pequeno porte, possui o objetivo de adequar a tensão do inversor de frequência à rede da concessionária local, e, para que se tenha o funcionamento do transformador e aconteça o referido transporte de energia, é preciso que seja produzido um campo magnético nas bobinas e o citado campo é decorrente da corrente de magnetização do transformador como explicam Munoz et al., (2011).

Assim sendo, a relevância do tema pode ser compreendida porque existem também perdas advindas à resistência do enrolamento, reconhecidas como perdas no cobre, por histerese no núcleo magnético e por correntes parasitas no núcleo, que se adequadamente trabalhadas, podem ser minimizadas. Vale lembrar o que menciona Stephen D. Umans (2014), que as citadas perdas podem alcançar a 2% da potência nominal quando o transformador opera a vazio. Daí a justificativa para a realização deste estudo dada a importância prever estas perdas e minimiza-la no sistema.

O presente estudo pode incitar a reflexão sobre as possibilidades de melhor adequação dos sistemas fotovoltaicos, no caso de sistemas trifásicos, analisar se poderia ser utilizado mais inversores de menor potência de modo que se possam conectá-los diretamente à rede de 220V, uma vez que inversores de potências superiores a 10kW são convencionalmente comercializados com tensão de saída 380V, ou a implantação de um sistema de desconexão do transformador em situações nas quais o sistema não gera energia, verificando a possibilidade de dar um comando simples com contadores para este

fim como destacam Urbanetz Jr, Casagrande Jr e Tiepolo (2014).

A realização do estudo permite ampliar o conhecimento também sobre sistema operando a plena carga, em que se deve considerar que existem perdas no transformador e que se não forem adequadamente previstas e trabalhadas, podem implicar negativamente no desempenho do sistema. Ou seja, propicia-se a reflexão crítica acerca das instalações elétricas e equipamentos de usinas fotovoltaicas, que segundo Urbanetz Jr, Casagrande Jr e Tiepolo (2014), tem revelado perdas nos sistemas de geração.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste tópico, tem-se uma breve abordagem acerca de assuntos que fundamentem sob a ótica teórica envolvendo também, as bases necessárias para responder a problemática da pesquisa aqui exposta no tocante à energia solar; a geração fotovoltaica e os aspectos considerados na análise de viabilidade econômico-financeira de projetos.

2.1 CONSIDERAÇÕES E PERSPECTIVAS DA ENERGIA SOLAR

Entendendo a necessidade de se ampliar a oferta e diminuição dos custos, em conformidade com Dutra et al., (2019), também intensificam as preocupações sobre a ideia de sustentabilidade e sistemas de produção que sejam eficientes e que respeitam ao meio ambiente. Para o mesmo autor, é neste cenário que as energias renováveis surgem e se destacam, além de receber o suporte de diversos grupos e entidades, para a sua ampliação.

De acordo com Oliveira (2019), as energias renováveis podem ser definidas como aquelas das quais as fontes não se esgotam, isto é, com renovação constante. Ou podem ser compreendidas como meios alternativos ao modelo energético tradicional, quer em razão da disponibilidade, seja ela presente e futura, quer assegurada, de modo distinto dos combustíveis fósseis que necessitam de centenas de anos para a sua formação, como pelo seu menor impacto ambiental.

Segundo Dassi *et al.*, (2015), a energia solar se destaca por ser uma alternativa que não polui o meio ambiente e por ser uma fonte renovável. Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) o Brasil recebe altos níveis de incidência da radiação solar praticamente ao longo da totalidade dos meses do ano, considerando, até mesmo, meses reconhecidamente frios e sem incidência de radiação solar constante, referindo-se ao solstício de inverno para o Hemisfério Sul.

Sobre a radiação solar, Dutra et al., (2019) analisam que, para um pleno aproveitamento da energia solar, é necessário conhecer a radiação e a insolação locais, nos horários em que acontecem. Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) a irradiância solar

total (TSI) é dada pela energia emitida pelo Sol por unidade de área e recebida pela Terra e é mensurada através de sensores tais como os piranômetros em que o valor absoluto da TSI deve se dar em ambiente extraterrestre em razão da influência da atmosfera na irradiância solar que implica na superfície da Terra. Ou seja, a TSI refere-se a uma variável essencial na quantificação da influência solar nas transformações climáticas da Terra.

Nesse limiar também é válido conhecer o mercado de energia solar no país e de acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, ABSOLAR (2020) no ano de 2019, o mercado de energia solar no Brasil aumentou mais de 212%, chegando a 2,4 GW instalados. Foram instalados mais de 110 mil sistemas fotovoltaicos de mini e microgeração, equivalendo-se a R\$ 4,8 bilhões e 15 mil profissionais atuando nesse segmento. Com dados de junho de 2020, o Brasil registrou 2,928 GW de potência instalada em energia solar, significando 1,6% da totalidade da matriz energética brasileira e à porcentagem de 99,8% de toda micro e minigeração distribuída em residências, comércios, indústrias, propriedades rurais e prédios públicos.

A estimativa é de que, ainda no ano de 2020, o Brasil possa chegar a marca de 174 mil sistemas fotovoltaicos on-grid, correspondendo a 0,21% da totalidade das unidades consumidoras do Brasil. A previsão é de que, no ano de 2024, se tenha, cerca de 887 mil sistemas de energia solar conectados à rede em território nacional (ABSOLAR, 2020).

Budel (2017) destaca que no Brasil, o uso de energias renováveis na produção de energia elétrica caminha na tendência mundial. O país conta com amplo território com incidência de sol e ventos que criam condições para investimentos nestas fontes de energias renováveis. Assim sendo, além de amplo potencial para o aproveitamento solar o Brasil também revela grande potencial para o emprego da energia solar em sistemas solares fotovoltaicos isolados ou interligados à rede elétrica.

Nas palavras de Rabuske e Fontoura (2016, p.42), uma das mais importantes vantagens da instalação de energia solar reside na descentralização da produção de energia no Brasil:

Poder produzir eletricidade em seu próprio domicílio representa mais independência para o consumidor, isto é, não depender dos custos de distribuição e nem dos altos encargos do governo. Com isso, o brasileiro

passará a entender com mais clareza sua conta de luz e o real valor da energia. Com o sistema de compensação estabelecido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em dezembro de 2012, Resolução Normativa (RN) n° 482, é possível injetar a energia produzida por placas solares na rede elétrica pública e ganhar em troca kWh de sua distribuidora de energia. É uma maneira de incentivar as energias renováveis uma vez que a compensação é prevista apenas para geração renovável de pequeno porte. Se a geração de energia for maior que o consumido no mês, o excedente será usado para diminuir o custo do consumo nos meses seguintes.

Vale destacar que uma despesa de energia jamais chegará a zero, uma vez que os consumidores precisam pagar um custo mínimo de disponibilidade. No entanto, de certo que será um valor bem menor quando comparado ao atual (RÜTHER, 2019).

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.2.1 Considerações gerais sobre a tecnologia fotovoltaica

A tecnologia fotovoltaica é apontada por especialistas de diferentes áreas, como alternativa ideal para a geração de energia, por meio de uma fonte inesgotável e não poluente. Em síntese, trata-se de método de produção de energia sustentável e que não agride o meio ambiente, trazendo vantagens ambientais e energéticas. O mercado atual dispõe de diversas tecnologias fotovoltaicas, fundamentadas elementos também diversificados (ZILLES et al., 2012).

Nas aplicações terrestres, tem-se as denominadas células solares de silício cristalino (c-Si), o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H ou a-Si), o telureto de cádmio (CdTe) além de outros compostos relacionados ao dissulfeto de cobre e índio. Viana (2007) assinala que neste último grupo, surgem elementos altamente tóxicos e raros, aspecto que dificulta o emprego expressivo destas tecnologias. O autor destaca um amplo uso de painéis de silício cristalino e os de silício amorfo; os filmes finos têm sido cada vez mais utilizados em razão da integração com o entorno construído, além de oferecer uma variedade de modelos e apresentar baixo custo de produção.

Xavier (2011) complementa dizendo existem painéis flexíveis, mais leves e resistentes, semitransparentes, podendo apresentar superfícies curvas, com a possibilidade de substituição do revestimento na edificação. Knijnik (2003) relata que a geração de energia

elétrica convencional se dá de modo centralizado e bem distante do ponto de consumo, desencadeando perdas na distribuição, elevando os custos da produção da energia e resultando em danos às concessionárias e, também, ao meio ambiente. Já a geração distribuída, segundo o autor apresenta vantagens quando a disposição da unidade de geração é próxima da carga e apresenta diversificação das tecnologias utilizadas para a produção de energia.

No entanto, de acordo com o Manual de Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos (2014) tem-se os principais tipos de painéis fotovoltaicos: monocristalino, policristalino e película fina ou filme fino, a ser assim descritos:

- Monocristalino: painéis solares com a maior eficiência entre os modelos, entre 15% e 22%, sendo painéis que ocupam menos espaço e com capacidade de gerar a mesma quantia de energia. Usam silício de elevada pureza, que tem valor mais caro em comparação aos painéis policristalinos.
- Policristalino: painéis que apresentam menor quantidade de resíduos de silício e tem valor mais atraente do que os monocristalinos. A eficiência da referida tecnologia está entre 14% e 20%.
- Película fina ou filme fino: painéis fotovoltaicos em materiais como silício amorfo, células solares orgânicas, telureto de cádmio cobre, índio e gálio seleneto. Eficiência oscilando entre 7% e 13%, demandando instalação em áreas maiores. Vida útil em cerca de 50% do que os painéis monocristalinos e policristalinos. São mais baratos, no entanto, a instalação em grande área pode elevar o valor final.

Carneiro (2018) explica que os sistemas solares fotovoltaicos utilizados de forma integrada à rede elétrica pública podem apresentar duas configurações diferentes: instaladas de modo integrado à edificação (no telhado ou fachada), ou seja, próximo ao ponto de consumo, ou centralizada, tal como ocorre em uma usina geradora tradicional, distante do ponto de consumo. O mesmo autor descreve que os sistemas fotovoltaicos integrados à rede elétrica é uma possibilidade a qualquer edificação, bastando haver orientação solar favorável, isto é, superfícies voltadas para norte, leste ou oeste. Destaca-se que a orientação ótima e a de superfícies voltadas para o norte geográfico, no hemisfério sul, por permitir maior captação da energia do sol.

De acordo com o Manual de Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos (2014), é preciso cautela no dimensionamento e na estimativa dos consumos de um sistema fotovoltaico, os profissionais, em geral, fundamentam-se nos seus conhecimentos em sistemas convencionais e fazem um cálculo com demanda além do necessário. Não se trata apenas de margem para possíveis expansões no consumo, mas em uma demanda similar às oferecidas pela eletricidade. O especialista considera outro equívoco calcular com base na potência requerida pelo sistema que será eletrificado.

De acordo com Quaglia (2010) que complementa a afirmação dada por Diaz (2005), um sistema fotovoltaico deve ser calculado para gerar a energia consumida em um dia médio pelas cargas. Além disso, o autor considera a existência de diferentes métodos de cálculo, e alguns deles levam em conta as denominadas curvas de carga (consumo horário em cada ponto de entrega de energia) de outro modo, refletindo no arranjo fotovoltaico e no seu potencial de geração. Porém, no caso dos pequenos ou médios sistemas fotovoltaicos, é preciso configurar o gerador fotovoltaico para fornecer o potencial que será utilizado em um dia.

Segundo Rodriguez (2011), a geração do potencial de um dia significa que o painel terá poucas horas (aproximadamente 2 horas antes e 2 horas depois do meio dia solar, em média) para a conversão da radiação solar em eletricidade, assim, o painel terá que possuir uma potência pico elevada em relação às cargas. Além disso, o autor destaca que a quantidade de módulos fotovoltaicos do painel oscila de acordo com o local, dadas as diferenças na irradiação solar de cada ponto geográfico.

Quaglia (2010); Azevedo (2011) e Rodriguez (2011) mencionam que um dos maiores desafios no dimensionamento de um sistema fotovoltaico refere-se a estimativa da curva de carga, especialmente para bombas de recalque, pois o acionamento de sistemas de abastecimento de água com elevatória pode ser divergente do estudo prévio. Os autores ressaltam ainda que no cálculo do potencial a ser gerado diariamente é preciso considerar o consumo real do sistema de bombeamento, em situações médias. Caso sejam consideradas somente as situações críticas, o sistema será superdimensionado; entretanto, se forem considerados somente os melhores cenários, o resultado será o subdimensionado, podendo decorrer na falta de energia nos períodos de menor irradiação

solar ou maior desgaste das baterias.

Azevedo (2011) cita como um dos métodos de cálculo mais utilizado no dimensionamento de placas fotovoltaicas, o da média diária semanal. Orienta-se a multiplicação da potência do aparelho pelo tempo de uso diário em horas, depois deve ser multiplicado pela quantidade de vezes que a bomba funcionará por semana, dividindo por sete.

2.2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

De acordo com Trevisan (2011), um aspecto essencial dos sistemas fotovoltaicos instalados no meio urbano, é especialmente a possibilidade de se interligar a rede elétrica pública, eliminando a necessidade dos bancos de baterias exigidos nos sistemas do tipo autônomo, os altos custos e manutenção típica. Os sistemas são também denominados sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, SFCR, e sua instalação ocorre de maneira que, quando o gerador elétrico produz mais do que o esperado, sendo necessário para o consumidor. O excesso retorna à rede elétrica e a referida instalação consumidora acumula, assim, um crédito energético geração for baixa ou menor do que a energia demandada para instalação consumidora esta falta é suprida pela rede elétrica.

Dassi et al (2015) esclarecem que sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são considerados como modo de geração distribuída ao longo dos alimentadores da rede elétrica de distribuição seja em baixa ou em média tensão, que refletem na disponibilização de energia próximo ao ponto de consumo. Os especialistas consideram que o referido sistema é geralmente formado pelo painel fotovoltaico, inversor de frequência e medidor de energia bidirecional, como representado pelo diagrama da Figura 3, além de dispositivos de proteção CC e CA (Ex: DPS, Disjuntores e etc).

Figura 3 - Estrutura básica de um SFCR



Fonte: Dassi et al (2015).

Sendo assim, uma das vantagens do citado sistema, refere-se ao não uso de elementos para armazenamento da energia, uma vez que a sua totalidade gerada é disposta em paralelo com a energia da rede elétrica.

2.2.3 Entendendo as perdas do sistema

Para a realização do estudo proposto, foi considerado a medição das perdas em uma usina fotovoltaica em razão da compatibilização da tensão entre os inversores e os transformadores. Muitas são as possibilidades de perdas que podem acontecer nos componentes de sistemas fotovoltaicos e, em geral, de forma a se alcançar o melhor desempenho na geração de energia. Para tanto, é necessário que alguns desses elementos sejam analisados na fase do projeto, bem como as escolhas dos seus componentes; a forma de execução e o local da instalação (SANTOS JR; REIS, 2008).

Carneiro (2018) considera também a necessidade de serem realizadas inspeções regulares para o acompanhamento e monitoramento do pleno funcionamento do painel fotovoltaico sendo também recomendado que os painéis sejam instalados em locais com boa incidência de radiação solar, sem a presença de sombreamento. O autor considera que, diferente dos estudos foram feitos para conhecer os mais importantes fatores de perdas das instalações fotovoltaicas sendo:

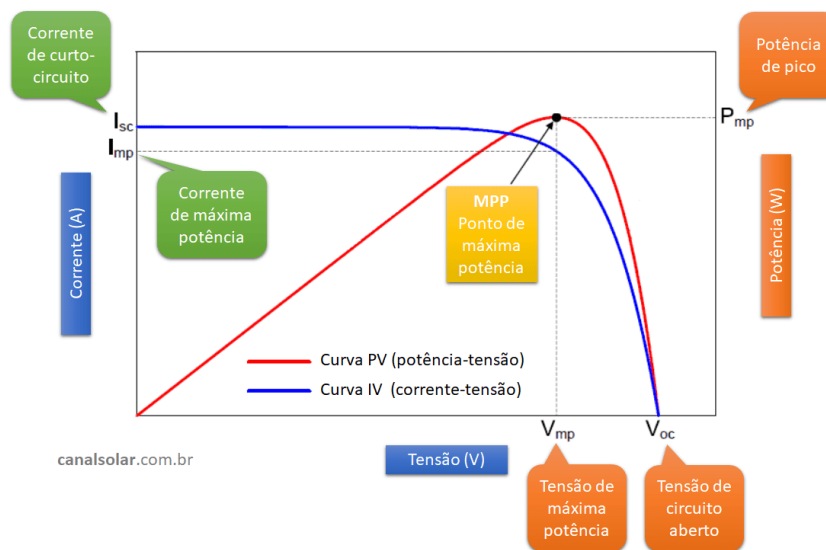
- Perdas na conversão de energia;

- Sombreamento parcial;
- Perdas nos inversores;
- *Mismatch* (descasamento de módulos);
- Aumento da temperatura do painel fotovoltaico;
- Perdas relativas ao acoplamento da usina à rede;
- Perdas no transformador (quando utilizado).

Compreende-se, desta maneira, que alguns fatores de perdas foram somados, como por exemplo, as perdas por efeito joule, a presença de sujidades e as oscilações das condições padrões de teste, o que representa como sendo outros. No que se refere às perdas denominadas descasamento ou *mismatch*, estas têm reduzido drasticamente, uma vez que os fabricantes de módulos fotovoltaicos vêm alocando a potência mínima do painel no manual, não mais obedecendo o valor médio (TREVISAN, 2011).

Segundo Silva, Florian e Pestana (2018), uma forma de proceder com a análise de determinados fatores de perdas da instalação é visto em uma curva característica I-V do sistema como representa a Figura 4 em que se tem a demonstração da Curva P-V (potência-tensão) e Curva IV (corrente-tensão) em condições predeterminadas de temperatura e irradiância total:

Figura 4 - Curva P-V (potência-tensão) e Curva I-V (corrente-tensão)



Fonte: SANTOS JR; REIS, 2008.

Observa-se que o ponto de potência máxima (P_{mp}) sendo também chamado de MPP

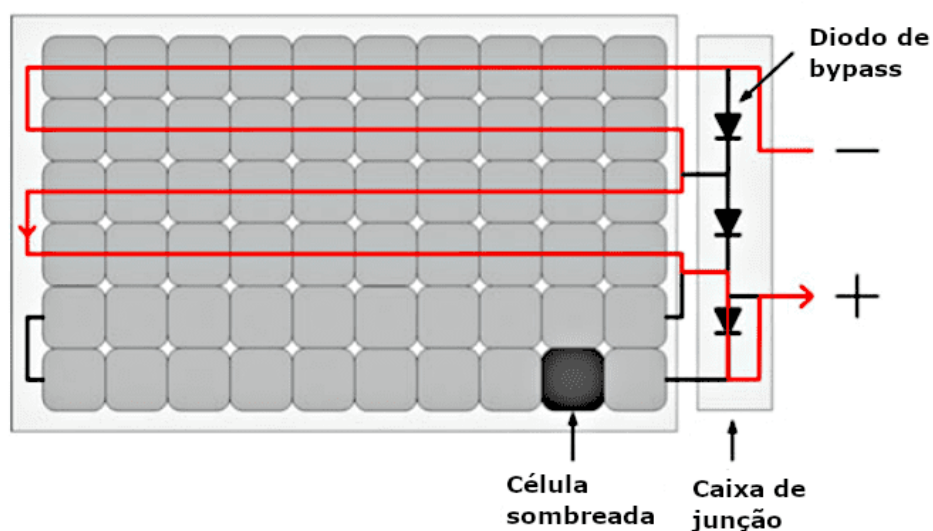
(*Maximum Power Point*) refere-se ao ponto da curva em que o produto da corrente pela tensão é máximo. No que se refere a alteração da curva I-V pela resistência série (s) esse pode resultar de gargalos existentes nas interconexões elétricas de um módulo da fileira ou de entaves externos na fiação e conexões entre fileiras (DASSI et al., 2015).

Trevisan (2011) explica que a resistência em paralelo (R_p) advém de defeitos internos em célula, e é importante mencionar que sombreamento parcial ou acúmulo de sujidades de maneira não homogênea também pode ocasionar o mesmo resultado na curva.

A redução na corrente de saída (I_{sc}) é provocada pelo desgaste dos painéis ou pela presença de sujidades acumuladas; a redução da tensão de saída (V_{sc}) provocada pelo aumento de temperatura nos módulos, resultante do aumento de temperatura nos módulos, que pode também ser ocasionado pela forma de instalação adotada, em que se tem pouca ventilação embaixo do painel (OLIVEIRA, 2019).

Sobre as degradações dos módulos ou curtos em diodos de desvio by-pass (Figura 5), também decorrem nesse efeito, em que Dutra et al. (2019) explicam tratar-se de perdas por *mismatch* (descasamento) causando o aparecimento de espécies de desníveis na curva ou degraus como em situações de sombreamento parcial.

Figura 5 - Diodos de *by-pass* e *hotspots* dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Viana, 2007.

Oliveira (2017) descreve dois tipos de perdas ocorrendo entre o inversor e o ponto de conexão com a rede elétrica (PCC), destacando a necessidade de estas serem consideradas: as perdas por cabeamento e perdas no transformador. O autor explica que as perdas por cabeamento se relacionam de forma direta à seleção dos cabos e as flutuações de temperatura. Tendo conhecimento da especificação do cabo em uso, simulações pormenorizadas podem ser feitas de maneira que se estime as perdas que acontecem a saída do inversor.

Contudo, os dados mais precisos da variação da temperatura nos condutores são também importantes de serem conhecidos, porém não estão disponíveis em softwares de simulações para sistemas FVs. Sendo assim, se tem algumas dúvidas acerca das estimativas das perdas para os condutores (THEVENARD; PELLAND, 2013).

Nas palavras de Oliveira (2017, p. 44) se extrai que:

As perdas no transformador são divididas em duas partes: perdas no núcleo (core, em inglês) e perdas ôhmicas (wiring, em inglês). As perdas no núcleo são constantes e dependem primeiramente do material magnético e da geometria do núcleo, enquanto que as perdas ôhmicas são proporcionais ao carregamento do transformador e dependem das especificações dos condutores dos enrolamentos. As perdas nominais no núcleo e ôhmicas podem ser estimadas a partir das especificações do fabricante, porém sujeitas a incertezas devido à variabilidade existente entre uma mesma classe de transformadores. Como exemplo, uma aproximação grosseira para um transformador de 1 MVA, de metal amorfo, situa-se na faixa de 0,85 % a 1%, para um transformador de aço-silício entre 1,5% a 2% e um transformador padrão da ordem de 2% a 3%. Para os núcleos dos transformadores de distribuição, a incerteza relativa está na faixa de -6% a 10% e as perdas por carregamento da ordem de -2% a 1,5%. De forma resumida, as incertezas por perdas ôhmicas em transformadores são modestas e podem variar da ordem de 1% a 7%.

Segundo Oliveira (2017, p.45), ocorrem outras perdas nos sistemas FVs e modelagem das incertezas em dispositivos computacionais citando perdas, em base anual, que acontecem nos SFCRs e que precisam ser conhecidas, a citar as “perdas térmicas (2% a 10%), espectrais (1% a 3%), ocasionadas pelo reflexo de objetos em frente aos módulos FV (0 a 5%), cabeamento (ôhmicas), na conversão c.c./c.a. e por desacoplamento”.

3 A USINA ENGEFAME

A usina fotovoltaica que será submetida ao estudo está localizada no município de Mateus Leme (MG), nas coordenadas geográficas 19° 59' 12.480" sul e 44° 24' 30.600" oeste, e foi implementada com o intuito de compensação de créditos junto a concessionária de energia local, conforme requisitos determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 e atualizada pela RN nº 687/2015.

A usina foi dimensionada para o atendimento do seu consumo atual, que está apresentado na Tabela 3:

Tabela 3 – Histórico de Consumo do Cliente

Mês	Consumo em Horário Fora de Ponta (kWh)	Consumo em Horário de Ponta (kWh)
Janeiro	4.018,00	328,00
Fevereiro	4.182,00	328,00
Março	5.330,00	492,00
Abril	5.330,00	492,00
Maio	5.576,00	492,00
Junho	5.248,00	492,00
Julho	5.002,00	246,00
Agosto	4.182,00	164,00
Setembro	5.084,00	246,00
Outubro	4.756,00	246,00
Novembro	5.330,00	656,00
Dezembro	5.986,00	984,00
Média Mensal	5.002,00	430,50
Consumo Anual	60.024,00	5.166,00

Fonte: Autor

O sistema de microgeração possui uma potência instalada de 58,1 kWp em módulos FV, dois inversores cuja as potências nominais são 30 kW e 20 kW respectivamente, sendo assim sua máxima potência de injeção na rede elétrica de 50 kW.

3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos instalados na microgeração são do modelo SPLITMAX TSM-PE15H 350W,

Fabricante Trina Solar, sendo um total de 166 módulos. Os módulos foram divididos em 12 *strings*, divididos conforme apresenta a Tabela 4 sendo que as principais características técnicas são apresentadas na Tabela 5. Na Figura 6 é possível verificar a disposição dos módulos fotovoltaicos da usina.

Tabela 4 – Arranjo do Inversor 01

STRING	QTD DE MÓDULOS	POTÊNCIA TOTAL DA STRING
STRING 01	14	4,90 kWp
STRING 02	14	4,90 kWp
STRING 03	14	4,90 kWp
STRING 04	14	4,90 kWp
STRING 05	14	4,90 kWp
STRING 06	14	4,90 kWp
STRING 07	14	4,90 kWp
STRING 07	14	4,90 kWp
STRING 08	14	4,90 kWp
STRING 09	14	4,90 kWp
STRING 10	14	4,90 kWp
STRING 11	13	4,55 kWp
STRING 12	13	4,55 kWp
POTÊNCIA TOTAL INSTALADA		58,1 kWp

Fonte: Autor

Tabela 5 - Principais características dos módulos utilizados

ELECTRICAL DATA (STC)				
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	340	345	350	355
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5			
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.5	37.7	37.9	38.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.06	9.15	9.23	9.32
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.2	46.4	46.7	47.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.53	9.62	9.71	9.81
Module Efficiency η_m (%)	16.7	17.0	17.2	17.5
STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.				
ELECTRICAL DATA (NMOT)				
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	257	261	265	269
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	35.5	35.7	35.9	36.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	7.24	7.31	7.37	7.45
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	43.5	43.7	44.0	44.2
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	7.69	7.76	7.83	7.91
NMOT: Irradiance at 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.				

Fonte: Trina Solar

Figura 6 - Disposição dos Módulos Fotovoltaicos da Usina



Fonte: Autor

3.2 INVERSORES DE FREQUÊNCIA

Os inversores de frequência utilizados na microgeração são do fabricante WEG, modelos SIW500H ST030 (SUN2000-33KTL-A) e SIW500H ST020 (SUN2000-17/20KTL) respectivamente.

Conforme a folhas de dados de técnicos dos inversores representadas pela Tabelas 4 e Tabela 7, a tensão de saída dos mesmos é de 380V com isso, se faz necessário a utilização do transformador para adequar o sistema à tensão da rede elétrica da concessionária local, que é de 220V.

Tabela 6 - Folha de Dados SIW500H ST030

Especificações técnicas	SIW500H - ST030
Eficiência	
Eficiência máxima	98,6%
Entrada	
Tensão de entrada máxima	1.100 V
Corrente máxima por MPPT	22 A
Faixa de tensão MPPT em máxima potência	480 V ~ 800 V
Número máximo de entradas	8
Número de rastreadores MPPT	4
Saída	
Potência ativa CA nominal	30.000 W
Tensão de saída nominal (FN/FF)	220 V (F-N) / 380 V (F-F), 230 V / 400 V, 3F+N+PE
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima (@380 V)	48 A
Fator de potência ajustável	0,8 LG ... 0,8 LD
Distorção harmônica total máxima	<3%
Proteção	
Seccionadora no lado de entrada	Sim
Proteção anti-ilhamento	Sim
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim
Monitoramento de falha de <i>string</i> no arranjo PV	Sim
Supressor de surto CC	Tipo II
Supressor de surto CA	Tipo II
Monitoramento da isolamento	Sim
Deteção de corrente de fuga	Sim
Comunicação	
RS485	Sim
USB	Sim
Bluetooth +APP	Sim - Opcional
Power Line Communication (PLC)	Sim - Opcional
Geral	
Dimensões (L x A x P)	930 x 550 x 260 mm
Peso	60 kg
Faixa de temperatura de operação	-25 °C ~ 60 °C
Grau de proteção	IP65
Consumo interno noturno	<1,5 W
Topologia	Sem transformador

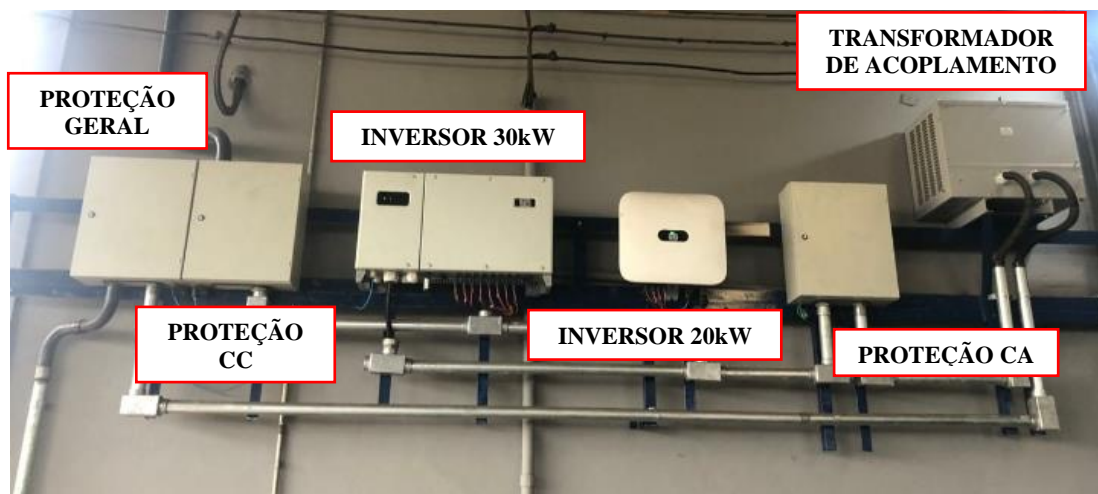
Fonte: WEG

Tabela 7 - Folha de Dados SIW500H ST020

Especificações técnicas	SIW500H - ST020
Eficiência	
Eficiência máxima	98,65%
Entrada	
Tensão de entrada máxima	1.080 V
Corrente máxima por MPPT	22 A
Faixa de tensão MPPT em máxima potência	160 V ~ 950 V
Número máximo de entradas	4
Número de rastreadores MPPT	2
Saída	
Potência ativa CA nominal	20.000 W
Tensão de saída nominal (FN/FF)	220 V (F-N) / 380 V (F-F), 230 V / 400 V, 3F+N+PE
Frequência de rede CA nominal	60 Hz
Corrente de saída máxima	33,5 A
Fator de potência ajustável	0,8 LG ... 0,8 LD
Distorção harmônica total máxima	<3%
Proteção	
Seccionadora no lado de entrada	Sim
Proteção anti-ilhamento	Sim
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim
Monitoramento de falha de string no arranjo PV	Sim
Supressor de surto CC	Sim
Supressor de surto CA	Sim
Monitoramento da isolação	Sim
Deteção de corrente de fuga	Sim
Comunicação	
RS485	Sim
USB	Sim
Geral	
Dimensões (L x A x P)	525 x 470 x 262 mm
Peso	25 kg
Faixa de temperatura de operação	-25 °C ~ 60 °C
Grau de proteção	IP65
Consumo interno noturno	<1 W
Topologia	Sem transformador

Fonte: Weg

Figura 7 - Disposição de inversores, quadros e transformador da usina



Fonte: Autor

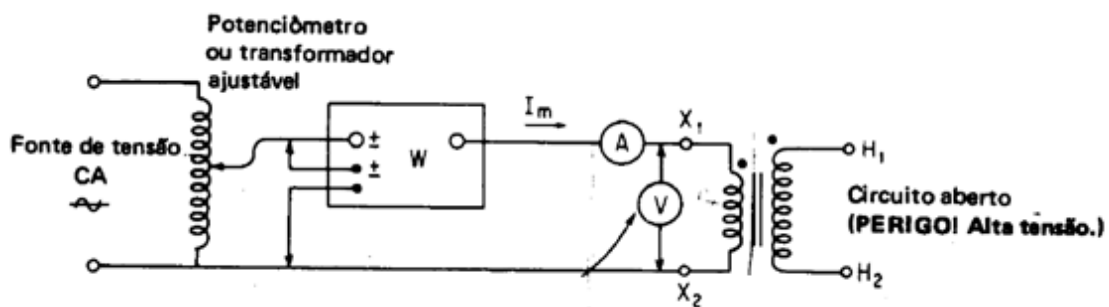
3.3 TRANSFORMADOR

O transformador utilizado na usina tem a potência conforme a capacidade dos inversores, que é de 50 kVA, e possui como intuito único, a adequação da tensão de operação da micro geração fotovoltaica (380V) com a rede elétrica da concessionária local (220V).

Para garantir o perfeito funcionamento do equipamento, os transformadores devem ser submetidos a testes de rotina, para medição das perdas em seu núcleo, enrolamentos e análise das tensões e eficiência do lado de alta e baixa tensão do equipamento.

Para a verificação das perdas no núcleo do transformador, é efetuado o ensaio a vazio, desenvolvido usualmente através da energização do lado de baixa tensão do equipamento. A ligação típica do ensaio é demonstrada na Figura 8.

Figura 8 - Ligação típica para ensaio a vazio no transformador



Fonte: Kosow, 1982

Quando aplicada a tensão nominal nos terminais de baixa tensão do transformador (X1-X2), e os terminais do lado de alta tensão (H1-H2) permanecerem abertos, o valor de potência medido pelo wattímetro será o valor consumido pelo núcleo do transformador, enquanto a leitura do amperímetro apontará a corrente de magnetização do equipamento. Para um transformador de boa eficiência, as perdas do núcleo devem corresponder a menos de 1% da potência nominal.

O ensaio a vazio é de extrema importância para o desenvolvimento deste trabalho, uma vez que seu resultado irá determinar o consumo do equipamento no momento em que o mesmo estará operando a vazio.

O transformador aplicado na Usina Engefame, foi submetido aos testes de rotina, em laboratório próprio do fabricante, incluindo o ensaio a vazio, e os resultados obtidos podem ser observados na Tabela 8.

Tabela 8 - Relatório de ensaios de rotina do transformador

ENSAIO DE ROTINA DE AUTOTRANSFORMADOR CONFORME NORMA NBR 5356-11 2016:02								
Características Nominais								
Nº Projeto:	031218-4	Nº Série:	148805/001	Tipo:	ATT			
Potência (kVA):	50 - K4	Tensão AT (V):	380	Tensão BT (V):	220			
Nº Fases:	3	Corrente AT (A):	75,97	Corrente BT (A):	131,22			
Frequência (Hz):	60	Ligação:	Estrela	Ligação:	Estrela			
Desloc. Angular:	Yn-0	Classe Isol. AT (kV):	1,1	Classe Isol. BT (kV):	1,1			
Refrigeração:	AN	NBI AT (kV):	NA	NBI BT (kV):	NA			
Grau de Proteção:	IP-23	C. Temperatura AT:	F	C. Temperatura BT:	F			
Relação de Transformação AT								
Tap's	Tensão	Relação Nom.	Fase 1	Erro	Fase 2	Erro	Fase 3	Erro
1-2	380,00	1,7272	1,7301	0,1679	1,7312	0,2316	1,7305	0,1911
Erro Máximo de Relação Medido: 0,2316 %								
Resistência Elétrica dos Enrolamentos a 32°C								
Enrolamento de AT				Enrolamento de BT				
Terminais	Resistência em Ohms		Terminais	Resistência em Ohms				
H1-H2	0,07010000		X1-X2	0,04310000				
H1-H3	0,06980000		X1-X3	0,04320000				
H2-H3	0,07020000		X2-X3	0,04350000				
Média	0,07003333		Média	0,04326666				
Perdas a Vazio e em Carga								
Perdas a Vazio (W):	248		Perdas Totais a 120 °C (W):	1.005				
Perdas em Carga a 120 °C (W):	757		Impedância (%) a 120 °C:	2,34				
Perdas Adicionais a 120 °C (W):	180		Corrente de Excitação (%):	1,62				
Ensaio Dielétricos								
Tensão Induzida				Tensão Aplicada a 60Hz				
Frequência (Hz):	120		Tempo (seg):	60				
Tempo (seg):	60		AT / BT (kV):	3				
Tensão Nominal (V):	220		AT / Massa (kV):	3				
Tensão Induzida (V):	440		BT / Massa (kV):	3				

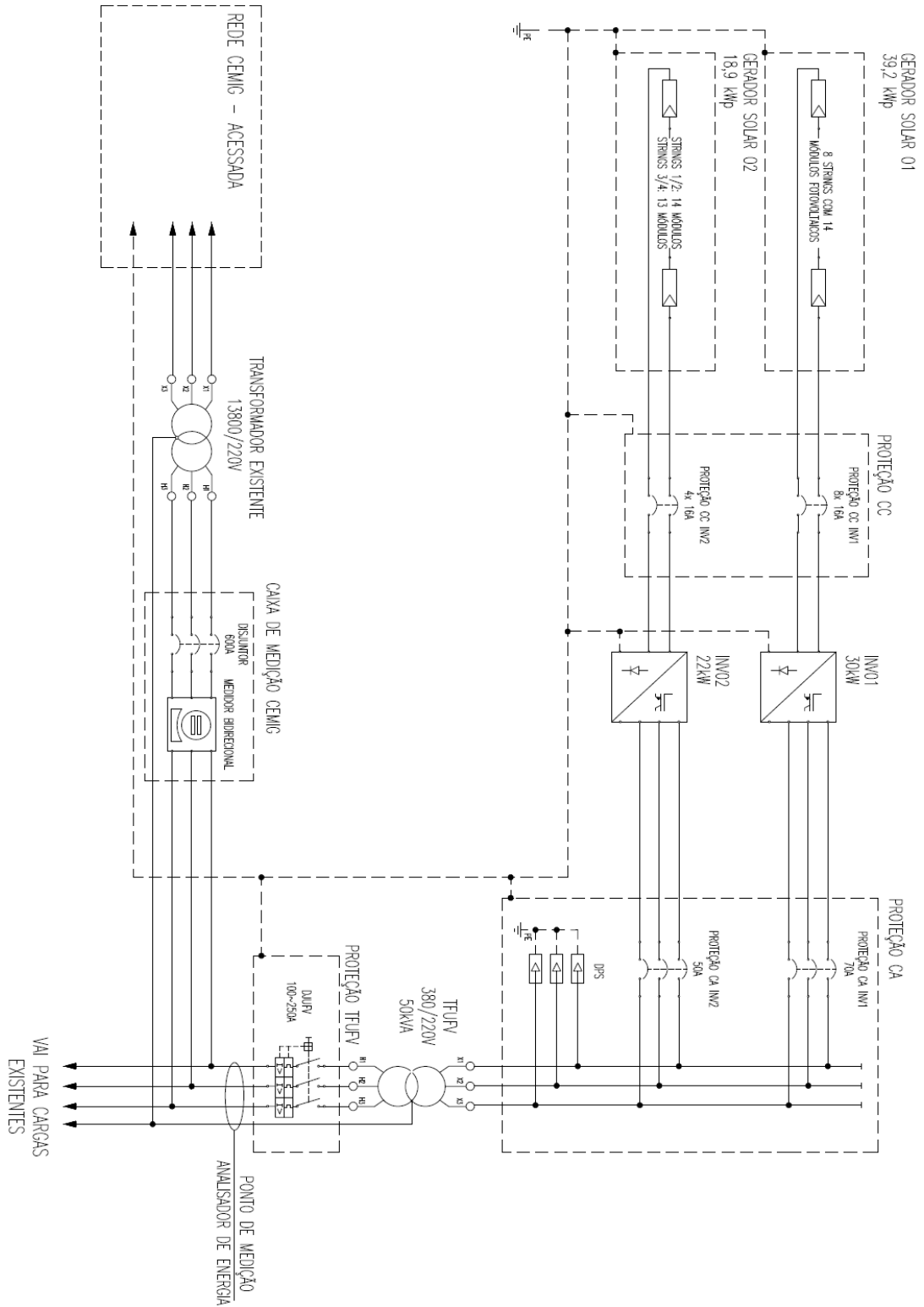
Fonte: Fabricante do transformador

Conforme apresentado no relatório de ensaio (Tabela 8), as perdas à vazio do transformador é de 248W, o que corresponde a 0,49% da potência nominal. A valor medido está dentro do esperado para este equipamento, uma vez que, transformadores convencionais devem apresentar uma perda de potência no núcleo menor que 1% da potência nominal.

3.4 UNIFILAR BÁSICO DA USINA ENGEFAME

Conforme especificações dos principais equipamentos da usina, sendo os módulos fotovoltaicos, inversores e transformador de acoplamento, o Diagrama Unifilar do sistema, exigido pela concessionária local pode ser observado pela Figura 9.

Figura 9 - Diagrama Unifilar Básico Usina Engefame

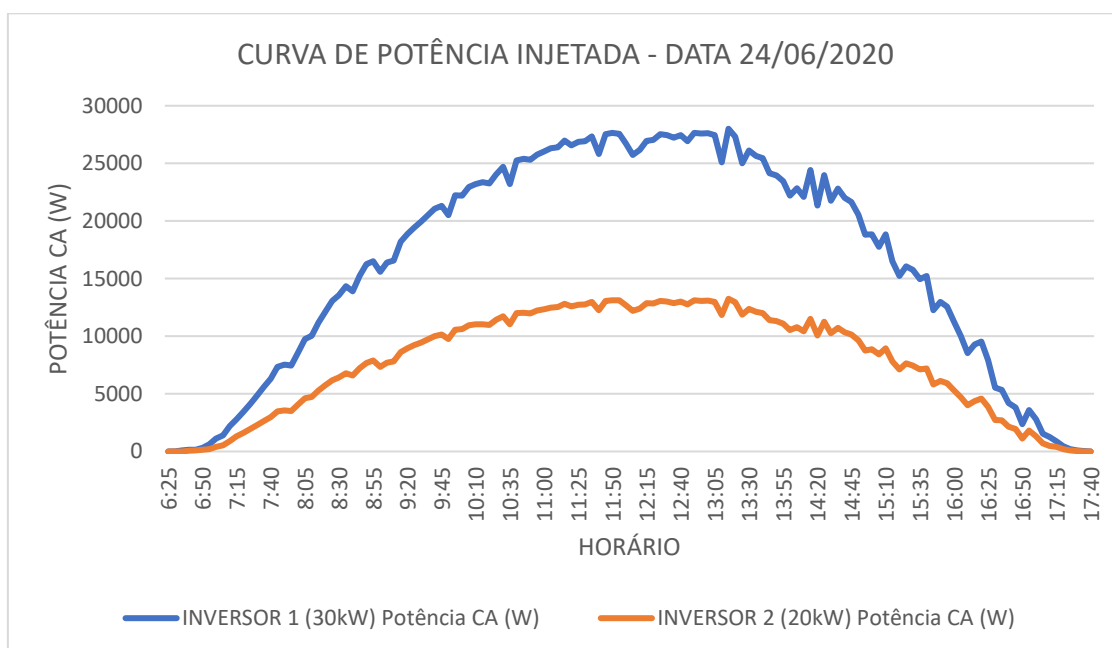


Fonte: Autor

4 ANÁLISE TEÓRICA DA OPERAÇÃO A VAZIO

Através do *SolarView* (*software* utilizado para o monitoramento online da usina), é possível identificar o horário em que os inversores param de injetar energia na rede elétrica, sendo que durante todo o tempo em que isso ocorre, o transformador de acoplamento da usina está operando a vazio. O gráfico demonstrado na Figura 10, mostra o funcionamento diário dos inversores de frequência.

Figura 10 - Potência injetada pelos inversores



Fonte: *SolarView*

Conforme apresentado pelo fabricante do transformador de acoplamento na Tabela 8, foi identificado durante os ensaios no transformador um consumo de 248W durante a operação a vazio.

Para calcular o consumo médio mensal do transformador durante a operação à vazio é necessário multiplicar a potência identificada na Tabela 8 (0,248 kW), pela quantidade de horas em que o transformador é submetido a operação, sendo que o transformador opera a vazio durante 13 horas no dia (17:30 às 6:30).





Para esta análise será considerado a operação por 30 dias.

$$C = 0,248kW * 13h * 30d = 96,720 kWh (1)$$

4.1 TARIFA DE ENERGIA E CUSTOS DA OPERAÇÃO A VAZIO

Para a elaboração do estudo foi considerado as tarifas de energia do mês de setembro de 2020 da concessionária local, sendo que a usina está instalada em um cliente do tipo A4.

Tabela 9 - Tarifa de energia A4 - Setembro/2020

A4 - 2,3 KV A 25 KV	Demanda R\$/kW	 Consumo R\$/kWh	 Consumo R\$/kWh	 PATAMAR 1 Consumo R\$/kWh	 PATAMAR 2 Consumo R\$/kWh
Demanda	15,32				
Demanda Ultrap. F. Ponta	30,64				
Cons. Ponta - P. Seco		1,67061	1,68401	1,71221	1,73301
Cons. Ponta-P. Úmido		1,67061	1,68401	1,71221	1,73301
Cons. F.Ponta - P. Seco		0,35542	0,36882	0,39702	0,41782
Cons. F.Ponta - P. Úmido		0,35542	0,36882	0,39702	0,41782

Fonte: CEMIG

Conforme é possível observar na Tabela 9, os preços publicados pela concessionária de energia não constam custos de impostos por sofrerem variações em pouco tempo e por alterarem devido a algumas situações da instalação, como por exemplo, a cidade em que está sendo faturado. Desta forma, para este estudo foi considerado os impostos do mês de setembro de 2020 registrados na fatura de energia do cliente onde a usina está instalada, conforme apresentado a seguir:

- ICMS: 18%
- PASEP: 1,25%
- CONFINS: 5,79%

Para cálculo dos impostos totais que devem ser incluídos na análise dos gastos do

transformador operando a vazio tem-se a Equação (2):

$$\% \text{ dentro} = \left(1 - \left(\frac{1}{1-ICMS}\right)\right) * \left(\frac{1}{1-(PASEP+CONFINS)}\right) \quad (2)$$

Portanto, a porcentagem total que deve ser incluída no valor da energia referente aos impostos é de:

$$\% \text{ dentro} = \left(1 - \left(\frac{1}{1-0,18}\right)\right) * \left(\frac{1}{1-(0,0125+0,0579)}\right) = 31,19\%$$

Em relação às bandeiras tarifárias, foi considerado as publicações feitas pela ANEEL relativa ao ano de 2019, conforme apresenta a Tabela 10.

Tabela 10 - Bandeiras tarifárias do ano de 2019 segundo ANEEL

MÊS	BANDEIRA
JANEIRO	VERDE
FEVEREIRO	VERDE
MARÇO	VERDE
ABRIL	VERDE
MAIO	AMARELA
JUNHO	VERDE
JULHO	AMARELA
AGOSTO	VERMELHA P1
SETEMBRO	VERMELHA P1
OUTUBRO	AMARELA
NOVEMBRO	VERMELHA P1
DEZEMBRO	AMARELA

Fonte: Autor

Para o cálculo do gasto econômico mensal da operação do transformador a vazio, temos é apresentada a Equação (3):

$$\text{Valor (R\$)} = (W * t) * (P * (1 + i)) \quad (3)$$

Onde:

W – Perdas a vazio do transformador em kW;

t – Tempo de consumo em horas durante o mês;

P – Tarifa de Energia conforme tabela CEMIG;

i – Impostos a serem incluídos.

Portanto, considerando as perdas a vazio de 0,248 kW (conforme Tabela 8), e o tempo de operação da seguinte forma:

- 300 horas em meses de 30 dias em horário fora de pico;
- 90 horas em meses de 30 dias em horário de pico;
- 310 horas em meses de 31 dias em horário fora de pico;
- 96 horas em meses de 31 dias em horário de pico.

A Tabela 11 apresenta os gastos financeiros, médio anual, para operação de transformador a vazio.

Tabela 11 – Gastos financeiros, médio anual, para operação de transformador a vazio

MÊS	BANDEIRA	VALOR kWh HFP (R\$)	VALOR kWh HP (R\$)	CONSUMO HFP (kWh)	CONSUMO HP (kWh)	GASTO TOTAL (R\$)
JANEIRO	VERDE	0,47	2,19	76,88	23,06	86,39
FEVEREIRO	VERDE	0,47	2,19	69,44	20,83	78,03
MARÇO	VERDE	0,47	2,19	76,88	23,06	86,39
ABRIL	VERDE	0,47	2,19	74,40	22,32	83,61
MAIO	AMARELA	0,48	2,21	76,88	23,06	88,15
JUNHO	VERDE	0,47	2,19	74,40	22,32	83,61
JULHO	AMARELA	0,48	2,21	76,88	23,06	88,15
AGOSTO	VERMELHA P1	0,52	2,25	76,88	23,06	91,85
SETEMBRO	VERMELHA P1	0,52	2,25	74,40	22,32	88,89
OUTUBRO	AMARELA	0,48	2,21	76,88	23,06	88,15
NOVEMBRO	VERMELHA P1	0,52	2,25	74,40	22,32	88,89
DEZEMBRO	AMARELA	0,48	2,21	76,88	23,06	88,15
TOTAL						R\$ 1.040,26

Fonte: Autor

5 SOLUÇÃO DE MANOBRA AUTOMÁTICA DO TRANSFORMADOR

5.1 EQUIPAMENTOS NECESSÁRIOS

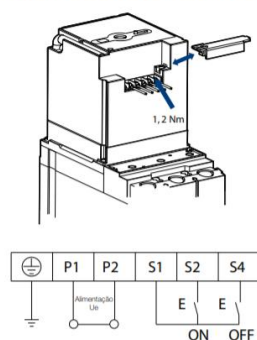
Como uma solução para que o transformador da usina não opere durante o período em que a mesma estiver desligada, foi proposto o acionamento automático do disjuntor de alimentação geral da usina.

A solução consiste na utilização de uma motorização para o disjuntor existente, onde seria possível a manobra comandada por um programador horário.

O disjuntor instalado atualmente é o ACW250H-ETS250-3 que possibilita ajuste de corrente de 100A a 250A. Para o desenvolvimento da solução é necessário um acessório adicional ao disjuntor, que é o acionamento motorizado modelo AM ACW400-630 E46. Este acessório permite que o disjuntor seja aberto ou fechado através de um sinal de 220Vca, e possui um consumo de 35W durante o tempo em que sua bobina está energizada, o que corresponde todo o tempo em que o disjuntor estiver fechado. A Tabela 12, mostra os dados técnicos do acessório.

Tabela 12 - Dados Técnicos do acionamento motorizado

Tabela de Dados Técnicos



Disjuntor	Referência	Tensão de alimentação	Tempo de resposta (ms)		Consumo (W)	Operações por hora	Código
			Abertura	Fechamento			
ACW100 ACW160	AM ACW100-160 C03	24 V cc	310	200	14	120	10692992
	AM ACW100-160 E36	100 ~ 240 V ca / 110 ~ 220 V cc	310	200	14	120	10583656
ACW101 ACW161 ACW250 ACW400 ACW630 ACW800	AM ACW250 C03	24 V cc	350	230	14	120	10692993
	AM ACW250 E29	110 V ca / V cc	350	230	14	120	10583657
	AM ACW250 E46	230 V ca / 220 V cc	350	230	14	120	10583658
	AM ACW400-630 C03	24 V cc	500	350	35	60	10692994
	AM ACW400-630 E29	110 V ca / V cc	500	350	35	60	10583659
	AM ACW400-630 E46	230 V ca / 220 V cc	500	350	35	60	10583661
	AM ACW800 C03	24 V cc	700	420	35	20	10692995
	AM ACW800 E29	110 V ca / V cc	700	420	35	20	10583662
	AM ACW800 E46	230 V ca / 220 V cc	700	420	35	20	10583663

Fonte: WEG

A motorização do disjuntor deverá ser acionada através de um interruptor horário, programado para efetuar a interrupção conforme horários de funcionamento da usina (6:30 e 17:30). No momento que o relógio interno ao equipamento informar 6:30, o interruptor horário irá enviar o sinal de 220Vca à motorização, que irá efetuar a manobra

do disjuntor, e quando o relógio interno informar 17:30, o sinal 220V será interrompido, e o disjuntor será aberto.

O interruptor horário considerado no estudo será da fabricante COEL, modelo BWT40HR e possui um consumo aproximado de 4,4VA durante todo o tempo em que o mesmo estiver energizado, conforme informado pelo fabricante na Tabela 13.

Tabela 13 - Dados Técnicos do interruptor horário

Alimentação	Vca	100 a 240
Frequência da rede	Hz	48 a 63
Consumo aproximado	VA	4,4
Temperatura ambiente de operação	°C	0 a 55
Temperatura ambiente de armazenam.	°C	- 40 a 70
Umidade relativa do ar	%	35 a 85 (não condensado)
Precisão (a 20°C)	seg/dia	± 2,0
Display	Tipo	LCD multi-indicativo
Quantidade de programas	memórias	40
Intervalo mínimo entre programas	segundos	0 a 59 (função pulso)
Periodicidade dos programas		diárias e/ou semanais
Autonomia da bateria		aproximadamente 4 anos
Saída(s)	BWT40 HRR	2 SPST-NA-8 A @ 250 Vca, cos φ = 1
	BWT HR	1 SPDT 16 A @ 250 Vca, cos φ = 1
Funções adicionais		horário de verão
		acionamento manual da saída
Peso aproximado	gramas	110

Fonte: COEL

5.2 CUSTOS DA SOLUÇÃO

Para o desenvolvimento da solução apresentada, será necessário a aquisição dos itens conforme apresenta a Tabela 14.

Tabela 14 - Custos CAPEX para solução apresentada

QTD	DESCRIÇÃO	FABRICANTE	PREÇO UNITÁRIO (R\$)	PREÇO TOTAL (R\$)
01	Acionamento motorizado, alimentação 220Vca, equipado com a alavanca de operação manual	WEG	R\$ 1.026,45	R\$ 1.026,45
01	Interruptor horário, alimentação 220Vca, com 2 saídas a relé	COEL	R\$ 90,00	R\$ 90,00
01	Custo de materiais miscelâneas em geral (cabos, terminais, etc.)	-	R\$ 40,00	R\$ 40,00
TOTAL				R\$ 1.146,45

Fonte: Autor

Além dos custos iniciais para a solução (CAPEX), o projeto irá acarretar custos adicionais de energia, sendo estes gastos mensais calculados conforme dados disponibilizados pelos fabricantes, ou seja:

Para o acionamento motorizado, onde a potência consumida é de 35W durante o tempo em que o disjuntor estiver fechado (17:30 às 6:30), então a potência do acessório deverá ser multiplicada pelo tempo de funcionamento no mês. Abaixo a Equação (4) pode ser verificado o consumo mensal do equipamento em horário fora de ponta, uma vez que o mesmo não estará em funcionamento durante o horário de ponta.

$$C_{hfp} = P * d * h = 0,035kW * 30d * 11h = 11,55 kWh \quad (4)$$

Onde:

C_{hfp} – Consumo em Horário Fora de Ponta kWh;

P – Potência do equipamento em kW;

d – Quantidade de dias mensais;

h – Quantidade de horas diárias.

Para o interruptor horário, o equipamento estará energizado durante todo o dia, sendo 20 horas em horário fora de ponta e 4 horas em horário de ponta, como os custos se diferenciam conforme o horário, será necessário dois cálculos para a análise, sendo representados pela Equação (5) e Equação (6).

$$C_{hfp} = P * d * h = 0,0044 * 30d * 21h = 2,772 kWh \quad (5)$$

$$C_{hnp} = P * d * h = 0,0044kW * 30d * 3h = 0,396 kWh \quad (6)$$

Onde:

C_{hfp} – Consumo em Horário Fora de Ponta kWh;

C_{hnp} – Consumo em Horário de Ponta kWh;

P – Potência do equipamento em kW;

d – Quantidade de dias mensais;

h – Quantidade de horas diárias.

Com base nas informações referentes aos custos da fatura de energia descritos no capítulo 4.1, podem ser observadas na Tabela 15 e Tabela 16 os gastos de operação da motorização do disjuntor e programador horário respectivamente.

Tabela 15 - Gastos OPEX Motorização

MÊS	BANDEIRA	DIAS NO MÊS	TARIFA HFP (R\$)	TARIFA HP (R\$)	CONSUMO HFP (kWh)	CONSUMO HP (kWh)	TOTAL (R\$)
JAN	VERDE	31,00	0,47	2,19	11,94	0,00	5,56
FEV	VERDE	28,00	0,47	2,19	10,78	0,00	5,03
MAR	VERDE	31,00	0,47	2,19	11,94	0,00	5,56
ABR	VERDE	30,00	0,47	2,19	11,55	0,00	5,39
MAI	AMARELA	31,00	0,48	2,21	11,94	0,00	5,77
JUN	VERDE	30,00	0,47	2,19	11,55	0,00	5,39
JUL	AMARELA	31,00	0,48	2,21	11,94	0,00	5,77
AGO	VERMELHA P1	31,00	0,52	2,25	11,94	0,00	6,22
SET	VERMELHA P1	30,00	0,52	2,25	11,55	0,00	6,02
OUT	AMARELA	31,00	0,48	2,21	11,94	0,00	5,77
NOV	VERMELHA P1	30,00	0,52	2,25	11,55	0,00	6,02
DEZ	AMARELA	31,00	0,48	2,21	11,94	0,00	5,77
TOTAL							R\$ 68,27

Fonte: Autor

Tabela 16 - Gastos OPEX Programador Horário

MÊS	BANDEIRA	DIAS NO MÊS	TARIFA HFP (R\$)	TARIFA HP (R\$)	CONSUMO HFP (kWh)	CONSUMO HP (kWh)	TOTAL (R\$)
JAN	VERDE	31,00	0,47	2,19	2,86	0,41	2,23
FEV	VERDE	28,00	0,47	2,19	2,59	0,37	2,02
MAR	VERDE	31,00	0,47	2,19	2,86	0,41	2,23
ABR	VERDE	30,00	0,47	2,19	2,77	0,40	2,16
MAI	AMARELA	31,00	0,48	2,21	2,86	0,41	2,29
JUN	VERDE	30,00	0,47	2,19	2,77	0,40	2,16
JUL	AMARELA	31,00	0,48	2,21	2,86	0,41	2,29
AGO	VERMELHA P1	31,00	0,52	2,25	2,86	0,41	2,41
SET	VERMELHA P1	30,00	0,52	2,25	2,77	0,40	2,33
OUT	AMARELA	31,00	0,48	2,21	2,86	0,41	2,29
NOV	VERMELHA P1	30,00	0,52	2,25	2,77	0,40	2,33
DEZ	AMARELA	31,00	0,48	2,21	2,86	0,41	2,29
TOTAL							R\$ 27,04

Fonte: Autor

6 MEDIÇÃO DAS PERDAS REAIS DO TRANSFORMADOR

Focando em uma análise real das perdas, foram realizadas medições do consumo de energia da usina durante a operação a vazio, como os inversores não estarão injetando energia da rede, o transformador será a principal carga da usina, tornando possível a medição aproximada do consumo total.

6.1 RESULTADOS OBTIDOS

A Tabela 17, mostra os resultados de consumo obtidos pelo analisador, considerando o intervalo entre, segunda-feira, 01/06/2020 17:30:00 e terça-feira, 02/06/2020 06:30:00.

Tabela 17 – Resultados obtidos pelo transformador de potência

FASE	Fora de ponta					Ponta				
	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP
A	0,616	0,000	1,196	1,345	0,458	0,616	0,000	1,196	1,345	0,458
B	0,770	0,000	1,563	1,742	0,442	0,770	0,000	1,563	1,742	0,442
C	0,814	0,000	1,366	1,590	0,512	0,814	0,000	1,366	1,590	0,512
Total	2,200	0,000	4,754	5,238	0,420	1,650	0,000	3,415	3,793	0,435
FASE	Reservado					Total				
	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP
A	0,616	0,000	1,196	1,345	0,458	1,848	0,000	3,587	4,035	0,458
B	0,770	0,000	1,563	1,742	0,442	2,310	0,000	4,688	5,226	0,442
C	0,814	0,000	1,366	1,590	0,512	2,442	0,000	4,097	4,770	0,512
Total	3,300	0,000	6,181	7,006	0,471	7,150	0,000	14,350	16,038	0,444

Fonte: Relatório de Medição RE6000

Em relação aos intervalos de ponta, fora de ponta e reservado, os horários pré-estabelecidos pelo equipamento são:

- Intervalo – Fora de ponta: 06:00 - 18:00 21:00 – 24:00
- Intervalo – Ponta: 18:00 – 21:00
- Intervalo – Reservado: 00:00 – 06:00

Nos resultados obtidos, pode-se observar que o consumo da usina no momento em que a mesma não está gerando energia é de 7,150kWh. Segundo o relatório de ensaio do transformador (Tabela 8), as perdas a vazio do mesmo é de 0,240kW, sendo assim, para o consumo em kWh durante o intervalo analisado, era esperado um resultado próximo a 3,12kWh.

Outro ponto que deve ser notado é o baixo fator de potência identificado pelo equipamento, tal valor era esperado, uma vez que o transformador operando a vazio é uma carga indutiva.

Através dos dados obtidos pela medição, é possível calcular a média dos gastos financeiros mensais, acarretados pela operação do transformador a vazio, uma vez que, o valor coletado pelo analisador de energia, evidenciados na Tabela 17, que representa o consumo diário do transformador a vazio, multiplicado pela quantidade de dias do respectivo mês, tem-se o resultado do consumo total em cada mês.

A Tabela 18 mostra o cálculo dos gastos financeiros, médio anual, da operação do transformador a vazio, considerando as bandeiras mensais utilizadas em 2020 e os custos de energia elétrica de 2019.

Tabela 18 – Gastos financeiros, médio anual, para operação de transformador a vazio –
Conforme dados da medição

MÊS	BANDEIRA	VALOR kWh HFP (R\$)	VALOR kWh HP (R\$)	CONSUMO HFP (kWh)	CONSUMO HP (kWh)	GASTO TOTAL (R\$)
JANEIRO	VERDE	0,47	2,19	170,50	51,15	R\$ 191,60
FEVEREIRO	VERDE	0,47	2,19	154,00	46,20	R\$ 173,06
MARÇO	VERDE	0,47	2,19	170,50	51,15	R\$ 191,60
ABRIL	VERDE	0,47	2,19	165,00	49,50	R\$ 185,42
MAIO	AMARELA	0,48	2,21	170,50	51,15	R\$ 195,50
JUNHO	VERDE	0,47	2,19	165,00	49,50	R\$ 185,42
JULHO	AMARELA	0,48	2,21	170,50	51,15	R\$ 195,50
AGOSTO	VERMELHA P1	0,52	2,25	170,50	51,15	R\$ 203,70
SETEMBRO	VERMELHA P1	0,52	2,25	165,00	49,50	R\$ 197,12
OUTUBRO	AMARELA	0,48	2,21	170,50	51,15	R\$ 195,50
NOVEMBRO	VERMELHA P1	0,52	2,25	165,00	49,50	R\$ 197,12
DEZEMBRO	AMARELA	0,48	2,21	170,50	51,15	R\$ 195,50
TOTAL						R\$ 2.307,02

Fonte: Autor

A Tabela 18 mostra uma média de gasto anual da operação a vazio do transformador de acoplamento, conforme resultados obtidos pelo analisador de energia. Comparando com os dados da Tabela 11, onde é calculado o gasto anual de acordo com o valor da perda a vazio informado pelo fabricante do transformador, a diferença é maior que o esperando,

sendo verificado uma diferença de 45% entre os resultados, um valor que pode influenciar na tomada de decisão da implantação da solução proposta pelo trabalho.

7 ESTUDO DE VIABILIDADE FINANCEIRA DA SOLUÇÃO

Como houve uma grande diferença entre a análise teórica e a análise prática do levantamento dos custos gerados pela operação do transformador a vazio, serão demonstrados dois fluxos de caixa, sendo um para cada situação.

Para o estudo será considerado um reajuste de 3% ao ano nos de custos referentes à energia elétrica, que serão acrescentados na coluna de OPEX e Economia, que são gastos com energia elétrica.

O fluxo de caixa, levando em consideração os dados obtidos na medição do analisador de energia, descrito na Tabela 19, apresenta um retorno de investimento em prazo menor que um ano, já o fluxo de caixa, levando em consideração os dados informados pelo relatório de ensaio do transformador, descrito na Tabela 20, apresenta um retorno de um ano e três meses.

A diferença entre os estudos se dá pela diferença verificada entre o consumo do transformador obtido pelo analisador de energia, e o consumo à vazio informado pelo fabricante do equipamento através do relatório de ensaio de rotina.

Tabela 19 - Análise de fluxo de caixa simples, conforme dados da medição de análise de energia

Ano	CAPEX (R\$)	OPEX (R\$)	ECONOMIA (R\$)	FC anual (R\$)	FC Acumulado (R\$)
0	-1.146,45	0,00	0,00	-1.146,45	-1.146,45
1	0,00	-95,31	2.307,02	2.211,71	1.065,26
2	0,00	-98,17	2.376,23	2.278,06	3.343,32
3	0,00	-101,11	2.447,52	2.346,40	5.689,72
4	0,00	-104,15	2.520,94	2.416,80	8.106,52
5	0,00	-107,27	2.596,57	2.489,30	10.595,82
6	0,00	-110,49	2.674,47	2.563,98	13.159,80
7	0,00	-113,81	2.754,70	2.640,90	15.800,69
8	0,00	-117,22	2.837,34	2.720,12	18.520,82
9	0,00	-120,74	2.922,46	2.801,73	21.322,55
10	0,00	-124,36	3.010,14	2.885,78	24.208,33
11	0,00	-128,09	3.100,44	2.972,35	27.180,68
12	0,00	-131,93	3.193,46	3.061,52	30.242,20
13	0,00	-135,89	3.289,26	3.153,37	33.395,57
14	0,00	-139,97	3.387,94	3.247,97	36.643,54
15	0,00	-144,16	3.489,57	3.345,41	39.988,95
16	0,00	-148,49	3.594,26	3.445,77	43.434,73
17	0,00	-152,94	3.702,09	3.549,15	46.983,87
18	0,00	-157,53	3.813,15	3.655,62	50.639,49
19	0,00	-162,26	3.927,55	3.765,29	54.404,78
20	0,00	-167,13	4.045,37	3.878,25	58.283,03
21	0,00	-172,14	4.166,73	3.994,59	62.277,62
22	0,00	-177,30	4.291,74	4.114,43	66.392,05
23	0,00	-182,62	4.420,49	4.237,87	70.629,92
24	0,00	-188,10	4.553,10	4.365,00	74.994,92
25	0,00	-193,75	4.689,70	4.495,95	79.490,87
PAYBACK SIMPLES				< 1 ano	

Fonte: Autor

Tabela 20 - Análise de fluxo de caixa simples, conforme dados teóricos

Ano	CAPEX (R\$)	OPEX (R\$)	ECONOMIA (R\$)	FC anual (R\$)	FC Acumulado (R\$)
0	-1.146,45	0,00	0,00	-1.146,45	-1.146,45
1	0,00	-95,31	1.040,26	944,95	-201,50
2	0,00	-98,17	1.071,47	973,30	771,80
3	0,00	-101,11	1.103,61	1.002,50	1.774,30
4	0,00	-104,15	1.136,72	1.032,57	2.806,87
5	0,00	-107,27	1.170,82	1.063,55	3.870,42
6	0,00	-110,49	1.205,95	1.095,46	4.965,87
7	0,00	-113,81	1.242,12	1.128,32	6.094,19
8	0,00	-117,22	1.279,39	1.162,17	7.256,36
9	0,00	-120,74	1.317,77	1.197,03	8.453,40
10	0,00	-124,36	1.357,30	1.232,95	9.686,34
11	0,00	-128,09	1.398,02	1.269,93	10.956,28
12	0,00	-131,93	1.439,96	1.308,03	12.264,31
13	0,00	-135,89	1.483,16	1.347,27	13.611,58
14	0,00	-139,97	1.527,66	1.387,69	14.999,27
15	0,00	-144,16	1.573,49	1.429,32	16.428,59
16	0,00	-148,49	1.620,69	1.472,20	17.900,79
17	0,00	-152,94	1.669,31	1.516,37	19.417,16
18	0,00	-157,53	1.719,39	1.561,86	20.979,02
19	0,00	-162,26	1.770,97	1.608,71	22.587,73
20	0,00	-167,13	1.824,10	1.656,98	24.244,71
21	0,00	-172,14	1.878,83	1.706,68	25.951,40
22	0,00	-177,30	1.935,19	1.757,89	27.709,28
23	0,00	-182,62	1.993,25	1.810,62	29.519,90
24	0,00	-188,10	2.053,04	1.864,94	31.384,84
25	0,00	-193,75	2.114,63	1.920,89	33.305,73
PAYBACK SIMPLES				1 ano e 2 meses	

Fonte: Autor

8 CONCLUSÃO

A inclusão do sistema de abertura e fechamento automática do disjuntor que conecta a rede elétrica à Usina Engefame apresentou-se bastante eficaz no ponto de vista financeiro, porém, devido a não aprovação do proprietário da usina, o seccionamento automático não foi instalado.

Outro ponto que deve ser observado no trabalho é a diferença entre os gastos da operação a vazio do transformador, no ponto de vista prático, e no ponto de vista teórico. Tal diferença pode ser explicado pelo consumo de equipamentos além do transformador como: Circuito eletrônico dos inversores de frequência, alimentação dos *Dataloggers*, que é o equipamento que conecta os inversores ao *software SolarView*, outro quesito que pode explicar a diferença são os valores fornecidos pelo fabricante do transformador de acoplamento no que se refere aos ensaios de rotina, uma vez que os ensaios não foram acompanhados.

O estudo revelou, a priori, que a Usina FV Engefame terá um gasto de aproximadamente R\$ 2.307,02 ao ano, mantendo a operação do transformador a vazio durante as 17:30 e 06:30, se for observado os dados obtidos pelos analisadores de energia. Porém, enquanto analisamos os dados fornecidos pelo fabricante do transformador, o gasto anual é de R\$ 1.040,26, uma diferença superior a 100% que pode afetar a tomada de decisão pela implantação da solução.

Contudo, para as duas análises, o sistema apresentou um baixo prazo de *payback* (analisando por *payback* simples), o que apresenta uma alta atratividade financeira da solução técnica proposta.

A elaboração do trabalho também pode abrir caminho para um estudo sobre a utilização do inversor de frequência durante o período de ociosidade, de forma que o mesmo possa contribuir para o sistema de distribuição de energia com a injeção de potência reativa e correção do fator de potência, principalmente no horário de ponta.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Ministério da Educação. **PROJETO DAS INSTALAÇÕES HIDRÁULICAS. 2013.** Fundo Nacional de Desenvolvimento da Educação. Coordenação Geral de Infraestrutura – CGEST. Disponível em: <http://www.sectec.gov.br/cge/Valparaiso/Hidraulico/Hidr%C2%A0ulico%20-%20Memorial.pdf>. Acesso em: 12 de abr. 2020.

BUDEL, Deives Antonio. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos em residências.** 2017. Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado ao Centro de Tecnologia da Universidade Federal de Santa Maria.

CARNEIRO, Joaquim. **Dimensionamento de sistemas Fotovoltaicos. SISTEMAS LIGADOS À REDE E SISTEMAS AUTÓNOMOS.** 2018. Disponível em: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16965/1/DIMENSIONAMENTO%2520DE%2520SISTEMAS%2520FOTOVOLTAICOS.pdf>. Acesso em: 7 abr. 2020.

CASARO, M. M.; MARTINS, D. C. Controle & Automação. **Processamento eletrônico da energia solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica.** Ed. 3. São Paulo: Atlas, 2010.

UMANS, Stephen D., **Maquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley.** Ed. 7. Porto Alegre: AMGH, 2014.

AZEVEDO, G. M. de S. **Controle e Operação de Conversores em Microrredes.** Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, Agosto 2011.

DASSI et al., Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil. XXII Congresso Brasileiro de Custos – Foz do Iguaçu, PR, Brasil, 11 a 13 de novembro de 2015.

DIAZ, A. C. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos** - Grupo de Trabalho de 2005 – Energia Solar – GTES. CEPTEL-CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Ed. Especial. PRC - PRODEEM. 2005.

DUTRA, J. C. D. N.; BOFF, V. Â.; SILVEIRA, J. S. T.; ÁVILA, L. V. Uma Análise do Panorama das Regiões Missões e Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul sob o Prisma da Energia Eólica e Solar Fotovoltaica como Fontes Alternativas de Energia. **Revista Paranaense de Desenvolvimento-RPD**, v. 34, n. 124, p. 225-243, 2019.

KNIJNIK, R. **Energia e meio ambiente em Porto Alegre:** bases para o desenvolvimento. Porto Alegre, CPEA, 2003.

MUNOZ, M. A.; ALONSO-GARCIA, M. C.; NIEVES, V.; CHENLO, F. **Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions.** Solar Energy 85, 2264–2274. 2011.

OLIVEIRA, S. H. F. **Geração Distribuída de Eletricidade: inserção de edificações fotovoltaicas conectadas à rede no estado de São Paulo.** São Paulo: Atlas, 2017.

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. 2008

QUAGLIA, R.B. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Como Geradores Distribuídos: A Situação Recente no PVPS-AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA e no Cenário Brasileiro Trabalho apresentado ao 1º Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, Brasil – 2010.**

RABUSKE, Rodrigo; FONTOURA, Fernando Batista Bandeira da. Análise da viabilidade para implantação de energia fotovoltaica com utilização para sombreamento de estacionamento. 2016. XXXVI ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO. Contribuições da Engenharia de Produção para Melhores Práticas de Gestão e Modernização do Brasil. João Pessoa/PB, Brasil, de 03 a 06 de outubro de 2016.

RAMPINELLI, G. **Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Porto Alegre: Tese de Doutorado, 2018.

RODRÍGUEZ, P. **Photovoltaic Invert Structures.** In: TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. edition first. ed. New Delhi, India: John Wiley & Sons, Ltd, 2011

RUTHER, R. **Instalações solares fotovoltaicas integradas a edificações urbanas e interligadas à rede elétrica pública.** Ed. 4. Florianópolis: Edipurcs, 2019.

SANTOS JR; REIS, S. L. **Análise de materiais e técnicas de encapsulamento de módulos fotovoltaicos.** Programa de pós-graduação em engenharia e tecnologia de materiais. PUCRS – Pontifícia Universidade Católica do Rio grande do Sul, Porto Alegre, 2008

TREVISAN, A. S. **Efeitos da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão.** Trabalho de Conclusão de curso. Departamento Acadêmico de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2011. Disponível em: <<http://www.eletrica.ufpr.br>>. Acesso em: 7 abr. 2020

VIANA, T. de S. **Integração de Sistemas Fotovoltaicos à Arquitetura. IX ENCAC: Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído.** Ouro Preto, 2007. Disponível em: <<http://www.lepten.ufsc.br>>. Acesso em: 12 abr. 2020.

XAVIER, G. A. **Simulação de Micro Redes de Energia com Geração Fotovoltaica e Armazenamento de Energia.** Dissertação. Viçosa, 2011. Disponível em: <<http://www.tede.ufv.br>>. Acesso em: 12 abr. 2016

ZILLES, R. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** Editora Oficina de Textos. São Paulo, 2012.

ABSOLAR. **Confira a análise da ABSOLAR dos dados do mercado solar fotovoltaico brasileiro**. 2020. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/confira-os-numeros-de-mercado-do-setor-solar-fotovoltaico-da-absolar.html>. Acesso em: 10 de out. 2020.

ARAÚJO, Ana Júlia Nunes De; RANK, Narah Iuata; BUENO, Talita Bezerra De Araujo. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Curitiba, 2016. Disponível em: http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/11997/1/CT_COELE_2016_2_21.pdf. Acesso em: 10 de out. 2020.

ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR. 2017. Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J. Lopes de Lima; Ricardo Rüther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza - 2.ed. -- São José dos Campos: INPE, 2017. 88p.: il. (E-BOOK).

CARLESSO, Franciele et al Conceitos básicos de radiômetros de substituição elétrica para medidas da Irradiância Solar Total. Rev. Bras. Ensino Fís., São Paulo, v. 41, n. 2, 2019. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1806-11172019000200418&lng=en&nrm=iso. Acesso em: 10 de out. 2020.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014. http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 10 de out. 2020.

OLIVEIRA, Ricardo de. **Modelos de geração fotovoltaica e avaliação da influência nos índices de confiabilidade de sistemas de distribuição**. 2019.

OLIVEIRA, Luís Guilherme Monteiro. **Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos e conectados à rede elétrica**. Tese de Doutorado submetida à Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. 2017. <https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1119D.PDF>. Acesso em: 10 de out. 2020.

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. 2008.

SILVA, Pedro Henrique Tronco; FLORIAN, Fabiana; PESTANA, Fernando Augusto Baptistini. **Sistema fotovoltaico: estudo de perdas**. 2018. Disponível em: <https://semanaacademica.org.br/artigo/sistema-fotovoltaico-estudo-de-perdas>. Acesso em: 10 de out. 2020.

THEVENARD, D., PELLAND, S. **Estimating the Uncertainty in Long-Term**

Photovoltaic Yield Predictions. Solar Energy, Vol. 91, pp. 432-445, 2013.

URBANETZ JR, J.; CASAGRANDE JR, E.; TIEPOLO, G. M. Análise do desempenho de dois anos de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do escritório verde da UTFPR. V Congresso Brasileiro de energia solar. 2014.