

ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLANTAÇÃO DE ENERGIA SOLAR EM COOPERATIVA NO OESTE DE SANTA CATARINA¹

Vinícios Matheus Simon²
Marcelo Kenzi Makiyama³
Paulo Miguel de Toni⁴

RESUMO

Este estudo de viabilidade, objetiva a proposição da implantação de um sistema fotovoltaico para diminuição do custo de energia elétrica na sede administrativa de uma Cooperativa do Oeste Catarinense. Foi necessário efetuar uma análise do consumo do local, características da área, para posterior dimensionamento de acordo com as metodologias propostas. Sendo necessário uma área de 310,4m², o sistema dimensionado é composto de 160 módulos fotovoltaicos, totalizando uma potência de 57,6 kWp, tendo uma geração anual de 84.030,00 kWh suprindo a demanda necessária da unidade consumidora. O custo total para implantação do sistema é de R\$ 251.211,30 o que representa um valor de R\$ 4.361,31 por kWp instalado. Efetuou-se a análise de *payback*, a qual resultou no retorno do investimento em aproximadamente 4 anos e 1 mês.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico. Dimensionamento. Viabilidade. *Payback*.

1 INTRODUÇÃO

Observando-se o cenário mundial, nota-se que em todos os segmentos atualmente busca-se a sustentabilidade e a preservação do meio ambiente, as formas de produção de energia estão constantemente sendo revistas para um menor impacto na natureza. Da mesma forma no Brasil, busca-se uma maior produção de energia com menos recursos. Ao falarmos sobre a energia elétrica, destacamos a grande demanda que existe em nosso País, devido a sua grande extensão territorial.

Sabe-se que a energia advinda das hidrelétricas representa mais da metade da energia produzida no Brasil, sendo ela de grande importância para o nosso sistema elétrico, porém, existem formas de produção as quais também são renováveis e naturais e não causam grandes impactos na natureza, dentre elas destaca-se a energia solar fotovoltaica, que está em constante crescimento no mundo, sendo a mesma proveniente do sol, um recurso natural e inesgotável.

¹ Artigo Científico apresentado como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista pela UCEFF.

² UCEFF Faculdades. Acadêmico do Curso de Engenharia Elétrica. E-mail vinisimon.pzo@gmail.com.

³ UCEFF Faculdades. Esp. em Engenharia Elétrica. E-mail marcelokem@uceff.edu.br.

⁴ Docente do curso de Eng.enharia Mecânica UCEFF. E-mail: paulomiguel@uceff.edu.br.

Levando em consideração o ano de 2019, o mercado de energia solar no Brasil cresceu 212%, alcançando a marca de 2,4 GW instalados (PORTAL SOLAR, 2020). Em comparação com o ano de 2019, até o presente momento em 2020 a capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) é de aproximadamente 3,0 GW segundo dados do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2020), representando este valor 1,8% de toda a capacidade instalada. Ainda de acordo com a ONS, está projetado um aumento significativo, onde em 2024 a porcentagem solar alcançara 2,4% de toda capacidade instalada no SIN, chegando assim a aproximadamente 4,3 GW.

Essa forma de gerar energia pode trazer diversas vantagens como diminuição do custo da fatura de energia elétrica, valorização do imóvel, sendo uma energia que não polui, não faz barulho e tem pouca manutenção, dentre outros motivos, que fazem com que essa forma de produção de energia elétrica, seja cada vez mais utilizada em nossa sociedade.

Tendo em consideração os benefícios que a mesma pode trazer e partindo da necessidade de uma Cooperativa no oeste de Santa Catarina, onde o alto custo da energia elétrica em sua sede administrativa (Matriz) vem sendo um empecilho para futuros investimentos, indaga-se: **como dimensionar um sistema de microgeração fotovoltaica para autoconsumo na sede administrativa da cooperativa tratada em questão?**

Assim sendo, o objetivo geral deste estudo é propor a implantação do sistema fotovoltaico para redução do custo de energia elétrica, para este propósito, faz -se necessário estudar a viabilidade técnica para implementação do sistema, investigar o local, analisar o histórico de consumo, dimensionar os equipamentos e verificar o retorno financeiro (*payback*) que o sistema trará a cooperativa.

Considerando os gastos que se tem com energia elétrica na sede administrativa desta empresa, a escolha do tema se justifica através disso, trazer uma possível forma de economia a Cooperativa, aliado a melhora na eficiência energética, bem como aproveitar o potencial da radiação solar que está disponível a todos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 HISTÓRICO ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Como todas as coisas e objetos, a energia solar fotovoltaica também teve um começo, como o próprio nome já diz, a energia solar fotovoltaica, tem como principal origem o sol,

considerada a maior estrela do sistema solar, a origem da energia solar fotovoltaica ocorreu em 1839, com a descoberta do efeito fotovoltaico por Alexandre Becquerel (PORTAL SOLAR, 2016).

2.1.1 O efeito fotovoltaico

Alexandre Becquerel o pioneiro da descoberta do efeito fotovoltaico, foi então quem descobriu a energia que poderia vir advindo do sol no ano de 1839, descoberta essa, que aconteceu quando o mesmo realizava algumas experiências com eletrodos e percebeu que sim com a luz do sol era possível obter energia elétrica. Em seu experimento tinham placas metálicas, de prata e de platina, ocorria que ao mergulhar estas placas em um eletrólito e expostas a luz solar, as mesmas produziam uma diferença de potencial. A este fenômeno, foi dado o nome de efeito fotovoltaico (EBES, 2017).

2.1.2 A célula Fotovoltaica

Passados então aproximadamente 45 anos, no ano de 1884, aparece então a primeira célula fotovoltaica, usando o selênio, obtendo-se uma eficiência de apenas 1%. Porém somente com a ajuda de Albert Einstein explicando sobre o efeito fotoelétrico no ano 1905, com a teoria das bandas de energia, física dos semicondutores, processos de purificação, dopagens aplicadas aos transmissores, que o processo como um todo começou sua evolução. Einstein ganhou o prêmio Nobel de física com esta descoberta em 1923. Após alguns anos, em 1954, desenvolvida pelos pesquisadores Calvin Fuller (químico), Gerald Pearson (físico) e Daryl Chapin (engenheiro) foi anunciada a primeira célula fotovoltaica com o uso do silício, já com uma eficiência de 6%, isso em um laboratório americano (EBES, 2017).

A Energia Solar fotovoltaica passou então de uma tecnologia futurística que era de difícil acesso, para uma realidade que começou a desenvolver-se em grande escala, e como os aprimoramentos necessários para uma melhor eficiência, sendo hoje uma energia necessária para o presente (EBES, 2017).

2.2 PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Ao descrever os componentes de um sistema de energia solar fotovoltaica, tem-se diversos itens, porém neste tópico serão destacados os principais, que segundo Ayrão (2018), são os módulos fotovoltaicos e os inversores do sistema.

2.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Antes do destaque do tópico que são os módulos, faz-se necessário entender sobre as células fotovoltaicas, que são os componentes que formam os módulos. As células são divididas em 3 tipos principais: células de silício cristalino, subdivididas em monocristalino e policristalino, e células do tipo silício amorfo (MACHADO, C.T; MIRANDA, F.S, 2015).

As células monocristalinas são compostas por um lingote de silício, já as policristalinas são compostas por vários cristais de silício. A diferença entre elas é a eficiência e o valor, sendo as monocristalinas com uma eficiência um pouco melhor e conseqüentemente um custo mais elevado em comparação com as policristalinas. As células de silício amorfo são produzidas por filmes finos de silício, sendo assim não forma uma rede cristalina uniforme, tendo sua eficiência bem menor comparada as outras (MACHADO, C.T; MIRANDA, F.S, 2015).

Sendo assim, a potência máxima que pode ser alcançada por uma única célula, não excede em geral os 3,0 W, o que se torna insuficiente para a maioria das aplicações. Com isso se agrupam as células (normalmente ligadas em série), formando os módulos fotovoltaicos, vale ressaltar que a corrente gerada pelos módulos é em CC – Corrente Contínua (CARNEIRO, 2010).

2.2.2 Inversores

Os inversores solares têm um papel fundamental no funcionamento do sistema fotovoltaico, no caso de sistemas conectados na rede (*On-Grid*), eles tem o papel de inverter a energia elétrica gerada pelo módulo solar, que é gerada em corrente contínua, para corrente alternada, corrente esta exigida por grande maioria dos equipamentos elétricos. Os inversores são responsáveis também pela sincronia da rede em sistemas conectados (VILLALVA, 2015).

Nos sistemas autônomos (*Off-Grid*), os inversores CC-CA, são os responsáveis de fornecer tensões elétricas alternadas nos seus terminais, isto na forma de onda senoidal pura,

para alimentação dos consumidores, são então fontes de tensão e nos sistemas conectados a rede são fontes de corrente.(VILLALVA, 2015).

Segundo Ayrão (2018), na atualidade, existem dois tipos de inversores, os inversores de *string* e os inversores com tecnologia MLPE (*module level power electronics*).

Os inversores de *string* utilizam um tipo de tecnologia, onde uma quantidade de módulos está ligada em conjuntos de séries e paralelos, formando os arranjos fotovoltaicos. Já os inversores com tecnologia MLPE, são subdivididos em micro inversores, que funcionam exatamente como os inversores só que em miniatura, indicados para pequenas quantidades de módulos e os inversores com otimizadores de potência, os quais visam maximizar a geração de energia, cada módulo trabalhando com seu ponto de máxima potência (AYRÃO, 2018).

2.3 TIPOS DE SISTEMAS

Os sistemas fotovoltaicos são geralmente classificados de acordo à forma como é feita a geração ou a entrega da energia elétrica, portanto neste tópico serão apresentados esses tipos de sistemas fotovoltaicos, os quais podem ser isolados ou conectados à rede.

2.3.1 Sistema *Off-Grid* - Isolado

O sistema *Off-Grid*, pode ser considerado um sistema isolado, pois não há ligação com a rede de distribuição de energia. Este sistema visa atender o consumo próprio, geralmente em locais onde não há rede elétrica e pode alimentar cargas em corrente contínua e também em corrente alternada com o uso do inversor, são utilizadas baterias para armazenamento da energia (AYRÃO, 2018).

2.3.2 Sistema *On-Grid* – Conectado à Rede

Este tipo de sistema, consiste em ser conectado diretamente a rede da concessionária de energia, ou seja, são aqueles sistemas em que a potência produzida pelo gerador fotovoltaico é diretamente entregue a rede elétrica. Sendo necessário a utilização de um inversor, para que não haja uma degradação do sistema elétrico ao qual se conecta o gerador fotovoltaico (ZAMPOLI, 2017).

Ainda neste sistema, segundo Ayrão (2018), quando o consumo de energia é inferior à geração, ou seja, quando há uma sobra, o excedente é injetado na rede, podendo gerar créditos, que podem ser compensados em outros meses ou em outras faturas de mesma titularidade.

2.4 FATORES QUE INFLUENCIAM NA GERAÇÃO

Diversos fatores podem influenciar na geração dos sistemas fotovoltaicos, segundo Ayrão (2018), é de extrema importância levar em consideração estes fatores, pois a ideia que um sistema consiga absorver toda sua potência nominal não se sustenta. Serão apresentados os principais fatores de influência neste tópico.

2.4.1 Irradiância

A Irradiância, grandeza essa que também pode ser chamada de irradiação, é expressa pela unidade de W/m^2 (Watt por metro quadrado). Refere-se a uma unidade de potência por área (VILLALVA, 2015). Quanto maior então for esta irradiância sobre o módulo, também maior será a corrente produzida pelo mesmo.

Ainda segundo Villalva (2015), existem tipos diferentes de radiação solar, que são a radiação direta e a radiação difusa, que somadas formam a radiação global. A radiação direta são os raios solares que incidem diretamente no módulo e a difusa corresponde aos raios solares que chegam indiretamente ao plano, sendo o resultado da difração na atmosfera e da reflexão da luz a poeira, nuvens e outros objetos.

Importante aqui destacar sobre as condições padrão para avaliações de módulos diferentes que são denominadas “*Standard Test Conditions*” (STC) e “*Nominal Operations Cell Temperature*” (NOCT). A condição STC tem o objetivo de informar o desempenho do módulo com suas determinadas configurações a uma condição de temperatura de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ e a uma irradiância de $1.000\text{ W}/m^2$. Já a condição NOCT leva em consideração condições mais normais de operação, levando em conta que nem sempre o sistema terá as condições STC citadas acima. Os módulos então são ensaiados considerando uma temperatura de $45 (+|-3)\text{ }^{\circ}\text{C}$ em uma irradiação de $800\text{ W}/m^2$. Portanto tanto as condições STC quanto a NOCT são determinadas sempre em função da irradiância, conseqüentemente, os valores de potência instantânea de um módulo variam em função da irradiância instantânea (AYRÃO, 2018).

2.4.2 Orientação / Inclinação

Normalmente, para se ter uma operação adequada e eficiente, os módulos devem estar orientados em direção a linha do equador. Levando em consideração o hemisfério sul, a face dos módulos deve estar orientada em direção ao norte verdadeiro ou norte real, pois normalmente o norte verdadeiro difere do norte magnético – que geralmente é indicado pela bússola (PINHO; GALDINO, 2014).

Segundo Villalva (2015), não existe um consenso geral sobre o melhor método de escolher o ângulo de inclinação para instalação de um módulo solar. É possível determinar para uma latitude geográfica, um ângulo de inclinação que possibilite uma boa produção média de energia ao longo do ano, de acordo com o Quadro 1.

Quadro 1 – Escolha do ângulo de inclinação do módulo.

| Latitude geográfica do local | Ângulo de inclinação recomendado. |
|------------------------------|---------------------------------------|
| 0° a 10° | $\alpha = 10^\circ$ |
| 11° a 20° | $\alpha = \text{latitude}$ |
| 21 a 30° | $\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$ |
| 31° a 40° | $\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$ |
| 41° ou mais | $\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$ |

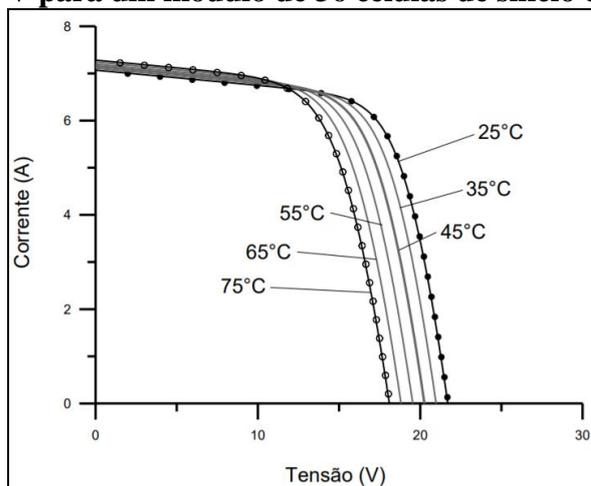
Fonte: Adaptado de Villalva (2015).

Para Pinho e Galdino (2014), para geração máxima ao longo de todo o ano, o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos deve ser igual a latitude do local onde o sistema será instalado, e ainda dizem que pequenas variações na inclinação não resultam em grandes mudanças na energia gerada anualmente e a inclinação pode variar de $+10^\circ$ a -10° da latitude geográfica do local.

2.4.3 Temperatura e Sombreamento

A variação da temperatura nas células que compõem o módulo pode ocorrer pela incidência de radiação solar e variação de temperatura ambiente. Em condições normais de operação sabe-se que ao se elevar a temperatura da célula, ocorre uma queda de tensão significativa, sendo que a corrente sofre uma elevação quase insignificante, não compensando, pelas altas perdas de tensão (PINHO, GALDINO, 2014).

Gráfico 1 – Efeito causado pela variação de temperatura sobre a curva característica I-V para um módulo de 36 células de silício cristalino, sob irradiância de 1.000 W/m²



Fonte: Pinho;Galdino (2014).

O efeito de sombreamento também é um dos mais importantes a ser destacado nos fatores que influenciam na geração, pois os módulos de Silício contêm as células associadas em série. Então, quando uma ou mais destas células receber menos radiação solar (ocasionada pelo sombreamento) do que as outras da mesma associação, a corrente de todo o conjunto série vai ser afetada, pela limitação da corrente daquelas com sombreamento (PINHO; GALDINO, 2014).

Comparando este efeito de sombreamento com a temperatura, temos que quando se tem um sombreamento parcial, a tensão dos módulos não sofre grande influência, com isso, o que acaba tendo maior impacto é a corrente, a mesma pode ter uma redução significativa, vindo a afetar também a potência que será consequentemente menor (TRAMONTINA, 2020).

2.5 DIMENSIONAMENTO

Segundo Ayrão (2018), para se determinar a energia estimada que um sistema fotovoltaico pode gerar, faz-se necessário saber qual a insolação média do local tratado em questão. Esses valores de insolação podem ser retirados de atlas solarimétricos ou do site CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica). Com os valores de insolação, pode-se calcular a energia anual através da Equação 1.

$$E_p = E_s \times A_m \times h \times 365 \quad (1)$$

Sendo:

E_p = Energia anual produzida;

E_s = Insolação média diária;

A_m = Área do módulo;

h = Rendimento do módulo;

365 = Dias do ano.

O resultado desta equação nos trará o resultado dos valores de geração sem considerar as perdas. Estas perdas normalmente são consideradas na faixa de 20%. Aplicando essas perdas em um fator dentro da equação e calculando a energia diária produzida por um módulo, temos a Equação 2.

$$E_d = E_s \times A_m \times h \times T_d \quad (2)$$

Sendo:

E_d = Energia diária produzida por um módulo em kWh;

E_s = Radiação média que incide sobre a superfície daquele local em kWh/m²/dia;

A_m = Área ocupada pelo módulo em m²;

h = Rendimento do módulo em %;

T_d = Taxa de desempenho relacionado a perdas (cabos, sujeira) em %.

Ainda segundo Ayrão (2018), os cálculos desta metodologia produzem resultados prévios aceitáveis para o dimensionamento, no entanto como forma de aprimoramento existem diversas ferramentas computacionais para auxílio no dimensionamento.

2.6 PROTEÇÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Em sistemas solares fotovoltaicos, como em outros sistemas, as proteções elétricas são fundamentais para segurança e operação confiável de todo o conjunto. Os principais componentes utilizados para proteção de pessoas e equipamentos são as chaves, os fusíveis, os disjuntores e os dispositivos de proteção contra surtos – DPS (PINHO; GALDINO, 2014).

2.6.1 Proteção contra Sobretensão

As sobretensões são muito perigosas para pessoas e animais, mas podem ser muito prejudiciais também aos equipamentos, tanto aos inversores, quanto aos módulos fotovoltaicos. Para redução desses riscos a NBR nº 5410/2004 e também a NBR nº

5419/2015, detalham o uso de DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos). Em ambos os lados do sistema (corrente contínua e corrente alternada) deve ser previsto uso de DPS.

O DPS é um equipamento/dispositivo que se faz essencial nas instalações elétricas. O mesmo é ligado entre as fases e o aterramento de proteção, tendo a função de proteger a instalação na ocorrência de surtos causados por descargas atmosféricas (VINTURINI, 2019).

Ainda segundo Vinturini (2019), vale lembrar que não se faz viável a utilização de DPS para circuitos de corrente alternada em circuitos de corrente contínua e vice-versa, pois o isolamento interno dos componentes para dispositivos próprios para corrente alternada não consegue suprir a garantia de uma isolação adequada em corrente contínua. Com esta falta de isolação, conseqüentemente podem ocorrer arcos elétricos dentro do dispositivo, queimando o componente ou provocando até um incêndio.

2.6.2 Proteção contra Sobrecorrente

A NBR nº 5410/2004, juntamente com a NBR nº 16690/2019, preveem que as instalações elétricas devem ter características básicas de proteção contra sobrecarga e sobrecorrente, estando os sistemas fotovoltaicos inclusos na cobertura destas normas, faz-se necessário a utilização de disjuntores termomagnéticos para proteção tanto do lado de corrente contínua, como também no lado de corrente alternada (nas saídas do inversor).

2.7 RESUMO NORMAS

Conforme Iesla (2013), as normas são leis, que servem para padronizar, indicando assim um padrão de qualidade, assegurando características desejáveis de serviços e produtos. O Quadro 2 traz o resumo das principais normas utilizadas para elaboração do estudo.

Quadro 2 – Resumo principais normas utilizados na elaboração de projetos fotovoltaicos

| PRINCIPAIS NORMAS PROJETO FOTOVOLTAICO | |
|--|--|
| NR 10 | Instalações e Serviços de Eletricidade (Norma de Segurança) |
| ABNT NBR 5410/2004 | Instalações Elétricas de Baixa Tensão, compreende a normatização de instalações elétricas em CA até 1000V e instalações em CC até 1500V |
| ABNT NBR 5419/2015 | Proteção contra Descargas Atmosféricas |
| ABNT NBR 16690/2019 | Instalações Elétricas de Arranjos Fotovoltaicos - Requisitos de projeto |
| ANEEL RESOLUÇÃO 482/2012 | Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. |
| ANEEL RESOLUÇÃO 687/2015 | Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de |

| | |
|---------------------|--|
| | Distribuição – PRODIST. |
| ABNT NBR 10899/2020 | Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia |
| ABNT 16149/2013 | Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. |
| ABNT 62116/2012 | Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica. |

Fonte: Dados da Pesquisa (2020).

O seguimento das normas de publicação da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) é importante para que não existam conflitos, sendo que a padronização ainda ajuda na comparação de pesquisas que são relacionadas ao mesmo assunto (IESLA, 2013).

2.8 ANÁLISE FINANCEIRA *PAYBACK*

Período de recuperação do Investimento ou “*payback*” na língua Inglesa é um indicador de risco utilizado para analisar a viabilidade de um determinado investimento. Prospecções de mercado podem ocasionar mudanças repentinas na economia, por este motivo, não se pode aguardar muitos períodos para se recuperar o capital investido (SOUZA; CLEMENTE, 2004).

Segundo Souza & Clemente (2004) “o *payback* nada mais é do que o número de períodos necessários para que o fluxo de benefícios supere o capital investido” os mesmos destacam ainda que “o risco do projeto aumenta à medida que o *payback* se aproxima do horizonte de planejamento”.

Existem duas formas de calcular o *payback*, o modo que calcula o tempo de retorno do investimento sem considerar nenhuma taxa de desconto, sendo de fácil aplicação e interpretação é denominado *payback* simples. Já o modo que utiliza uma taxa de desconto para fluxos de caixa de cada período, trazendo seus valores a valores presentes, considerando o custo do dinheiro no tempo é chamado de *payback* descontado (FAMÁ; BRUNI, 2003).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

O estudo de viabilidade seguiu algumas etapas para o alcance dos objetivos da pesquisa, ressalta-se que os passos seguidos foram realizados em ordem cronológica para a finalização do estudo, estando os mesmos listados a seguir:

- Análise do consumo de energia elétrica através da fatura da unidade consumidora;
- Análise *in-loco*;

- Dimensionamento do Sistema e dos Equipamentos;
- Elaboração de diagrama unifilar simples;
- Análise financeira do estudo.

3.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DO LOCAL

Como princípio do estudo, se fez necessário realizar uma análise das faturas de energia elétrica da unidade consumidora, obteve-se junto a Cooperativa as faturas necessárias para o início dos estudos. Foi estipulado para o estudo uma análise dos últimos 12 meses de consumo, sendo possível identificar a concessionária de energia, consumo médio, tarifas de energia cobradas e também a tensão de fornecimento do local.

3.2 ANÁLISE *IN-LOCO*

Foi necessária uma visita no local, para caracterização da área e dos possíveis locais para instalação dos módulos solares, efetuou-se as medições necessárias, bem como analisados as possíveis perdas na geração de energia em cada ponto possível para instalação. Nesta etapa foi definido que o melhor local de instalação seria a garagem-estacionamento da Cooperativa, visto ser o local com menos perdas e melhor orientação geográfica, bem como uma boa área disponível para a disposição dos módulos.

3.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA E EQUIPAMENTOS

Após o local de instalação ser definido, foi escolhido um módulo solar para a utilização no estudo, embasando-se nas especificações técnicas e características físicas do mesmo, definiu-se o módulo GCL-P6/72H360 da fabricante GCL. Após definição do módulo, fez-se necessário definir uma fonte de dados da radiação solar média que há no local, para estimativa de produção do módulo. Foi levado em consideração neste estudo os dados de radiação solar disponíveis no CRESESB (2020). Com os dados do módulo e radiação no local, através da equação 2, foi possível saber a energia diária produzida por um módulo e consequentemente saber quantos módulos seriam necessários para suprir a demanda de energia elétrica do local.

Com os dados de geração do sistema e também os dados dos módulos, foi possível estimar o inversor mais adequado a ser utilizado no sistema, bem como também os cabamentos necessários, que foram dimensionados de acordo com a NBR 5410/2004.

3.4 ELABORAÇÃO DO DIAGRAMA UNIFILAR

Nesta etapa, realizou-se a confecção do diagrama unifilar do sistema, para concepção do projeto, circuitos e proteções existentes, o diagrama unifilar foi realizado no *software* AUTOCAD da fabricante Autodesk em sua versão educacional.

3.5 ANÁLISE FINANCEIRA

Com os dimensionamentos realizados, e diagrama unifilar confeccionado, foi realizado um levantamento de custos de todos os materiais, orçamentos de valores de todos equipamentos utilizados no projeto, chegando a um valor de investimento total para implantação do sistema.

Com o valor total de investimento do sistema, tornou-se possível efetuar a análise de *payback*, ou seja, o tempo de retorno do investimento realizado, de acordo com a economia financeira que se tem na fatura de energia elétrica.

Com o auxílio de um editor de planilhas eletrônicas, foi possível realizar o fluxo de caixa e posterior *payback* do estudo, levando em consideração um período de 25 anos (período em que o fabricante dos módulos garante uma porcentagem de 80% de produção), considerando ainda reajustes anuais na tarifa de energia elétrica na casa dos 5,25% até o 15º ano da explanação, visto não se ter conhecimento das mudanças econômicas a longo prazo.

4 RESULTADOS E ANÁLISE DOS DADOS

A Cooperativa tratada em questão neste artigo encontra-se na cidade de Pinhalzinho – SC, estando localizada nas coordenadas geográficas: Latitude -26.8553567 “S” e Longitude -52.9872826 “O”. Conforme Figura 1.

Figura 1 – Localização da sede administrativa da Cooperativa

Fonte: Adaptado de Google Maps (2020).

Destaca-se que a área demarcada corresponde somente a sede administrativa da empresa, contando com o prédio administrativo e garagens. No mesmo lote encontra-se outra filial da cooperativa, porém com outra entrada de energia e com CNPJ distintos.

O estudo destacou somente a sede administrativa, que de acordo com os dados coletados na fatura de energia disponibilizada pela empresa, possui entrada de energia em tensão secundária de energia, sendo do grupo de tensão B, ligação trifásica e com taxa de disponibilidade (valor mínimo cobrado pela concessionária, sem haver consumo) de 100 kWh. Sendo proposto de acordo com as características do local para este estudo o tipo de sistema *On-Grid*, conforme destaca Zampoli (2017), podendo ainda neste tipo de sistema haver créditos pelo excedente produzido, baseado no que diz Ayrão (2018).

A Tabela 1 indica os consumos mensais dos últimos 12 meses coletados junto à fatura de energia elétrica.

Tabela 1 – Consumo de energia da Unidade Consumidora

| Mês/Ano | Consumo em kWh |
|------------------|----------------|
| Outubro / 2019 | 6.550,00 |
| Novembro / 2019 | 6.924,00 |
| Dezembro / 2019 | 6.364,00 |
| Janeiro / 2020 | 7.769,00 |
| Fevereiro / 2020 | 7.822,00 |
| Março / 2020 | 6.868,00 |
| Abril / 2020 | 5.909,00 |

| Maio / 2020 | 5.287,00 |
|-----------------------------|-----------|
| Junho / 2020 | 4.995,00 |
| Julho / 2020 | 5.093,00 |
| Agosto / 2020 | 5.476,00 |
| Setembro / 2020 | 5.603,00 |
| Médias de Consumo | |
| Consumo Total Anual | 74.660,00 |
| Consumo Médio Mensal | 6.221,67 |
| Consumo Mínimo | 4.995,00 |
| Consumo Máximo | 7.822,00 |

Fonte: Dados da Pesquisa (2020).

O local escolhido para a disposição dos módulos foi de acordo com a melhor localização geográfica, sendo esta voltada para o norte geográfico, orientação essa levantada por Pinho e Galdino (2014), definido então a garagem da sede administrativa como melhor local para instalação, sendo de frente para o norte e tendo uma área útil de telhado de 333,66 m² (80,40 de comprimento por 4,15 de largura), conforme Figura 2.

Figura 2 – Área útil para implantação do Sistema Fotovoltaico



Fonte: Dados da Pesquisa. (2020).

O módulo Fotovoltaico escolhido para o estudo, foi um módulo de silício do tipo policristalino, levando em consideração as características do local e também por ser financeiramente mais barato, aspecto levantado por Machado & Miranda (2015). Assim,

definiu-se o módulo fotovoltaico da fabricante GCL, sendo o modelo GCL-P6/72H360, conforme características da Tabela 2.

Tabela 2 – Características técnicas do módulo escolhido

| Módulo Fotovoltaico | |
|--------------------------------------|--------------------|
| Fabricante: | GCL |
| Modelo | GCL-P6/72H360 |
| Tipo | Policristalina 6" |
| Potência (Wp) | 360 |
| η Modulo - Eficiência | 0,186 ou 18,6% |
| Número de células | 72 |
| Imáx (A) – Corrente nominal | 9,05 |
| Vmáx (V) – Tensão nominal | 39,78 |
| Isc (A) – Corrente de curto-circuito | 9,8 |
| Voc (V) – Tensão de circuito aberto | 48,2 |
| Peso (kg) | 21,7 |
| Área (m ²) | 1,94 |
| Dimensões (mm) | 1956 x 992 x 35 mm |
| Inmetro | Aprovado PROCEL |

Fonte: Adaptado de GCL (2020).

Os níveis de irradiação solar média, os quais foram retirados do CRESESB, são de extrema importância para a estimativa de produção, para posterior aplicação na Equação 2. O Quadro 3 nos apresenta os níveis, considerando a maior média anual.

Quadro 3 – Níveis de Irradiação solar diária média mensal (kWh/m².dia)

| Ângulo e Inclinação | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Média |
|---------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------|
| Maior média anual = 21° N | 5,70 | 5,52 | 5,37 | 4,72 | 3,92 | 3,39 | 3,77 | 4,58 | 4,39 | 5,09 | 5,72 | 5,83 | 4,83 |

Fonte: Adaptado de CRESESB (2020).

Logo temos que a maior média anual de irradiação para o local definido se dá em uma inclinação de 21° N, inclinação essa próxima a inclinação do atual telhado onde esta sendo proposto o estudo e também dentro das faixas limites para o ângulo de inclinação que indicam Pinho e Galdino (2014) e Villalva (2015).

Considerando ainda uma TD (taxa de desempenho relacionado a perdas) de 17%, o que representa a 83% de eficiência na geração e aplicando os dados obtidos na equação 2, conseguiu-se estimar o potencial diário médio de produção de cada módulo em kWh (quilo watt hora), levando em consideração os níveis de irradiação de cada mês. Conseqüentemente foi possível estimar a produção mensal média de cada módulo, possibilitando-se ainda definir a quantidade de módulos necessárias para atender a demanda da unidade consumidora, os dados de estimativas de produção se encontram na Tabela 3.

Tabela 3 – Estimativas de produção diária, mensal e média por Módulo

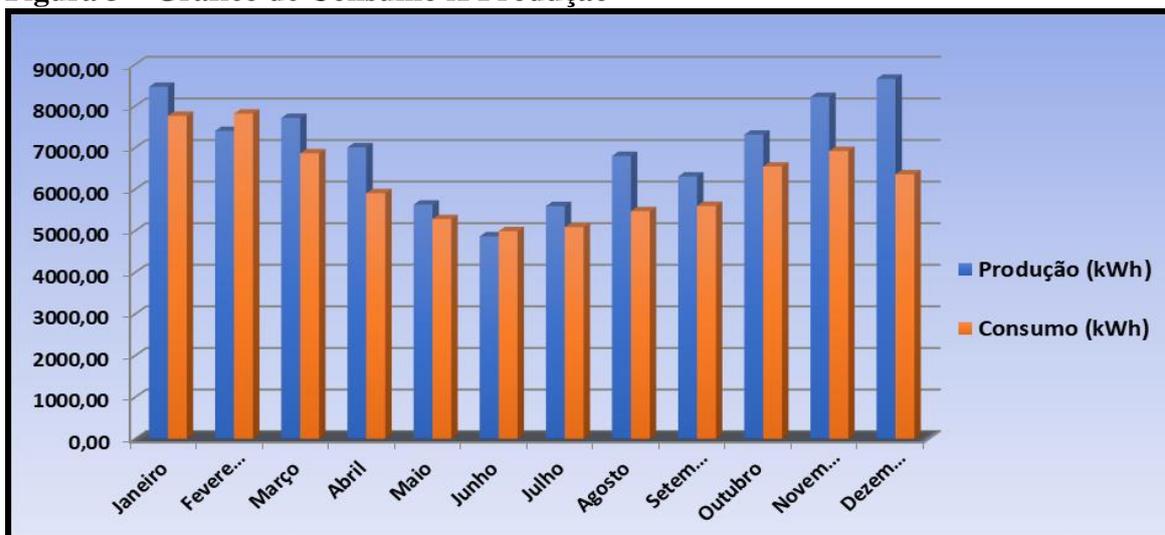
| Energia média produzida por um módulo | | | |
|---------------------------------------|--|-------------------------------|-------------------------------|
| Mês | Equação 2 ($Ed = Es * Am * h * Td$) | Energia média diária (kWh) | Energia média mensal (kWh) |
| Janeiro | Ed = 5,70 * | 1,71 | 52,9 |
| Fevereiro | Ed = 5,52 * | 1,65 | 46,3 |
| Março | Ed = 5,37 * | 1,61 | 48,2 |
| Abril | Ed = 4,72 * | 1,41 | 43,8 |
| Maio | Ed = 3,92 * | 1,17 | 35,2 |
| Junho | Ed = 3,39 * | 1,02 | 30,5 |
| Julho | Ed = 3,77 * | 1,13 | 35,0 |
| Agosto | Ed = 4,58 * | 1,37 | 42,5 |
| Setembro | Ed = 4,39 * | 1,31 | 39,4 |
| Outubro | Ed = 5,09 * | 1,52 | 45,7 |
| Novembro | Ed = 5,72 * | 1,71 | 51,4 |
| Dezembro | Ed = 5,83 * | 1,75 | 54,1 |
| Média | | 1,45 | 43,77 |

Fonte: Dados da Pesquisa (2020).

Tendo em vista a energia média mensal de produção de cada módulo em 43,77 kWh/mês, pode-se calcular o número de módulos necessários para suprir a demanda da UC, dividindo o consumo médio de 6.221,67 kWh pela estimativa de produção média de 43,77 kWh, resultando em um número de 142,16 módulos, neste estudo então foi utilizado um número de 160 módulos, para atender quase toda área disponível, e para uma margem de segurança de projeto. A área necessária para os 160 módulos é de 310,4 m² (área disponível do local é de 333,66m²).

A Figura 3, apresenta um gráfico de consumo de energia x produção, dando importância para alguns meses em que a produção é menor que o consumo, devido a incidência de menor irradiação naquele mês, de acordo com as características climáticas do local.

Figura 3 – Gráfico de Consumo X Produção



Fonte: Dados da Pesquisa (2020).

Levando em consideração os 160 módulos instalados, teremos uma potência de 57,6 kWp (quilo *watt* pico), levando a uma geração anual de 84.030,00 kWh, suprimindo o consumo anual de 74.660,00 kWh.

Foi escolhido para o sistema, um inversor solar de 50 kW, da marca Intelbras, modelo EGT 50000 MAX, onde as características do mesmo são apresentadas na Figura 4.

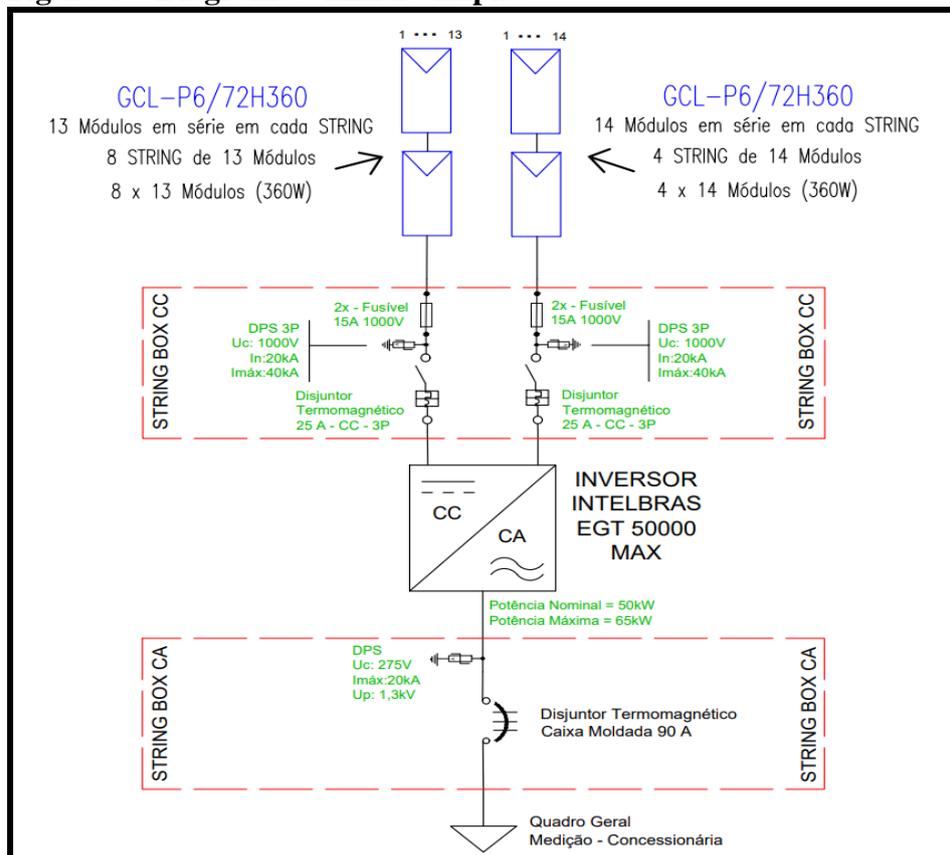
Figura 4 – Características do Inversor Solar

| | | |
|---|---|---------------------------|
|  | Marca / Modelo | Intelbras / EGT 50000 MAX |
| | Potência Nominal [W] | 50.000 W |
| | Eficiência | 99% |
| | Peso | 82 Kg |
| | Dimensões (L X A X P) | 870 x 580 x 290 mm |
| | Entrada (CC) | |
| | Potência Fotovoltaica máxima CC | 65.000 W |
| | Tensão Máxima de Entrada (Vcc) | 1.100 V |
| | Tensão de Inicialização (CC) | 250 V |
| | Faixa de Tensão do Sistema Fotovoltaico | 200 - 1.000 V |
| | Tensão Nominal de Entrada (Vcc) | 585 V |
| | Faixa de Tensão MPPT | 500 - 850 V |
| | Corrente Máxima de Entrada (Vcc) | 6 x 25 A |
| | Número de Rastreadores MPPT | 6 |
| | Quantidade de Strings por Rastreador MPPT | A:2/B:2/C:2/D:2/E:2/F:2 |
| | Saída (CA) | |
| Potência Nominal (CA) | 50.000 W | |
| Potência Aparente Máxima na Saída | 55.500 VA | |
| Corrente Máxima de Saída (CA) | 80,5 A | |
| Tensão Nominal de Saída | 220 / 380 Vca | |
| Frequência de Saída | 60 Hz | |

Fonte: Adaptado de INTELBRAS (2020).

Como o Inversor conta com 6 MPPTs⁵ / 12 entradas, foram definidos um total de 12 *strings*, sendo 8 *strings* de 13 módulos em série e 4 *strings* de 14 módulos em série, para atender as características do Inversor escolhido.

Figura 5 – Diagrama Unifilar Simples



Fonte: Dados da Pesquisa (2020).

No diagrama unifilar simples, é apresentada as proteções do sistema, que se resume a a proteção CC – corrente contínua, que é a proteção logo após a saída dos módulos. Foram dimensionados 2 Fusíveis de 15 A para cada *String*, 1 DPS 3 polos CC 40kA e 1 disjuntor termomagnético CC de 25 A de 3 polos (proteções para cada *String*).

Logo após o inversor na parte de corrente alternada (CA) do sistema foi previsto um disjuntor termomagnético tripolar de caixa moldada de 90 A, juntamente com um DPS CA - 20 kA para proteção contra sobretensão.

Dada a confirmação da viabilidade técnica para a instalação do sistema fotovoltaico, foi efetuado o levantamento de materiais necessários, distância dos condutores, proteções existentes e assim desenvolvido a lista de materiais necessários para o projeto. Ao mesmo

⁵ MPPT – “*maximum power point tracking*” ou rastreador do ponto de máxima potência.

tempo foram efetuados orçamentos dos materiais necessários. Vale ressaltar que os preços foram levantados em empresas do ramo na região oeste catarinense e em alguns casos foi considerado o preço de lojas online, tendo ainda como base a cotação do dólar comercial em 15 de novembro de 2020 a R\$ 5,47. O Quadro 4 apresenta a lista e os preços dos materiais.

Quadro 4 – Lista de materiais e preços

| Descrição do Equipamento | Unidade | Quantidade | Valor Unitário | Valor Total |
|---|---------|------------|----------------|-----------------------|
| Inversor solar INTELBRAS - EGT 50000 MAX | UN | 1 | R\$ 46.980,00 | R\$ 46.980,00 |
| Módulo Solar - GCL-P6/72H360 | UN | 160 | R\$ 989,00 | R\$ 158.240,00 |
| Fusível CC 15 A - 1.000 V | UN | 24 | R\$ 25,00 | R\$ 600,00 |
| Porta Fusível CC | UN | 24 | R\$ 15,00 | R\$ 360,00 |
| Disjuntor Termomagnético CC - 25 A | UN | 12 | R\$ 60,00 | R\$ 720,00 |
| DPS CC - 3P - 40 kA | UN | 12 | R\$ 187,90 | R\$ 2.254,80 |
| DPS CA - 4P - 20 kA | UN | 1 | R\$ 82,00 | R\$ 82,00 |
| Disjuntor Termomagnético CA - 90 A - Cx. Moldada | UN | 1 | R\$ 310,00 | R\$ 310,00 |
| Cabo HEPR 35mm ² - Preto - CA | MT | 60 | R\$ 36,90 | R\$ 2.214,00 |
| Cabo HEPR 35mm ² - Vermelho - CA | MT | 60 | R\$ 36,90 | R\$ 2.214,00 |
| Cabo HEPR 35mm ² - Cinza - CA | MT | 60 | R\$ 36,90 | R\$ 2.214,00 |
| Cabo HEPR 35mm ² - Azul - CA | MT | 60 | R\$ 36,90 | R\$ 2.214,00 |
| Cabo XLPE - CC - 6mm ² - 1.8 kV - Preto | MT | 250 | R\$ 8,99 | R\$ 2.247,50 |
| Cabo XLPE - CC - 6mm ² - 1.8 kV - Vermelho | MT | 250 | R\$ 8,99 | R\$ 2.247,50 |
| Cabo XLPE - CC - 6mm ² - 1.8 kV - Verde | MT | 250 | R\$ 8,99 | R\$ 2.247,50 |
| Conector Solar Plug - Macho e Fêmea (Par) | UN | 40 | R\$ 23,90 | R\$ 956,00 |
| Caixa Metálica - Abrigo Inversor (1000x800x300) | UN | 1 | R\$ 320,00 | R\$ 320,00 |
| Caixa Metálica - String Box CC (1000x800x250) | UN | 1 | R\$ 295,00 | R\$ 295,00 |
| Caixa Metálica - String Box CA (1000x800x250) | UN | 1 | R\$ 295,00 | R\$ 295,00 |
| Estrutura para Fixação dos Módulos | - | 1 | R\$ 7.000,00 | R\$ 7.000,00 |
| Materiais Diversos (Miscelâneas) | - | 1 | R\$ 1.200,00 | R\$ 1.200,00 |
| Projeto Elétrico | - | 1 | R\$ 4.000,00 | R\$ 4.000,00 |
| Mão de Obra para Instalação | - | 1 | R\$ 12.000,00 | R\$ 12.000,00 |
| TOTAL | | | | R\$ 251.211,30 |

Fonte: Dados da Pesquisa (2020).

Tendo um custo total de R\$ 251.211,30 entre todos os materiais, projetos e mão de obra para instalação, tem-se que neste sistema o custo por kWp ficou em R\$ 4.361,31.

Para visualização do *payback*, foi necessário a confecção de um fluxo de caixa, onde considerou-se uma explanação de 25 anos, com reajuste anual da tarifa de energia elétrica em 5,25 % até o 15º ano. Tendo ainda uma depreciação na produção de energia do sistema em 0,8% ao ano. O Fluxo de caixa está exposto na Tabela 4.

Tabela 4 – Fluxo de caixa do sistema

| Fluxo de Caixa | | | | |
|----------------|-------------------------------|------------------|-------------------|----------------------|
| Ano | Produção (kW) com depreciação | Tarifa (R\$/kWh) | Remuneração (R\$) | Fluxo de Caixa (R\$) |
| 0 | - | - | - | -R\$ 251.211,30 |

| | | | | |
|----|----------|-------------|----------------|------------------|
| 1 | 84029,81 | R\$ 0,69381 | R\$ 58.300,64 | -R\$ 192.910,66 |
| 2 | 83357,57 | R\$ 0,73023 | R\$ 60.870,53 | -R\$ 132.040,13 |
| 3 | 82690,71 | R\$ 0,76857 | R\$ 63.553,70 | -R\$ 68.486,43 |
| 4 | 82029,18 | R\$ 0,80892 | R\$ 66.355,15 | -R\$ 2.131,28 |
| 5 | 81372,95 | R\$ 0,85139 | R\$ 69.280,09 | R\$ 67.148,81 |
| 6 | 80721,97 | R\$ 0,89609 | R\$ 72.333,95 | R\$ 139.482,76 |
| 7 | 80076,19 | R\$ 0,94313 | R\$ 75.522,43 | R\$ 215.005,19 |
| 8 | 79435,58 | R\$ 0,99265 | R\$ 78.851,46 | R\$ 293.856,65 |
| 9 | 78800,10 | R\$ 1,04476 | R\$ 82.327,23 | R\$ 376.183,89 |
| 10 | 78169,70 | R\$ 1,09961 | R\$ 85.956,22 | R\$ 462.140,10 |
| 11 | 77544,34 | R\$ 1,15734 | R\$ 89.745,17 | R\$ 551.885,27 |
| 12 | 76923,98 | R\$ 1,21810 | R\$ 93.701,14 | R\$ 645.586,41 |
| 13 | 76308,59 | R\$ 1,28205 | R\$ 97.831,48 | R\$ 743.417,89 |
| 14 | 75698,12 | R\$ 1,34936 | R\$ 102.143,89 | R\$ 845.561,78 |
| 15 | 75092,54 | R\$ 1,42020 | R\$ 106.646,40 | R\$ 952.208,18 |
| 16 | 74491,80 | R\$ 1,42020 | R\$ 105.793,22 | R\$ 1.058.001,40 |
| 17 | 73895,86 | R\$ 1,42020 | R\$ 104.946,88 | R\$ 1.162.948,28 |
| 18 | 73304,70 | R\$ 1,42020 | R\$ 104.107,30 | R\$ 1.267.055,58 |
| 19 | 72718,26 | R\$ 1,42020 | R\$ 103.274,45 | R\$ 1.370.330,03 |
| 20 | 72136,51 | R\$ 1,42020 | R\$ 102.448,25 | R\$ 1.472.778,28 |
| 21 | 71559,42 | R\$ 1,42020 | R\$ 101.628,66 | R\$ 1.574.406,94 |
| 22 | 70986,95 | R\$ 1,42020 | R\$ 100.815,63 | R\$ 1.675.222,58 |
| 23 | 70419,05 | R\$ 1,42020 | R\$ 100.009,11 | R\$ 1.775.231,69 |
| 24 | 69855,70 | R\$ 1,42020 | R\$ 99.209,04 | R\$ 1.874.440,72 |
| 25 | 69296,85 | R\$ 1,42020 | R\$ 98.415,36 | R\$ 1.972.856,09 |

Fonte: Dados da Pesquisa (2020).

No fluxo de caixa, nota-se que o tempo de retorno do investimento é de aproximadamente 4 anos e 1 mês, sendo o número de períodos necessários para que o fluxo de benefícios alcance o capital investido bem menor que o horizonte de planejamento (25 anos), garantindo assim um risco de projeto relativamente baixo, dada a afirmação de Souza & Clemente (2004). O saldo acumulado ao final da explanação do período determinado foi de quase R\$ 2 milhões, constatando assim, também a viabilidade financeira do sistema. Ressalta-se que foi levado em consideração o pagamento à vista do sistema para chegar a tal resultado, sem taxas de juros de financiamentos e afins.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A temática abordada neste estudo nos remete a pensar cada vez mais sobre o grande crescimento da energia solar fotovoltaica nos últimos anos, a qual pode ser uma aliada visto o aumento das demandas energéticas em nosso País.

Neste sentido, o estudo de viabilidade proposto teve como objetivo a proposição de um sistema fotovoltaico para redução do custo de energia elétrica em uma Cooperativa do

oeste de Santa Catarina, sendo necessário avaliar o consumo do local, características do mesmo, para posterior dimensionamento e avaliação de *payback* do sistema.

Foi possível constatar a viabilidade técnica do sistema, através do seu dimensionamento, chegando a um sistema de 57,6 kWp, o qual trará a cooperativa uma economia de aproximadamente 95% em sua fatura de energia, alcançando assim o objetivo geral do artigo que remete a redução do valor gasto com energia elétrica através da implantação do sistema fotovoltaico. Contemplando ainda um retorno de investimento de aproximadamente 4 anos e 1 mês, caso o sistema seja pago à vista, evidenciando também a viabilidade financeira.

Dessa forma, propõem-se ainda um estudo geral de outras unidades da Cooperativa mencionada, visto a mesma ter vários negócios de atuação, podendo assim desenvolver mais economia nos gastos de energia elétrica em seus outros empreendimentos.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa** n° 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2020.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa** n° 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2020.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5419**: Proteção contra descargas atmosféricas. Rio de Janeiro. ABNT, 2015.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690**: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto, Rio de Janeiro. ABNT, 2019.
- AYRÃO, Vinícius. **Energia solar fotovoltaica no Brasil - conceitos, aplicações e estudos de caso**. *International Copper Association Brazil*, Rio de Janeiro, 2018.
- CARNEIRO, Joaquim. 2010. **Módulos fotovoltaicos. Características a associações**. Disponível em <
https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf >. Acesso: em 23 ago. 2020.
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO – CRESESB. Potencial Solar – SunData v 3.0. 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 12 out. 2020.

EBES. **Energia solar fotovoltaica: origem e importância para os dias atuais.** 2017.

Disponível em: <

<http://ebes.com.br/energia-solar-fotovoltaica-origem-e-importancia-para-os-dias-atuais/> >.

Acesso em: 22 ago. 2020.

FAMÁ, Rubens; BRUNI, Adriano Leal. **As Decisões de Investimentos: com Aplicações na HP12C e Excel.** São Paulo, Atlas, 2003.

GCL. **Módulo Fotovoltaico GCL-P6/72H Polycrystalline Module 325-360W.** 2020.

Disponível em < <https://www.gclsi.com/uploads/EN-PS672H-D0.pdf> >. Acesso em: 01 nov. 2020.

GOOGLE MAPS. **Localização da área de estudo.** 2020. Disponível em <

<https://www.google.com.br/maps/@-26.855494,-52.9880616,413a,35y,2.71t/data=!3m1!1e3>

>. Acesso em: 29 out. 2020.

IESLA. Instituto de Educação Superior Latino – Americano. **Importância das Normas da ABNT.** 2013. Disponível em: < <http://iesla.com.br/importancia-das-normas-da-abnt/> >.

Acesso em: 05 set. 2020.

INTELBRAS. **Inversor Solar EGT 50000 MAX.** 2020. Disponível em <

https://backend.intelbras.com/sites/default/files/2020-10/Datasheet_EGT_50k_80k_MAX-R8_3.pdf >. Acesso em: 05 nov. 2020.

MACHADO, C.T; MIRANDA, F.S. **Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão.**

2015. Disponível em < <http://rvq-sub.sbq.org.br/index.php/rvq/article/view/664/508> >. Acesso em: 25 ago. 2020.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Capacidade Instalada no SIN 2020/2024.** 2020.

Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistemaem-numeros>. Acesso em: 21 ago. 2020.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** 15. ed. Rio de Janeiro, CEPAL-CRESESB, 2014. 530 p.

PORTAL SOLAR. **História e origem da Energia Solar.** 2016. Disponível em: <

<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/historia-origem-da-energia-solar.html#:~:text=A%20origem%20da%20energia%20solar%20fotovoltaica%20deu%2Dse%20em%201839,Russell%20Shoemaker%20Ohl%2C%20em%201954.> >. Acesso em: 21 ago. 2020.

PORTAL SOLAR. **Dados do mercado de energia solar no Brasil.** 2020. Disponível em: <

<https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html> >. Acesso em: 20 ago. 2020.

SOUZA, Alceu; CLEMENTE, Ademir. **Decisões Financeiras e Análise de Investimentos.**

5. ed. São Paulo, Atlas, 2004.

TRAMONTINA, Ricardo Mariot. **Análise da viabilidade técnica para a implantação de uma microgeração fotovoltaica no interior de Chapecó/SC.** (Artigo acadêmico) – Unidade central de educação Faem Faculdades – Uceff, 2020.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações.** Conceitos e Aplicações. São Paulo: Érica, 2015. 2ª ed. 224 p.

VINTURINI, Mateus. **O que é DPS e como é usado nos sistemas fotovoltaicos.** 2019. Disponível em < [https://canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/154-o-que-e-dps-como-utilizar-sistema-fv#:~:text=O%20dispositivo%20de%20prote%C3%A7%C3%A3o%20de%20surto%20\(DPS\)%20%C3%A9%20um%20equipamento,surtos%20causados%20por%20descargas%20atmosf%C3%A9ricas](https://canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/154-o-que-e-dps-como-utilizar-sistema-fv#:~:text=O%20dispositivo%20de%20prote%C3%A7%C3%A3o%20de%20surto%20(DPS)%20%C3%A9%20um%20equipamento,surtos%20causados%20por%20descargas%20atmosf%C3%A9ricas) >. Acesso em: 01 set. 2020.

ZAMPOLI, Anderson Wesley da Silva. **Análise da viabilidade técnica de painéis solares fotovoltaicos conectados à rede em uma indústria madeireira.** 2017. Disponível em < http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/13665/1/CT_CEER_I_2016_01.pdf >. Acesso em: 31 ago. 2020.