

ERNESTO BRADACZ

ANALISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO DE 250kWp CONECTADO À REDE E INSTALADO
EM UMA PROPRIEDADE RURAL NO OESTE DO ESTADO DO
PARANÁ

CASCVEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO – 2020

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Bradacz, Ernesto

Análise técnica e econômica de um sistema fotovoltaico de 250kWp conectado à rede e instalado em uma propriedade rural no oeste do estado do Paraná / Ernesto Bradacz; orientador(a), Elisandro Pires Frigo; coorientador(a), Jair Antonio Cruz Siqueira, 2020.

47 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Campus de Cascavel, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, 2020.

1. Análise econômica. 2. Sistema distribuído. I. Frigo, Elisandro Pires . II. Siqueira, Jair Antonio Cruz. III. Título.

ERNESTO BRADACZ

ANALISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO DE 250kWp CONECTADO À REDE E INSTALADO
EM UMA PROPRIEDADE RURAL NO OESTE DO ESTADO DO
PARANÁ

Dissertação apresentada à Universidade Estadual do Oeste do Paraná, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, para obtenção do título de mestre.

Orientador: Dr. Elisandro Pires Frigo

Co-orientador: Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira

CASCADEL
PARANÁ – BRASIL
FEVEREIRO – 2020

“Uma vez iniciado o percurso, deve-se concluí-lo” - Ernesto Bradacz

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por sempre acreditarem em minha capacidade e me apoiarem desde o início de minha jornada acadêmica; à minha esposa, pela compreensão e aos cuidados da família sempre que estive ocupado com a profissão e estudos. Dedico também aos meus filhos Gustavo e Giulio para que possa servir de exemplo para suas vidas. O estudo sempre prevalece acima de tudo. Agradeço aos meus amigos pela compreensão, por muitas vezes não poder honrar com compromissos agendados e, finalmente, aos professores que conheci durante esses anos que frequentei o mestrado: ao Dr. Elisandro que foi meu orientador (não fosse sua persuasão em me fazer cursar, não teria conhecido os demais excelentes professores); ao Dr. Jair que fez com que eu compreendesse o que é ser um pesquisador e uma pessoa melhor; ao Dr. Carlos Eduardo, por sua excelente aula de Engenharia Econômica. Ao Dr. Alfredo Petruski (com ele hoje posso falar nos churrascos como a madeira é transformada em fogo); à Dra. Maritane por compreender quando chegava encharcado em suas aulas; à Dra. Araceli que me fez entender estatística experimental duas vezes; ao Dr. Samuel por ter nos auxiliado sempre que necessário nas providências da coordenação do programa; à Vanderléa que sempre nos orientou nos trâmites burocráticos. Agradeço por ter frequentado um ambiente onde pude conhecer muitos profissionais e ter me tornado amigo de muitos deles.

BRADACZ, Ernesto. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, julho de 2019. **Avaliação Econômica de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Orientador: Dr. Elisandro Pires Frigo. Co orientador: Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira.

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo analisar a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com capacidade de 0,25MWp, em uma propriedade rural no município de Maripá no Oeste do Paraná. Entre os diversos sistemas de geração limpa, destaca-se o sistema de geração de energia fotovoltaica conectado à rede, suprimindo parcial ou totalmente a demanda requerida. De fácil instalação, vem se tornando o principal modelo comercializado no Brasil. O sistema é composto por 1200 módulos fotovoltaicos de 270Wp, perfazendo um total de 324kWp instalados. Para conexão à rede foram instalados 5 inversores de 50kWp, totalizando 250kWp de capacidade. Para a análise técnica foram avaliados os aspectos de projeto da planta geradora fotovoltaica, análise de viabilidade econômica pelo método de *Payback* descontado. Foram utilizados os dados de geração do sistema e fatura elétrica para determinação do custo evitado para a propriedade rural e determinados os índices de Valor Presente (VP) e *Payback* Descontado para o capital investido na aquisição e instalação do sistema na propriedade. Obteve-se como resultado, 14 anos para o retorno do capital investido.

PALAVRAS-CHAVE: posto tarifário; irrigação noturna; viabilidade econômica; geração de energia em meio rural.

BRADACZ, Ernesto. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, July 2019.
Economic Evaluation of grid-connected photovoltaic systems. Advisor: Dr. Elisandro Pires Frigo. Co advisor: Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira.

ABSTRACT

Among the several clean generation systems, the photovoltaic energy generation system connected to the grid stands out, partially or totally meeting the required demand. Easy to install, it has become the main model sold in Brazil. This work aims to analyze the technical and economic feasibility of a photovoltaic system connected to the grid with a capacity of 0.25MWp, in a rural property in the municipality of Maripá in the West of Paraná. The system consists of 1200 photovoltaic modules of 270Wp, making a total of 324kWp installed. For connection to the network, 5 inverters of 50kWp were installed, totaling 250kWp of capacity. For the technical analysis, the design aspects of the photovoltaic generating plant were evaluated, economic feasibility analysis, using the discounted Payback method, used the system generation data and the electric invoice to determine the avoided cost, for the rural property and determined the Present Value (VP) and Discounted Payback indices for the invested capital. purchasing and installing the system on the property. As a result, 14 years were obtained for the return on invested capital.

KEYWORDS: tariff post; night irrigation; feasibility economic analysis; rural energy generation.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO.....	7
2.....		9
2.1	ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	9
2.2	ENERGIA SOLAR.....	9
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	10
2.3.1	Tipos de células.....	11
2.3.2.	Arranjos de células e módulos.....	12
2.3.3.	Potência dos módulos no mercado.....	13
2.4	SISTEMA DE GERAÇÃO ISOLADO.....	14
2.4.1	Carga CC sem armazenamento.....	15
2.4.2.	Carga CC com armazenamento.....	16
2.4.3.	Carga CA sem armazenamento.....	16
2.4.4.	Carga CA com armazenamento.....	16
2.5	SISTEMA HÍBRIDO.....	17
2.6	SISTEMA CONECTADO À REDE.....	18
2.7	GERAÇÃO DISTRIBUIDA NO BRASIL.....	18
2.8	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO CONECTADO À REDE	19
3.	MATERIAL E MÉTODOS.....	24
3.1	MATERIAL.....	24
3.1.1	Localização do estudo.....	24
3.1.2	Instalação do Sistema Fotovoltaico.....	26
3.1.3	Custo dos componentes do sistema.....	30
3.1.4	Faturas e demonstrativos da Unidade Consumidora.....	30
3.2	MÉTODOS.....	32
3.2.1.	Descrição do estudo.....	32

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	37
4.1 Avaliação da Geração Anual do Sistema Fotovoltaico	37
4.2 Avaliação econômica do Sistema Fotovoltaico	40
4.2.1 Avaliação do custo evitado.....	40
4.2.2 Avaliação da viabilidade econômica <i>payback</i> descontado.....	41
5. CONCLUSÕES.....	45
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	46
Bibliography	46

1. INTRODUÇÃO

A energia solar é a energia proveniente do sol em sua forma térmica ou luminosa, sua irradiação é suficiente para atender todo o consumo energético mundial. Porém, não fornece uma irradiação uniforme, dependendo muito da latitude, sazonalidade e condições atmosféricas. Tradicionalmente, o uso de energia solar de forma térmica é o mais utilizado, mas o uso de sua forma luminosa emitida como radiação vem crescendo muito nos últimos anos para geração de eletricidade (CCEE, 2019). Considerando o consumo energético mundial atual de $1,5 \times 10^8$ GWh, conclui-se que a energia solar disponível no globo represente algo em torno de 1.000 vezes o consumo de energia. Isso significa dizer que 1% da energia solar disponível no globo seria suficiente para suprir toda a necessidade energética mundial (COSTA, 2007).

Por virtudes tecnológicas, os ambientes rurais vêm se modernizando ano após ano, demandando uma necessidade cada vez maior do uso de eletricidade ao mesmo tempo que dispõe de alta capacidade de geração de energia alternativa e renovável. Dentre muitos sistemas de geração, destaca-se a geração de energia fotovoltaica, por ser não poluidora, exigir pouca manutenção e poder aproveitar uma área pouco produtiva para ser instalada (PRIMIERY, 2019).

De acordo com (PINHO & GALDINO, 2014), a regulamentação para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, associados a unidades consumidoras, foi definida em 2012 pela Aneel, a partir da publicação da resolução normativa N°482/12, que trata da micro e mini geração distribuída, correspondendo, respectivamente, a potências iguais ou inferiores a 100kWp, e superiores a 100kWp até 1MWp. A regulamentação prevê o sistema de compensação de energia elétrica, de acordo com o qual é feito um balanço entre a energia consumida e a gerada na unidade consumidora (modelo *net metering*).

Muitos produtores rurais estão investindo nesse sistema, porém muitos deles carecem de um estudo de viabilidade econômica. Em muitos casos poderiam ser substituídos por outro sistema de geração de energia que permitiria um retorno do investimento. Outro fator para o cálculo a ser considerado compreende os diversos

subsídios na tarifa de energia elétrica e a faixa de tarifa aplicada pela concessionária (PRIMIERY, 2019).

Este trabalho, tem por objetivo analisar a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado em uma propriedade rural no Oeste do Estado do Paraná. Os objetivos específicos do trabalho consistem em determinar a geração efetiva de energia fotovoltaica do sistema em função das variações da radiação incidente no local, determinar os efeitos das temperaturas críticas nos módulos fotovoltaicos sobre a queda de tensão e elevação de tensão no sistema e analisar a viabilidade econômica por meio do valor presente líquido, taxa interna de retorno e *payback* descontado para o capital investido no sistema.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIAS RENOVÁVEIS

A matéria orgânica acumulada no subsolo terrestre, denominada como fontes fósseis de energia, tal como alguns exemplos: petróleo, carvão mineral, gás natural. Como o tempo de decorrência para que esse material orgânico leva para se transformar é elevado, considera-se essa energia uma fonte de energia não renovável.

No cenário internacional, no âmbito de geração de energia e sobre escassez de petróleo e mudanças de clima, Pacheco (2006, p.4) afirma que mudanças climáticas ocasionadas por queima de combustíveis fósseis geraram um grande esforço em pesquisas e estudos técnicos para geração de energia de fontes mais limpas.

Já as renováveis são consideradas as energias de resposta imediata pela natureza, tais como energias provindas de energia eólicas (ventos), fotovoltaicas (solar), hidráulicas (água), energia cinética (marés), geotermal (calor do fundo da terra) e a biomassa, que engloba as subcategorias, entre as mais tradicionais, lenhas e os resíduos animais e vegetais, até as mais modernas como etanol, biodiesel (GOLDEMBERG & LUCON, 2006-2007).

A terra recebe de forma abundante a energia provinda do sol, mas muito pouco é aproveitada. Desta energia em forma de irradiação, parte é transformada em calor e resulta em várias outras formas de energia, tais como ventos, condensação e evaporação de águas e correntes marinhas. Parte da irradiação é absorvida pelas plantas no processo de fotossíntese e serve como matéria prima para quase toda a vida terrestre.

2.2 ENERGIA SOLAR

A energia solar é a energia provinda do sol, em suas formas térmicas e por irradiação e pode ser aproveitada como fonte de calor e ou para produção de eletricidade, seja por processo fotovoltaico ou por transformação mecânica em elétrica (VILLALVA, 2018).

Em sistemas de aquecimento solar, a energia é captada através de coletores solares instalados geralmente no telhado da edificação. A água circula por esses coletores e então é armazenada em reservatório, normalmente com tratamento térmico para evitar a perda de calor. Esta água é então utilizada para fins de conforto nas residências e para caldeiras em uso industrial. Pode também ser transformada de energia térmica para energia elétrica com uso de aquecedores solares para aquecer um fluido em circuito fechado, acionando uma turbina acoplada à um gerador elétrico. Estes sistemas são chamados de Usinas solares térmicas (Villalva, 2018).

2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Energia solar fotovoltaica é a conversão da energia produzida pelo sol em forma de radiação em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico nos materiais semicondutores.

De acordo com Aneel (2019), pesquisas foram iniciadas nos Estados Unidos da América, já na década de 1950, para a produção de matérias sólidas que pudessem gerar eletricidade para alimentação de satélites. Essa pesquisa teve como conclusão a fabricação de material do tipo PN de silício.

Com a crise mundial de energia no início de 1970, fez-se que a utilização dos módulos fotovoltaicos fosse estendida ao uso terrestre. Ao longo dos anos muita pesquisa foi realizada e como resultado, houve um aumento substancial na eficiência desses sistemas.

No início, os módulos fotovoltaicos tinham uma eficiência de 2%, o que hoje podem atingir até 18% em módulos comerciais. Nesses sistemas a energia é captada através dos módulos fotovoltaicos, produzindo energia elétrica em corrente contínua e alimentando os inversores de frequência conectados a um arranjo desses módulos. O sinal então é modulado em um sinal do tipo PWM através de técnicas de chaveamento em componentes semicondutores e assim convertido em uma corrente CA (corrente alternada) com ciclo de frequência semelhante e sincronizado à rede a que ele está conectado.

Normalmente é dimensionado para suprir a necessidade parcial ou total do consumo de eletricidade da propriedade sob o regime de compensação, quando se injeta o excedente de geração à rede de distribuição.

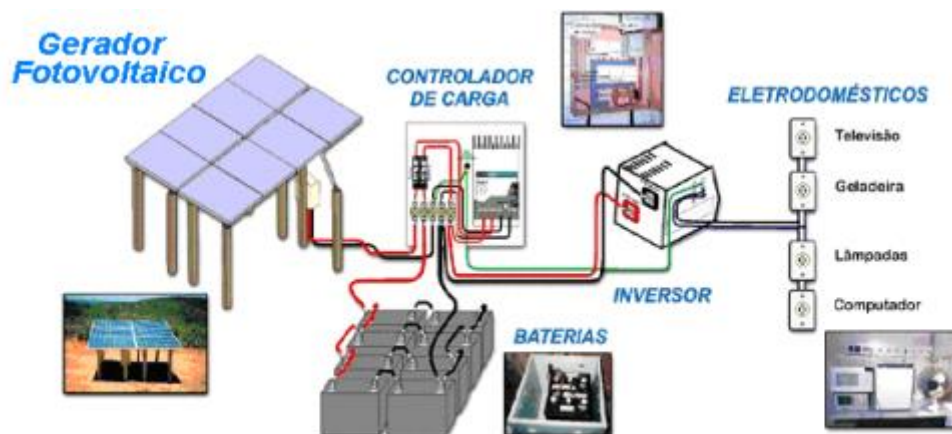


Figura 1 – Sistema completo de geração de energia elétrica fotovoltaica.

Fonte: (CRESESB, 2017)

2.3.1 Tipos de células

Os tipos de células de cristais silício (c-Si) são divididos em: monocristalinos (m-Si) e policristalinos (p-Si), que são as mais comercializadas. Em menor número está a de silício amorfo (a-Si). Constituem cerca de 87,9% do mercado até o ano de 2011. Outras tecnologias de células fotovoltaicas estão sendo desenvolvidas e comercializadas, entre elas as que mais se destacam são as de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGs), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) além poderem ser de multijunção de alta eficiência, baseadas em corantes ou polímeros (PINHO & GALDINO, 2014).

Módulos fabricados com materiais monocristalinos possuem maior eficiência comparados aos fabricados com materiais policristalinos, porém custam mais caro. Por esse motivo os módulos policristalinos são comercializados em maior número.

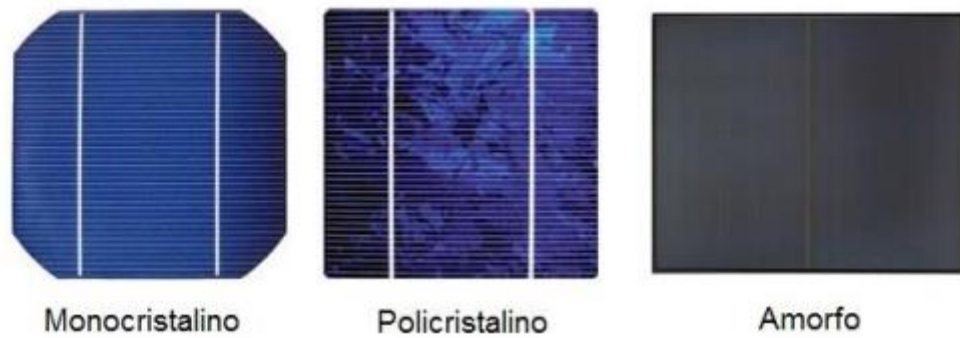


Figura 02 – Tipos de material em células fotovoltaicas de silício

Fonte: (CRESESB, 2017)

2.3.2. Arranjos de células e módulos

De acordo com Pinho & Galdino (2014), módulos fotovoltaicos podem ser agrupados de forma a satisfazerem as necessidades de projeto, tanto em corrente quanto em tensão. Para isso podem ser arranjos em série ou em paralelo. Tais dispositivos podem ser células, módulos ou arranjos denominados como *strings*. Esses *strings* podem ser arranjos por vários módulos ligados em séries ou paralelo, de forma a obter uma tensão ou corrente única.

Na ligação em série, os dispositivos são ligados serialmente através dos terminais de alimentação negativo ao terminal positivo do próximo dispositivo e assim sucessivamente. Para dispositivos idênticos, as tensões são somadas, mas a corrente não é alterada. Logo:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (1.1)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (1.2)$$

Estas equações são válidas para dispositivos idênticos sob condições idênticas de operação. Para dispositivos diferentes, a corrente máxima será limitada pela menor corrente, mas é altamente desencorajada a associação de dispositivos diferentes.

Na ligação em paralelo, os dispositivos são ligados paralelamente através dos terminais de alimentação negativo ao terminal negativo do outro dispositivo e assim

da mesma forma com os terminais positivos. Neste caso, o resultado da corrente é a soma das correntes dos módulos, permanecendo inalterada a tensão.

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (1.3)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (1.4)$$

Por último, na ligação série paralelo, os dispositivos são ligados de forma a somarem tanto a capacidade de corrente quanto a de tensões.

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (1.1)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (1.4)$$

2.3.3. Potência dos módulos no mercado

Normalmente, um módulo é identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp), mas algumas características do conjunto devem ser observadas. Essas definições são realizadas em condições padrões de laboratório (STC – Standard Test Conditions), considerando irradiância solar de 1.000 W/m^2 sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura de célula de 25°C (PINHO & GALDINO, 2014).

Pinho & Galdino (2014) citam que o ponto de máxima potência, em condições de teste, corresponde ao produto de ponto de tensão de máxima potência pela corrente de máxima potência. Os valores P_{MP} (Potência em máxima potência), V_{MP} (Tensão em máxima potência), I_{MP} (Corrente em máxima potência), V_{OC} (Tensão de circuito aberto), I_{SC} (Corrente em curto circuito) são os cinco parâmetros que especificam o módulo sob dadas condições de radiação, temperatura de operação da célula e massa de ar.

ELECTRICAL DATA / STC*			
CS6X	310P	315P	320P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A
Module Efficiency	16.16 %	16.42 %	16.68 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Figura 3 – Dados elétricos de um módulo fotovoltaico.

Fonte: (SOLAR, 2019).

2.4 SISTEMA DE GERAÇÃO ISOLADO

Também chamados de sistemas fotovoltaicos autônomos, são empregados em locais não atendidos por rede elétrica. Podem ser empregados em áreas rurais, campings, ilhas ou em lugares de difícil acesso à distribuição de energia elétrica.

Encontram também aplicações em iluminação pública e em sistemas de telecomunicações. Podem ser utilizados para substituição de geradores movidos a diesel, diminuindo a poluição e ruído (VILLALVA, 2018).

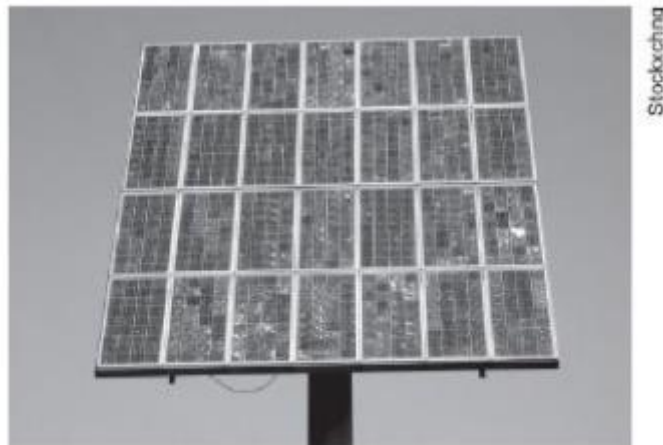


Figura 4 – Módulo empregado para fornecer energia a sistemas de sinalização e telecomunicações. Fonte: (VILLALVA, 2018).

São sistemas puramente fotovoltaicos, não apresentam fonte de energia complementares e entre as várias configurações possíveis é possível destacar uma lista com as principais características.

2.4.1 Carga CC sem armazenamento

Os módulos alimentam a carga em modo de corrente contínua enquanto são expostos à irradiação solar.

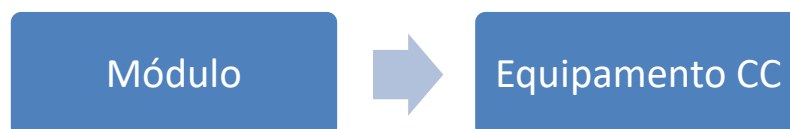


Figura 5 – Sistema isolado com carga CC alimentando o equipamento. Fonte:

Autor

2.4.2. Carga CC com armazenamento

Os módulos são ligados ao um controlador de carga, que por sua vez controla a carga das baterias e as cargas CC. O controlador é essencial para proteger as baterias de uma eventual sobrecarga ou descarga profunda.

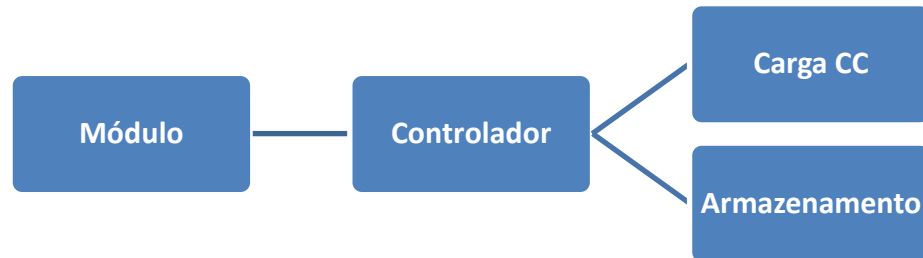


Figura 6 – Sistema isolado com armazenamento e alimentação em CC. Fonte: Autor

2.4.3. Carga CA sem armazenamento

Da mesma forma do sistema isolado sem armazenamento em corrente CC, o sistema em CA alimenta a carga, enquanto os módulos são expostos à irradiação solar, diferenciando somente pela adição do inversor solar fotovoltaico que é utilizado para modular uma saída senoidal à carga.



Figura 7 – Sistema isolado sem armazenamento e alimentação CA à carga. Fonte: Autor

2.4.4. Carga CA com armazenamento

É o caso de quando se deseja alimentar uma carga em corrente alternada independente do horário. A carga é alimentada através de um inversor solar

fotovoltaico que está ligado ao banco de baterias; incorpora-se a esse sistema um dispositivo chamado de “seguidor do ponto de máxima potência” entre os módulos e o armazenamento.

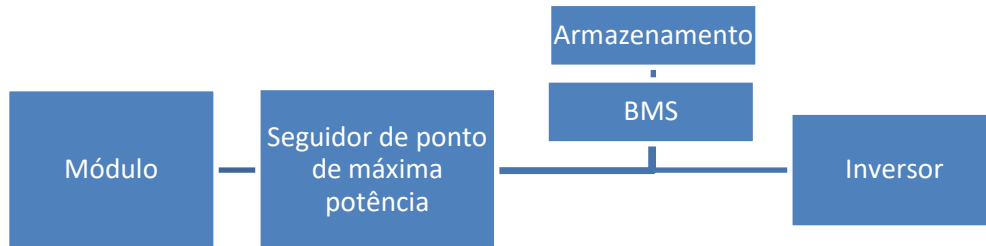


Figura 8 – Sistema isolado CA com armazenamento. Fonte: Autor

2.5 SISTEMA HÍBRIDO

Consiste na combinação de sistemas de geração fotovoltaicos conectados à geração de energias auxiliares, que podem ser geradores a diesel, gás, eólicos e tem o intuito de assegurar a carga das baterias em ausência de irradiação solar. Em geral, são empregados em sistemas de maior porte, a fim de atender vários usuários. Tem a maior complexidade de projeto e deve ser dimensionado conforme cada caso em particular. Um exemplo de dimensionamento de um sistema híbrido leva o uso de uma unidade de controle e condicionamento de potência (BRAGA, 2008).

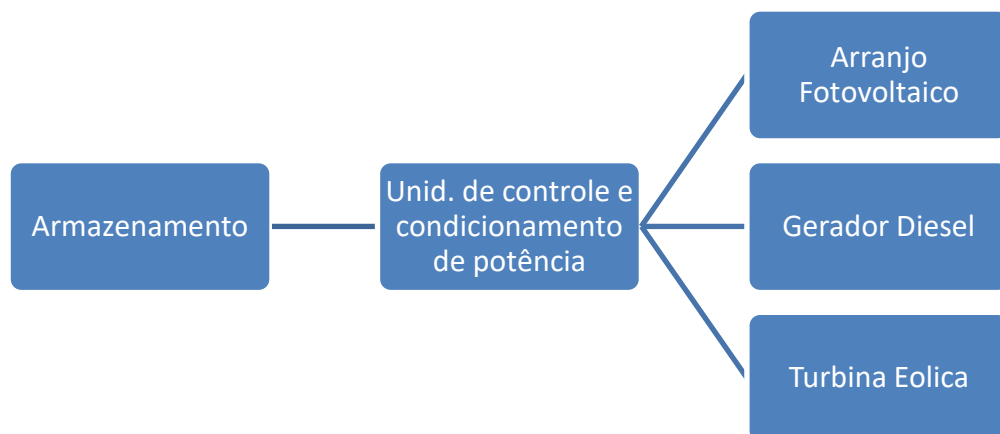


Figura 9 – Sistema Híbrido ligado à várias fontes de energia. Fonte: Autor

2.6 SISTEMA CONECTADO À REDE

Representam uma geração complementar ao sistema ao qual está conectado, geralmente em redes de distribuição da concessionária. Não possui armazenamento devido ao fato de gerar energia elétrica à rede. Este sistema é composto por arranjos de módulos fotovoltaicos ligados à inversores de frequência que se conectam à rede de forma sincronizada com a frequência do sistema. Pode ser instalado tanto em sistema em baixa tensão como em alta tensão, para isso usando um transformador isolado. É o sistema mais popular a ser comercializado em uso residencial.

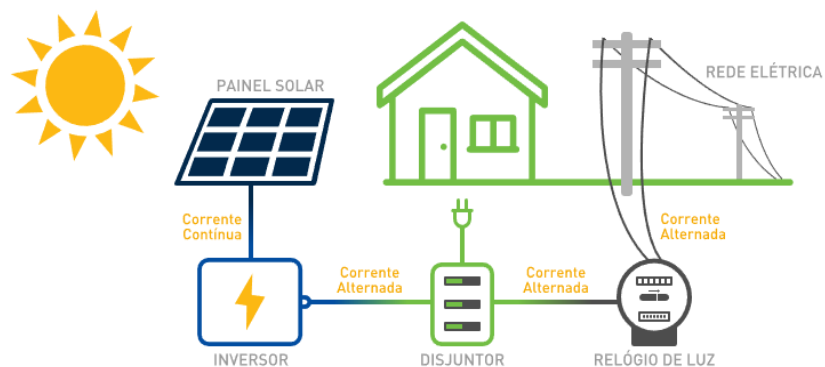


Fig. 9 – Sistema de geração de energia conectado à rede.

Fonte: (AXTELECOM, 2019).

2.7 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Geração distribuída de energia é o termo designado para definir a geração de energia próxima ao consumidor, independente da tecnologia, potência ou fonte de energia. Inclui tecnologias como cogeneradores, geradores movidos a resíduos de combustíveis, geradores de emergência, geradores para operação de horário de “Ponta”, painéis fotovoltaicos, pequenas centrais hidrelétricas.

A GD tem a vantagem de melhorar a estabilidade do sistema de distribuição e economiza investimentos em transmissão. Chegou a ser regra no início do século passado, quando a necessidade de energia elétrica industrial era toda produzida localmente. Com o fim do monopólio na década de 80, volta a ser incentivado e produz resultados satisfatórios nos investimentos da GD (INEE, 2019).

De acordo com Bloomberg New Energy Finance, projeta um aumento de energia fotovoltaica na matriz brasileira atingindo a ordem de 32% até 2040. Essa porcentagem representa 110GWac. Deste valor, aproximadamente 82GWac será gerado por geração distribuída e o saldo restante de geração centralizada. De acordo com a ANEEL, o número de instalações de sistemas fotovoltaicos distribuídos nos últimos anos esteve abaixo da previsão, mas por outro lado, a potência instalada superou as expectativas em 60% (ANEEL, 2019).

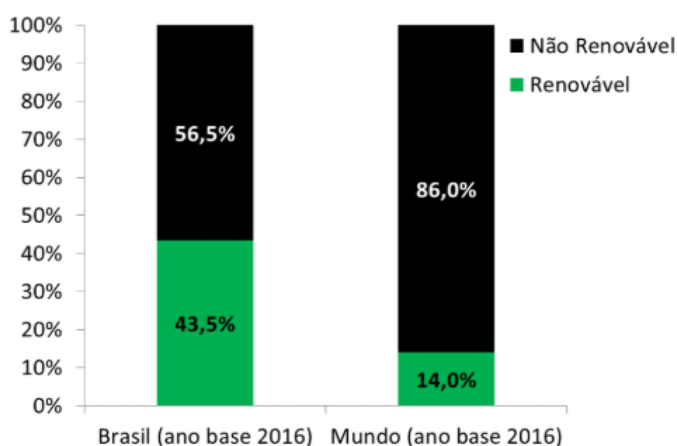


Figura 10 – Matriz energética brasileira comparada a matriz energética mundial

Fonte: (EPE, 2019).

Como pode-se observar na Figura 10, a matriz energética brasileira é composta de 43,5% de fontes renováveis, 3,1 vezes maior se comparada à matriz energética mundial. Tendo perspectivas de aumento substancial na geração de energia fotovoltaica.

2.8 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO CONECTADO À REDE

A instalação de um sistema de geração de energia fotovoltaica deve seguir a norma pertinente à concessionária de energia do estado onde será instalada.

Para o dimensionamento da potência a ser instalada, é imprescindível o conhecimento das normas de compensação regulamentado da região em questão.

No Brasil, quando o SFV gerar mais energia que a demandada, ela será injetada na rede e será medida no sentido oposto ao consumo, gerando crédito em forma de compensação. Quando a edificação consome uma quantidade maior de energia do que a gerada, o medidor registra a medição na forma convencional (PINHO & GALDINO, 2014).

Para a geração em forma compensada, os créditos serão válidos no período de 60 meses. Porém, a concessionária cobrará os custos de disponibilidade de energia para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A.

Os créditos de energia ativa que não forem consumidos na SFV, poderão ser compensados em outras unidades desde que seja do mesmo possuidor do CPF ou CNPJ e na mesma distribuidora de energia. Não é interessante que o SFV gere mais energia do que a consumida pela unidade consumidora-geradora. Se considerar outras unidades consumidoras para consumo da energia gerada, deve-se calcular o custo de geração mais os impostos incidentes na energia gerada excedente consumida na unidade não geradora (PINHO & GALDINO, 2014).

De forma prática, o cálculo do dimensionamento deve ser feito de forma a considerar o consumo médio diário anual em Wh/dia, descontando o valor da disponibilidade de energia do grupo. Desse modo, tem-se a seguinte equação 2.

$$P_{FV}(W_p) = \frac{\left(\frac{E}{TD}\right)}{HSP_{MA}} \quad (2)$$

Onde:

$P_{FV}(W_p)$ = Potência de pico do módulo fotovoltaico;

$E(Wh/dia)$ = Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

$HSP_{MA}(h)$ = Média diária anual das Horas de Sol Pleno incidente no plano do módulo FV;

TD (adimensional) = Taxa de desempenho.

O desempenho de um sistema de geração fotovoltaica é medido pela taxa de desempenho, que é medido pela taxa real de desempenho sobre a taxa de desempenho máximo teórico. Por levar em consideração a potência do sistema em condições reais de operação e todas as perdas envolvidas, como quedas de tensão,

perdas nos conectores, descasamento de módulos semelhantes, poeira, sombreamento e outras perdas, pode-se observar uma tendência média de TD em torno de 70% a 75% (PINHO & GALDINO, 2014). No Brasil, essa taxa pode variar para valores ligeiramente maiores, em torno de 70% a 80%.

O fator de dimensionamento dos inversores de frequência (FDI) representa a relação entre a potência nominal e a potência de pico do gerador FV, mostrada na equação 3.

$$FDI = \frac{P_{NCA}(W)}{P_{FV}(Wp)} \quad (3)$$

Onde:

FDI (adimensional) – Fator de dimensionamento do inversor;

P_{Nca} (W) – Potência nominal em corrente alternada do inversor;

P_{FV} (Wp) – Potência de pico do módulo fotovoltaico.

“Análise de literatura mostra que os valores inferiores de FDI recomendados por fabricantes e instaladores situam-se em faixa de 0,75 a 0,85, enquanto o limite superior é de 1,05” (PINHO & GALDINO, 2014, p. 332).

Tensão de entrada do inversor é a tensão resultante do arranjo de módulos fotovoltaicos e tem forte dependência em relação a temperatura. Para isso, deve ser considerada os valores de temperatura máximos e mínimos no projeto. Total atenção aqui - a tensão máxima suportada pelo inversor -, pois o mal dimensionamento da tensão máxima injetada pelo arranjo de módulos, poderá danificar o equipamento. Pinho & Galdino (2014) afirmam que a máxima tensão ocorre em baixas temperaturas e em circuito aberto.

$$N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} \cdot V_{ocTmin} < Vi_{max} \quad (4)$$

Onde:

Vi_{max} (V) – Máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor;

V_{ovTmin} (V) – Tensão em circuito aberto (V_{oc}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista.

Faixa de tensão de operação do SPPM do inversor, o número de módulos em seus arranjos conectados ao inversor deve respeitar a faixa de operação em tensão do SPPM. Novamente a questão da temperatura é muito importante, no Brasil durante o verão pode-se elevar a temperatura do módulo até 70°C e assim, como o coeficiente é negativo em relação à temperatura, tem-se uma diminuição da tensão e possível desligamento do inversor.

$$\frac{Vi_{SPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ}módulos_{série} < \frac{Vi_{SPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (5)$$

Onde:

$Vi_{SPPMmin}(V)$ – Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

$Vi_{SPPMmax}(V)$ – Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

$V_{mpTmin}(V)$ – Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista;

$V_{mpTmax}(V)$ – Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na maior temperatura prevista.

Corrente máxima c.c. do inversor, todo inversor tem um limite de corrente máxima suportada pela entrada c.c. A fim de garantir que esse valor seja respeitado, pode-se calcular o valor máximo de fileiras em série, conectadas em paralelo.

$$N^{\circ} seriesFVparalelo = \frac{li_{max}}{I_{sc}} \quad (6)$$

Onde:

$li_{max}(A)$ – Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor;

$I_{sc}(A)$ – Corrente de curto circuito do módulo FV nas STC.

Para o cálculo do cabeamento da linha c.c., deve-se respeitar o limite de queda de tensão de 3% para tensões nominais de 12V, 24V e 48V. A equação 7 é representada a seguir.

$$S(\text{mm}^2) = \rho \left[\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right] * \frac{d(\text{m}) * I(\text{A})}{\Delta V(\text{V})} \quad (7)$$

Onde:

ρ (Ω) – resistividade do material do condutor, geralmente cobre;

d (m)– distância total do condutor, considerando o trecho de retorno;

I (A) – Corrente no condutor;

ΔV (V)– queda de tensão tolerada no cabeamento para o trecho analisado.

3. MATERIAL E MÉTODOS

3.1 MATERIAL

3.1.1 Localização do estudo

O objeto de estudo é uma usina fotovoltaica instalada no município de Maripá, Paraná, como pode ser visto na Figura 11, instalado nas coordenadas 24°27'05.8"S 53°51'51.2"O. Com capacidade de 250kWp, encontra-se em uma propriedade rural e tem por finalidade compensar a energia consumida e, por ventura, a venda no mercado livre.



Figura 11 – Usina Fotovoltaica instalada na propriedade. Fonte: (AUTOR, 2019)

Na Figura 12 pode-se verificar as alterações feitas na instalação elétrica na propriedade a fim de unificar as unidades consumidoras (UC) existentes na propriedade. Pode-se observar também, o local destinado à instalação do sistema fotovoltaico apresentado na Figura 11.

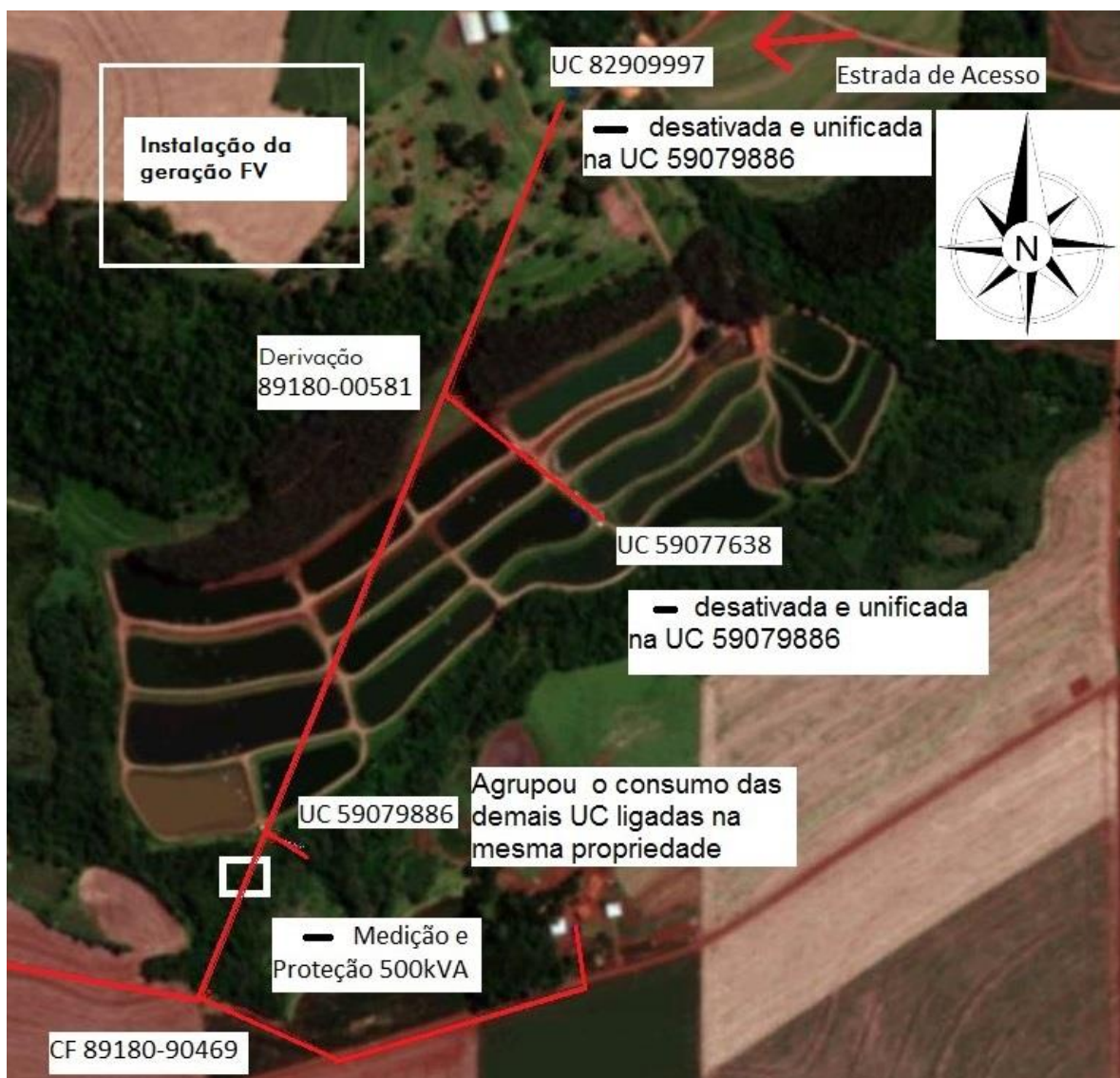


Figura 12 – Esquema das Unidades Consumidoras (UCs) unificadas. Fonte (AUTOR, 2019).

Este procedimento teve por finalidade a unificação de 2 contas de energia elétrica existentes no local para uma única conta UC 59079886. Deste modo, a compensação foi concentrada em uma única conta.

A Figura 13 mostra os dados do portal SunData (CEPEL, 2020). O gráfico representa o nível de irradiação solar no local da instalação do sistema fotovoltaico.

Estação: Maripa
 Município: Maripa, PR - BRASIL
 Latitude: 24,401° S
 Longitude: 53,849° O
 Distância do ponto de ref. (24,451188° S; 53,859986° O): 5,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,17	5,66	5,27	4,40	3,44	3,05	3,23	4,22	4,52	5,32	6,15	6,56	4,83	3,52
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	24° N	5,56	5,41	5,47	5,06	4,30	3,99	4,15	5,07	4,85	5,21	5,62	5,80	5,04	1,81
<input type="checkbox"/>	Maior média anual	20° N	5,71	5,50	5,49	4,99	4,19	3,86	4,04	4,97	4,84	5,28	5,76	5,97	5,05	2,11
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	44° N	4,60	4,72	5,10	5,09	4,58	4,36	4,50	5,25	4,66	4,64	4,71	4,71	4,74	,89

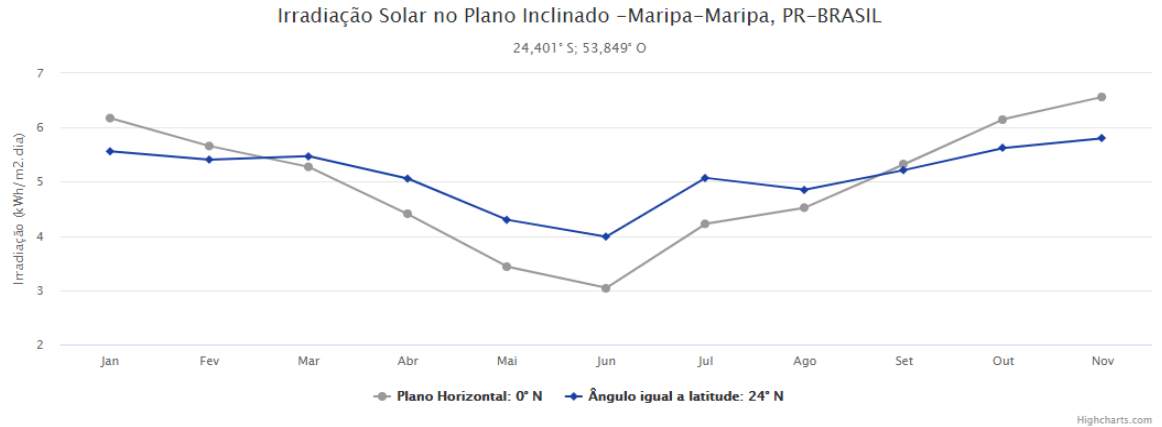


Figura 13 – Nível de irradiância solar diária média mensal em plano horizontal e inclinado para o local do sistema fotovoltaico. Fonte (CEPEL, 2020).

3.1.2 Instalação do Sistema Fotovoltaico

No habitáculo de instalação dos inversores de frequência foram instalados 5 inversores de 50kWp cada, conforme pode ser visualizado na Figura 14, totalizando 250kWp até o momento.

Foram utilizados nos arranjos de módulos PV 1200 módulos de 270Wp, como apresentado na Figura 15, e inversor solar fotovoltaico modelo SMA Sunny Tripower Core1 50. As características técnicas dos inversores e dos módulos fotovoltaicos podem ser visualizadas nas Tabelas 1 e 2, respectivamente.



Figura 14 – Inversores fotovoltaicos instalados no habitáculo. Fonte (AUTOR, 2019).

Tabela 1 – Especificação técnica dos inversores

Modelo	STP50us-40
Tensão c.c. Máx.	1000V
Faixa ótima de operação MPPT	500V-800V
Faixa operação MPPT	150V-1000V
Min. DC V	150V
Max. Corrente de entrada	120A/20A
Max. Corrente curto	30A
AC. Potência nominal	50000W
Máx. corrente de saída	64A

Fonte: SMA

Possui uma larga faixa de operação MPPT, sendo o valor mínimo de 150V até 1000V de valor máximo. Potência de 50.000W com corrente de saída máxima de 64A (amper).



Figura 15 – Módulos Fotovoltaicos utilizados no sistema fotovoltaico. Fonte (BYD, 2020).

Tabela 2 – Especificação técnica dos módulos

Modelo	P6D-304BB
Máx. Potência	270W
Tensão em circuito aberto (Voc)	39.0V
Tensão de operação Máx. (Vmp)	31.18V
Corrente em curto circuito (Isc)	9.13A
Corrente Máx. operação (Imp)	8.66A
Eficiência	16.7%
Temp. de operação	-40°C~+85°C
Max. Tensão de operação	1000V

Fonte: BYD

Para a elevação da tensão de geração até os parâmetros de tensão de distribuição primária, foi instalado o transformador elevador de tensão, apresentado na Figura 16. O transformador instalado é de 500kVA. Nota-se aqui a utilização de um transformador de 500kVA, isto porque o sistema a priori seria de 500kWp, mas por questões técnicas da concessionária, esta limitou a instalação para até 250kWp sem modificação na rede de distribuição.



Figura 16 – Transformador de tensão. Fonte: (AUTOR, 2019).

O sistema fotovoltaico consiste em 1200 módulos arranjados em uma string de 240 módulos por inversor, sendo 15 arrays de 16 módulos.

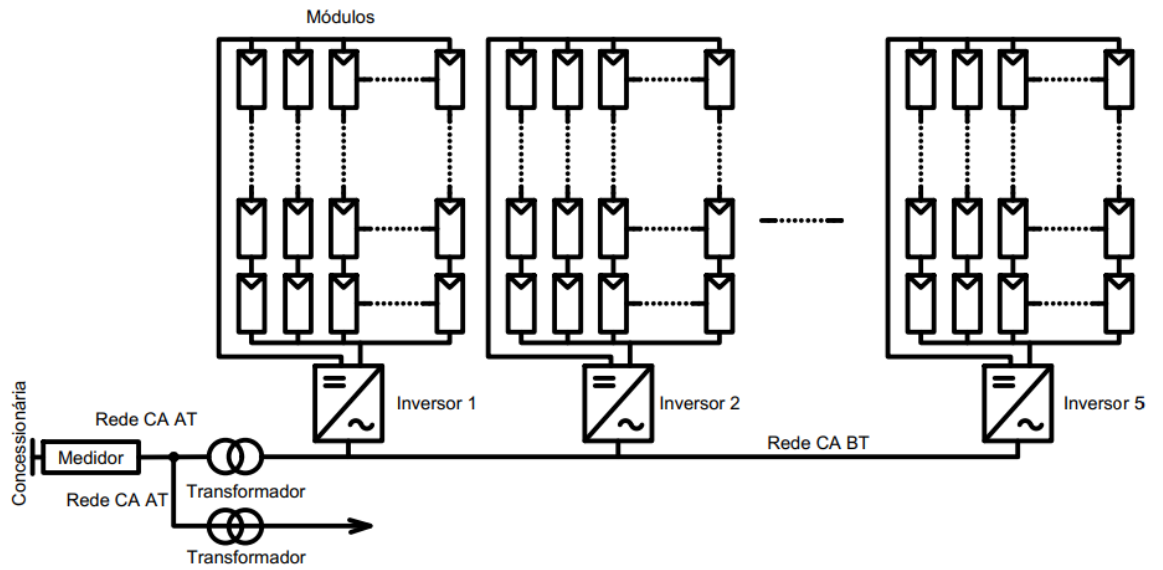


Figura 17 – Arranjo do sistema fotovoltaico Fonte: (AUTOR, 2020).

3.1.3 Custo dos componentes do sistema

Como mostrado na Figura 12, a propriedade conta com vários açudes para piscicultura e uma área para produção de essência de óleo de eucalipto. Para a instalação do sistema fotovoltaico, foram necessários vários componentes que estão relacionados na Tabela 3.

Tabela 3 – Resumo dos principais componentes do sistema

Descrição	Quantidade	Valor
Módulo silício poli cristalino BYD P6D-304BB 270W	1200	R\$ 1.200.000,00
Inversores SMA SUNNY TRIPOWER CORE1 50	5	R\$ 175.000,00
Transformador de 500 kVA 13,8kV 380/220V	1	R\$ 23.000,00
Projeto	1	R\$ 80.000,00
Cabine Metálica Blindada para Média Tensão 17,5kV	1	R\$ 67.960,00
Construção em Alvenaria de 32 M ² para armazenar Inversores e demais componentes	1	R\$ 31.650,00
Materiais para Base	1	R\$ 60.031,02
Serviços de Terraplanagem	1	R\$ 13.850,00
Kit Estrutura de alumínio	1	R\$ 25.000,00
Total		R\$ 1.676.491,02

3.1.4 Faturas e demonstrativos da Unidade Consumidora

Na Tabela 4, estão relacionados o consumo e geração de energia registrados na fatura da concessionária na unidade consumidora, de acordo com o regime de compensação estabelecido para o sistema de geração fotovoltaica da propriedade rural.

Tabela 4: Demonstrativo da fatura de energia na unidade consumidora

Referência	Ativa Injet. PT	Ativa Injet. FP	Atv. Cons. PT	Atv. Cons. FP	Atv. Cons. Res.	Créd. Uti. No mês PT	Créd. Uti. No mês FP	Crédito Recebido PT	Crédito Recebido FP
Jan / 20	0	19132	4299	11975	23640	0	11975	0	19132
Dez / 19	0	20929	4692	10704	28310	0	10704	0	20929
Nov /19	0	22328	5157	11465	33774	0	11465	0	22328
Out /19	0	34393	4767	13955	54428	0	13955	0	34393
Set /19	0	31370	5201	17059	54521	0	17059	0	31370
Ago /19	0	29284	5172	15125	55018	0	15125	0	29284
Jul /19	4751	16799	4751	16799	49884	4751	16799	4751	16799
Jun /19	0	27321	5430	15907	48059	0	15907	0	27321
Mai /19	5612	17926	5612	17926	45030	5612	17926	5612	17926
Abr /19	0	24690	7778	20414	52286	0	20414	0	24690
Mar /19	0	0	6033	30187	44745	0	0	0	0
Fev /19	0	0	10276	31073	56093	0	0	0	0
Jan /19	0	0	7278	30517	55151	0	0	0	0

Fonte: (COPEL, 2020)

Do serviço Sunny Portal, foi extraído os dados de geração fotovoltaica nos meses em que o sistema esteve ativo, conforme a Tabela 5. Nota-se que os maiores valores de geração estão nos meses de outubro a dezembro, justificada pelo solstício de verão, quando o período de irradiação é mais extenso.

Março foi o mês com menor geração, devido à instalação da planta geradora fotovoltaica nesse mês.

Tabela 5: Geração Fotovoltaica mensal.

Mês	Energia Gerada (W.h)
Jan / 20	43625,152
Dez / 19	47362,213
Nov / 19	46501,081
Out / 19	46557,262
Set / 19	40346,876
Ago / 19	43877,279
Jul / 19	35793,053
Jun / 19	33950,553
Mai / 19	29545,34
Abr / 19	34122,232
Mar / 19	23281,473

Fonte: (Portal, 2020)

3.2. MÉTODOS

3.2.1. Descrição do estudo

Para este estudo foi analisado o histórico de geração de energia do Sunny portal e os dados da fatura da concessionária no período desde que o sistema foi instalado, no mês de março de 2019. A usina está instalada no município de Maripá e por razões de decisão da Concessionária de energia do estado, limitou-se a geração para 250kWp.

Uma usina fotovoltaica com potência limitada a 1MW pode contar com a isenção da tarifa de ICMS no regime de compensação. Empreendimentos de GD que utilizam o modelo de geração compartilhada não tem a isenção deste imposto, independente da potência instalada. Para esse caso, o proprietário construiu uma usina de 0,25MW para o regime de compensação do próprio consumo.

Para fins de entendimento sobre postos tarifários, é essencial a explanação de tais tarifações.

Conforme Copel (2020), o horário de “Ponta” ou “horário de pico” é o período definido e composto por três horas diárias consecutivas, durante o qual o consumo de energia elétrica tende a ser maior. No caso da Copel, de segunda-feira a sexta-feira das 18h às 21h.

São considerados exceções os sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, *Corpus Christi* e demais feriados definidos por lei federal.

De acordo com informações da Copel (2020), o “horário fora de pico”, é o intervalo de tempo que não o de três horas consecutivas definidas no Horário de “Ponta”.

Para finalizar Copel (2020), estabelece como horário Intermediário o período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior as definidas no horário de “Ponta”.

A conversão de energia gerada em horários diferentes é feita com base na proporcionalidade da tarifa TE “Ponta” e TE “Fora Ponta”. Conforme determina o Art 7º da Resolução Normativa nº 482;

"XI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve-se dar, primeiramente, no posto tarifário

em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh) publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver;"

Contudo, conforme Art. 53-K da Resolução Normativa nº 414, e Art. 53-K da Resolução Normativa nº 414. e Art. 53-B da Resolução Normativa nº 800 o horário reservado não é um período tarifário e sim, um benefício que ocorre dentro do período “Fora Ponta”.

Na propriedade em questão, a unidade consumidora é composta por 3 postos tarifários, sendo eles, “Fora Ponta”, “Ponta” e “Fora Ponta Reservado”, este último considerado posto tarifário “Fora Ponta”, pois é considerado um benefício.

Para a avaliação, foram analisados os valores de geração do sistema fotovoltaico e da fatura de energia. É sabido que parte da geração da energia fotovoltaica é consumida no próprio local e, como o sistema fotovoltaico só gera energia no período diurno, o consumo de energia fotovoltaica somente será no período “Fora Ponta”. Com essa premissa, foram calculados os valores de consumo local e os dados de custo evitado da geração fotovoltaica, considerando o valor injetado, valor gerado e valor consumido.

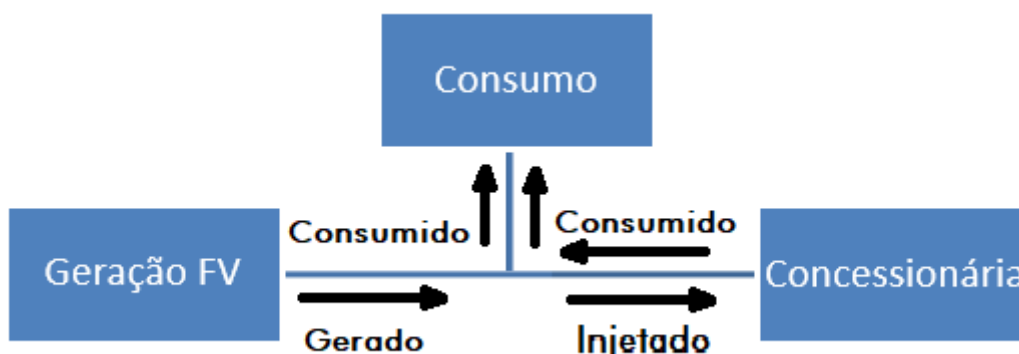


Figura 18 – Diagrama do consumo entre a geração, carga e concessionária.

Fonte: Autor

Na geração fotovoltaica *on grid*, no regime de compensação e com carga de consumo, sabe-se que parte da energia gerada pelo sistema será consumida no próprio local e não será quantificada no medidor de energia bidirecional da concessionária.

No medidor bidirecional, somente serão registrados valores que por ora serão consumidos e por ora serão injetados na rede. No caso da injeção, somente se a geração de energia for maior que o consumo.

Para o cálculo, foi computado o valor no mês de referência dos dados de geração no portal Sunny Portal e subtraído do valor de injeção na fatura de energia da concessionária, compensado este valor no regime “Fora Ponta” e o excedente no posto tarifário “Fora Ponta reservado”.

Representado pela equação 8:

$$\text{Energia consumida FV} = \text{Energia FV gerada} - \text{Energia Injetada} \quad (8)$$

A Energia consumida FV é a energia consumida pela carga da propriedade e que não é registrada pelo medidor bidirecional da concessionária.

A equação 9 define o valor do custo evitado no “Fora Ponta”:

$$\begin{aligned} \text{Custo Evitado FP} & \quad (9) \\ &= (\text{Energia Consumida FV} \\ &+ \text{Energia compensada FP}) \times \text{Valor Tarifa FP} \end{aligned}$$

A equação 10, custo evitado resultante no posto tarifário reservado:

$$\begin{aligned} \text{Custo Evitado Reser.} & \quad (10) \\ &= (\text{Energia Injetada} \\ &- \text{Consumo compensado FP}) \times \text{Valor Tarifa Reser.} \end{aligned}$$

O custo evitado total é definido pela equação 11:

$$\text{Valor Evitado} = C.\text{Evitado FP} + C.\text{Evitado Reser.} \quad (11)$$

Com o resultado do valor evitado foi aplicado um cálculo de *Payback* descontado para encontrar o valor presente VP em cada ano de vida útil do sistema representado pela equação:

$$VP = \frac{FC_n}{(1 + TMA)^n} \quad (12)$$

Onde:

VP = Valor presente;

FC = Fluxo de Caixa;

TMA = Taxa de Desconto.

N = Número de anos.

Tabela 6 – Parâmetros para o cálculo de *Payback*. Fonte: (AUTOR, 2019).

Taxa mínima de atratividade (TMA).	6,16%	
Varição média anual da tarifa de EE (últimos 8 anos) + depreciação energética	5,7%	
Vida útil dos inversores	10	Anos
Vida útil dos módulos fotovoltaicos	25	Anos
Valor compensado posto tarifário fora ponta	0,312147	R\$/kWh
Valor compensado posto tarifário reservado (Luz noturna)	0,101787	R\$/kWh
Taxa de desempenho do sistema	80%	

Como apresentado na Tabela 6, a taxa mínima de atratividade (TMA), representa um valor equivalente à poupança que está em valores de 0,5% ao mês, totalizando um percentual de 6,16% anual. A variação média da tarifa de energia elétrica foi obtida com a média dos últimos 8 anos, obtendo um valor de 6,5%. No entanto, sabe-se que um sistema de geração fotovoltaico perde eficiência ao longo de sua vida útil, em uma taxa de 0,8% por ano. Logo, para fins de simplificação, foi subtraído a perda de eficiência pelo ajuste de tarifa energética, resultando no valor de 5,7% anual. A vida útil dos inversores foi arbitrada em 10 anos e 25 anos para os módulos fotovoltaicos.

Quanto aos valores de compensação dos postos tarifários, foram usados valores reais tomados da fatura de energia elétrica, que são respectivamente 0,312147 R\$/kWh para o posto “Fora Ponta” e 0,101787 R\$/kWh para o posto “Fora Ponta Reservado” (benefício chamado irrigação noturna). Por último, para taxa de desempenho do sistema em 80%, que foi adotado pelo projetista, podendo ser entre 75% e 85%, como descrito no item 2.8. No cálculo de custos não foi considerado a tarifa TUSD (Uso do Sistema de Distribuição), já que esta tarifa era cobrada antes da instalação do sistema gerador fotovoltaico. Na propriedade havia toda a estrutura de bombeamento e áreação dos açudes, o qual demandava o uso do sistema de distribuição.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO ANUAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Como apresentado na Figura 13, não há um nível de irradiação solar de mesma intensidade ao longo do ano. A Figura 19 demonstra uma comparação entre o nível de irradiação solar médio mensal coletado dos últimos 30 anos pela Cepel e a geração real do sistema solar coletados do Sunny Portal.

A linha vermelha representa o nível de irradiação solar conferidos pelos dados da Cepel no local em kWh/m².dia e a linha azul, o nível de geração em kWh dos dados de geração real. Foram normalizados os valores de irradiação solar da linha vermelha, normalmente representados por valores em horas.dia menores que 10, multiplicando o valor por 10.000 para efeito de comparação. Para o mês de fevereiro foi utilizado um valor interpolado entre os valores adjacentes e, de acordo com a Tabela 5, nota-se a falta dessa grandeza. Observa-se uma curva proporcional entre os dados representados de irradiação solar e a geração de energia. Isso denota um alinhamento de geração de energia pelo sistema com o nível de irradiação solar no local.

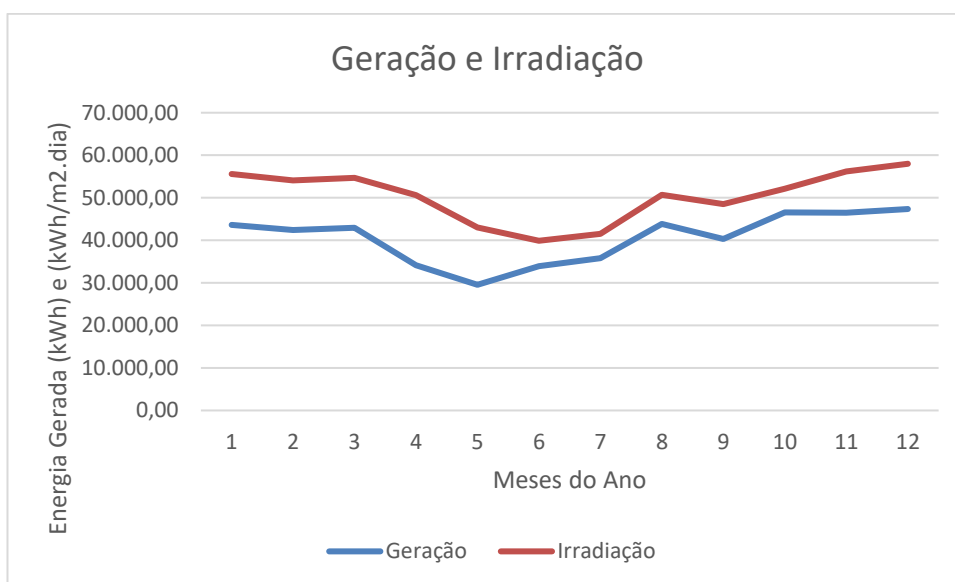


Figura 19 – Irradiação solar e geração real do sistema. Fontes: (PORTAL, 2020) e (CEPEL, 2020).

Na Figura 20 são representados os valores de energia gerada e consumida ao longo do ano, são representados os valores de geração fotovoltaica consumida e registrada no medidor, para o consumo no posto tarifário “Fora Ponta” e o consumo de energia elétrica “Fora Ponta” diurno, consumida da concessionária. Pode-se observar que a geração é superavitária em relação ao consumo no posto tarifário diurno que ela é compensada. Não foi considerado o consumo “Fora Ponta” noturno denominada “Irrigação noturna”, portanto não houve geração excedente resultando em créditos para a unidade, pois o excedente foi compensado no posto noturno.

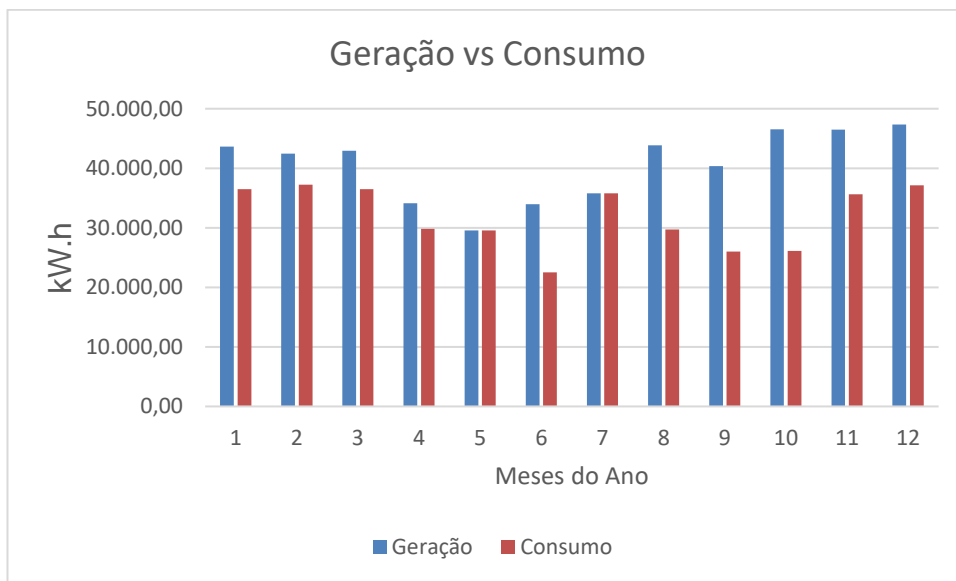


Figura 20 – Demonstrativo da geração e consumo ao longo do ano. Fontes: (Portal, 2020) e (Copel, 2020).

Na Figura 21, é comparado a geração em relação às grandezas faturadas em todos os postos tarifários, sendo eles “Fora Ponta”, “Ponta” e “Irrigação noturna”. As barras azuis representam a geração de energia do sistema fotovoltaico em kWh e as barras vermelhas o total de energia consumida em kWh em todos os postos tarifários. Observa-se um consumo muito maior que a geração do sistema fotovoltaico. Nota-se a ausência do mês 2 por não ter sido faturado.

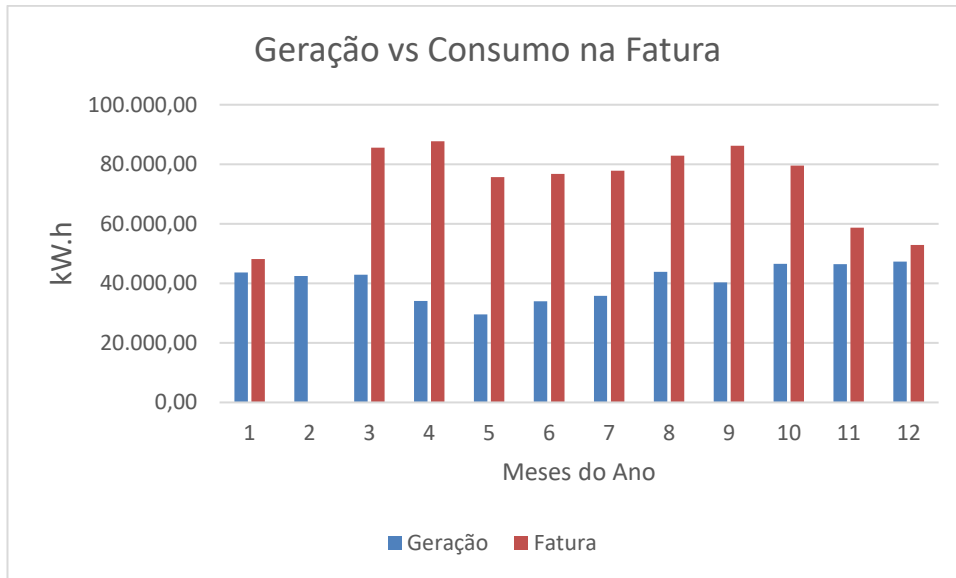


Figura 21 – Comparação da geração de energia fotovoltaica e as grandezas faturadas pela concessionária em todos os postos tarifários. Fontes: (Portal, 2020) e (COPEL, 2020).

4.2 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.2.1 Avaliação do custo evitado

O cálculo baseia-se no impacto que o consumidor terá na redução da fatura de energia, sendo a carga gerada, a carga evitada. Esta carga foi transformada em valores em Reais. Na Tabela 7, tem-se a carga gerada pelo sistema fotovoltaico, a energia injetada, energia consumida não medida, energia consumida. Através dos parâmetros da Tabela 6, multiplicando os valores de carga gerada e consumida pelo valor da tarifa, tem-se o valor em reais evitado. Para se obter o consumo não medido na propriedade é necessário subtrair o valor da Energia mensal gerada pela Energia mensal injetada, resultando na Energia mensal consumida. Sabendo o consumo FP (Fora Ponta) discriminado na fatura da concessionária, somando a Energia mensal consumida FV pelo Consumo FP e multiplicando pelo valor da tarifa "Fora Ponta". O custo evitado é o resultado do resto da geração, multiplicado pela tarifa de energia reservada (irrigação noturna).

Tabela 7 - Custo evitado

Cálculo do custo evitado de energia elétrica							
Mês	Energia mensal gerada (kWh/mês) Sunny Portal	Energia mensal injetada (kWh/mês)	Energia mensal consumida FV (kWh/mês)	Consumo FP (kWh/mês)	Custo evitado de energia Fora Ponta (R\$/mês)	Custo evitado de energia Reservado (R\$/mês)	Custo evitado de energia (R\$/mês)
jan	43.625,15	19.132,00	24.493	11.975	11.383,42	728,49	12.111,91
fev	42.448,21	17.048,00	25.400	11.850	11.627,54	529,09	12.156,63
mar	42.918,98	19.888,00	23.031	13.450	11.387,43	655,30	12.042,73
abr	34.122,23	24.690,00	9.432	20.414	9.316,41	435,24	9.751,65
mai	29.545,34	17.926,00	11.619	17.926	9.222,49	0,00	9.222,49
jun	33.950,55	27.321,00	6.630	15.907	7.034,72	1.161,80	8.196,51
jul	35.793,05	16.799,00	18.994	16.799	11.172,69	0,00	11.172,69
ago	43.877,28	29.284,00	14.593	15.125	9.276,47	1.441,20	10.717,67
set	40.346,88	31.370,00	8.977	17.059	8.127,02	1.456,67	9.583,69
out	46.557,26	34.393,00	12.164	13.955	8.153,05	2.080,32	10.233,37
nov	46.501,08	22.328,00	24.173	11.465	11.124,32	1.105,71	12.230,03
dez	47.362,21	20.929,00	26.433	10.704	11.592,27	1.040,77	12.633,04
Totais					119.418	10.635	130.052,44

A Tabela tem como resultado final um valor de R\$ 130.052,44 de valor evitado em um período de 1 ano.

Considerando o mês de janeiro, foi gerado 43.625,15 W.h; no medidor de energia foi registrado uma injeção de 19.132,00 W.h, logo, houve um consumo na propriedade durante a geração de energia pelo sistema fotovoltaico e que não foi medido pelo medidor da concessionária. Esse valor é obtido subtraindo do total da geração pelo valor da medição, que resulta em 24.793 W.h. O valor de 11.975 de consumo FP é obtido na fatura de energia elétrica. Para obter o valor do custo evitado, foram somados os dois campos da energia consumida do gerador FV e o consumo medido FP (24.493 + 11.975) e multiplicado pela tarifa da tabela 6 (0,312147 R\$/kWh), resultando em R\$ 11.383,42, que é o valor evitado no “Fora Ponta” no período diurno. O resto da geração foi multiplicado por 0,101787 R\$/kWh que é o período irrigação noturna, resultando em R\$ 728,49, o custo total evitado mensal foi obtido somando os dois valores que resultou em R\$ 12.111,91. Assim foi feito para todos os meses e chegando a um valor anual da ordem de R\$ 130.052,44 de custo evitado total.

4.2.2 Avaliação da viabilidade econômica *payback* descontado

O *payback* descontado leva em consideração uma taxa de juros, o qual é utilizada para considerar um valor corrigido ao longo dos anos de vida útil do sistema fotovoltaico. Para esse cálculo foram utilizados os valores da Tabela 6. A taxa mínima de atratividade TMA foi estipulada em 6,16% ao ano, que é a taxa de rendimento da poupança. Já a variação média de correção da tarifa de energia elétrica foi estipulada com o valor de 5,7% (cabe ressaltar aqui que o valor encontrado para a variação foi de 6,5%, porém com uma degradação do sistema na ordem de 0,8% anual, pode-se realizar uma subtração simples). Observa-se para os valores da tabela 8, em vermelho são os valores referentes ao custo de investimento, no ano 0 o custo inicial, nos anos 10 e 20, o custo com a troca dos inversores. Para o *payback* simples na coluna Saldo VP (i) acumulado, a passagem de saldo negativo para positivo deu-se do ano 10 para o ano 11, já acumulando um valor de R\$ 174.387,24. Para *payback* descontado, esta passagem foi do ano 13 para o ano 14, com valor acumulado de R\$ 8.346,40, valor menor que o *Payback* simples, isso devido a consideração da TMA e degradação do sistema.

Tabela 8 - Considerando TMA, depreciação, inflação e aumento da tarifa de EE

Ano	Custos	Receitas (custos evitados)	Saldo	Saldo VP (I+TMA)	Saldo VP (I)	Saldo VP (I+TMA) acumulado	Saldo VP (i) acumulado
0	-1.676.491,02		-1.676.491,02	-1.676.491,02	-1.676.491,02	-1.676.491,02	-1.676.491,02
1	0,00	137.465,43	137.465,43	129.684,37	137.465,43	-1.546.806,65	-1.539.025,59
2	0,00	145.300,96	145.300,96	129.317,34	145.300,96	-1.417.489,31	-1.393.724,63
3	0,00	153.583,12	153.583,12	128.951,35	153.583,12	-1.288.537,97	-1.240.141,51
4	0,00	162.337,35	162.337,35	128.586,39	162.337,35	-1.159.951,58	-1.077.804,16
5	0,00	171.590,58	171.590,58	128.222,46	171.590,58	-1.031.729,12	-906.213,58
6	0,00	181.371,25	181.371,25	127.859,57	181.371,25	-903.869,54	-724.842,33
7	0,00	191.709,41	191.709,41	127.497,70	191.709,41	-776.371,84	-533.132,93
8	0,00	202.636,84	202.636,84	127.136,86	202.636,84	-649.234,98	-330.496,09
9	0,00	214.187,14	214.187,14	126.777,04	214.187,14	-522.457,94	-116.308,94
10	-175.000,00	226.395,81	51.395,81	28.699,15	51.395,81	-493.758,79	-64.913,13
11	0,00	239.300,37	239.300,37	126.060,45	239.300,37	-367.698,34	174.387,24
12	0,00	252.940,49	252.940,49	125.703,68	252.940,49	-241.994,66	427.327,73
13	0,00	267.358,10	267.358,10	125.347,91	267.358,10	-116.646,75	694.685,83
14	0,00	282.597,51	282.597,51	124.993,15	282.597,51	8.346,40	977.283,34
15	0,00	298.705,57	298.705,57	124.639,40	298.705,57	132.985,80	1.275.988,91
16	0,00	315.731,79	315.731,79	124.286,64	315.731,79	257.272,44	1.591.720,69
17	0,00	333.728,50	333.728,50	123.934,89	333.728,50	381.207,33	1.925.449,19
18	0,00	352.751,02	352.751,02	123.584,13	352.751,02	504.791,46	2.278.200,22
19	0,00	372.857,83	372.857,83	123.234,36	372.857,83	628.025,83	2.651.058,05
20	-175.000,00	394.110,73	219.110,73	68.319,76	219.110,73	696.345,59	2.870.168,78
21	0,00	416.575,04	416.575,04	122.537,80	416.575,04	818.883,39	3.286.743,81
22	0,00	440.319,82	440.319,82	122.190,99	440.319,82	941.074,38	3.727.063,63
23	0,00	465.418,05	465.418,05	121.845,17	465.418,05	1.062.919,55	4.192.481,68
24	0,00	491.946,87	491.946,87	121.500,32	491.946,87	1.184.419,87	4.684.428,55
25	0,00	519.987,85	519.987,85	121.156,46	519.987,85	1.305.576,33	5.204.416,40
		<i>Payback</i>	simples	11	anos		
		<i>Payback</i>	descontado	14	anos		

A Figura 22 representa graficamente o retorno do investimento, baseado no índice econômico considerado para a análise e comprova que o tempo de retorno pelo *payback* descontado é de 14 anos.

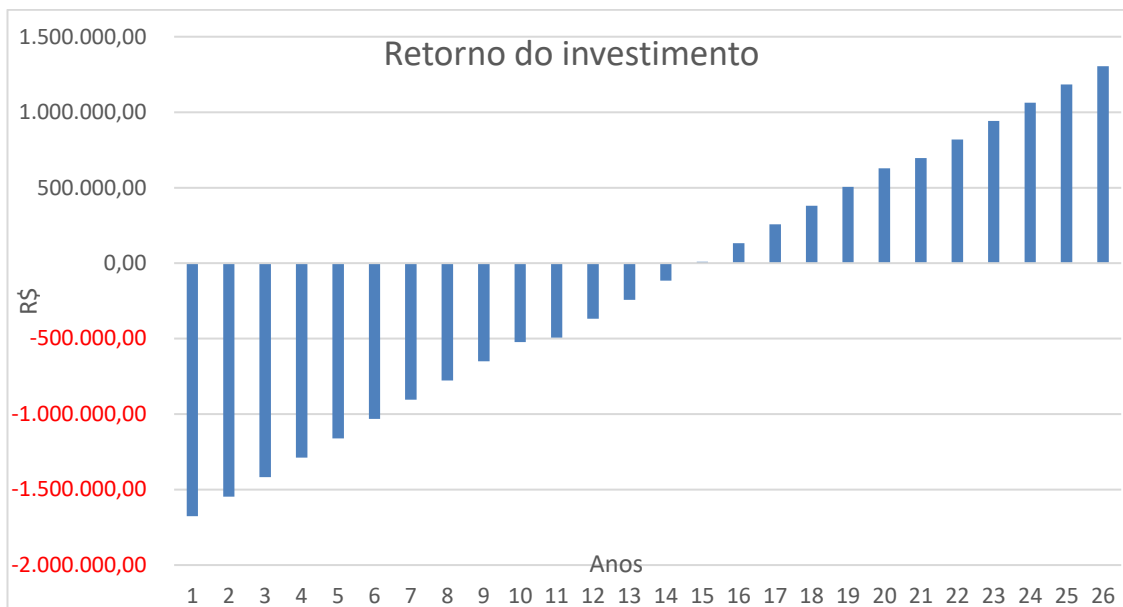


Figura 22 – Gráfico correspondente à Tabela 8.

Como observado no estudo, verifica-se que a propriedade tem um consumo elevado de cargas de energia elétrica no período noturno, que resulta devido à areação dos açudes utilizados para piscicultura. Porém, mantém um consumo variável ao longo do ano no período diurno.

O sistema foi implantado com o intuito de compensar as cargas consumidas na propriedade e, por ventura, vender a energia gerada sobressalente. Já no âmbito da implantação, houve alguns ajustes na potência de geração da planta: a princípio seria implantado uma planta com uma potência de 500kWp, no entanto a concessionária limitou a potência em 250kWp para o fornecimento em 13,8kV.

Observando a Tabela 21 é fato que a geração é muito menor que o consumo da propriedade, mas pela Tabela 4 observa-se que praticamente toda a geração é compensada no posto tarifário “Fora Ponta” e a restante compensada no posto tarifário “Fora Ponta irrigação noturna”, tornando a compensação não vantajosa nessa tarifação, pois não está sendo compensada no regime de escala, considerada pela concessionária como posto tarifário “Fora Ponta” e a chamada “Irrigação Noturna” um benefício. Analisando dessa forma, é vantagem para o proprietário manter e compensar somente no regime “Fora Ponta” no período diurno.

A Tabela 7 demonstra as grandezas de consumo de energia bem como os valores monetários evitados nos períodos em que a geração foi compensada. Pode-se verificar um valor de R\$ 119.418,00 para o período diurno e somente R\$

10.635,00 no período “Fora Ponta Reservado”. O valor de R\$ 10.635,00 é um valor compensado com a tarifa de R\$ 0,101787, caso fosse compensado no valor “Fora Ponta” diurno com uma tarifa de R\$ 0,312147, o valor saltaria para R\$ 32.614,02 tornando o sistema mais vantajoso.

Mesmo com o sistema de compensação aplicado à Unidade Consumidora, o investimento se tornou viável e o retorno em um período de 14 anos. Este retorno só se tornou atrativo com as medidas do governo federal em baixar as taxas de juros do mercado, contribuindo para o tempo de retorno.

5. CONCLUSÕES

Conclui-se que o investimento se torna viável um pouco acima da metade de vida útil do sistema fotovoltaico, em torno de 56% do tempo total.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIBLIOGRAPHY

- ANEEL. (18 de julho de 2019). *ANEEL*. Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica: <http://www.aneel.gov.br>
- AXTELECOM. (5 de 11 de 2019). *Axtelecom*. Fonte: Axtelecom: <https://www.axtelecom.com.br/energia-solar/>
- BRAGA, R. P. (2008). *Energia Solar Fotovoltaica: Fundamento e Aplicações*. Rio de Janeiro.
- BYD. (10 de 02 de 2020). *BYD*. Fonte: BYD COMPANY LIMITED HEADQUARTER: www.byd.com
- CCEE. (17 de julho de 2019). *fontes*. Fonte: Câmara de comercialização de energia elétrica: <http://www.ccee.org.br>
- CEPEL. (10 de 02 de 2020). *Cresesb*. Fonte: Centro de referencia para as energias solar e eólica Sérgio de S. Brito: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>
- COPEL. (7 de 12 de 2020). *Copel*. Fonte: Copel: <https://www.copel.com>
- COSTA, R. N. (Junho de 2007). Viabilidade térmica, econômica e de materiais de um sistema solar de aquecimento de água a baixo custo para fins comerciais. Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- GOLDEMBERG, J., & LUCON, O. (n.72 de dezembro/fevereiro de 2006-2007). Energia Renováveis: um futuro sustentável. *Revista USP*, pp. 6-15.
- INEE. (18 de julho de 2019). *Instituto Nacional de Eficiência Energética*. Fonte: INEE: <http://www.inee.org.br>
- PACHECO, F. (Outubro de 2006). Conjuntura e Planejamento. *Energias Renováveis: breves conceitos*, pp. 4-11.
- PINHO, J., & GALDINO, M. A. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, . Rio de Janeiro: cepel.
- PORTAL, S. (11 de 02 de 2020). *Sunny Portal*. Fonte: Sunny Portal SMA: www.sunnyportal.com/
- PRIMIERY, B. (Março de 2019). MONITORAMENTO DA GERAÇÃO ELÉTRICA E VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

INSTALADO EM DOIS AVIÁRIOS EM TUPÃSSI - PR. Cascavel, Paraná:
Unioeste .

SOLAR, C. (10 de 12 de 2019). *CANADIAN SOLAR*. Fonte: CANADIAN SOLAR:
<https://www.canadiansolar.com/>

VILLALVA, M. G. (2018). *Energia Solar Fotovoltaica, Edição 2*. Érica.