

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

REGIS TROJAN FEROLDI

**DETERMINAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS
FOTOVOLTAICOS E DE PROJETOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM
PEQUENAS APLICAÇÕES RURAIS**

CURITIBA

2022

REGIS TROJAN FEROLDI

**DETERMINAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS
FOTOVOLTAICOS E DE PROJETOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM
PEQUENAS APLICAÇÕES RURAIS**

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Especialista, Curso de Especialização em Eficiência Energética e Geração Distribuída, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Rogers Demonti

CURITIBA

2022

Feroldi, Regis Trojan

Determinação da viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos e de projetos de eficiência energética em pequenas aplicações rurais

/ Regis Trojan feroldi. – Curitiba, 2022.

64 f.: il. (algumas color.); 29 cm.

Orientador: Prof. Dr. Rogers Demonti

Monografia (Especialização em Eficiência Energética e Geração Distribuída) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia.

1. Eficiência Energética. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Bomba d'água. 4. Viabilidade econômica.

TERMO DE APROVAÇÃO



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA -
40001016317E1

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Monografia de Especialização de REGIS TROJAN FEROLDI intitulada: DETERMINAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS FOTOVOLTAICOS E DE PROJETOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM PEQUENAS APLICAÇÕES RURAIS., que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de especialista está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 19 de fevereiro de 2022.

Prof. Dr. Rogers Demonti
Seniôr Docente do Depto. de Engenharia Elétrica
Matrícula: UFPR 201875

Rogers Demonti

Presidente da Banca Examinadora

James Alexandre Baraniuk

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Prof. Dr. JAMES ALEXANDRE BARANIUK
Docente do Depto. de Eng. Elétrica
Matrícula UFPR 202140

Dedico este trabalho ao meu pai, à minha mãe e aos meus avós, que tanto batalharam e me proporcionaram todas as oportunidades, e à minha esposa, que me suportou em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu pai, à minha mãe, à minha irmã e à minha esposa, pela paciência, apoio e incentivo nos finais de semana dos últimos dois anos e em todo o caminho percorrido até aqui.

Agradeço aos professores que contribuíram indiretamente ao longo do curso com o conhecimento compartilhado, ao professor orientador Rogers pelas orientações e pelo suporte dados ao longo de todo o trabalho, aos amigos Thiago, Willian e João Dilberto pela companhia e pela parceria durante o curso de especialização.

RESUMO

Palavras-chave: Eficiência energética, energia solar fotovoltaica, baterias, bombas de água, viabilidade econômica.

Este trabalho busca determinar a viabilidade econômica de projetos de eficiência energética e de projetos de geração solar fotovoltaica aplicados em um sistema de bombeamento de água de uma propriedade rural. Para atingir esse objetivo foram desenvolvidos quatro trabalhos em paralelo, o primeiro utilizando conceitos básicos de hidráulica para dimensionar uma motobomba mais econômica e mais eficiente do que a atual, o segundo utilizando metodologia de projetos de geração fotovoltaica para estimar um sistema conectado à rede capaz de fornecer a energia demandada pela motobomba atual, o terceiro é um conjunto dos dois primeiros combinando um sistema fotovoltaico conectado à rede para uma nova motobomba de menor potência e o quarto utiliza o conhecimento de sistemas de armazenamento de energia para projetar baterias capazes de armazenar a energia gerada por um sistema fotovoltaico desconectado da rede. Ao final foi determinado o *payback* para cada uma dos projetos e foi feita uma comparação de seus resultados e uma análise para determinar qual deles apresentou menor tempo de retorno do investimento.

ABSTRACT

Keywords: Energetic efficiency, photovoltaic solar energy, batteries, water pumps, economic viability.

This work aims to determine the economic viability of energetic efficiency projects and photovoltaic solar energy projects applied to a water pumping system in a rural property. To achieve this objective were developed four projects in parallel, the first uses basic hydraulic concepts to dimension a more economical and more efficient water pump, the second uses the methodology of photovoltaic generation projects to estimate a system connected to the grid able to provide the energy demanded by the current water pump, the third is a joint of the first two combining a grid connected photovoltaic system to a new water pump of lower power and the fourth uses the knowledge of energy storage systems to design batteries able to store the energy generated by a photovoltaic system disconnected from the grid. At the end, the payback for each project was determined, a comparison of its results and an analysis to determine which project had the lower return on investment.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Objetivo geral	14
Figura 2 – Característica corrente versus tensão de uma célula fotovoltaica típica para dois valores diferentes de irradiação solar	18
Figura 3 – Metodologia	26
Figura 4 – Localização da eletrobomba e do reservatório de água	30
Figura 5 – Placa de identificação do motor da eletrobomba atual	31
Figura 6 – Características elétricas do motor da eletrobomba	31
Figura 7 – Tabela de cálculo do fator de perda de carga em tubulações de PVC	32
Figura 8 – Tabela de características hidráulicas do modelo de motobomba ME-2 da Schneider	33
Figura 9 – Características elétricas do motor da nova motobomba selecionada	34
Figura 10 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (Payback simples)	36
Figura 11 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (Payback descontado)	37
Figura 12 – Folha de dados do inversor	39
Figura 13 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (Payback simples)	44
Figura 14 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (Payback descontado)	45
Figura 15 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (Payback simples)	49
Figura 16 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (Payback descontado)	49
Figura 17 – Gráfico do número de ciclos em função da profundidade de descarga	51
Figura 18 – Orçamento 01 para motobomba ME-AL 2375	63
Figura 19 – Orçamento 02 para motobomba ME-AL 2375	63
Figura 20 – Orçamento 03 para motobomba ME-AL 2375	63

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	12
	1.1 JUSTIFICATIVA	12
	1.2 OBJETIVOS	13
	1.2.1 Objetivo Geral	13
	1.2.2 Objetivos Específicos	14
	1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	15
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
	2.1 NOÇÕES BÁSICAS DE HIDRÁULICA	16
	2.2 TIPOS DE BOMBAS HIDRÁULICAS	16
	2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE	17
	2.3.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos	18
	2.3.2 Características elétricas dos inversores	19
	2.4 BATERIAS	20
	2.5 INDICADORES FINANCEIROS DE VIABILIDADE ECONÔMICA	22
3.	METODOLOGIA	26
	3.1 COLETA DAS INFORMAÇÕES	26
	3.2 PROJETO OU DIMENSIONAMENTO TÉCNICO DO SISTEMA	27
	3.3 CÁLCULO DA VIABILIDADE ECONÔMICA	28
4.	DIMENSIONAMENTO, RESULTADOS E ANÁLISE DOS RESULTADOS	30
	4.1 VIABILIDADE ECONÔMICA DA SUBSTITUIÇÃO DA ELETROBOMBA	30
	4.2 VIABILIDADE ECONÔMICA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE ELÉTRICA	38
	4.3 VIABILIDADE ECONÔMICA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE ELÉTRICA APÓS A SUBSTITUIÇÃO DA ELETROBOMBA	45
	4.4 VIABILIDADE ECONÔMICA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DESCONECTADA DA REDE ELÉTRICA	50
	4.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS	57
5.	CONCLUSÃO	59
6.	REFERÊNCIAS	61
7.	APÊNDICE I - COTAÇÕES	63

1 INTRODUÇÃO

Com o aumento dos custos de combustíveis e da energia elétrica e da conscientização ambiental, soluções de eficiência energética e de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis são cada vez mais requisitadas.

Entre as fontes renováveis, que são aquelas encontradas sem limitação de disponibilidade no planeta Terra e na escala de tempo da humanidade, o sol é uma das mais abundantes, seja como fonte direta de calor e de luz ou como contribuidor indireto de outras fontes. No caso de fontes renováveis intermitentes para aplicações desconectadas da rede elétrica, o armazenamento de energia se faz necessário para viabilizar a utilização da energia em períodos sem geração.

Sob a ótica da aplicação, a utilização de energia solar fotovoltaica para bombeamento de água tem registro de estudos a partir da década de 60 e a construção do primeiro sistema experimental em larga escala no final da década de 70 [8]. Nos anos recentes, o uso de sistemas de bombeamento com energia solar fotovoltaica tem se ampliado em setores como a agricultura, indústria e residencial.

Água e energia são fundamentais para a agricultura, ao mesmo tempo em que o mundo está enfrentando crises severas de ambas enquanto que a população segue em crescimento [9]. No entanto, o bombeamento de água a nível global ainda é dependente da energia elétrica convencional ou da geração elétrica à diesel ou à carvão. A geração solar fotovoltaica aparece como uma alternativa para diminuir essa dependência e ajuda a minimizar custos com combustíveis cada vez mais caros, além da poluição do ar e sonora [1].

1.1 JUSTIFICATIVA

Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2020 (EPE), apesar de apenas 5,3% dos consumidores brasileiros serem da classe rural (em torno de 4,5 milhões de unidades consumidoras), eles foram responsáveis

por 6% do consumo de eletricidade nacional no ano de 2019. Além disso, conforme o Balanço Energético Nacional de 2020 (EPE), o percentual do consumo de energia elétrica dentro do total de energia consumida no setor agropecuário apresentou crescimento na última década: em 2010 era 16,3% e em 2019 foi de 21,1%.

De acordo com o Atlas do Censo Demográfico de 2010 (IBGE), 16% da população brasileira vive na zona rural e o rendimento mediano de um domicílio rural corresponde a 52% do rendimento mediano de um domicílio urbano. Por rendimento mediano entende-se a renda que representa o ponto central da distribuição de rendas, de forma que metade das rendas obtidas são menores que a mediana e a outra metade são maiores que a mediana.

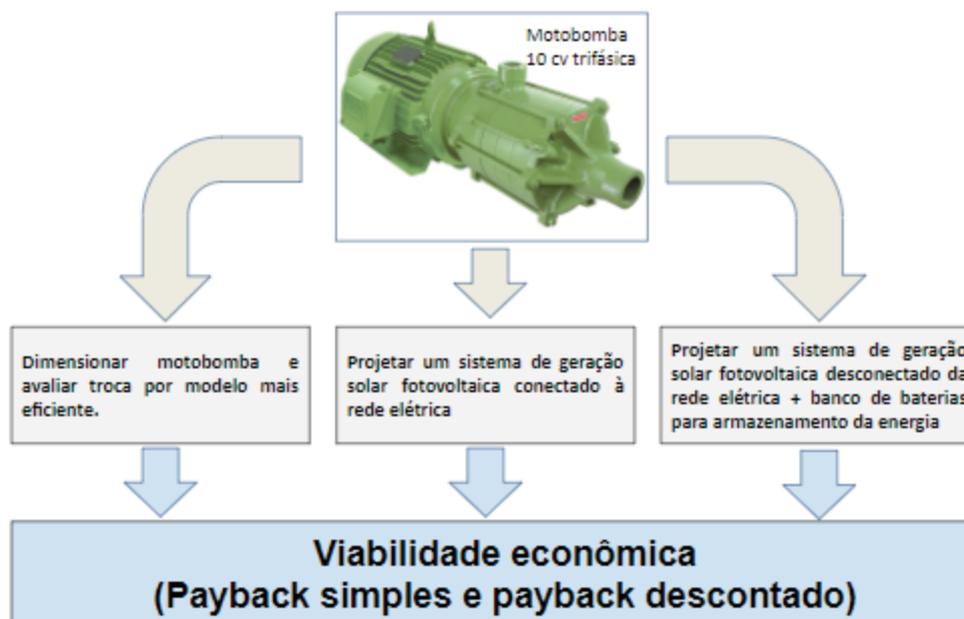
Portanto, é possível afirmar que o rendimento mediano das famílias vivendo na zona rural é pouco maior que a metade do rendimento mediano das famílias vivendo nas cidades e que o consumo de energia elétrica tem se tornado cada vez mais representativo para a classe rural nos últimos anos. Nesse contexto, seriam os projetos de eficiência energética e/ou de geração solar fotovoltaica viáveis economicamente? Quais soluções seriam mais viáveis para os pequenos proprietários rurais e qual o tempo necessário para recuperar o investimento inicial? O autor acredita que esse entendimento pode ser importante para direcionar decisões assertivas no momento de escolher em qual projeto investir.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Estudar o caso de quatro projetos que reduzem os custos de operação de uma motobomba trifásica de 10 cv localizada em uma propriedade rural em Cidade Gaúcha, região Noroeste do Paraná, e determinar qual dos projetos apresenta a recuperação mais rápida do investimento.

Figura 1 – Objetivo geral.



Fonte: O autor (2021).

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Dimensionar uma motobomba trifásica para aplicação rural e avaliar a troca do modelo atual por uma mais eficiente;
- Projetar um sistema de geração solar fotovoltaica conectado à rede elétrica para alimentar a motobomba trifásica atual em aplicação rural;
- Projetar um sistema de geração solar fotovoltaica conectado à rede elétrica para alimentar uma nova motobomba mais eficiente;
- Projetar um sistema de geração solar fotovoltaica desconectado da rede elétrica para alimentar uma nova motobomba mais eficiente em aplicação rural utilizando um banco de baterias para armazenamento da energia;
- Estimar os custos e calcular o tempo para recuperação do investimento (payback simples e payback descontado) para os

três projetos propostos.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Na seção 1 encontra-se a introdução deste trabalho, contendo a justificativa do tema escolhido, assim como os objetivos geral e específicos que espera-se alcançar.

Na seção 2 encontram-se as fundamentações teóricas utilizadas para projetar os sistemas propostos, como noções básicas de hidráulica para dimensionamento de sistemas de bombeamento, tipos de bombas hidráulicas, projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, projeto de sistemas de armazenamento de energia e indicadores financeiros de viabilidade econômica.

Na seção 3 apresenta-se a metodologia usada no trabalho, que está dividida em coleta das informações, projeto ou dimensionamento técnico do sistema e cálculo da viabilidade econômica.

Na seção 4 são demonstrados os dimensionamentos dos sistemas propostos nos objetivos específicos, são apresentados e analisados os resultados de cada um dos projetos.

Na seção 5 estão as considerações finais, técnicas e de viabilidade econômica, para cada um dos sistemas dimensionados e as conclusões obtidas a partir da análise dos resultados.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 NOÇÕES BÁSICAS DE HIDRÁULICA

Nesta seção são definidos alguns conceitos e nomenclaturas de uso comum em sistemas de bombeamento, que são também informações importantes para o dimensionamento ótimo de uma motobomba.

Altura de sucção: é a diferença de altitude entre a extremidade do tubo de sucção até o bocal de entrada da água da motobomba.

Altura de recalque: é a diferença de altitude entre a saída de água da motobomba e o ponto mais alto da tubulação que transporta a água da motobomba até o reservatório.

Comprimento da tubulação: é a distância percorrida pela tubulação desde a saída de água da motobomba até o reservatório.

Perda de carga em uma tubulação: é a energia perdida pelo fluido, durante o seu percurso pela tubulação, devido à fricção das partículas do fluido entre si e contra as paredes da tubulação.

Altura manométrica total: é o valor que representa o ganho de energia de pressão do líquido entre a entrada e a saída da bomba. É a energia que a bomba deve transmitir para o fluido para o transporte de uma determinada vazão até o ponto final designado pelo sistema.

Vazão: É o volume que escoou através de uma seção em um intervalo de tempo.

2.2 TIPOS DE BOMBAS HIDRÁULICAS

Amplamente, as bombas podem ser classificadas em duas categorias de acordo com seus princípios operacionais: dinâmicas ou de deslocamento positivo [1].

A bomba centrífuga é um tipo de bomba dinâmica, na qual a água é succionada por uma força centrífuga, criada por um rotor impulsor, e é direcionada para a saída do invólucro, conforme o rotor gira, com uma velocidade maior do que na sua entrada. As bombas centrífugas são econômicas para baixas e médias alturas com altas vazões. Sua eficiência é

menor que as de deslocamento positivo, porém exige comparativamente menos manutenção.

As bombas de deslocamento positivo, também chamadas de bombas volumétricas, tendem a ser maiores que as bombas dinâmicas com a mesma capacidade de bombeamento. Exemplos de bombas de deslocamento positivo são as bombas de pistão, ou de diafragma, e as helicoidais.

A seleção de uma bomba depende de alguns fatores como a altura manométrica total, a qualidade da água e a vazão necessária.

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

O sol tem papel importante para a vida na Terra, sendo uma fonte de calor e de luz para a humanidade desde os primórdios da civilização. De forma simplificada, pode-se dividir a energia solar em térmica e fotovoltaica.

No caso da energia solar térmica, o foco é na energia absorvida por um corpo na forma de calor a partir da radiação solar incidente sobre o mesmo. Os coletores solares, normalmente usados no aquecimento de água, são um dos exemplos mais conhecidos de equipamentos que se utilizam da energia solar térmica [5].

No caso da energia solar fotovoltaica, ela é obtida a partir da conversão direta da luz em eletricidade. O efeito fotovoltaico foi descoberto por Becquerel em 1939 e consiste no aparecimento de uma tensão elétrica em um material semicondutor quando este recebe a incidência de luz visível. Os fótons, partículas elementares que compõem a luz, ao incidir em um material semicondutor, transferem sua energia para os elétrons da banda de valência, fazendo-os saltar para a banda de condução [6].

Os dispositivos básicos que convertem a luz solar em energia elétrica são chamados de células solares ou células fotovoltaicas, cujo semicondutor mais utilizado na sua fabricação é o silício cristalino [5]. O módulo fotovoltaico, que é um dos principais equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica, é construído a partir da associação de células fotovoltaicas com o objetivo de se obter níveis desejados de corrente e tensão.

Outro equipamento importante para um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica é o inversor. Inversores são conversores CC-CA, ou seja, sua função consiste em converter uma tensão contínua (CC) aplicada em sua entrada em uma tensão alternada (CA) simétrica, de amplitude e frequência desejadas em sua saída. A forma de onda da tensão CA obtida na saída de um inversor ideal é uma senoidal [7].

2.3.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

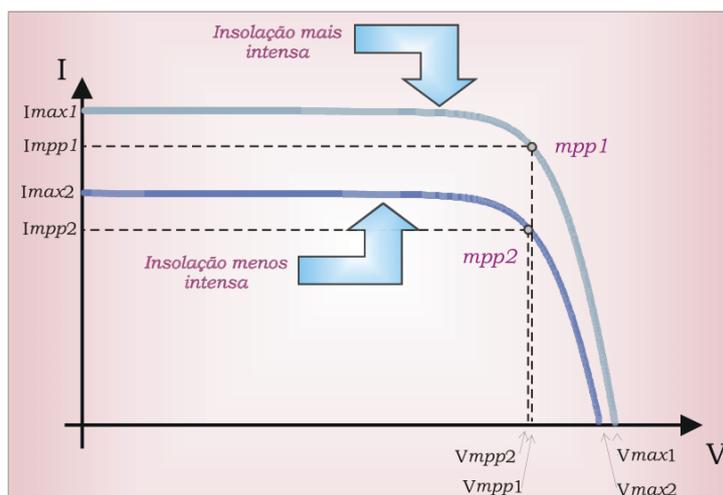
Um módulo fotovoltaico é normalmente identificado pela sua potência de pico medida em Wp, que é definida considerando as condições-padrão de ensaio de irradiância solar de 1000 W/m^2 e de temperatura de célula de 25°C [5].

Além da potência de pico, as seguintes grandezas elétricas também caracterizam um módulo e devem ser consideradas ao projetar um sistema de geração solar fotovoltaica: a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a tensão em máxima potência (V_{mp}), a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a corrente em máxima potência (I_{mp}).

A tensão de circuito aberto é a tensão medida em Volts quando um módulo está desconectado e gerando de acordo com as condições-padrão de ensaio.

A figura 2 apresenta a característica típica de uma célula fotovoltaica para duas situações diferentes de insolação solar, considerando-se a temperatura constante.

Figura 2 – Característica corrente versus tensão de uma célula fotovoltaica típica para dois valores diferentes de irradiação solar.



Fonte: [15], (2003).

A corrente de curto-circuito é a corrente medida em Amperes quando um módulo está com os terminais positivo e negativo interconectados e gerando de acordo com as condições-padrão de ensaio.

A tensão de máxima potência e a corrente de máxima potência é o par de dados correspondente à operação de um módulo na máxima potência quanto testado nas condições-padrão de ensaio.

Ao variar a irradiância solar e a temperatura das células, o desempenho dos módulos é afetado. Quanto maior a irradiância solar incidente em um módulo, maior será a corrente elétrica gerada. De forma similar, quanto maior a temperatura, maior a corrente gerada. Porém, a temperatura também influencia no comportamento da tensão com proporção inversa, ou seja, quanto maior a temperatura, menor a tensão medida entre os terminais do módulo fotovoltaico [5]. Os fabricantes informam os coeficientes de variação da tensão de circuito aberto e da corrente de curto circuito conforme a temperatura nas folhas de dados dos módulos. Normalmente esses coeficientes são registrados em % / °C.

2.3.2 Características elétricas dos inversores

Um inversor é normalmente identificado pela sua potência nominal de saída medida em Watts, que é a potência que o inversor pode fornecer para a carga em regime contínuo. Outra característica importante de um inversor é a

sua eficiência na conversão de potência, que é a relação entre a potência de saída e a potência na entrada do inversor [5].

Para projetar um sistema de geração solar fotovoltaica, as seguintes grandezas elétricas também devem ser consideradas: as tensões mínima e máxima de entrada e a corrente máxima de entrada. Essas grandezas são fornecidas pelos fabricantes das folhas de dados dos inversores.

2.4 BATERIAS

Atualmente existem diversos dispositivos para armazenar energia elétrica, como supercapacitores, indutores com supercondutores, volantes de inércia, ar comprimido, bombeamento de água, células de hidrogênio e as baterias.

Os principais componentes de uma bateria são os eletrodos, o eletrólito e os separadores. Os eletrodos são os pólos ou terminais da bateria, sendo um deles positivo (cátodo) e o outro negativo (ânodo). O eletrólito é a solução líquida que funciona como um condutor, transportando os íons elétricos entre os eletrodos. O separador, feito de material isolante, separa as placas positivas e negativas, evitando que elas se toquem e causem um curto circuito [5].

Uma bateria é construída com a conexão em série e/ou em paralelo de células eletroquímicas, que convertem energia química em energia elétrica e vice-versa. As células podem ser classificadas em primárias ou secundárias. As primárias não são recarregáveis, ou seja, uma vez descarregada significa o fim da sua vida útil. São normalmente utilizadas em aplicações de baixa potência, como em relógios de pulso e outros aparelhos portáteis. As secundárias são recarregáveis com o auxílio de uma fonte externa e podem ser utilizadas repetidas vezes, sendo a solução utilizada em sistemas fotovoltaicos.

Entre as diversas tecnologias de baterias secundárias existentes, a de chumbo-ácido é a mais empregada por ser mais viável economicamente, apesar de não ser a mais moderna. Outras tecnologias, como níquel-cádmio (NiCd), níquel-hidreto metálico (NiMH), íon de lítio (Li-ion) apresentam

vantagens como maior eficiência, maior vida útil e maior profundidade de descarga, porém ainda apresentam alto custo.

As baterias secundárias, ou recarregáveis, podem ser classificadas, conforme a sua aplicação, em automotivas, tração, estacionárias ou fotovoltaicas. As baterias automotivas são projetadas para aplicação em automóveis, cuja partida dos motores de combustão se caracteriza por demandar descargas rápidas, com elevadas correntes e baixa profundidade de descarga. As baterias de tração são indicadas para veículos elétricos que trabalham em ciclos diários com alta profundidade de descarga, como as empilhadeiras. As baterias estacionárias são aplicadas em sistemas de no-break ou em fontes de alimentação ininterruptas, onde ciclos de carga e descarga são necessários ocasionalmente. As baterias fotovoltaicas são projetadas para ciclos diários de baixa profundidade de descarga, mas precisam suportar descargas profundas quando os módulos fotovoltaicos não estão gerando, como em dias chuvosos ou nublados.

Terminologia:

As baterias são especificadas principalmente pela capacidade, pela taxa de descarga e pela profundidade de descarga.

A capacidade é o produto da corrente elétrica com o tempo, ou seja, é a quantidade de Amperes-hora (Ah) que uma bateria em plena carga pode fornecer. Os fabricantes informam a capacidade nominal das baterias, que é a capacidade para determinadas condições-padrão de temperatura, corrente de descarga e tensão de corte. A capacidade também pode ser expressa em watts-hora (Wh), que pode ser calculada multiplicando a capacidade em Ah pela tensão nominal, em Volts (V).

A taxa de descarga é a corrente elétrica normalizada pela capacidade nominal da bateria. Por exemplo, uma bateria com 100 Ah de capacidade nominal tem taxa de descarga de 5 A em um intervalo de descarga de 20h. Os fabricantes geralmente fornecem as capacidades de uma bateria com referência ao intervalo de descarga, por exemplo, uma bateria com capacidade C20, onde o número 20 representa o intervalo de descarga em horas, de 100 Ah tem uma taxa de descarga de 5 A.

A profundidade de descarga é normalmente representada em valores percentuais e indica a proporção da capacidade da bateria que foi utilizada ou descarregada. Por exemplo, uma profundidade de descarga de 20% indica que 20 Ah de uma bateria com capacidade de 100 Ah foram utilizados. A profundidade de descarga tem relação inversa com o número de ciclos de carga e descarga de uma bateria, ou seja, quanto maior a profundidade de descarga, menor é o número de ciclos que a bateria conseguirá realizar.

2.5 INDICADORES FINANCEIROS DE VIABILIDADE ECONÔMICA

De acordo com [2], existem diversos critérios econômicos que podem ser aplicados para avaliar projetos na área de energia, como por exemplo: o valor presente líquido dos investimentos, o custo de instalação, o custo do ciclo de vida e o período de payback

O valor presente líquido é uma fórmula econômico-financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. Uma das suas desvantagens é que pode não ser conclusivo quando aplicado a projetos alternativos com vidas econômicas diferentes, podendo até mesmo induzir em erro na decisão [3].

O custo de instalação, medido em R\$ / kW, é a divisão do custo de um equipamento ou sistema pela potência do mesmo. É normalmente utilizado para comparar o custo-benefício entre marcas e modelos de um mesmo tipo de equipamento, como módulos fotovoltaicos e inversores, porém não é adequado para comparação de sistemas ou de projetos com soluções alternativas.

O custo do ciclo de vida, do inglês *Life Cycle Cost*, consiste nos custos fixos, de operação e de manutenção incorridos durante a vida do sistema e são expressados em valores monetários atuais (valor presente). No caso de sistemas fotovoltaicos sem baterias, a vida do sistema é considerada igual a 20 anos [4]. O custo do ciclo de vida é medido em R\$ / kWh e costuma ser utilizado para comparação de diferentes fontes geradoras, como por exemplo um gerador à diesel e um sistema fotovoltaico.

O período de *payback* é normalmente medido em meses ou anos, e indica por quanto tempo o projeto precisa operar para que o investidor recupere o valor investido. Pode-se dizer que o investidor gozará os benefícios do seu investimento somente após o período de *payback*. O período de *payback* pode ser calculado de duas maneiras: sem uma taxa de correção monetária ao longo do tempo (*payback* simples) e com uma taxa de correção monetária ao longo do tempo (*payback* descontado).

Um exemplo de como calcular o *payback* simples e o *payback* descontado estão demonstrados a seguir:

Payback simples: considera-se que um investimento de R\$ 4.000,00 irá gerar um benefício mensal de R\$ 1000,00. No mês zero, o fluxo de caixa acumulado será negativo em R\$ 4.000,00 devido ao valor desembolsado (investimento). No mês um, o fluxo de caixa acumulado será negativo em R\$ 3000,00 devido ao valor desembolsado de R\$ 4.000,00 somado ao benefício mensal de um mês (R\$ 1000,00). No mês dois, o fluxo de caixa acumulado será negativo em R\$ 2000,00 devido ao valor desembolsado de R\$ 4.000,00 somado ao benefício mensal de dois meses (R\$ 2.000,00). No mês quatro, o fluxo de caixa acumulado será zero (R\$ 0,00) devido ao valor desembolsado de R\$ 4.000,00 somado ao benefício mensal de quatro meses (R\$ 4.000,00). Portanto, nesse exemplo tem-se um *payback* de 4 meses, ou seja, o valor investido retornou ao caixa após 4 meses. A tabela abaixo resume essa operação:

Mês	Investimento	Benefício	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado
0	R\$ 4.000,00	-	R\$ -4.000,00	R\$ -4.000,00
1	-	R\$ 1000,00	R\$ 1000,00	R\$ -3000,00
2	-	R\$ 1000,00	R\$ 1000,00	R\$ -2000,00
3	-	R\$ 1000,00	R\$ 1000,00	R\$ -1000,00
4	-	R\$ 1000,00	R\$ 1000,00	R\$ 0,00
5	-	R\$ 1000,00	R\$ 1000,00	R\$ 1000,00

Payback descontado: considera-se que um investimento de R\$ 4.000,00 irá gerar um benefício mensal inicial de R\$ 1000,00 e que será descontado a uma taxa de 11% ao mês. No mês zero, o fluxo de caixa acumulado será negativo em R\$ 4.000,00 devido ao valor desembolsado (investimento). No mês um, o fluxo de caixa acumulado será negativo em R\$ 3.099,13 devido ao valor desembolsado de R\$ 4.000,00 somado ao benefício mensal do mês um (R\$ 1000,00) descontado a 11% ao mês (R\$ 900,87). No mês dois, o fluxo de caixa acumulado será negativo em R\$ 2.287,57 devido ao valor desembolsado de R\$ 4.000,00 somado ao benefício mensal dos meses um e dois descontados a 11% ao mês. Repetindo essa lógica sucessivamente, encontra-se um *payback* de pouco menos do que 6 meses, ou seja, ao completar 6 meses, R\$ 4.230,04 retornaram ao caixa. A tabela abaixo resume essa operação:

Mês	Investimento	Benefício	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado
0	R\$ 4.000,00	-	R\$ -4.000,00	R\$ -4.000,00
1	-	R\$ 1000,00	R\$ 900,87	R\$ -3.099,13
2	-	R\$ 1000,00	R\$ 811,56	R\$ -2.287,57
3	-	R\$ 1000,00	R\$ 731,11	R\$ -1.556,46
4	-	R\$ 1000,00	R\$ 658,63	R\$ -897,83
5	-	R\$ 1000,00	R\$ 593,34	R\$ -304,48
6	-	R\$ 1000,00	R\$ 534,52	R\$ 230,04

O período de *payback*, simples e descontado, pode ser calculado com a fórmula NPER do Microsoft Excel ou do Google Sheets. De acordo com o texto de ajuda do auxiliar do Google Sheets, essa fórmula calcula o número de períodos de pagamentos de um investimento com base em pagamentos periódicos e constantes e em uma taxa de juros constante. Se a taxa de juros for zero, tem-se o *payback* simples como resultado. Se a taxa de juros for

diferente de zero, tem-se o *payback* descontado como resultado. A estrutura da fórmula está descrita abaixo:

$\text{NPER}(\text{taxa}, \text{valor_do_pagamento}, \text{valor_atual})$; onde:

- taxa = a taxa de juros;
- valor_do_pagamento = o valor de cada pagamento periódico (parcela), será negativo quando for um benefício;
- valor_atual = o valor total atual ou o valor investido;

Os dois exemplos das tabelas acima ficariam da seguinte maneira:

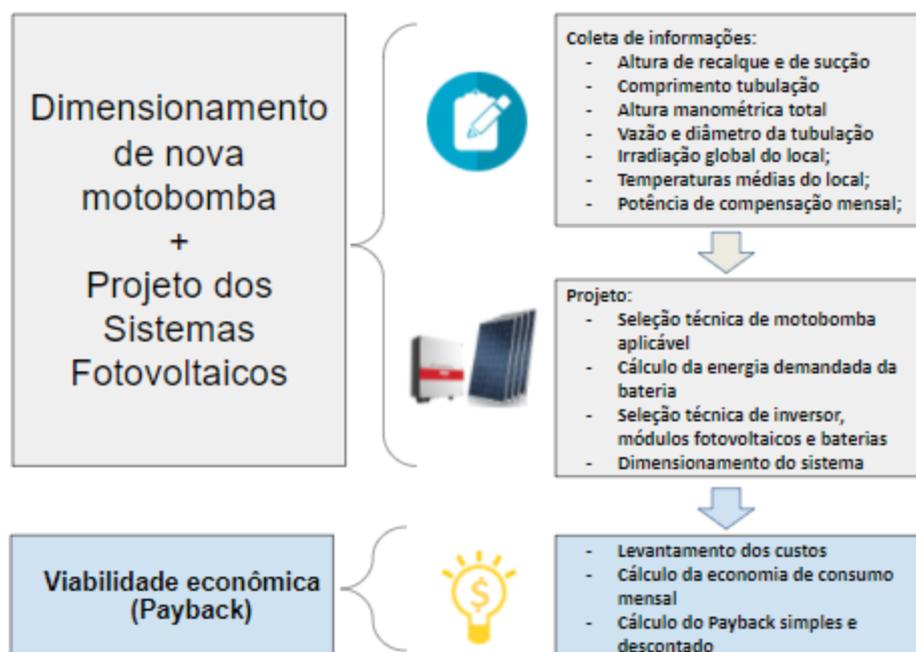
- Payback simples: $\text{NPER}(0\%, -1000, 4000) = 4,0$
- Payback descontado: $\text{NPER}(11\%, -1000, 4000) = 5,6$

3 METODOLOGIA

Este trabalho é caracterizado como uma pesquisa explicativa quantitativa, que busca estabelecer a relação entre o *payback* e cada uma das soluções projetadas. As variáveis que impactam nessa relação são basicamente o investimento inicial necessário para o desenvolvimento de um projeto e a economia mensal gerada pela implementação do mesmo.

A metodologia utilizada resume-se em três etapas: (i) coleta das informações, (ii) projeto ou dimensionamento técnico do sistema e (iii) cálculo da viabilidade econômica do projeto. Essas três etapas estão presentes nos três projetos propostos e, cada uma das etapas, para cada um dos projetos, estão descritas a seguir.

Figura 3 – Metodologia.



Fonte: O autor (2021).

3.1 COLETA DAS INFORMAÇÕES

Para o primeiro projeto proposto neste trabalho, o dimensionamento e troca da bomba, as seguintes informações relevantes foram coletadas: (i) a localização da bomba existente, (ii) a altura de recalque, (iii) a altura de sucção,

(iv) o comprimento total da tubulação entre a bomba e o reservatório para o qual a água é bombeada, (v) o diâmetro da tubulação, (vi) a vazão do sistema de bombeamento e (vii) a altura manométrica total. As informações 'ii', 'iii', 'v' e 'vi' foram coletadas *in loco* enquanto que as informações 'i' e 'iv' foram coletadas com o auxílio de ferramentas virtuais do aplicativo *Google Earth*. A informação 'vii' foi calculada com base nas anteriores.

Para o segundo, terceiro e quarto projeto propostos neste trabalho, o projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e o projeto de um sistema fotovoltaico desconectado da rede elétrica, as seguintes informações foram coletadas: (i) a irradiação global do local, (ii) as temperaturas médias do local e (iii) a energia de consumo a ser compensada mensalmente. A informação 'i' foi coletada no *website* do CRESESB [13]. A informação 'ii' foi coletada no *website* do Climatempo [14]. A informação 'iii' foi calculada com base na potência nominal da bomba e no tempo de funcionamento diário.

3.2 PROJETO OU DIMENSIONAMENTO TÉCNICO DO SISTEMA

Para o primeiro projeto proposto neste trabalho, o dimensionamento e troca da bomba, o dimensionamento técnico resume-se à seleção técnica de uma motobomba que atenda aos requisitos do sistema de bombeamento, entre eles altura manométrica total e vazão de bombeamento. A seleção da motobomba foi feita após consulta ao catálogo de produtos de alguns fabricantes, levando em conta a reputação do fabricante, a disponibilidade para compra no mercado e o melhor custo-benefício.

Para o segundo e terceiro projeto proposto neste trabalho, o projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, o dimensionamento técnico é realizado através da seleção técnica dos inversores e dos módulos fotovoltaicos que atendam aos requisitos do sistema e ao dimensionamento do sistema fotovoltaico mais otimizado que gere a energia necessária para o funcionamento do sistema de bombeamento. A seleção do inversor e dos módulos fotovoltaicos foi feita após consulta ao catálogo de produtos de alguns

fabricantes, levando em conta a reputação do fabricante, a disponibilidade para compra no mercado e o melhor custo-benefício. O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi feito com base nos ensinamentos da disciplina “GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: PROJETOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”, do presente curso de Especialização.

Para o quarto projeto proposto neste trabalho, o projeto de um sistema fotovoltaico desconectado da rede elétrica, o dimensionamento técnico levou em conta a seleção técnica dos inversores, dos módulos fotovoltaicos e das baterias que atendam aos requisitos do sistema, e ao dimensionamento das baterias e do sistema fotovoltaico mais otimizado que gere a energia necessária para o funcionamento do sistema de bombeamento. Da mesma forma que o caso anterior, a seleção do inversor, dos módulos fotovoltaicos e das baterias foi feita após consulta ao catálogo de produtos de alguns fabricantes, levando em conta a reputação do fabricante, a disponibilidade para compra no mercado e o melhor custo-benefício. O dimensionamento das baterias foi feito com base nos ensinamentos da disciplina “ARMAZENAMENTO DE ENERGIA” e o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi feito com base nos ensinamentos da disciplina “GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: PROJETOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”.

3.3 CÁLCULO DA VIABILIDADE ECONÔMICA

Para os quatro projetos propostos neste trabalho, foram levantados os seus custos de implementação e foram calculadas as respectivas economias no consumo mensal de energia provenientes da implementação dos projetos. Então, para cada projeto, foi feito o cálculo de viabilidade econômica utilizando-se os indicadores *Payback* simples e *Payback* descontado.

O levantamento dos custos foi baseado em cotações dos equipamentos principais (bomba, inversores, módulos fotovoltaicos e baterias) retiradas de lojas virtuais ou *online* e em estimativas para os materiais auxiliares (cabos e estrutura) e para mão de obra. Foi considerada a premissa de que o custo dos

materiais auxiliares é igual a 15% dos custos com os equipamentos principais e que o custo de mão de obra é igual a 20% dos custos totais com equipamentos principais e materiais auxiliares.

A economia de consumo mensal de energia é a diferença entre o consumo de energia antes e depois da implementação dos projetos.

Para o cálculo do *Payback* descontado foi utilizada uma taxa mensal de 0,85%, que é a taxa mensal correspondente à uma Taxa Selic de 10,75% ao ano.

4 DIMENSIONAMENTO, RESULTADOS E ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 VIABILIDADE ECONÔMICA DA SUBSTITUIÇÃO DA ELETROBOMBA

A figura 4 mostra a imagem de uma propriedade rural no interior do Paraná obtida pelo aplicativo *Google Earth*. No ponto A está localizada uma eletrobomba e no ponto B está localizado o reservatório de água.

Figura 4 – Localização da eletrobomba e do reservatório de água.



Fonte: Adaptada de *Google Earth* (2021).

O modelo da eletrobomba atual é o MC4-T da marca Jacuzzi e algumas características do seu motor de indução trifásico estão listadas abaixo assim como uma fotografia retirada *in loco* da placa de identificação do motor (Figura 5).

Características do motor da eletrobomba:

- Fabricante do motor: WEG;
- Potência: 10 cv;
- Rotações por minuto: 3480;
- Modelo: 132S 687;
- Tensão: 220 V / 380 V;
- Ano de fabricação: Estima-se que seja da década de 80 ou 90.

Não foi possível identificar qual o rendimento percentual desse motor, portanto para efeitos de cálculo será utilizado o rendimento retirado de um

motor similar no catálogo da WEG de 2002. Observa-se, na figura 6, que o motor de 10 cv tem um rendimento percentual ($\eta\%$) de 87% na condição de 100% da potência nominal.

Figura 5 – Placa de identificação do motor da eletrobomba atual.



Fonte: O autor (2020).

Figura 6 – Características elétricas do motor da eletrobomba.

Motor Trifásico para Bomba Monobloco



Potência cv	Carcaça kW	RPM	Corrente nominal em 220V (A)	Corrente com rotor bloqueado I_b/I_n	Conjugado nominal C_n (kgfm)	Conjugado com rotor bloqueado C_b/C_n	Conjugado máximo C_{max}/C_n	Rendimento $\eta\%$			Fator de potência $\cos \phi$			Fator de serviço FS	Momento de inércia J (kgm ²)	Tempo máx. com rotor bloqueado (s) a quente	Nível médio de pressão sonora dB (A)	Peso aprox. (kg)	
								% da potência nominal											
								50	75	100	50	75	100						
2 Pólos - 60 Hz																			
1,5	1,1	90S	3440	4,68	6,00	0,31	2,0	2,0	62,3	69,1	72,5	0,80	0,83	0,85	1,00	0,00157	7	68	26
2	1,5	90S	3420	6,11	5,70	0,42	2,2	2,4	65,0	70,4	74,9	0,74	0,83	0,86	1,15	0,00157	8	68	24
3	2,2	90S	3465	8,43	7,00	0,62	3,0	3,0	78,5	80,0	81,5	0,72	0,81	0,84	1,15	0,00206	5	68	20
4	3	90L	3460	10,9	7,50	0,83	3,0	3,5	81,5	82,5	84,0	0,70	0,80	0,86	1,15	0,00267	4	68	23
5	3,7	100L	3485	13,1	8,00	1,03	2,5	2,7	79,0	82,0	84,5	0,74	0,82	0,88	1,15	0,00561	6	71	31
6	4,5	112M	3480	16,1	7,10	1,23	2,2	2,9	82,8	84,2	84,3	0,76	0,84	0,87	1,15	0,00727	5	68	40
7,5	5,5	112M	3500	19,2	8,00	1,53	2,6	3,4	84,0	86,5	86,5	0,73	0,80	0,87	1,15	0,00842	8	68	43
10	7,5	132S	3510	25,7	7,00	2,04	2,2	2,8	84,0	86,5	87,0	0,77	0,85	0,88	1,15	0,02056	6	72	58
12,5	9,2	132M	3510	31,0	8,60	2,55	2,2	3,0	85,8	87,2	87,5	0,82	0,86	0,89	1,15	0,02430	4	72	67
15	11	132M	3525	36,2	8,50	3,05	2,6	3,5	87,5	89,5	89,5	0,78	0,85	0,89	1,15	0,02804	5	72	74
20	15	160M	3540	50,3	7,50	4,05	2,3	3,0	88,2	90,7	91,0	0,75	0,84	0,86	1,15	0,04707	9	75	118
25	18,5	160M	3525	61,0	8,00	5,08	2,7	3,0	89,5	90,5	90,5	0,78	0,85	0,88	1,15	0,05295	8	75	126
30	22	180M	3540	71,8	8,30	6,07	2,6	2,6	83,5	87,8	89,4	0,86	0,89	0,90	1,15	0,12209	8	75	161
40	30	200M	3560	98,3	7,80	8,04	3,4	3,0	87,0	90,0	91,0	0,82	0,85	0,88	1,15	0,17042	11	79	192
50	37	200L	3560	121	7,60	10,1	2,9	2,5	89,0	91,1	92,2	0,80	0,85	0,87	1,15	0,20630	11	79	242
60	45	225S/M	3560	143	7,50	12,1	2,6	3,0	86,5	90,0	91,0	0,84	0,89	0,91	1,00	0,30495	17	83	366
75	55	225S/M	3555	173	8,10	15,1	2,5	2,7	89,0	91,3	92,5	0,85	0,88	0,90	1,00	0,39465	13	83	384
100	75	250S/M	3560	232	9,30	20,1	3,1	3,3	90,0	92,1	93,1	0,85	0,90	0,91	1,00	0,50228	8	85	454

Fonte: Catálogo WEG (2002).

A primeira dúvida com relação ao sistema em operação é se a eletrobomba foi dimensionada corretamente para a aplicação (sem super dimensionamento). Para fazer essa verificação, primeiramente precisa-se

definir a vazão de bombeamento necessária para o abastecimento diário do reservatório e o Fator de Perda de Carga (FPC), que depende da vazão e do diâmetro da tubulação que transporta a água da eletrobomba ao reservatório.

Na tabela abaixo estão listadas as informações coletadas para o cálculo da vazão:

A	Volume de água consumida por dia (m ³)	34
B	Tempo de funcionamento da eletrobomba (h)	5
(A/B)	Vazão (m ³ /h)	~7
C	Diâmetro externo da tubulação de PVC (mm)	50

Utilizando a tabela fornecida pelo fabricante Schneider (Figura 7), encontra-se um FPC de 4,1% a partir da vazão de 7 m³/h e do diâmetro externo de 50 mm.

Figura 7 – Tabela de cálculo do fator de perda de carga em tubulações de PVC.

Perda de Carga em Tubulações de PVC (Valores em %)													
DC Ø Comercial (Pol)	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	4"	5"	6"	8"	10"	12"
DN Ø Nominal (mm)	20	25	32	40	50	65	75	100	125	150	200	250	300
DE Ø Externo (mm)	25	32	40	50	60	75	85	110	125	170	222	274	326
Vazão m ³ /h	Perdas de carga em 100 metros de tubos novos de PVC												
0,5	1,2	0,4	0,1										
1,0	4,0	1,2	0,4	0,1	0,1								
1,5	8,2	2,5	0,8	0,3	0,1								
2,0	13,5	4,1	1,3	0,5	0,2	0,1							
2,5	20,0	6,0	2,0	0,7	0,3	0,1	0,1						
3,0	27,5	8,3	2,7	0,9	0,4	0,1	0,1						
3,5	36,0	10,8	3,5	1,2	0,5	0,2	0,1						
4,0	45,4	13,7	4,5	1,5	0,6	0,2	0,1						
4,5	55,8	16,8	5,5	1,9	0,8	0,3	0,1						
5,0	67,1	20,3	6,6	2,3	0,9	0,3	0,2	0,1					
5,5	79,3	23,9	7,8	2,7	1,1	0,4	0,2	0,1					
6,0	92,4	27,9	9,1	3,1	1,3	0,4	0,2	0,1					
6,5		32,1	10,4	3,6	1,4	0,5	0,3	0,1					
7,0		36,5	11,9	4,1	1,6	0,6	0,3	0,1					
7,5		41,2	13,4	4,6	1,9	0,6	0,4	0,1					
8,0		46,1	15,0	5,2	2,1	0,7	0,4	0,1					
8,5		51,3	16,7	5,8	2,3	0,8	0,4	0,1					
9,0		56,6	18,5	6,4	2,6	0,9	0,5	0,1					
9,5		62,3	20,3	7,0	2,8	1,0	0,5	0,2	0,1				
10,0		68,1	22,2	7,7	3,1	1,1	0,6	0,2	0,1				
12,0		93,7	30,5	10,6	4,2	1,5	0,8	0,2	0,1				

Fonte: Tabela de Seleção de Bombas e Motobombas Schneider (2020).

Para o estudo de viabilidade econômica, utilizou-se a cotação mais barata entre as 3 encontradas nas lojas eletrônicas listadas na tabela abaixo (para mais detalhes, ver Apêndice I).

Loja	Preço
Mérito Comercial	R\$ 4.198,84
Madeira Madeira	R\$ 5.596,32
Bomba Shopping	R\$ 4.628,00

O cálculo do consumo de energia mensal atual em kWh e em R\$ está demonstrado na tabela a seguir:

Potência de eixo do motor (cv)	10
Potência de eixo do motor (W)	7355
Rendimento (%)	87
Potência de entrada (W)	8454
Custo do kWh (R\$)	0,50
Tempo de uso (h/dia)	5
Consumo mensal (kWh)	1268
Consumo mensal (R\$)	634,00

Para o cálculo do consumo mensal da nova eletrobomba selecionada, considerou-se o rendimento de 89,5% para 100% da potência conforme Folha de Dados da WEG (2020) para o motor de indução trifásico de 7,5cv (Figura 9).

Figura 9 – Características elétricas do motor da nova motobomba selecionada.

FOLHA DE DADOS			
Motor Trifásico de Indução - Rotor de Gaiola			
Cliente	:		
Linha do produto	: W22 IR3 Premium Trifásico	Código do produto	: 12217268
Carcaça	: 112M	Tempo de rotor bloqueado	: 16s (frio) 9s (quente)
Potência	: 5.5 kW (7.5 HP-cv)	Elevação de temperatura	: 80 K
Número de polos	: 2	Regime de serviço	: S1
Frequência	: 60 Hz	Temperatura ambiente	: -20°C a +40°C
Tensão nominal	: 220/380/440 V	Altitude	: 1000 m
Corrente nominal	: 19.4/11.3/9.72 A	Grau de proteção	: IP55
Corrente de partida	: 159/92.3/79.7 A	Método de refrigeração	: IC411 - TFVE
Ip/In	: 8.2	Forma construtiva	: B5D
Corrente a vazio	: 9.40/5.44/4.70 A	Sentido de rotação ¹	: Ambos
Rotação nominal	: 3515 rpm	Nível de ruído ²	: 66.0 dB(A)
Escorregamento	: 2.36 %	Método de partida	: Partida direta
Conjugado nominal	: 1.52 kgfm	Massa aproximada ³	: 44.9 kg
Conjugado de partida	: 280 %		
Conjugado máximo	: 350 %		
Classe de isolamento	: F		
Fator de serviço	: 1.25		
Momento de inércia (J)	: 0.0095 kgm ²		
Categoria	: N		
Potência	50%	75%	100%
Rendimento (%)	87.9	89.4	89.5
Cos Φ	0.64	0.76	0.83
		Esforços na fundação	
		Tração máxima	: 89 kgf
		Compressão máxima	: 134 kgf

Fonte: Folha de dados WEG (2020).

O cálculo do consumo de energia mensal da nova motobomba em kWh e em R\$ está demonstrado na tabela a seguir:

Potência de eixo do motor (cv)	7,5
Potência de eixo do motor (W)	5516
Rendimento (%)	89,5
Potência de entrada (W)	6163
Custo do kWh (R\$)	0,50
Tempo de uso (h/dia)	5
Consumo mensal (kWh)	925
Consumo mensal (R\$)	462,50

Primeiro calculou-se o payback simples com o auxílio da fórmula “NPER” da planilha eletrônica do Google. Na tabela abaixo encontram-se os dados necessários como entrada para a fórmula. O investimento é a cotação de menor valor encontrada mais o custo estimado de mão de obra (20% do preço

da eletrobomba), o benefício mensal é a diferença do consumo mensal em R\$ entre a eletrobomba nova e a antiga. Fórmula para cálculo do *payback* simples = $\text{NPER}(0\%, -\text{“Benefício Mensal”}, \text{“Investimento”})$.

Investimento (R\$)	5038,61
Benefício mensal (R\$)	171,50
Payback simples (meses)	29,4

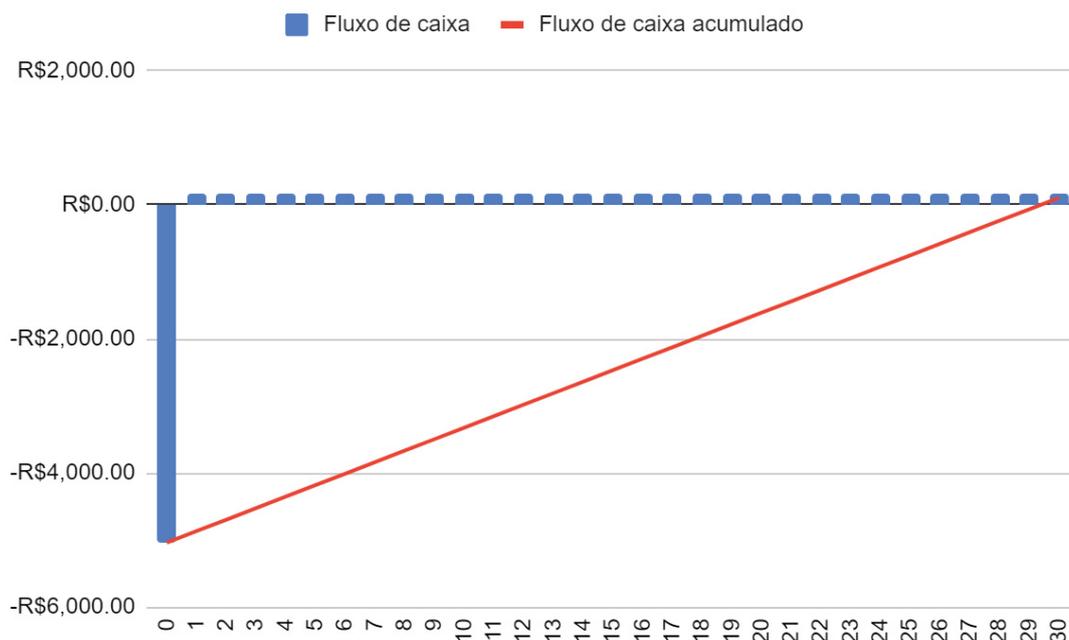
Em seguida calculou-se o *payback* descontado considerando 0,85% a.m. como taxa de desconto. Fórmula para cálculo do *payback* descontado = $\text{NPER}(0.85\%, -\text{“Benefício Mensal”}, \text{“Investimento”})$.

Investimento (R\$)	5038,61
Benefício mensal (R\$)	171,50
Taxa de juros mensal (%)	0,85
Payback descontado (meses)	33,9

Convertendo o resultado em anos, tem-se um *payback* simples de ~2,4 anos e um *payback* descontado de ~2,8 anos.

O gráfico na Figura 10 demonstra o fluxo de caixa mensal e o fluxo de caixa acumulado considerando o cálculo de *Payback* Simples, sendo que no mês zero tem-se um fluxo de caixa negativo devido ao investimento de R\$ 5038,61 e nos meses seguintes tem-se um fluxo de caixa positivo de R\$ 171,50 relativo ao benefício mensal do menor consumo de energia. Graficamente encontra-se também o *payback* simples de 29,4 meses, que seria exatamente o ponto em que a linha do fluxo de caixa acumulado (linha vermelha) cruza o eixo das abscissas.

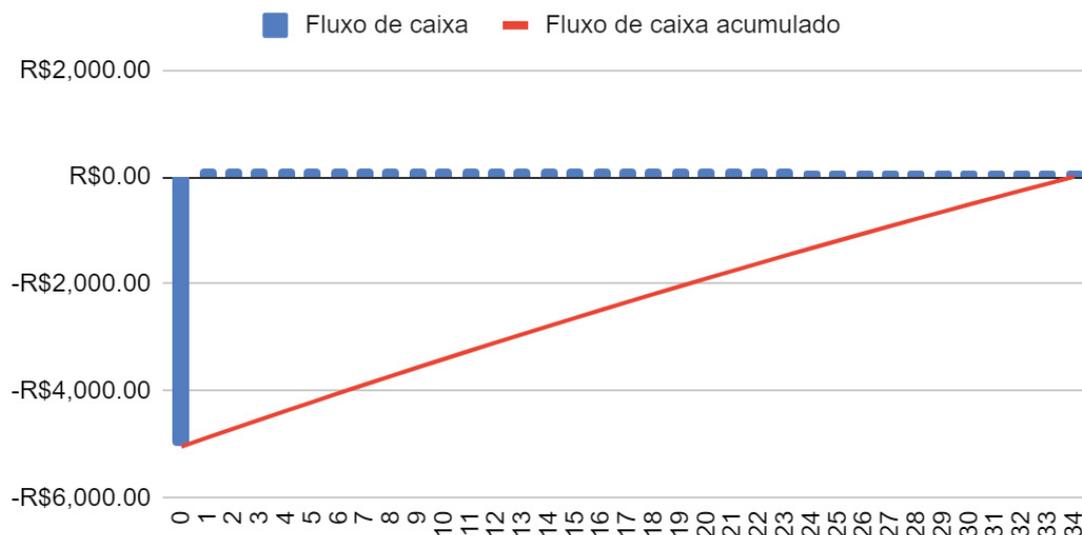
Figura 10 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (*Payback* simples).



Fonte: O autor (2021).

O gráfico na Figura 11 demonstra o fluxo de caixa mensal e o fluxo de caixa acumulado considerando o cálculo de *Payback* Descontado, sendo que no mês zero tem-se um fluxo de caixa negativo devido ao investimento de R\$ 5038,61 e nos meses seguintes tem-se um fluxo de caixa positivo descontado pela taxa de 0,85% ao mês. Para exemplificar a evolução do fluxo de caixa mensal, no mês um o fluxo de caixa é de R\$170,05 relativo ao benefício mensal do menor consumo de energia descontado pela taxa mensal. No mês dois o fluxo de caixa é de R\$168,62 devido à correção do benefício com a taxa definida por dois meses, e assim sucessivamente nos meses seguintes. Graficamente encontra-se também o *payback* descontado de 33,9 meses, que seria exatamente o ponto em que a linha do fluxo de caixa acumulado (linha vermelha) cruza o eixo das abscissas.

Figura 11 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (*Payback* descontado).



Fonte: O autor (2021).

4.2 VIABILIDADE ECONÔMICA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE ELÉTRICA

Conforme definido na seção anterior, a motobomba em funcionamento consome mensalmente, em média, 1268 kWh. Essa é a energia cujo sistema fotovoltaico projetado deverá gerar para compensar o custo mensal da energia elétrica consumida pela motobomba. Considerando que cada mês tem em média 30 dias, a energia cujo sistema fotovoltaico projetado deverá gerar diariamente é de aproximadamente 42 kWh.

A localização proposta para o sistema fotovoltaico é no município de Cidade Gaúcha, noroeste do Paraná, latitude 23,301° Sul e longitude 52,949° Oeste. De acordo com o CRESESB, nesta localidade, a radiação solar diária em média anual na inclinação de 20° Norte é de 5,17 kWh/m²dia.

Conforme foi estudado na disciplina de “GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: PROJETOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”, pode-se estimar a potência de saída do inversor como sendo a energia de consumo diário dividida pela radiação solar diária. Neste caso, encontra-se que a potência de saída do inversor precisa ser de 8,18 kW para que o sistema consiga gerar diariamente a energia de 42 kWh.

Entre os modelos de inversor com certificados já cadastrados na Copel para essa faixa de potência, selecionou-se o modelo PVI-10.0-TL-OUTD do fabricante ABB. A seleção foi feita com base no custo-benefício e na disponibilidade de cotação em pelo menos três lojas virtuais. Conforme dados disponibilizados pelo fabricante, a eficiência média do inversor (rendimento europeu) é de 97,1%.

É possível calcular a potência de entrada do inversor, que deve ser a potência de pico dos módulos fotovoltaicos, dividindo a potência de saída do inversor pelo rendimento europeu. O resultado desse cálculo é 8,43 kWp.

Para futuras referências, a tabela abaixo registra informações importantes de corrente e tensão retiradas da folha de dados do inversor. Para mais detalhes, ver figura 12.

Tensão máxima de entrada do inversor (V)	850
Tensão mínima de entrada do inversor (V)	200
Corrente máxima de entrada do inversor (A)	34
Corrente máxima de entrada por MPPT (A)	17
Corrente máxima de curto circuito por entrada MPPT (A)	22

Figura 12 – Folha de dados do inversor.

Dados técnicos e tipos

Código do tipo de equipamento	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Entrada lateral		
Tensão máxima de entrada CC absoluta (Vmax, abs)	900 V	
Tensão de entrada CC de partida (V de partida)	360 V (ajuste 250 ... 500 V)	
Intervalo de tensão de entrada CC operacional (Vccmin ... Vccmax)	0,7 x Vpartida ... 850 V (mínimo 200 V)	
Tensão de entrada CC nominal (Vccr)	580 V	
Potência nominal de entrada CC (Pccr)	10300 W	12800 W
Número de MPPTs independentes	2	
Potência máxima de entrada CC para cada MPPT (PMPPTmax)	6500 W	8000 W
Faixa de tensão de entrada CC com configuração paralela de MPPT em Pacr	300 ... 750 V	360 ... 750 V
Limitação de energia CC com configuração paralela do MPPT	Desclassificação linear de max até nulo [750 V ≤ V MPPT ≤ 850 V]	
Limite de potência CC para cada MPPT com configuração independente de MPPT em Pacr, exemplo de desequilíbrio máximo o outro canal: Pdcr-6500 W	6500 W [380 V ≤ V MPPT ≤ 750 V] o outro canal: Pdcr-8000 W [225 V ≤ V MPPT ≤ 750 V]	8000 W [445 V ≤ V MPPT ≤ 750 V] [270 V ≤ V MPPT ≤ 750 V]
Corrente máxima de entrada CC (I dcmax) / para cada MPPT (I MPPTmax)	34,0 A / 17,0 A	36,0 A / 18,0 A
Corrente máxima de curto-circuito na entrada para cada MPPT	22,0 A	
Número de pares de entrada CC para cada MPPT	2	
Tipo de conexão CC	Conector de encaixe rápido PV 3)	
Proteção de entrada		
Proteção contra polaridade reversa	Somente proteção do inversor, de fonte atual limitada	
Proteção contra sobretensão de entrada para cada varistor MPPT	Sim	
Controle de isolamento de matriz fotovoltaica	De acordo com o padrão local	
Classificação do comutador CC para cada MPPT (versão com comutador CC)	25 A / 1000 V	
Classificação de fusíveis (versões com fusíveis)	15 A / 1000 V	
Saída lateral		
Tipo de conexão de rede CC	Trifásico 3W + PE ou 4W + PE	
Potência CA nominal (Pacr @cos φ = 1)	10000 W	12500 W
Potência máxima de saída CA (Pacmax @cos φ = 1)	11000 W 4)	13800 W 5)
Potência aparente máxima (Smax)	11500 VA	13800 VA
Tensão nominal da rede CA (Vca, r)	400 V	
Faixa de tensão CA	320 ... 480 V 1)	
Corrente máxima de saída CA (Ica, max)	16,6 A	20,0 A
Corrente de falha contributiva	19,0 A	22,0 A
Frequência nominal de saída (f r)	50 Hz / 60 Hz	

Fonte: Catálogo ABB (2021).

A seleção dos módulos fotovoltaicos também foi feita com base no custo-benefício e na disponibilidade de cotação em pelo menos três lojas virtuais. O módulo selecionado foi o modelo JKM450M-60HL4-V do fabricante Jinko Solar. A tabela abaixo registra informações importantes de corrente, tensão e potência retiradas da folha de dados desse módulo.

Potência pico do módulo fotovoltaico (Wp)	450
Tensão em circuito aberto do módulo - Voc (V)	41,18
Coefficiente Temperatura para Voc (%/°C)	-0,28
Tensão em máxima potência do módulo (V)	33,91
Corrente em máxima potência do módulo (A)	13,27
Corrente de curto circuito do módulo - Isc (A)	13,85
Coefficiente Temperatura para Isc (%/°C)	0,048

Para determinar a quantidade de módulos fotovoltaicos do sistema, faz-se uma análise de tensão e de corrente para entender quais as quantidades máxima e mínima de módulos que atendem às especificações de tensão e corrente do inversor.

Primeiro corrige-se a tensão em circuito aberto e a corrente de curto circuito conforme a temperatura. Como premissa conservadora para a região, utilizou-se a temperatura máxima de 60 °C e a temperatura mínima de 0 °C. Aplicando os coeficientes de temperatura para Voc e Isc conforme folha de dados do módulo, encontram-se as seguintes tensões e correntes:

Tensão em circuito aberto do módulo a 60 °C - Voc_60C (V)	37,14
Tensão em circuito aberto do módulo a 0 °C - Voc_0C (V)	44,06
Corrente de curto circuito do módulo a 60 °C - Isc_60C (A)	14,08
Corrente de curto circuito do módulo a 0 °C - Isc_0C (A)	13,68

Com a análise de tensão determina-se as quantidades máxima e mínima de módulos fotovoltaicos que podem ser conectados em série na entrada do inversor. Para o cálculo da quantidade máxima, divide-se a tensão máxima de entrada do inversor pela tensão em circuito aberto do módulo a 0 °C. Para o cálculo da quantidade mínima, divide-se a tensão mínima de entrada do inversor pela tensão em circuito aberto do módulo a 60 °C. A tabela abaixo registra os resultados:

Quantidade máxima de módulos por string	19
Quantidade mínima de módulos por string	6

Multiplicando-se a quantidade máxima de módulos por string pela tensão em circuito aberto do módulo a 0 °C, encontra-se uma tensão de entrada de 837,2 V, ou seja, respeitando a tensão máxima de entrada do inversor (850 V). Multiplicando-se a quantidade mínima de módulos por string pela tensão em circuito aberto do módulo a 60 °C, encontra-se uma tensão de entrada de 222,9 V, ou seja, respeitando a tensão mínima de entrada do inversor (200 V).

Com a análise de corrente determina-se a quantidade máxima de fileiras de módulos fotovoltaicos que podem ser conectadas em paralelo na entrada de cada MPPT do inversor. A primeira verificação é para saber se a corrente de curto circuito do módulo a 60 °C respeita a corrente máxima de curto circuito por MPPT do inversor. A segunda verificação é para saber se a corrente em máxima potência do módulo respeita a corrente máxima de entrada por MPPT do inversor. Em ambos os casos as correntes máximas dos módulos respeitam as correntes máximas de entrada do inversor, porém não deve-se exceder uma fileira de módulos fotovoltaicos por MPPT do inversor.

Considerando as análises de tensão e corrente, conclui-se que o número de módulos fotovoltaicos em uma fileira deve ser de no mínimo 6 e de no máximo 19 e que no máximo 1 fileira pode ser conectada em cada MPPT do inversor.

A proposta de projeto para o sistema solar fotovoltaico conectado à rede é com a utilização de uma fileira de 10 módulos fotovoltaicos em cada MPPT, conforme resumo na tabela abaixo:

	MPPT_1	MPPT_2
Número de fileiras	1	1
Número de módulos por fileira	10	10
Tensão em circuito aberto da fileira a 60 °C (V)	371,4	371,4
Tensão em circuito aberto da fileira a 0 °C (V)	440,6	440,6
Corrente de curto circuito da fileira a 60 °C (A)	14,08	14,08
Corrente de curto circuito da fileira a 0 °C (A)	13,68	13,68
Potência de pico da fileira (kWp)	4,5	4,5

Dessa forma, tem-se um sistema com potência de pico instalada de 9,00 kWp, que resultará em uma potência de saída do inversor de 8,74 kW.

Com o sistema projetado, o próximo passo é levantar os custos necessários para a compra dos equipamentos e materiais, assim como os

custos de mão de obra de instalação. A tabela abaixo consolida o custo estimado para o sistema projetado.

Componente	Custo Unitário	Quantidade	Custo Total
Inversor	R\$ 17.058,00	1	R\$ 17.059,00
Módulo Fotovoltaico	R\$ 1.339,00	20	R\$ 26.780,00
Cabos e estrutura	15%	1	R\$ 6.575,70
Mão de obra	20%	1	R\$ 10.082,74
Total sistema			R\$ 60.496,44

Portanto, é necessário investir R\$ 60.496,44 para comprar e instalar um sistema fotovoltaico capaz de compensar um consumo mensal de energia de 1268 kWh, que corresponde a uma despesa mensal de R\$ 634,00.

Com o auxílio da fórmula “NPER” da planilha eletrônica do Google, calculou-se o payback simples. Na tabela abaixo encontram-se os dados necessários como entrada para a fórmula. O investimento é o custo total do sistema, o benefício mensal é a despesa relativa ao consumo mensal de energia da eletrobomba. Fórmula para cálculo do payback simples = NPER(0%, -“Benefício Mensal”, “Investimento”).

Investimento (R\$)	60.496,44
Benefício mensal (R\$)	634,00
Payback simples (meses)	95,4

Em seguida calculou-se o payback descontado considerando 0,85% a.m. como taxa de desconto. Fórmula para cálculo do payback descontado = NPER(0.85%, -“Benefício Mensal”, “Investimento”).

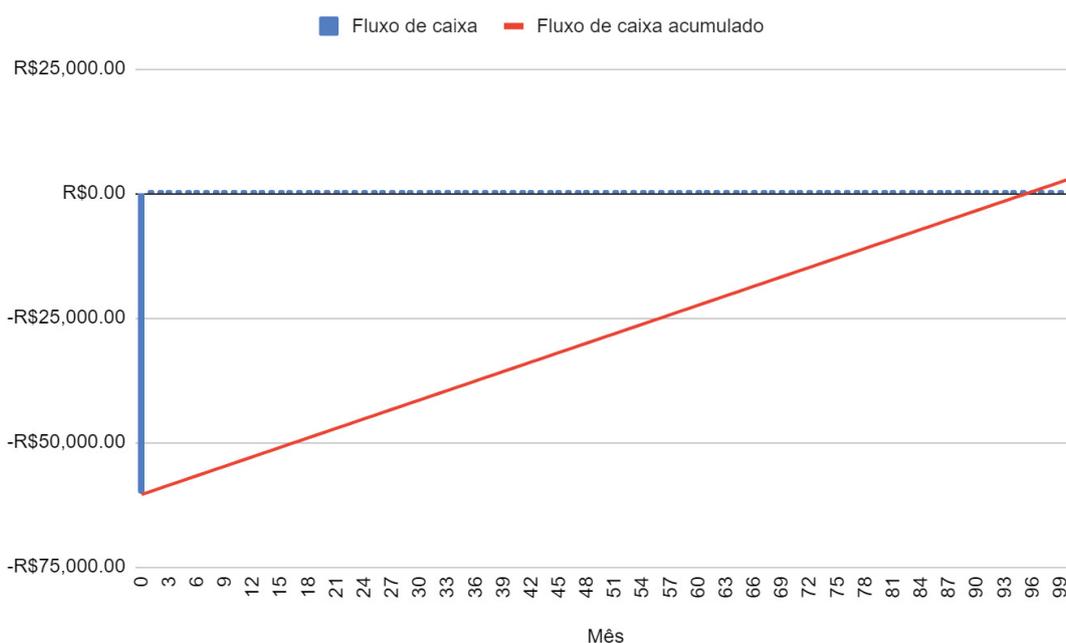
Investimento (R\$)	60.496,44
Benefício mensal (R\$)	634,00
Taxa de juros mensal (%)	0,85

Payback descontado (meses)	196,8
----------------------------	-------

Convertendo o resultado em anos, tem-se um payback simples de ~8 anos e um payback descontado de ~16 anos.

O gráfico na Figura 13 demonstra o fluxo de caixa mensal e o fluxo de caixa acumulado considerando o cálculo de *Payback* Simples, sendo que no mês zero tem-se um fluxo de caixa negativo devido ao investimento de R\$ 60.496,44 e nos meses seguintes tem-se um fluxo de caixa positivo de R\$ 634,00 relativo ao benefício mensal da compensação do consumo de energia. Graficamente encontra-se também o payback simples de 95,4 meses, que seria exatamente o ponto em que a linha do fluxo de caixa acumulado (linha vermelha) cruza o eixo das abscissas.

Figura 13 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (Payback simples).

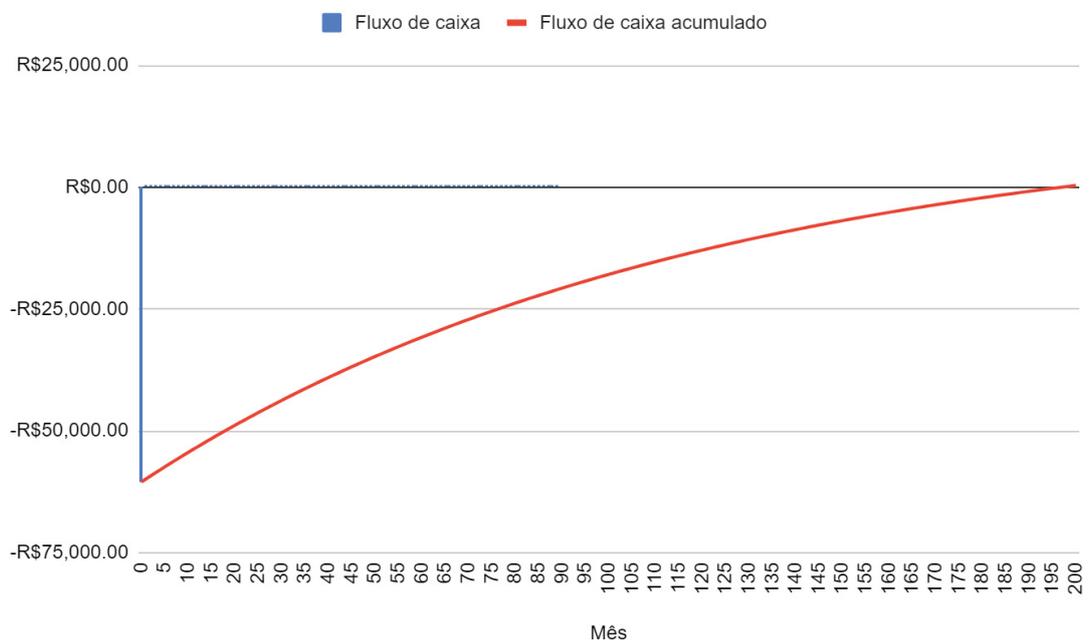


Fonte: O autor (2021).

O gráfico na Figura 14 demonstra o fluxo de caixa mensal e o fluxo de caixa acumulado considerando o cálculo de *Payback* Descontado, sendo que no mês zero tem-se um fluxo de caixa negativo devido ao investimento de R\$ 60.496,44 e nos meses seguintes tem-se um fluxo de caixa positivo que é

descontado à uma taxa de 0,85% ao mês. Para exemplificar a evolução do fluxo de caixa mensal, no mês um o fluxo de caixa é de R\$ 628,71 relativo ao benefício mensal da compensação do consumo de energia descontado pela taxa mensal. No mês dois o fluxo de caixa é de R\$ 623,41 devido à correção do benefício com a taxa definida por dois meses, e assim sucessivamente nos meses seguintes. Graficamente encontra-se também o payback descontado de 196,8 meses, que seria exatamente o ponto em que a linha do fluxo de caixa acumulado (linha vermelha) cruza o eixo das abscissas.

Figura 14 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (Payback descontado).



Fonte: O autor (2021).

4.3 VIABILIDADE ECONÔMICA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE ELÉTRICA APÓS A SUBSTITUIÇÃO DA ELETROBOMBA

Considerando a nova motobomba de 7,5 cv conforme dimensionamento feito na seção 4.1, o consumo mensal médio a ser compensado pela geração fotovoltaica é de 925 kWh. Considerando que cada mês tem em média 30 dias,

a energia cujo sistema fotovoltaico projetado deverá gerar diariamente é de aproximadamente 31 kWh.

Aplicando as mesmas considerações feitas na seção 4.2, localização, radiação solar diária em média anual na inclinação de 20° Norte, encontra-se que a potência de saída do inversor precisa ser de 5,96 kW para que o sistema consiga gerar diariamente a energia de 31 kWh.

Entre os modelos de inversor com certificados já cadastrados na Copel para essa faixa de potência, selecionou-se o modelo PVI-10.0-TL-OUTD do fabricante ABB. A seleção foi feita com base no custo-benefício e na disponibilidade de cotação em pelo menos três lojas virtuais. Conforme dados disponibilizados pelo fabricante, a eficiência média do inversor (rendimento europeu) é de 97,1%.

É possível calcular a potência de entrada do inversor, que deve ser a potência de pico dos módulos fotovoltaicos, dividindo a potência de saída do inversor pelo rendimento europeu. O resultado desse cálculo é 6,14 kWp.

A seleção dos módulos fotovoltaicos também foi feita com base no custo-benefício e na disponibilidade de cotação em pelo menos três lojas virtuais. O módulo selecionado foi o modelo JKM450M-60HL4-V do fabricante Jinko Solar.

Com a análise de tensão determina-se as quantidades máxima e mínima de módulos fotovoltaicos que podem ser conectados em série na entrada do inversor. Para o cálculo da quantidade máxima, divide-se a tensão máxima de entrada do inversor pela tensão em circuito aberto do módulo a 0 °C. Para o cálculo da quantidade mínima, divide-se a tensão mínima de entrada do inversor pela tensão em circuito aberto do módulo a 60 °C.

Considerando as análises de tensão e corrente, conclui-se que o número de módulos fotovoltaicos em uma fileira deve ser de no mínimo 6 e de no máximo 19 e que no máximo 1 fileira pode ser conectada em cada MPPT do inversor.

A proposta de projeto para o sistema solar fotovoltaico conectado à rede é com a utilização de uma fileira 7 módulos fotovoltaicos em cada em cada MPPT, conforme resumo na tabela abaixo:

	MPPT_1	MPPT_2
Número de fileiras	1	1
Número de módulos por fileira	7	7
Tensão em circuito aberto da fileira a 60 °C (V)	260,0	260,0
Tensão em circuito aberto da fileira a 0 °C (V)	308,4	308,4
Corrente de curto circuito da fileira a 60 °C (A)	14,08	14,08
Corrente de curto circuito da fileira a 0 °C (A)	13,68	13,68
Potência de pico da fileira (kWp)	3,15	3,15

Dessa forma, tem-se um sistema com potência de pico instalada 6,30 kWp, que resultará em uma potência de saída do inversor de 6,12 kW.

Com o sistema projetado, o próximo passo é levantar os custos necessários para a compra dos equipamentos e materiais, assim como os custos de mão de obra de instalação. A tabela abaixo consolida o custo estimado para o sistema projetado.

Componente	Custo Unitário	Quantidade	Custo Total
Inversor	R\$ 17.058,00	1	R\$ 17.059,00
Módulo Fotovoltaico	R\$ 1.339,00	14	R\$ 18.746,00
Cabos e estrutura	15%	1	R\$ 5.370,60
Bomba	R\$ 6.000,00	1	R\$ 6.000,00
Mão de obra	20%	1	R\$ 9.434,92
Total sistema			R\$ 56.609,52

Portanto, é necessário investir R\$ 56.609,52 para trocar a motobomba de 10 cv por uma nova de 7,5 cv e para comprar e instalar um sistema fotovoltaico capaz de compensar um consumo mensal de energia de 925 kWh. No entanto, para efeitos de cálculo da viabilidade econômica, considera-se o

benefício mensal do consumo de 1268 kWh (consumo da motobomba de 10 cv), que corresponde a uma despesa mensal de R\$ 634,00.

Calculou-se o payback simples utilizando a fórmula “NPER” da planilha eletrônica do Google. Os dados de entrada para a fórmula estão apresentados na tabela abaixo. O custo total do sistema é a entrada para a variável “investimento”, assim como a despesa relativa ao consumo mensal de energia é a entrada para a variável “benefício mensal”. A fórmula para cálculo do payback simples é igual a $NPER(0\%, -\text{“Benefício Mensal”}, \text{“Investimento”})$.

Investimento (R\$)	56.609,52
Benefício mensal (R\$)	634,00
Payback simples (meses)	89,3

Em seguida calculou-se o payback descontado considerando 0,85% a.m. como taxa de desconto. Fórmula para cálculo do payback descontado = $NPER(0.85\%, -\text{“Benefício Mensal”}, \text{“Investimento”})$.

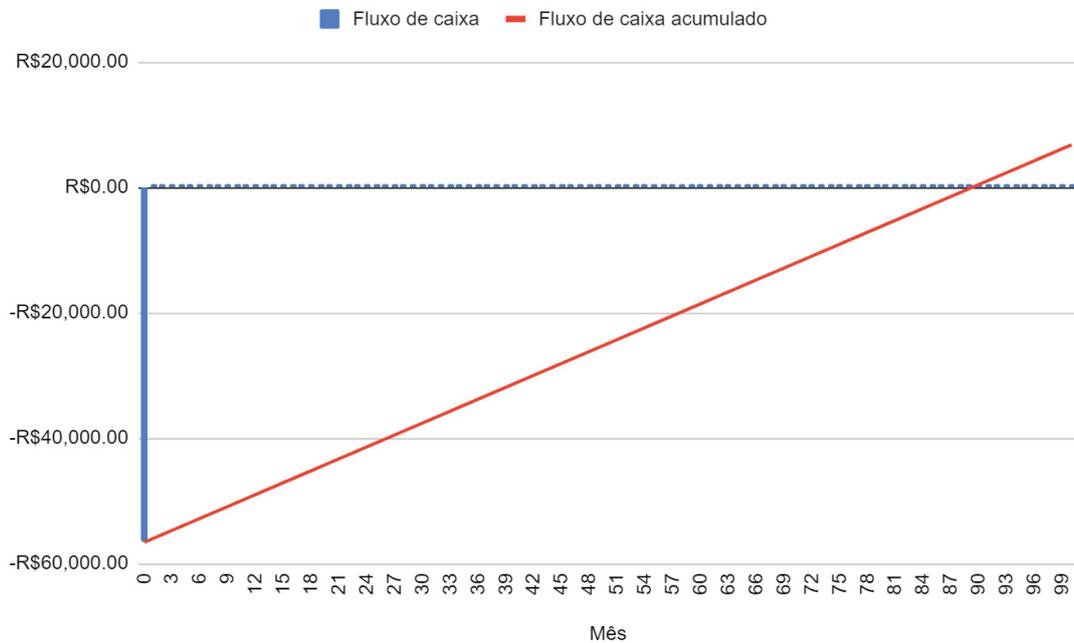
Investimento (R\$)	56.609,52
Benefício mensal (R\$)	634,00
Taxa de juros mensal (%)	0,75
Payback descontado (meses)	168,1

Convertendo o resultado em anos, tem-se um payback simples de ~7,4 anos e um payback descontado de ~14,0 anos.

O gráfico na Figura 15 demonstra o fluxo de caixa mensal e o fluxo de caixa acumulado considerando o cálculo de *Payback* Simples, sendo que no mês zero tem-se um fluxo de caixa negativo devido ao investimento de R\$ 56.609,52 e nos meses seguintes tem-se um fluxo de caixa positivo de R\$ 634,00 relativo ao benefício mensal da compensação do consumo de energia. Graficamente encontra-se também o payback simples de 89,3 meses, que

seria exatamente o ponto em que a linha do fluxo de caixa acumulado (linha vermelha) cruza o eixo das abscissas.

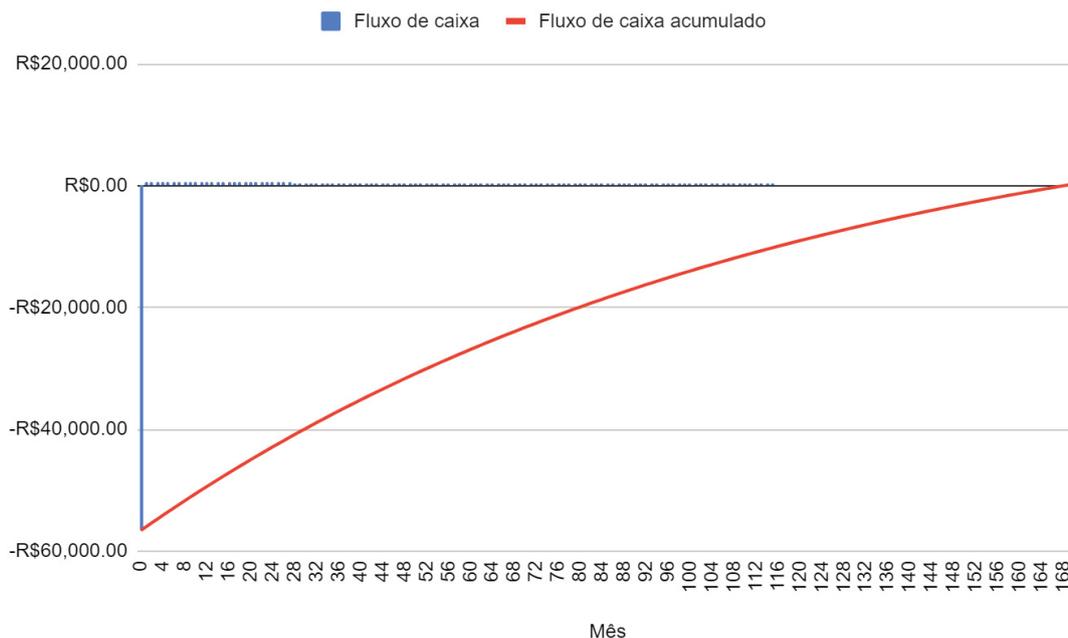
Figura 15 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (Payback simples).



Fonte: O autor (2021).

O gráfico na Figura 16 demonstra o fluxo de caixa mensal e o fluxo de caixa acumulado considerando o cálculo de *Payback* Descontado, sendo que no mês zero tem-se um fluxo de caixa negativo devido ao investimento de R\$ 56.609,52 e nos meses seguintes tem-se um fluxo de caixa positivo descontado à uma taxa de 0,85% ao mês. Para exemplificar a evolução do fluxo de caixa mensal, no mês um o fluxo de caixa é de R\$ 628,71 relativo ao benefício mensal da compensação do consumo de energia descontado pela taxa mensal. No mês dois o fluxo de caixa é de R\$ 623,41 devido à correção do benefício com a taxa definida por dois meses, e assim sucessivamente nos meses seguintes. Graficamente encontra-se também o *payback* descontado de 168,1 meses, que seria exatamente o ponto em que a linha do fluxo de caixa acumulado (linha vermelha) cruza o eixo das abscissas.

Figura 16 – Gráfico do fluxo de caixa acumulado (Payback descontado).



Fonte: O autor (2021).

4.4 VIABILIDADE ECONÔMICA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DESCONECTADA DA REDE ELÉTRICA

Para o projeto da geração solar fotovoltaica desconectada da rede elétrica, utilizou-se as seguintes premissas para o dimensionamento do banco de baterias:

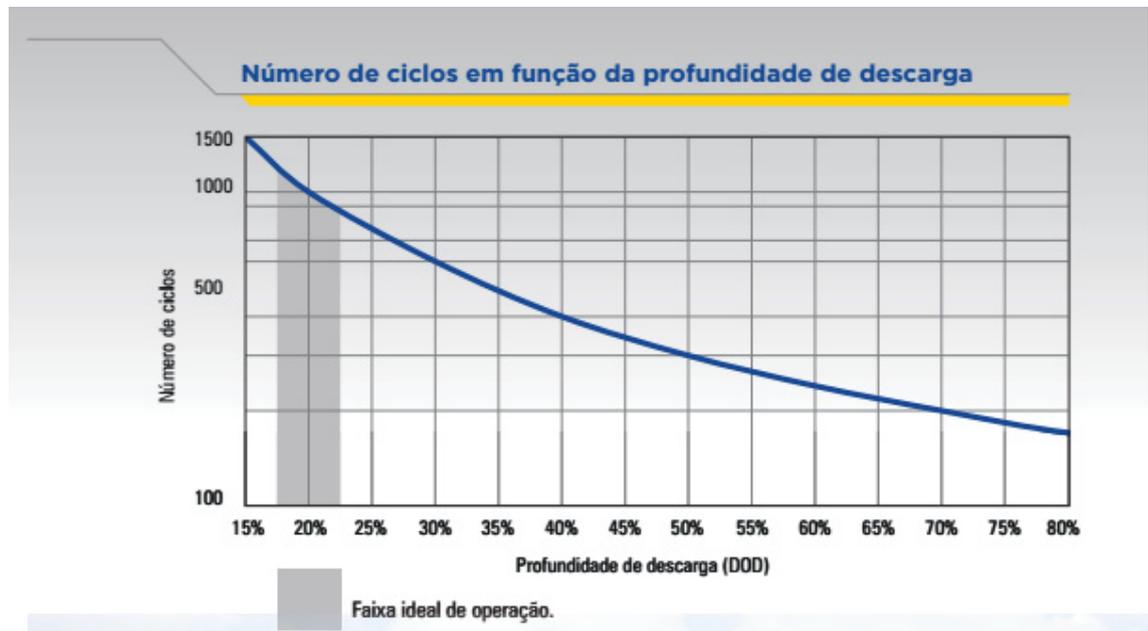
- Autonomia de 1 dia sem geração solar;
- Demanda de energia já considerando a nova motobomba de 7,5 cv (demanda mensal de 925 kWh e demanda diária de 30,8 kWh).

A bateria selecionada foi o modelo 12MS234 do fabricante Moura, que, conforme o catálogo do fabricante, tem profundidade de descarga recomendada de 20% para vida útil de 1000 ciclos (figura 17). A tensão nominal dessa bateria é de 12 V e a sua capacidade C20 a 25°C é de 220 Ah.

Fabricante	Modelo	Tensão (V)	C20 a 25°C (Ah)

Moura	12MS234	12	220
-------	---------	----	-----

Figura 17 – Gráfico do número de ciclos em função da profundidade de descarga



Fonte: Catálogo de produtos Moura (2021).

Portanto, a capacidade da bateria precisa ser de 154,1 kWh para atender a demanda de 1 dia de autonomia, 30,8 kWh, com uma profundidade de descarga de 20%.

Considerando um inversor com tensão mínima de entrada de 200 V, são necessárias, no mínimo, 17 baterias em série. A tensão resultante de 17 baterias em série é 204 V. Dividindo 154,1 kWh por 204 V, encontra-se que a capacidade do banco de baterias precisa ser de pelo menos 755 Ah. Nesse caso, seriam necessárias pelo menos 4 fileiras em paralelo com 17 baterias cada, o que totaliza um banco com 68 baterias e uma capacidade de 179,5 kWh.

Baterias em série	Tensão (V)	Fileiras em paralelo	Capacidade (Ah)	Quantidade baterias	Capacidade (kWh)
17	204	4	880	68	179,52

Essa configuração considerou o número mínimo possível de baterias em série para respeitar a tensão mínima de entrada do inversor, porém não necessariamente é a configuração mais otimizada. Buscando reduzir o número de baterias, fez-se uma simulação incrementando o número de baterias em série e calculando a quantidade de fileiras em paralelo necessárias para resultar em um banco de capacidade de 154,1 kWh. O resultado mais otimizado obtido dessa simulação é o demonstrado na tabela abaixo:

Baterias em série	Tensão (V)	Fileiras em paralelo	Capacidade (Ah)	Quantidade baterias	Capacidade (kWh)
59	708	1	220	59	155,76

O custo unitário da bateria e o custo total para um banco com 59 baterias está tabelado abaixo:

Componente	Custo Unitário	Quantidade	Custo Total
Bateria	R\$ 1.999,00	59	R\$ 117.941,00

Com o elevado custo das baterias, não é esperado que o payback de um sistema de geração fotovoltaico desconectado da rede seja competitivo quando comparado às demais soluções analisadas. De qualquer forma, demonstra-se abaixo o cálculo do payback simples e do payback descontado somente considerando o custo das baterias.

Com o auxílio da fórmula “NPER” da planilha eletrônica do Google, calculou-se o payback simples. Na tabela abaixo encontram-se os dados necessários como entrada para a fórmula. O investimento é o custo total das baterias, o benefício mensal é a despesa relativa ao consumo mensal de energia da eletrobomba. Fórmula para cálculo do payback simples = NPER(0%, -“Benefício Mensal”, “Investimento”).

Investimento (R\$)	117.941,00
--------------------	------------

Benefício mensal (R\$)	634,00
Payback simples (meses)	186,0

Em seguida calculou-se o payback descontado considerando 0,85% a.m. como taxa de desconto. Fórmula para cálculo do payback descontado = $NPER(0.85\%, -\text{"Benefício Mensal"}, \text{"Investimento"})$.

Investimento (R\$)	117.941,00
Benefício mensal (R\$)	634,00
Taxa de juros mensal (%)	0,85
Payback descontado (meses)	Não se paga

Convertendo o resultado em anos, tem-se um payback simples de ~15,5 anos e um payback descontado que não acontece. Importante lembrar que o dimensionamento da bateria foi feito sem levar em conta os fatores de envelhecimento e de correção da capacidade com a temperatura, o que elevaria ainda mais o payback.

Simulação da viabilidade econômica considerando profundidade de descarga de 70%:

A capacidade da bateria precisa ser de 44,0 kWh para atender a demanda de 1 dia de autonomia, 30,8 kWh, com uma profundidade de descarga de 70%.

Considerando um inversor com tensão mínima de entrada de 200 V, são necessárias, no mínimo, 17 baterias em série. A tensão resultante de 17 baterias em série é 204 V. Dividindo 44,0 kWh por 204 V, encontra-se que a capacidade do banco de baterias precisa ser de pelo menos 216 Ah. Nesse caso, seria necessária apenas 1 fileira com 17 baterias, o que totaliza um banco com 17 baterias e uma capacidade de 44,9 kWh.

Baterias em série	Tensão (V)	Fileiras em paralelo	Capacidade (Ah)	Quantidade baterias	Capacidade (kWh)
-------------------	------------	----------------------	-----------------	---------------------	------------------

17	204	1	220	17	44,88
----	-----	---	-----	----	-------

O custo unitário da bateria e o custo total para um banco com 17 baterias está tabelado abaixo:

Componente	Custo Unitário	Quantidade	Custo Total
Bateria	R\$ 1.999,00	17	R\$ 33.983,00

Com o auxílio da fórmula “NPER” da planilha eletrônica do Google, calculou-se o payback simples. Na tabela abaixo encontram-se os dados necessários como entrada para a fórmula. O investimento é o custo total das baterias, o benefício mensal é a despesa relativa ao consumo mensal de energia da eletrobomba. Fórmula para cálculo do payback simples = NPER(0%, -“Benefício Mensal”, “Investimento”).

Investimento (R\$)	33.983,00
Benefício mensal (R\$)	634,00
Payback simples (meses)	53,6

Em seguida calculou-se o payback descontado considerando 0,85% a.m. como taxa de desconto. Fórmula para cálculo do payback descontado = NPER(0.85%, -“Benefício Mensal”, “Investimento”).

Investimento (R\$)	33.983,00
Benefício mensal (R\$)	634,00
Taxa de juros mensal (%)	0,85
Payback descontado (meses)	71,8

Convertendo o resultado em anos, tem-se um payback simples de ~4,5 anos e um payback descontado de ~6,0 anos. Importante lembrar que o dimensionamento da bateria foi feito sem levar em conta os fatores de

envelhecimento e de correção da capacidade com a temperatura, o que elevaria ainda mais o payback.

Apesar de um payback consideravelmente menor, o número de ciclos das baterias também sofre grande redução. Para profundidade de descarga de 70%, a vida útil estimada pelo fabricante é de 200 ciclos.

Simulação da viabilidade econômica considerando baterias de íons Lítio:

A bateria de íon-lítio se caracteriza por suportar uma profundidade de descarga maior, quando comparada com a bateria de chumbo ácido, e, portanto, proporcionam bancos de bateria de menor capacidade. A maioria dos modelos disponíveis no mercado apresentam profundidades de descarga recomendadas pelos fabricantes de pelo menos 80%, podendo chegar até 100%.

Utilizou-se as mesmas premissas do dimensionamento para banco de baterias de chumbo-ácido:

- Autonomia de 1 dia sem geração solar;
- Demanda de energia já considerando a nova motobomba de 7,5 cv (demanda mensal de 925 kWh e demanda diária de 30,8 kWh).

A bateria selecionada foi o modelo B3 48V LITIO LIFEPO4 do fabricante Dyness, que, conforme o catálogo do fabricante, tem profundidade de descarga recomendada de 80% para vida útil de 6000 ciclos. A tensão nominal dessa bateria é de 48 V e a sua capacidade é de 75 Ah ou 3,6 kWh.

Portanto, a capacidade da bateria precisa ser de 38,5 kWh para atender a demanda de 1 dia de autonomia, 30,8 kWh, com uma profundidade de descarga de 80%.

Considerando um inversor com tensão mínima de entrada de 200 V, são necessárias, no mínimo, 5 baterias em série. A tensão resultante de 5 baterias em série é 240 V. Dividindo 38,5 kWh por 240 V, encontra-se que a capacidade do banco de baterias precisa ser de pelo menos 161 Ah. Nesse caso, seriam necessárias pelo menos 3 fileiras em paralelo com 5 baterias cada, o que totaliza um banco com 15 baterias e uma capacidade de 54,0 kWh.

Baterias em série	Tensão (V)	Fileiras em paralelo	Capacidade (Ah)	Quantidade baterias	Capacidade (kWh)
5	240	3	225	15	54,00

Essa configuração considerou o número mínimo possível de baterias em série para respeitar a tensão mínima de entrada do inversor, porém não necessariamente é a configuração mais otimizada. Buscando reduzir o número de baterias, fez-se uma simulação incrementando o número de baterias em série e calculando a quantidade de fileiras em paralelo necessárias para resultar em um banco de capacidade de 38,5 kWh. O resultado mais otimizado obtido dessa simulação é o demonstrado na tabela abaixo:

Baterias em série	Tensão (V)	Fileiras em paralelo	Capacidade (Ah)	Quantidade baterias	Capacidade (kWh)
11	528	1	75	11	39,60

O custo unitário da bateria e o custo total para um banco com 11 baterias está tabelado abaixo:

Componente	Custo Unitário	Quantidade	Custo Total
Bateria	R\$ 13.000,00	11	R\$ 143.000,00

Com o elevado custo das baterias, não é esperado que o payback de um sistema de geração fotovoltaico desconectado da rede seja competitivo quando comparado às demais soluções analisadas. De qualquer forma, demonstra-se abaixo o cálculo do payback simples e do payback descontado somente considerando o custo das baterias.

Com o auxílio da fórmula “NPER” da planilha eletrônica do Google, calculou-se o payback simples. Na tabela abaixo encontram-se os dados necessários como entrada para a fórmula. O investimento é o custo total das baterias, o benefício mensal é a despesa relativa ao consumo mensal de

energia da eletrobomba. Fórmula para cálculo do payback simples = $NPER(0\%, -\text{"Benefício Mensal"}, \text{"Investimento"})$.

Investimento (R\$)	143.000,00
Benefício mensal (R\$)	634,00
Payback simples (meses)	225,6

Em seguida calculou-se o payback descontado considerando 0,85% a.m. como taxa de desconto. Fórmula para cálculo do payback descontado = $NPER(0.85\%, -\text{"Benefício Mensal"}, \text{"Investimento"})$.

Investimento (R\$)	143.000,00
Benefício mensal (R\$)	634,00
Taxa de juros mensal (%)	0,85
Payback descontado (meses)	Não se paga

Convertendo o resultado em anos, tem-se um payback simples de ~18,8 anos e um payback descontado que não acontece. Importante lembrar que o dimensionamento da bateria foi feito sem levar em conta os fatores de envelhecimento e de correção da capacidade com a temperatura, o que elevaria ainda mais o payback.

4.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A tabela abaixo sumariza os resultados do benefício mensal, investimento, *payback* simples e *payback* descontado para cada um dos projetos analisados.

Seção	Benefício Mensal	Investimento	Payback simples	Payback descontado
4.1 - Troca da motobomba	R\$ 171,50	R\$ 5.038,61	29,4 meses	33,9 meses
4.2 - Geração solar fotovoltaica conectada à rede	R\$ 634,00	R\$ 60.496,44	95,4 meses	196,8 meses

4.3 - Troca da motobomba + Geração solar fotovoltaica conectada à rede	R\$ 634,00	R\$ 56.609,52	89,3 meses	168,1 meses
4.4 - Baterias chumbo-ácido DOD 20%	R\$ 634,00	R\$ 117.941,00	186,0 meses	Não se paga
4.4 - Baterias chumbo-ácido DOD 70%	R\$ 634,00	R\$ 33.983,00	53,6 meses	71,8 meses
4.4 - Baterias lítio DOD 80%	R\$ 634,00	R\$ 143.000,00	225,6 meses	Não se paga

A troca da motobomba entrega o menor benefício mensal, porém também demanda menor investimento. Além disso, é o projeto mais simples por não necessitar de mão de obra especializada nem de adequação da infra-estrutura existente.

Os projetos de geração solar fotovoltaica conectados à rede entregam o benefício mensal máximo (compensação total da energia consumida), porém demandam um alto investimento em equipamentos além de necessitar de mão de obra especializada para sua instalação e de adequação do terreno e da infra-estrutura existente.

Os projetos de geração solar fotovoltaica desconectados da rede também entregam o benefício mensal máximo, porém demandam elevado investimento em equipamentos e em baterias, além de necessitar de mão de obra especializada para sua instalação e de adequação do terreno e da infra-estrutura existente, principalmente de local com temperatura e umidade adequados para armazenamento das baterias, além de ser acessível para eventuais substituições.

5 CONCLUSÃO

O dimensionamento de uma motobomba levando em conta os requisitos de vazão e altura manométrica total demonstram que a motobomba de 10 cv utilizada está superdimensionada e que um modelo novo, mais eficiente e com potência de 7,5 cv é suficiente para a aplicação atual. O benefício mensal da troca foi estimado em R\$ 171,50 e é viabilizado por um investimento estimado em R\$ 5.038,61.

O sistema fotovoltaico conectado à rede projetado para suprir o consumo de energia da motobomba atual de 10 cv utiliza um inversor de 10 kW e 20 módulos de 450 Wp, sendo 10 módulos em cada MPPT. O benefício mensal da troca foi estimado em R\$ 634,00 e é viabilizado por um investimento estimado em R\$ 60.496,44.

O sistema fotovoltaico conectado à rede projetado para suprir o consumo de energia da nova motobomba de 7,5 cv utiliza um inversor de 10 kW e 14 módulos de 450 Wp, sendo 7 módulos em cada MPPT. O benefício mensal da troca foi estimado em R\$ 634,00 e é viabilizado por um investimento estimado em R\$ 56.609,52.

O sistema fotovoltaico desconectado da rede projetado para suprir o consumo de energia da nova motobomba de 7,5 cv utiliza um banco de baterias de chumbo ácido de 155,76 kWh, considerando uma autonomia para suprir um dia de demanda da motobomba e uma profundidade de descarga de 20%. O benefício mensal da troca foi estimado em R\$ 634,00 e é viabilizado por um investimento apenas em baterias estimado em R\$ 117.941,00, além do investimento necessário em equipamentos como inversor, módulos fotovoltaicos, controlador de carga, componentes acessórios e mão de obra.

Também foi projetado um banco utilizando baterias de lítio com capacidade de 54 kWh, considerando uma autonomia para suprir um dia de demanda da motobomba e uma profundidade de descarga de 80%. O benefício mensal da troca foi estimado em R\$ 634,00 e é viabilizado por um investimento

apenas em baterias estimado em R\$ 143.000,00, além do investimento necessário em equipamentos como inversor, módulos fotovoltaicos, controlador de carga, componentes acessórios e mão de obra.

Ao calcular o *payback* de cada um desses projetos, conclui-se que a troca da motobomba entrega o menor retorno do investimento, seja na metodologia de *payback* simples ou de *payback* descontado, com 29,4 e 33,9 meses respectivamente.

Analisando somente os dois projetos de geração solar fotovoltaica conectados à rede, conclui-se que a opção que reúne também a troca da motobomba apresenta *payback* mais curto porque os menores investimentos no sistema de geração solar fotovoltaica compensam o investimento adicional na motobomba.

As baterias, por si só, apresentam *paybacks* elevados ou não se pagam, o que não justifica investir em sistemas isolados em locais que já tem acesso à rede. A bateria de chumbo ácido apresenta retorno mais rápido quando comparada às baterias de íon lítio, mesmo com premissa de profundidade de descarga de 20%. No entanto, o número de ciclos da bateria de íon lítio é seis vezes maior que o da bateria de chumbo-ácido. Mesmo com uma profundidade de descarga de 70%, o *payback* das baterias de chumbo ácido não é competitivo quando comparado ao da troca da motobomba.

A variável número de ciclos não impactou na relação do *payback* com as baterias analisadas, porém provavelmente será relevante para o custo do ciclo de vida do sistema, um outro indicador financeiro de viabilidade econômica que poderia ser aplicado em trabalhos posteriores.

Além da questão financeira, as baterias podem causar um problema ambiental para o produtor rural devido ao lixo tóxico gerado ao final da sua vida útil.

6 REFERÊNCIAS

- [1] CHANDEL, S.S. et al. Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 49, p. 1084-1099, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.083>. Acesso em: 21 ago. 2021.
- [2] BHATTACHARYYA, S.C. Review of alternative methodologies for analysing off-grid electricity supply. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, p. 677-694, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.033>. Acesso em: 22 ago. 2021.
- [3] Wikipedia. Disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/Valor_presente_l%C3%ADquido. Acesso em: 28 nov. 2021.
- [4] GHAFOR, A. et al. Design and economics analysis of an off-grid PV system for household electrification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 42, p. 496-502, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.012>. Acesso em: 05 dez. 2021.
- [5] PINHO, J. T.; GALDINO, M.A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPTEL-CRESESB, 2014.
- [6] BLOG DA BLUESOL ENERGIA SOLAR. Efeito Fotoelétrico e Efeito Fotovoltaico: Entenda Qual É Geração de Energia Elétrica. Data não identificada. Não paginado. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/efeito-fotoeletrico-fotovoltaico/>. Acesso em: 27 dez. 2021.
- [7] FEROLDI, R.T. Modulação senoidal bipolar PWM aplicada em inversores de frequência. 88 f. Monografia de graduação (Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Londrina, Londrina, 2011.
- [8] SONTAKE, V.C. et al. Solar photovoltaic water pumping system - A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, p. 1038-1067, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.021>. Acesso em: 28 dez. 2021.

- [9] GUIQIANG, L. et al. Research and current status of the solar photovoltaic water pumping system – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 79, p. 440-458, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.055>. Acesso em: 28 dez. 2021.
- [10] Anuário Estatístico de Energia Elétrica. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202020.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2022.
- [11] Balanço Energético Nacional. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf. Acesso em: 23 jan. 2022.
- [12] Atlas do Censo Demográfico. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2010. Escalas variam.
- [13] Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 30 dez. 2021.
- [14] Climatempo. Disponível em <https://www.climatempo.com.br/climatologia/3349/cidadegaucha-pr>. Acesso em: 30 dez. 2021.
- [15] Demonti, Rogers. Processamento da Energia Elétrica Proveniente de Módulos Fotovoltaicos. Tese de doutorado. UFSC. Florianópolis, 2003.

7 APÊNDICE I - COTAÇÕES

As figuras 18, 19 e 20 registram as três cotações, do modelo de motobomba ME-AL-2375, utilizadas no trabalho.

Figura 18 – Orçamento 01 para motobomba ME-AL 2375.



Bomba Multiestágio Schneider Me-AL 2375 7,5 Cv Trifásica 220V/380V/440V/760V

COD: 20320088138 ★★★★☆ (1 Avaliação)

VAZAO 11.800 L/HVOLTAGEM220/380/440/760VMARCASCHNEIDERMCA110
MCATENSAOTRIFASICAINFORMACOES DO PRODUTOBomba Multiestágio Schneider ME-AL 2375 7,5
CV Trifásica 220V/380V/440V/760VA Bomba Multiestágio Schne...

R\$ 4.198,84
Já com **10%** de desconto à vista no boleto ou em até **6x R\$ 777,56**

[Opções de parcelamento](#) [Comprar](#) [Saiba mais](#)
[Acesse sua conta](#) para comprar com um clique **18 meses garantia**

Fonte: Site meritocomercial.com.br em 05 de dezembro de 2020.

Figura 19 – Orçamento 02 para motobomba ME-AL 2375.



Bomba D'água Centrífuga Horizontal Multiestágios Me-AL 2375 7.5cv Trifásica Schneider

Vendido e entregue por **HIDROVIVA**
ID 2667190

R\$ 5.596,32 à vista no cartão
ou em até 12x de R\$ 466,35 sem juros
ou parcele em até 24x no crediário* *nova*

Opções de pagamento
- 1 + [Adicionar](#) [Comprar](#)
unidade(s)

Frete e prazo
Insira o CEP [Chat](#) [Calcular](#)

Fonte: Site madeiramadeira.com.br em 05 de dezembro de 2020.

Figura 20 – Orçamento 03 para motobomba ME-AL 2375.



Bomba Multiestágio Schneider ME-AL 2375 7,5CV 220/380/440V Trifásica

Marca: **Schneider** | Código Ref: 000000004072
☆☆☆☆☆ (Avalie agora!)

Por: R\$ 4.628,00
ou 6x de **R\$ 771,33** sem juros
Ou R\$ 4.185,20 à vista (10% de desconto)
Economia de R\$ 462,80

SELECIONE O TIPO DE INDUÇÃO
Trifásica

COMPRAR **COMPRAR 100% SEGURA**

Fonte: Site bombashopping.com.br em 05 de dezembro de 2020.

O orçamento do módulo fotovoltaico JKM450M-60HL4-V, do fabricante Jinko, utilizado no trabalho (R\$ 1.339,00) foi retirado do website da Aldo Solar

(“<https://www.aldo.com.br/produto/85186-5/painel-solar-fotovoltaico-jinko-jkm450m-60hl4-v-60m-hc-450w-tiger-pro-mono-perc-2085-efic-120-cel>”) em 17 de julho de 2021.

O orçamento do inversor PVI-10.0-TL-OUTD, do fabricante ABB, utilizado no trabalho (R\$ 17.058,00) foi retirado do website da Aldo Solar (“<https://www.aldo.com.br/produto/31479-6/inversor-solar-fotovoltaico-on-grid-fimer-abb-3n81990-fs00a-pvi-100-tl-outd-fs-100kw-trifasico-380v-2-mppt>”) em 15 de agosto de 2021.