



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA

**DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA
BOMBEAMENTO DE ÁGUA UTILIZANDO ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

VÍTOR PEDREIRA GONZALEZ

Salvador
2018



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA

**DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA
BOMBEAMENTO DE ÁGUA UTILIZANDO ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

VÍTOR PEDREIRA GONZALEZ

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade Federal da Bahia como
requisito parcial para a obtenção do
título de Engenheiro Sanitarista e
Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Luciano Matos
Queiroz

Salvador
2018

Gonzalez, Vitor Pedreira
Dimensionamento e Análise de Viabilidade Econômica para
Bombeamento de Água Utilizando Energia Solar Fotovoltaica /
Vitor Pedreira Gonzalez. -- Salvador, 2018.
65 f. : il

Orientador: Luciano Matos Queiroz.
TCC (Graduação - Engenharia Sanitária e Ambiental) --
Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica, 2018.

1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Bombeamento de Água. 3.
Viabilidade Econômica. I. Matos Queiroz, Luciano. II. Título.

RESUMO

Tendo em vista a condição inerente ao semiárido brasileiro de baixa disponibilidade hídrica e a projeção de um cenário mais crítico devido às mudanças climáticas, a busca por novas soluções de abastecimento e uso da água se mostra necessária. O objetivo deste trabalho foi realizar o dimensionamento e análise de viabilidade econômica de um sistema de bombeamento de água subterrânea para dessedentação animal, em uma propriedade rural no município de Queimadas, no Estado da Bahia, utilizando a energia solar fotovoltaica como única fonte de eletricidade do conjunto moto-bomba. Foi observado que o sistema se mostrou economicamente viável em relação a um sistema alimentado por um gerador movido à gasolina para todos os cenários projetados, com tempo de retorno do investimento inferior a dois anos, mesmo com a necessidade de se importar o inversor. As melhores condições de geração fotovoltaica no local do estudo ocorrem entre os meses de julho e agosto, e não no período de maior irradiância, correspondente aos meses de dezembro e janeiro. Essa observação deve-se ao fato de que as maiores irradiâncias desse período não são suficientes para compensar as perdas de eficiência dos módulos fotovoltaicos ao operar sob altas temperaturas do verão.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica; Bombeamento de Água; Semiárido.

ABSTRACT

Considering the inherent condition in the Brazilian semi-arid of low water availability and the projection of a more critical scenario due to climate change, the search for new water supply and use solutions is necessary. The objective of this study was to size and analyze the economic feasibility of a groundwater pumping system for animal watering in a rural property in the municipality of Queimadas, State of Bahia, using photovoltaic solar energy as the only source of electricity. It was observed that the system was economically viable in relation to a gasoline powered generator system for all scenarios, with a return time of less than two years, even with the need to import the inverter, due to the difficulties of finding it in the national market. It was also observed in this study that the best conditions of photovoltaic generation at the study site are in the months of August and July and not in the period of greatest irradiance, corresponding to the months of December and January, due to the fact that the highest irradiance of this period is not sufficient to compensate for the efficiency losses of photovoltaic modules when operating at high summer temperatures.

Keywords: Solar Photovoltaic Energy; Water Pumping; Semi-arid.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Número de dias com déficit hídrico para os anos hidrológicos 2011-2012 (a), 2012-2013 (b), 2013-2014 (c) e 2014-2015 (d).....	16
Figura 2 – Efeito fotovoltaico em uma célula de silício.....	17
Figura 3- Preço em Dólar/W das células fotovoltaicas ao longo dos anos.....	18
Figura 4 - Circuito de um inversor de ponte completa.....	19
Figura 5 - Curva característica de tensão versus corrente de um módulo fotovoltaico	20
Figura 6 – Bombeamento solar com utilização de baterias para motores de corrente contínua	22
Figura 7 – Bombeamento com alimentação direta para motores de corrente contínua	23
Figura 8– Local do sistema referente ao estudo	25
Figura 9 – Esquema do sistema de bombeamento dimensionado.....	26
Figura 10 – Linha de tendência dos pontos de operação da bomba.....	34
Figura 11 – VPL de cada cenário ao longo dos anos.....	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Demanda diária de água em litros.....	26
Tabela 2 – Somatório dos coeficientes K para o sistema.....	29
Tabela 3 – Média aritmética do volume de água captado por dia, para cada mês....	35
Tabela 4 – Valor do sistema de bombeamento solar	42
Tabela 5 – Valor do sistema de bombeamento com gerador	43

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Dados relevantes do módulo fotovoltaico escolhido.....	32
Quadro 2 – Dados relevantes do inversor escolhido.....	36
Quadro 3 – Taxas referentes à importação do inversor	41
Quadro 4 – Parâmetros do cenário A.....	46
Quadro 5 – Parâmetros do cenário B.....	46
Quadro 6 – Parâmetros do cenário “Nacional”	46

AUTORIZAÇÃO

Autorizo a reprodução e/ou divulgação total ou parcial da presente obra, por qualquer meio convencional ou eletrônico, desde que citada a fonte.

Nome do Autor: Vítor Pedreira Gonzalez

Assinatura do autor: Vítor Pedreira Gonzalez

Instituição: Universidade Federal da Bahia

Local: Salvador, Bahia, Brasil

Endereço: Rua Prof. Aristides Novis, 02, Federação, Salvador, Bahia, Brasil

E-mail: vitorgonzalez1@hotmail.com



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
COLEGIADO DO CURSO DE ENGENHARIA SANITÁRIA E
AMBIENTAL

Rua Prof. Aristides Novis nº 2 Federação Tel: (071) 3283 9713 CEP 40.210-630
Salvador – Bahia Fax: (071) 3283 9740 e-mail: cesa@ufba.br



Vitor Pedreira Gonzalez

**Dimensionamento e análise de viabilidade econômica para bombeamento de água
utilizando energia solar fotovoltaica**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luciano Matos Queiroz
DEA/Universidade Federal da Bahia

Prof. Dr. André Luiz Andrade Simões
DEA/Universidade Federal da Bahia

Profa. Dra. Vivien Luciane Viaro
DEA/Universidade Federal da Bahia

Salvador
20 de fevereiro de 2018

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1. Escassez de água e mudanças climáticas no semiárido brasileiro	15
2.2. Efeito fotovoltaico em células de silício	16
2.3. Inversores	17
2.4. <i>Maximum Power Point Tracker</i> (MPPT).....	19
2.5. Energia solar em sistemas de bombeamento de água	20
2.5.1. Arranjo fotovoltaico	21
2.5.2. Controle de carga.....	21
2.5.3. Conjunto moto-bomba.....	23
3. MEMÓRIA DE CÁLCULO	25
3.1. Características do sistema	25
3.2. Demanda de água.....	26
3.3. Dimensionamento do conjunto moto-bomba submerso	27
3.4. Dimensionamento do sistema fotovoltaico	30
3.4.1. Potência consumida pelo motor.....	30
3.4.2. Simulação das potências e vazões obtidas.....	31
3.5. Escolha e compatibilidade do inversor com o sistema	35
3.6. Dimensionamento dos condutores elétricos	38
3.6.1. Dos módulos ao inversor	38
3.6.2. Entre o inversor e o motor	39
3.7. Cotações dos equipamentos	39
3.7.1. Cotação e custos de importação do inversor	39
3.7.2. Cotação dos demais equipamentos e valor final do sistema.....	41
3.7.3. Cotação do grupo gerador para análise de viabilidade econômica.....	42
3.8. Análise de viabilidade do investimento	43
4. CONCLUSÕES	52
REFERÊNCIAS	53

APÊNDICE	57
ANEXOS	63

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer aos meus pais, por terem me incentivado e dado suporte desde o começo da minha trajetória.

À Bárbara, por seu amor incondicional, pela paciência e pela força que torna qualquer sonho possível.

Ao professor Luciano, pela inspiração em buscar sempre meu melhor e por aceitar orientar um trabalho fora das áreas tradicionais do curso.

Aos professores André e Lafayette, pelos momentos no Laboratório de Hidráulica e pela inspiração em uma das minhas áreas favoritas do curso.

Aos meus amigos e amigas, por dar leveza a qualquer caminhada, por mais dura que possa parecer.

1. INTRODUÇÃO

A população da região de clima semiárido no Brasil lida, todos os anos, com períodos prolongados com ausência de chuvas e, considerando a vulnerabilidade da Caatinga às Mudanças Climáticas e ao processo de desertificação (NOBRE, 2011), soluções sustentáveis em relação aos setores de água e energia são cada vez mais necessárias para que haja mitigação dos efeitos adversos da baixa disponibilidade hídrica, reduzindo perdas na produção agrícola e, conseqüentemente, impactos na economia local.

Tendo em vista o caráter intermitente de diversos corpos d'água nessa região, o abastecimento por água subterrânea surge como possível alternativa, especialmente nos períodos de seca. Porém, muitas propriedades ainda não possuem acesso à energia elétrica oriunda da rede da concessionária e, considerando o crescente preço dos combustíveis fósseis, além de seu impacto ambiental, o custo energético para bombeamento de água é elevado, podendo inviabilizar projetos essenciais de abastecimento para uma população economicamente e ambientalmente vulnerável.

Considerando a alta incidência de radiação solar no semiárido da região Nordeste do Brasil e a redução contínua do preço dos módulos fotovoltaicos, a utilização da energia solar fotovoltaica em sistemas de bombeamento de água apresenta grande potencial em substituir os sistemas movidos por combustíveis fósseis, além de ser uma fonte de geração que não emite gases de efeito estufa.

O presente trabalho teve como objetivo realizar o dimensionamento hidráulico e elétrico de um sistema de bombeamento de água para dessedentação animal em um poço semi artesiano localizado em uma propriedade rural no município de Queimadas, Bahia, utilizando a energia solar fotovoltaica como única fonte de energia para o sistema. Após o dimensionamento do sistema e especificação dos equipamentos, foi realizada uma análise de viabilidade econômica do sistema, em comparação a um sistema que utiliza como fonte de energia um gerador movido à gasolina, utilizando o indicador do Valor Presente Líquido (VPL) como referência.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Escassez de água e mudanças climáticas no semiárido brasileiro

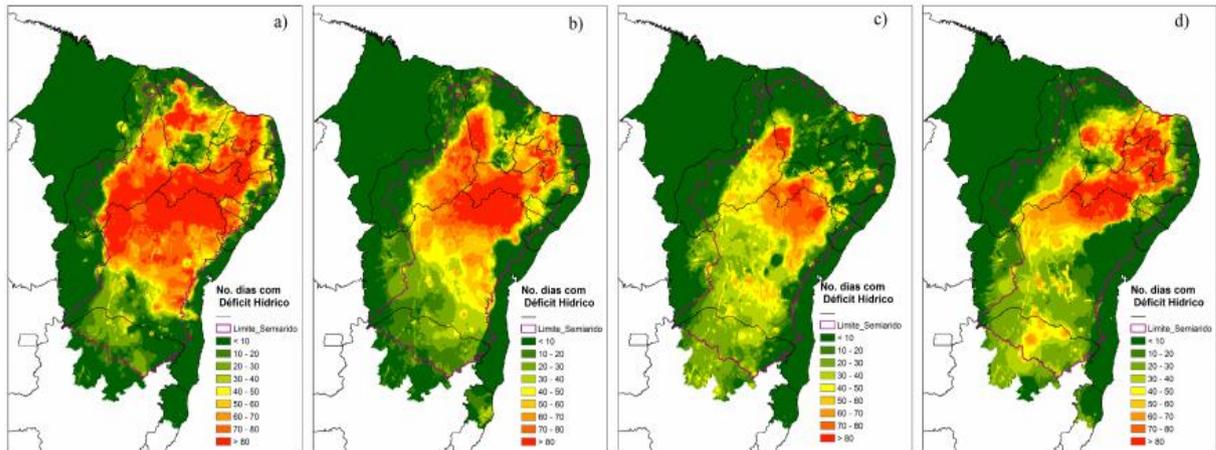
As áreas de clima semiárido na região Nordeste do Brasil são historicamente conhecidas por seus períodos de secas prolongadas e baixa disponibilidade hídrica. Adicionalmente, as mudanças climáticas, responsáveis pelo aumento da temperatura média no planeta, podem agravar ainda mais as dificuldades que a população local já enfrenta. Segundo Nobre (2011), o bioma da Caatinga está entre os mais vulneráveis no Brasil aos aumentos globais da temperatura e, associado a esse fator, a remoção da vegetação natural por atividades antrópicas aumentam ainda mais a pressão de aridificação das regiões de clima semiárido.

De acordo com Marengo *et al.* (2016), os períodos de seca no nordeste brasileiro são historicamente responsáveis por grandes perdas de produção agrícola e pecuária, desnutrição e enfermidades, êxodo rural e diversos outros impactos na economia da região afetada. Os autores ainda ressaltam que a última seca prolongada, entre os anos de 2012 e 2015 (Figura 1), considerada a mais grave em muitas décadas, afetou a vida de 9 milhões de pessoas em mais de 1.100 municípios e despertou as discussões na região sobre o possível cenário de aumento da frequência e intensidade de tais eventos. Tendo em vista esse cenário, é necessário que não apenas medidas emergenciais de combate à seca sejam tomadas, como também medidas preventivas, de longo prazo, de adaptação à realidade local e às possíveis consequências que as mudanças climáticas podem trazer com os anos.

Considerando a pressão sobre os recursos hídricos na região, em especial sobre os corpos d'água de caráter intermitente, Ventura *et al.* (2013) afirmam que diversos atores sociais continuam buscando soluções e tecnologias de enfrentamento das mudanças climáticas, sendo que para o setor "água" os principais projetos envolvem a estocagem de água, o bombeamento de águas subterrâneas e o uso sustentável dos recursos. Considerando o bombeamento de água com utilização de energia solar fotovoltaica, ainda há a vantagem ambiental de ser uma tecnologia que não emite gases de efeito estufa, causadores das mudanças climáticas, em comparação à utilização de combustíveis fósseis para alimentação do motor. Outra questão abordada por Hsieh (1986) está na relação natural entre a necessidade de água e

grande disponibilidade de luz solar em locais de clima seco, favorecendo a escolha da energia solar fotovoltaica para sistemas de bombeamento de água nessas localidades.

Figura 1 – Número de dias com déficit hídrico para os anos hidrológicos 2011-2012 (a), 2012-2013 (b), 2013-2014 (c) e 2014-2015 (d)



Fonte: Marengo *et al*, 2016.

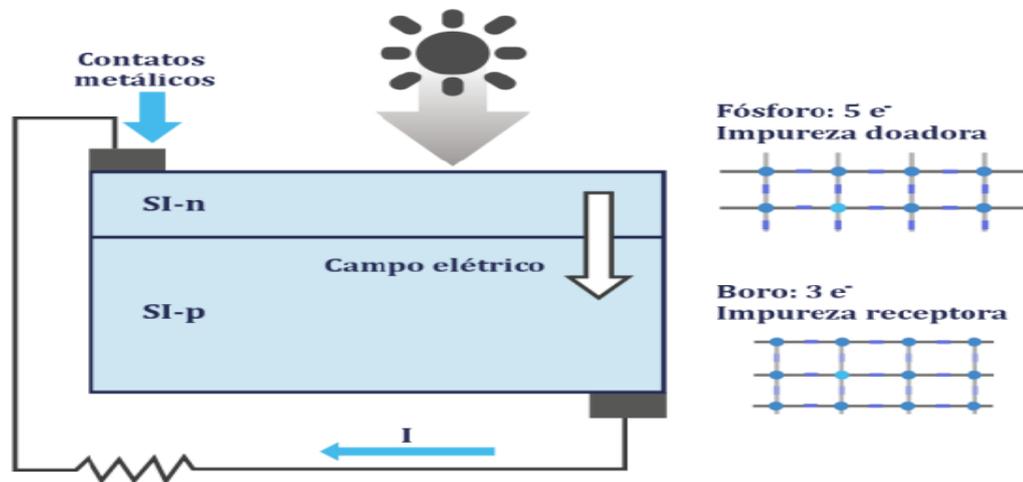
2.2. Efeito fotovoltaico em células de silício

Uma das formas de geração de energia utilizando a luz solar se dá através do efeito fotovoltaico e, por esse motivo, é chamada de energia solar fotovoltaica. Observado inicialmente por Becquerel (1839), foi notado que quando duas lâminas de platina mergulhadas em um eletrólito eram expostas à luz, produziam uma diferença de potencial. Desde então, foram desenvolvidas ao longo dos anos células capazes de converter a luz do Sol em energia elétrica, sendo que a primeira célula de silício, material utilizado para produção dos módulos atualmente comercializados, foi desenvolvida por *Bell Laboratories* em 1955, com o objetivo de alimentar sistemas de telecomunicação remotos (GREEN, 2005)

Para que haja conversão da energia solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico em uma célula de silício, é necessário que a mesma seja dopada com materiais doadores, como o fósforo, ou receptores, como o boro, de elétrons livres em relação ao silício para cada lado da célula. Essa diferença de concentrações de elétrons cria um campo elétrico, e o conjunto é denominado união p-n (ALONSO *et al*, 2013). Ao receber a luz solar, os portadores de carga se movimentam pelo silício

semicondutor, criando uma corrente elétrica que pode ser extraída por contatos metálicos, como indicado na Figura 2.

Figura 2 – Efeito fotovoltaico em uma célula de silício

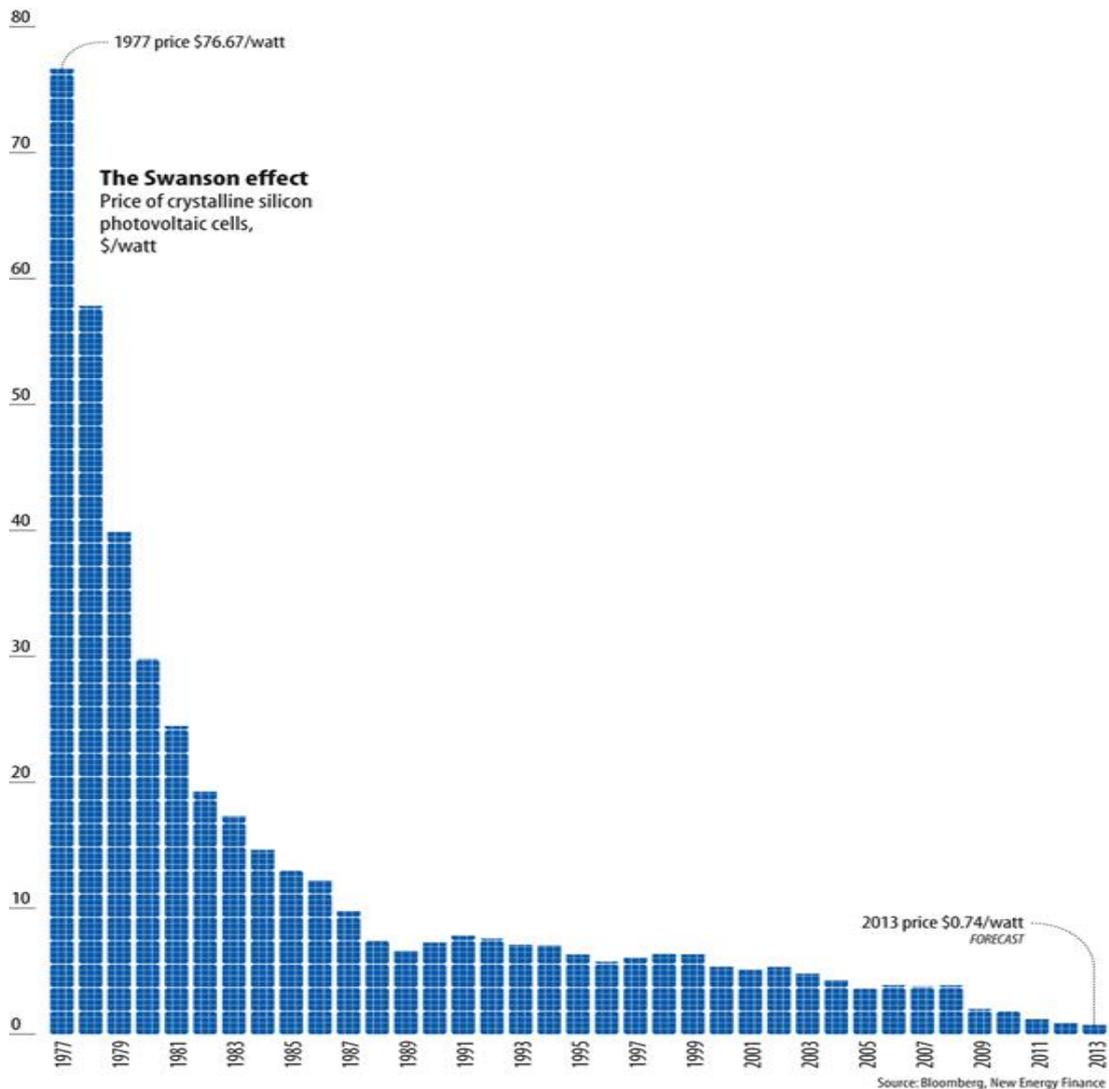


Fonte: Alonso *et al*, 2013.

2.3. Inversores

Tendo em vista a grande redução do preço dos módulos fotovoltaicos nos últimos anos, como indicado na Figura 3, e uma maior preocupação mundial com as questões ambientais e de diversificação da matriz energética, outras aplicações para a energia solar fotovoltaica, além da utilização em localidades remotas, foram se popularizando, como a geração distribuída e sistemas de bombeamento fotovoltaico. Como tanto a rede de energia elétrica quanto a maioria dos equipamentos domésticos funciona com corrente alternada (CA), e a geração fotovoltaica é em corrente contínua (CC), é necessária a utilização de inversores, de modo que a conversão de CC para CA seja realizada para o funcionamento do sistema (MALLWITZ e ENGEL, 2010).

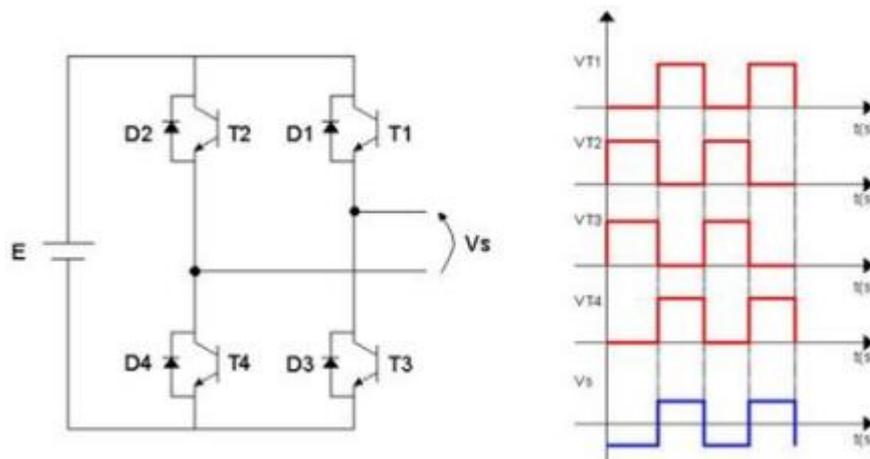
Figura 3- Preço em Dólar/W das células fotovoltaicas ao longo dos anos.



Fonte: Bloomberg New Energy Finance, 2012.

Existem diferentes tipos de inversores que podem realizar a conversão de CC para CA, o inversor do tipo ponte completa, exemplificado por Brasil *et al.* (2017), funciona por meio da abertura e fechamento de quatro chaves compostas por transistores (Figura 4), sendo que enquanto a corrente percorre duas chaves em um sentido, percorrerá as outras duas chaves no sentido oposto, resultando em uma corrente alternada na carga.

Figura 4 - Circuito de um inversor de ponte completa



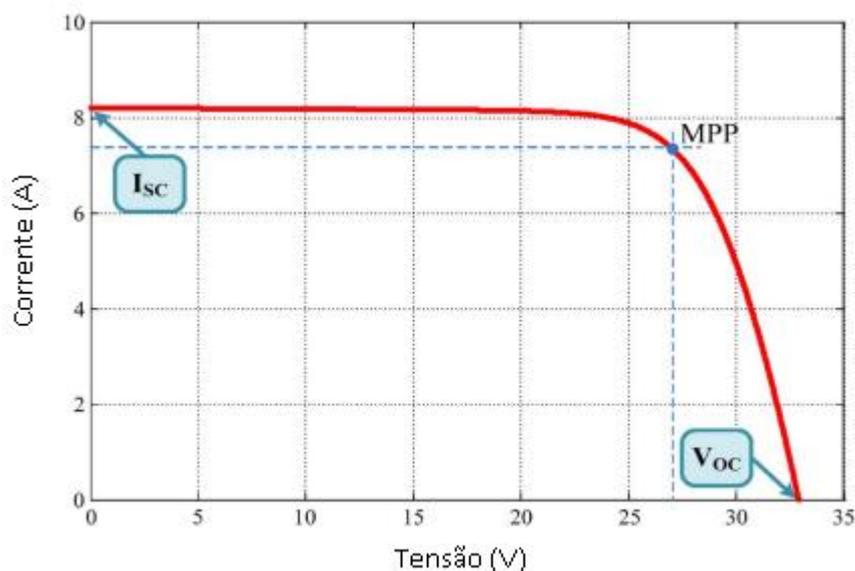
Fonte: Brasil *et al*, 2017.

Além da função básica de conversão, os inversores em sistemas fotovoltaicos podem possuir outras funcionalidades, como o *Maximum Power Point Tracker* (MPPT), abordado na seção seguinte, medição dos parâmetros CC e CA, monitoramento e proteção do sistema fotovoltaico, comunicação *online* com o usuário, entre outros (MALLWITZ e ENGEL, 2010). Nos sistemas de bombeamento que utilizam energia solar fotovoltaica, o inversor ainda pode possuir um *drive* no qual a rotação do motor é controlada em função da potência fornecida pelo sistema, funcionando tanto como conversor de CC para CA quanto inversor de frequência.

2.4. Tecnologia *Maximum Power Point Tracker* (MPPT)

Como essa é uma tecnologia ainda em evolução e que está gradativamente conquistando espaço no mercado, a busca por métodos para aumentar a eficiência do sistema se mostra necessária e constante, o algoritmo MPPT é um desses métodos e que atualmente está presente na maioria dos inversores voltados para energia solar fotovoltaica. Segundo Brito *et al.* (2013), o módulo fotovoltaico possui um único ponto em sua curva característica de tensão versus corrente (Figura 5) no qual a potência é máxima (MPP), contudo, a curva característica muda em função da irradiância e temperatura, tornando a obtenção da MPP uma tarefa complexa.

Figura 5 - Curva característica de tensão versus corrente de um módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Brito *et al*, 2013

O objetivo do MPPT é justamente alcançar o ponto de máxima potência nas diferentes condições de irradiância e temperatura e atualmente está presente tanto em inversores quanto em controladores de carga, para os sistemas que não necessitam realizar a conversão CC para CA. Segundo Patel e Gupta (2016) a eficiência do sistema com MPPT em relação a um sem o algoritmo pode chegar a mais de 70%, dependendo das condições ambientais, demonstrando o quão crítica é a presença do algoritmo no controle de carga de um sistema fotovoltaico. Segundo Brito *et al.* (2013), os tipos mais comuns de MPPT são o ciclo de trabalho fixo, método da tensão constante, *MPP locus characterization* e *peturb and observe* (P&O).

2.5. Energia solar em sistemas de bombeamento de água

A utilização da energia solar fotovoltaica para alimentação de sistemas de bombeamento de água tem se mostrado cada vez mais atrativa, tendo em vista o aumento contínuo do preço dos combustíveis fósseis, além de seu impacto ambiental, e a condição de escassez de água em localidades remotas, sem acesso à rede elétrica de uma concessionária. Os estudos na área iniciaram na década de 1970 e devido ao seu caráter multidisciplinar, avanços significativos em seus diferentes componentes e em sua viabilidade econômica estão continuamente sendo obtidos por cientistas de

diferentes especializações (LI *et al*, 2017). Para essa revisão, o sistema será dividido em seus principais componentes: arranjo fotovoltaico, controle de carga e conjunto moto-bomba.

2.5.1. Arranjo fotovoltaico

O arranjo fotovoltaico é a unidade de geração de energia para o sistema, sendo formada pela associação em série ou paralelo de módulos fotovoltaicos, que por sua vez são formados pela associação de células fotovoltaicas. Os módulos fotovoltaicos mais encontrados no mercado atualmente são de silício monocristalino e silício policristalino, sendo o primeiro de maior eficiência que o segundo, porém possui maior custo. De acordo com Li *et al.* (2017) deve-se dimensionar o número de módulos do arranjo de acordo com a necessidade energética do sistema, levando em conta todas as perdas referentes às unidades subsequentes, como inversores, baterias e o motor.

Quanto à instalação do arranjo, o mesmo pode ser instalado em uma estrutura metálica com inclinação fixa ou com inclinação variável através do uso de sistemas de rastreamento solar. De acordo com Sontake e Kalamkar (2016) o arranjo fixo em na estrutura metálica é mais barato e não requer gastos energéticos com um motor, caso o rastreamento seja feito de forma automática, ou com mão de obra, caso o rastreamento seja manual, sendo usualmente estabelecido um ângulo de inclinação equivalente à latitude do local. Contudo, o arranjo fixo não possui a mesma eficiência que o sistema com rastreamento, justamente porque não é possível obter a inclinação ótima para cada posição do Sol ao longo do dia e para diferentes estações do ano, levando a uma potência de saída entre 25% a 50% superior do sistema com rastreamento em relação ao arranjo fixo (SONTAKE e KALAMKAR, 2016).

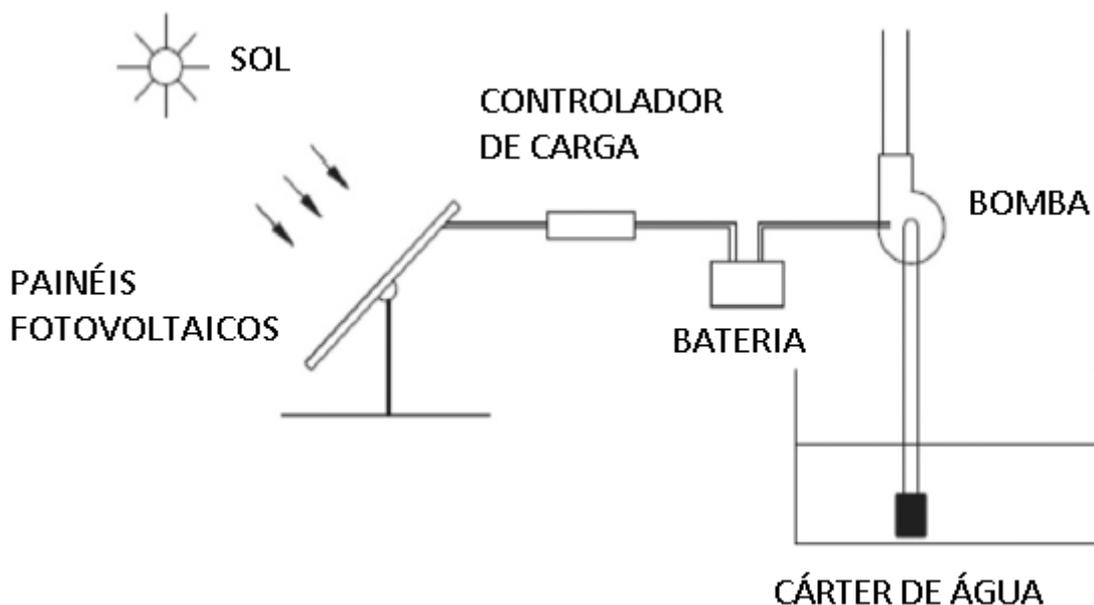
2.5.2. Controle de carga

Os equipamentos referentes ao controle de carga podem variar em cada sistema, dependendo do armazenamento de energia, que pode ser através de baterias ou de reservatórios de água, e do tipo de motor, que pode funcionar com corrente contínua ou corrente alternada.

Caso o armazenamento de energia seja realizado em baterias, Li *et al.* (2017) afirmam que, após o arranjo deve-se ter um controlador de carga, para carregar as baterias,

as próprias baterias, inversor solar (apenas se for um motor de corrente alternada) e o controlador da bomba, como indicado na Figura 6. A utilização de baterias possui como grande vantagem a possibilidade de realizar o bombeamento em qualquer momento, caso haja carga nas baterias, sem limitações em relação às condições climáticas, que podem afetar a geração fotovoltaica. Contudo, Sontake e Kalamkar (2016) apontam como desvantagens desse sistema em relação ao com alimentação direta dos módulos seu maior custo, complexidade e uma potencial redução na eficiência do sistema, já que nesta situação as baterias que definem a voltagem de operação, e não os módulos fotovoltaicos.

Figura 6 – Bombeamento solar com utilização de baterias para motores de corrente contínua

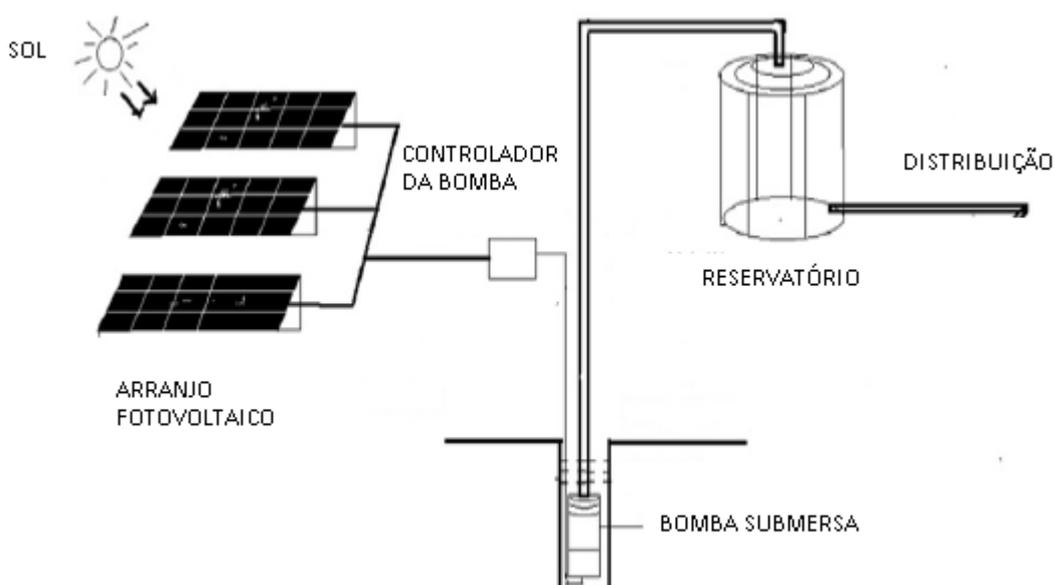


Fonte: Adaptado de Sontake e Kalamkar, 2016.

Caso o sistema não possua baterias a alimentação do motor será diretamente realizada pelo arranjo fotovoltaico, utilizando apenas o controlador da bomba (Figura 7), para motores de corrente contínua (SONTAKE e KALAMKAR, 2016), caso seja um motor que funcione com corrente alternada, deve-se incluir um dispositivo de conversão de conversão de corrente contínua para corrente alternada. Atualmente já existem no mercado inversores integrados, que funcionam tanto como inversor solar com MPPT como inversores de frequência, com a finalidade de evitar incompatibilidade na instalação entre os dois inversores. Ainda de acordo com Sontake e Kalamkar (2016), como esse sistema não possui armazenamento de eletricidade, o bombeamento ocorrerá apenas nos momentos em que a energia solar

estiver disponível, que também irá definir a vazão de recalque da bomba a depender de sua intensidade. Por esse motivo, o sistema deve possuir um reservatório de água e ser dimensionado de modo que o volume captado nos dias ensolarados forneça água suficiente para compensar as baixas vazões nos dias de tempo não favorável. Apesar das desvantagens mencionadas, o sistema de bombeamento com alimentação direta em relação ao que utiliza baterias é simples, possui menor custo e, se bem dimensionado, possui excelente eficiência nos períodos de irradiância ótima, entre o final da manhã e começo da tarde em dias de céu limpo (SONTAKE e KALAMKAR, 2016).

Figura 7– Bombeamento com alimentação direta para motores de corrente contínua



Fonte: Adaptado de Sontake e Kalamkar, 2016.

2.5.3. Conjunto moto-bomba

A componente dinâmica do sistema consiste em um motor, que irá receber a energia elétrica do sistema e converter em energia mecânica, que por sua vez será utilizada pela bomba hidráulica para deslocar a água.

Existem diferentes tipos de bomba no mercado com diferentes capacidades e aplicações, de acordo com Li *et al.* (2017) os tipos de bomba mais utilizados atualmente que usam como fonte de energia a solar fotovoltaica são: submersa, centrífuga e de deslocamento positivo. Segundo Li *et al.* (2017), as bombas

submersas podem operar com altas vazões e alturas manométricas e não há problema de cavitação, porém a vida útil é menor devido ao seu contato constante com a água, enquanto que as bombas centrífugas costumam operar com altas vazões e baixas alturas manométricas, além de possuir baixa capacidade de sucção e risco de cavitação. Por fim, as bombas de deslocamento positivo operam com altas alturas manométricas e baixas vazões (Li *et al*, 2017). Respeitando as condições de captação e necessidades de se obter determinadas condições de recalque, deve-se escolher o tipo de bomba mais adequado de acordo com suas características.

Já em relação ao motor, deve ser observado se o mesmo funciona com corrente contínua ou corrente alternada, já que, como mencionado anteriormente, a energia fotovoltaica é em corrente contínua e se o motor funcionar com corrente alternada, o sistema deve possuir um inversor que realiza a conversão da corrente contínua gerada e forneça ao motor a energia em corrente alternada.

Os motores de corrente contínua ainda podem ser divididos em duas categorias: com escovas e sem escovas. Segundo Sontake e Kalamkar (2016), os motores convencionais usam escovas de carbono para transferir a energia elétrica do arranjo fotovoltaico para o *shaft* do motor, contudo essas escovas se deterioram com o uso e devem ser trocadas frequentemente, aumentando seu custo de operação e manutenção. Já os motores sem escovas utilizam o princípio da indução eletromagnética para transferir energia e, por não possuir escovas, possuem maior eficiência, menor tamanho, operação silenciosa, maior confiabilidade e menor necessidade de manutenção, com a única desvantagem significativa de possuir custo superior (SONTAKE e KALAMKAR, 2016).

Apesar de necessitar de um inversor de corrente e possuir perda de energia na conversão, devido a eficiência do inversor, os motores de corrente alternada possuem como vantagem um menor custo e maior disponibilidade de mercado em relação aos motores de corrente contínua, tanto com escovas quanto sem escovas, e, segundo Sontake e Kalamkar (2016), é possível ainda a conexão do sistema com a rede da concessionária, caso esteja disponível, garantindo o bombeamento nos momentos em que não há disponibilidade de energia solar.

3. MEMÓRIA DE CÁLCULO

3.1. Características do sistema

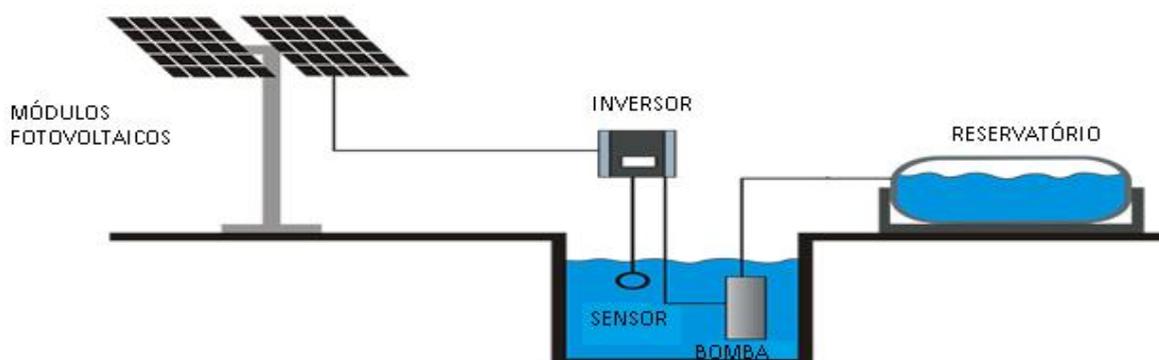
Para o dimensionamento e análise do sistema, considerou-se como fonte de água bruta, água subterrânea proveniente de um poço semi artesiano e reservatório apoiado de 48 m³ (Figura 8) localizados em uma propriedade rural no município de Queimadas, Bahia. O poço possui vazão máxima de 3,5 m³/h, tubulação de recalque construída em PVC com diâmetro interno de 40 mm, nível estático de 14,5 m e nível dinâmico para a vazão máxima igual a 25 m. A parte eletromecânica do sistema de captação de água consistiu de módulos fotovoltaicos, inversor e conjunto moto-bomba de corrente alternada, sem a utilização de baterias, pois o armazenamento de energia foi concebido para armazenamento de água no reservatório existente, o que eleva sua energia potencial, como representado na Figura 9.

Figura 8– Local do sistema referente ao estudo



Fonte: Aatoria própria, 2017.

Figura 9 – Esquema do sistema de bombeamento dimensionado



Fonte: Adaptado de Megawatt New Energy®, 2017.

3.2. Demanda de água

Para o cálculo da demanda diária de água que será retirada do poço, foram usados os dados da Embrapa (2005), contidos no ANEXO A. O consumo diário de cada espécie de animal foi multiplicado pela quantidade prevista (Tabela 1).

$$Demanda = \sum (Consumo \times Quantidade). \quad (1)$$

Tabela 1 - Demanda diária de água em litros

Tipo	Consumo (L/dia)	Quantidade desejada	Demanda diária (L)
Bovino			
Garrote até 250kg	18	50	900
Garrote até 410kg	32	50	1600
Macho de corte adulto	46	150	6900
Vacas em lactação	62	20	1240
Vaca e novilha em final de gestação	51	10	510
Vacas secas	46	10	460
Suínos			
Adultos	8	15	120
Fêmea em lactação	27	10	270
Equinos			
Potro	18	3	54
Macho	18	3	54
Fêmea em gestação	46	2	92
Fêmea em lactação	45	2	90
Total			12.290

Fonte: Autoria própria, 2017. Dados de consumo da Embrapa, 2005.

Essa demanda igual a, aproximadamente, 12,3 m³/dia foi estabelecida como valor mínimo necessário para o dimensionamento do sistema de bombeamento alimentado com fonte fotovoltaica.

3.3. Dimensionamento do conjunto moto-bomba submerso

Para o dimensionamento do conjunto moto-bomba submerso, foi considerada a vazão máxima do poço de 3,5 m³/h, o nível dinâmico de 25 m, o desnível do fim do poço à saída da tubulação de 1,5 m e o comprimento total da tubulação de recalque de 39,5 m. Porto (2006) indica as equações de altura manométrica e de perda de carga para o sistema, através do método universal:

$$H_m = H_d + H_g + h, \quad (2)$$

Na qual:

$H_m =$ altura manométrica (m)

$H_d =$ nível dinâmico (m)

$H_g =$ desnível do fim do poço até a saída da tubulação (m)

$h =$ perda de carga total no sistema (m)

Para o cálculo da perda de carga distribuída no sistema, deve-se primeiro calcular a velocidade de escoamento na tubulação e o número de Reynolds, a fim de definir o fator de atrito:

$$V = \frac{Q}{\frac{\pi D^2}{4}}, \quad (3)$$

Na qual:

$V =$ velocidade média do escoamento (m/s)

$Q =$ vazão do escoamento (m³/s)

$D =$ diâmetro interno da tubulação (m)

Logo:

$$V = \frac{\frac{3,5}{3600}}{\frac{\pi \left(\frac{40}{1000}\right)^2}{4}} = 0,99 \frac{m}{s}.$$

Com a velocidade e considerando a viscosidade cinemática da água a temperatura igual a 20 °C de $10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$, calculou-se o número de Reynolds por meio da equação:

$$Re = \frac{VD}{\nu}, \quad (4)$$

Em que:

Re = número de Reynolds

ν = viscosidade cinemática da água (m^2/s)

Logo:

$$Re = 0,99 \times \frac{40}{10^{-6}} = 39.600.$$

Para o cálculo do fator de atrito, foi necessário, também, conhecer a rugosidade absoluta equivalente do material, o qual Porto (2006) recomenda para tubulações construídas em PVC, valores compreendidos na faixa de 0,0015 mm a 0,01 mm. Para os cálculos, adotou-se o valor de 0,01 mm. Para o cálculo do fator de atrito para as faixas do número de Reynolds entre 5×10^3 e 10^8 , Porto (2006) recomenda o uso da fórmula de Swamee-Jain, descrita na equação:

$$f = \frac{0,25}{\left(\log\left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{5,74}{Re^{0,9}}\right)\right)^2}, \quad (5)$$

Na qual:

f = fator de atrito

ε = rugosidade absoluta equivalente (m)

Logo:

$$f = \frac{0,25}{\left(\log \left(\frac{(0,01/1000)}{3,7 \left(\frac{40}{1000} \right)} + \frac{5,74}{39600^{0,9}} \right) \right)^2} = 0,023.$$

Com o valor do fator de atrito e considerando a aceleração da gravidade como 9,81 m/s², calculou-se então a perda de carga distribuída para toda a tubulação de recalque por meio da equação:

$$h_d = \frac{fLV^2}{2gD}, \quad (6)$$

Na qual:

h_d = perda de carga distribuída (m)

L = comprimento da tubulação de recalque (m)

g = aceleração devido à gravidade ($\frac{m}{s^2}$)

Obteve-se então:

$$h_d = 0,023 \times 39,5 \times \frac{0,99^2}{2 \times 9,81 \times \left(\frac{40}{1000} \right)} = 1,13 \text{ m.}$$

Para o cálculo da perda de carga localizada, tomou-se em consideração todos os acessórios do sistema e seus respectivos coeficientes de perda, que estão indicados no ANEXO B.

Tabela 2 – Somatório dos coeficientes K para o sistema

Peça	Quantidade	K unitário	K total
Cotovelo 90°	1	0,9	0,9
Saída de tubulação	1	1	1
Junção	8	0,4	3,2
Crivo da bomba	1	0,75	0,75
Válvula de retenção	1	2,5	2,5
Ampliação gradual	1	0,3	0,3
Total			8,65

Fonte: Autoria própria, 2017.

Considerando o valor de K obtido na Tabela 2, calculou-se então a perda de carga localizada do sistema por meio da equação:

$$h_l = KV^2/(2g), \quad (7)$$

Logo:

$$h_l = 8,65 \times \frac{0,99^2}{2 \times 9,81} = 0,42 \text{ m.}$$

Somando as perdas distribuídas e localizadas e substituindo-se os valores obtidos por meio da equação (2), obteve-se a altura manométrica do sistema igual a 28,05 metros.

$$H_m = 25 + 1,5 + (1,13 + 0,42) = 28,05 \text{ m.}$$

Para a escolha da bomba, aproximou-se o valor da altura manométrica para 30 metros, resultando na escolha do modelo SUB15-05NY4E4 da marca Schneider, de 0,5 CV de potência do motor, monofásico de 220 V, e com pontos de operação de 3,5 m³/h de vazão e 30 metros de altura manométrica. Os demais pontos de operação da bomba estão contidos no ANEXO C.

3.4. Dimensionamento do sistema fotovoltaico

3.4.1. Potência consumida pelo motor

Para o dimensionamento do número de módulos fotovoltaicos necessário para o motor da bomba, deve-se calcular a potência consumida pelo motor, levando em conta a eficiência do mesmo, que de acordo com o fabricante é de 62%, e a eficiência do inversor, que é de 98% para os modelos do fabricante Megawatt. Convertendo a potência de operação Pot_{op} do motor de CV para Watt, obteve-se o valor através da equação 8.

$$Pot_{op}(W) = 735,5 Pot_{op}(CV), \quad (8)$$

Logo:

$$Pot_{op}(W) = 735,5 \times 0,5 = 367,8 \text{ W.}$$

Dividindo a potência de operação pelas eficiências do motor e do inversor, tem-se a potência consumida Pot_{cons} que será efetivamente fornecida pelo sistema fotovoltaico para a bomba funcionar na sua capacidade máxima.

$$Pot_{cons} = Pot_{op} / \eta_m \eta_{inv}, \quad (9)$$

Logo:

$$Pot_{cons} = \frac{367,8}{0,62 \times 0,98} = 605,3 W.$$

3.4.2. Simulação das potências e vazões obtidas

De acordo com Duffie e Beckham (2013) a potência de saída de um sistema fotovoltaico é calculada pela equação:

$$Pot_{PV} = \eta_{PV} A_{PV} G_{g,t}, \quad (10)$$

Na qual:

Pot_{PV} = potência de saída do sistema fotovoltaico (W)

η_{PV} = eficiência do sistema fotovoltaico

A_{PV} = área do sistema fotovoltaico (m^2)

$G_{g,t}$ = irradiância total incidente no sistema ($\frac{W}{m^2}$)

Para o cálculo da eficiência do sistema, devem ser consideradas a temperatura ambiente e a irradiância incidente conforme a equação (DUFFIE e BECKHAM, 2013):

$$\eta_{PV} = \eta_{PV,STC} \left[1 + \frac{\mu}{\eta_{PV,STC}} (T_a - T_{STC}) + \frac{\mu(NOCT - 20)}{800\eta_{PV,STC}} (1 - \eta_{PV,STC}) G_{g,t} \right], \quad (11)$$

Na qual:

$\eta_{PV,STC}$ = eficiência do módulo fotovoltaico nas condições padrão de teste

μ = coeficiente de temperatura para potência de saída ($^{\circ}C^{-1}$)

T_a = temperatura ambiente ($^{\circ}C$)

T_{STC} = temperatura das condições padrão de teste (STC) ($^{\circ}C$)

$NOCT$ = temperatura nominal de operação do módulo ($^{\circ}C$)

Para o cálculo da eficiência resultante em cada hora de sol para cada mês do ano, foi considerado o módulo da marca Canadian Solar®, modelo CS6K 270P, as irradiâncias

médias horárias de cada mês foram obtidas por meio do *software* Radiasol 2, desenvolvido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), no qual os dados de irradiância média mensal do banco de dados do *National Renewable Energy Laboratory* são convertidos nos seus respectivos valores horários através de modelagem matemática. Por fim, foram utilizados os valores da temperatura máxima média, por tenderem a coincidir com os momentos de pico de irradiância, da cidade de Ponto Novo, município mais próximo ao poço, do banco de dados do *Climate Data*®. Com esses dados, calculou-se as eficiências dos módulos para cada situação de irradiância e temperatura de cada hora do dia, em cada mês (Quadro 1).

Quadro 1 – Dados relevantes do módulo fotovoltaico escolhido

Empresa	Canadian Solar
Modelo	CS6K 270P
Potência nominal (Wp)	270
Eficiência nas STC	0,165
Coefficiente de temperatura μ para potência (%/°C)	-0,41%
Temperatura nas STC (°C)	25
Temperatura nominal de operação da célula NOCT (°C)	43
Área do módulo (m ²)	1,64
Coefficiente de Temperatura para tensão de circuito aberto V_{oc} (%/°C)	-0,31%
Coefficiente de Temperatura para tensão de máxima potência V_{mp} (%/°C)	-0,47%
Coefficiente de Temperatura para corrente de curto-circuito I_{sc} (%/°C)	0,05%
Corrente máxima do fusível (A)	15
Seção mínima do condutor (mm ²)	4

Fonte: Canadian Solar®, 2017.

Para a geração dos dados de irradiância pelo Radiasol® 2, adotou-se o arranjo fotovoltaico voltado para o norte. Essa é a orientação ótima para o Hemisfério Sul e a orientação da aba do telhado na qual serão instalados os módulos, e a inclinação dos módulos sugerida pelo *software* foi próxima ao valor da latitude de 11°, sendo adotado 10° por questões de facilidade na instalação. Os dados de irradiância e do módulo contidos no Quadro 1 foram, então, inseridos em uma planilha elaborada no *software* Microsoft Excel® e as eficiências calculadas por meio da equação 11. Com a eficiência calculada, pôde-se, então, adotar o número de módulos do sistema e calcular a potência de saída do sistema por meio da equação 10.

Para o cálculo das vazões a partir de cada valor de potência obtido, foram utilizadas as relações de semelhança apresentada por Porto (2006) de máquinas hidráulicas geometricamente semelhantes, em função da rotação e do diâmetro do rotor, para se

encontrar os pontos de operação homólogos ao da bomba operando em potência máxima.

$$\frac{Pot_{PV}}{Pot_{cons}} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3 \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^5, \quad (12)$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2, \quad (13)$$

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right) \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^5, \quad (14)$$

Em que:

Pot_{PV} = potência de saída do sistema fotovoltaico

Pot_{cons} = potência consumida pelo motor na capacidade máxima

n_1 = rotação do rotor da bomba 1

n_2 = rotação do rotor da bomba 2

D_1 = diâmetro da bomba 1

D_2 = diâmetro da bomba 2

H_1 = altura manométrica da bomba 1

H_2 = altura manométrica da bomba 2

Q_1 = vazão da bomba 1

Q_2 = vazão da bomba 2

Como se tratar de uma mesma bomba que funcionará com potências diferentes, controlada pelo inversor de frequência, considerou-se o diâmetro do rotor como constante, resultando nas relações expressas pelas equações 15, 16 e 17.

$$\frac{Pot_{PV}}{Pot_{cons}} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3, \quad (15)$$

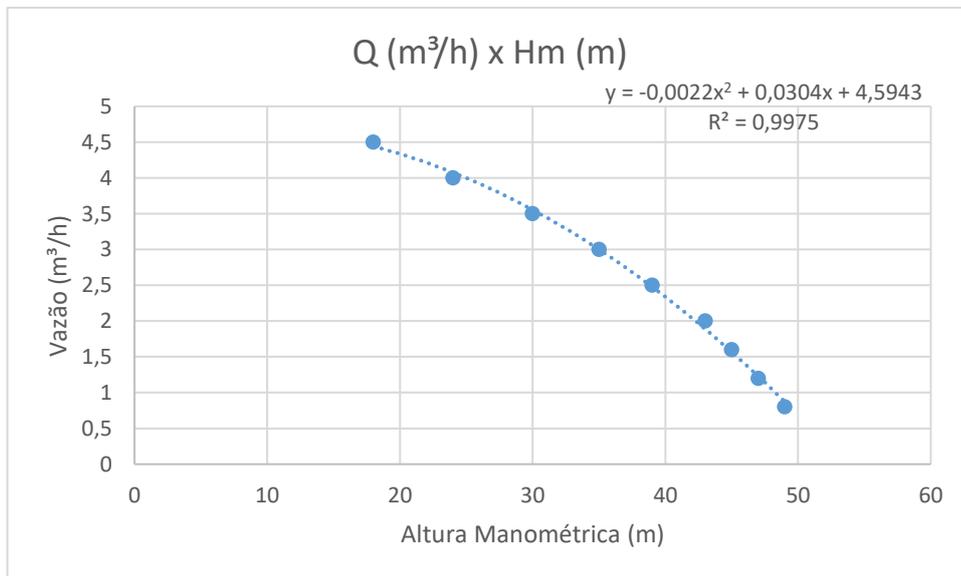
$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2, \quad (16)$$

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right). \quad (17)$$

Considerando a bomba 2 como a bomba em funcionamento com a potência máxima que pode ser utilizada pelo motor e a bomba 1 como a bomba equivalente para a potência recebida em um determinado momento, calculou-se a vazão obtida para cada potência e assim adotou-se um número de módulos fotovoltaicos suficiente para o atendimento da demanda mínima em cada mês.

Usando a mesma planilha utilizada para o cálculo da eficiência e potência do arranjo fotovoltaico, aplicou-se a equação (15) com o valor de Pot_{PV} , calculada através da equação (10), e Pot_{cons} , calculada por meio da equação (9). Encontrou-se a relação n_1/n_2 . Com a razão de rotações, a altura H_1 foi fixada em 30 metros, pois é a altura manométrica do sistema, e a altura homóloga H_2 foi calculada através da equação (16). Para se encontrar a vazão Q_2 referente à altura H_2 , foi necessário traçar a curva da bomba com os dados do Quadro 2 e, então, encontrou-se uma equação aproximada que relacionava altura e vazão por meio do uso da regressão linear no ambiente do *software* Microsoft Excel® (Figura 10).

Figura 10 – Linha de tendência dos pontos de operação da bomba



Fonte: Autoria própria, 2017.

Como pode ser observado no gráfico da Figura 10, encontrou-se uma equação que relaciona a vazão Q_2 com a altura manométrica H_2 , com um R^2 de 0,9975:

$$Q_2 = -0,0022H_2^2 + 0,0304H_2 + 4,5943. \quad (18)$$

Uma vez calculada a vazão Q_2 , pôde-se por meio da equação 17 calcular a vazão obtida para cada potência fotovoltaica fornecida (Q_1) e com a soma de todas as vazões obtidas em cada hora de um dia, obteve-se o valor médio do volume de água bombeado diariamente para cada mês do ano. Observou-se que são necessários no mínimo cinco módulos fotovoltaicos para a obtenção do volume mínimo de 12,3 m³/dia em todos os meses do ano. Destaca-se que os meses de menor e maior geração foram, respectivamente, fevereiro e agosto, indicado na tabela contida no Apêndice A. Com a soma das vazões obtidas em cada mês, calculou-se a média aritmética do volume de água obtido por dia, para cada mês, conforme mostrado na Tabela 3.

Tabela 3 – Média aritmética do volume de água captado por dia, para cada mês

Mês	Volume captado (m³/dia)
Janeiro	13,39
Fevereiro	12,45
Março	14,51
Abril	15,59
Maio	16,84
Junho	16,68
Julho	19,62
Agosto	19,86
Setembro	16,59
Outubro	14,04
Novembro	13,55
Dezembro	13,37

Fonte: Autoria própria, 2017.

3.5. Escolha e compatibilidade do inversor com o sistema

Como não foi encontrado nenhum inversor que funcionasse tanto como conversor de corrente contínua para corrente alternada como inversor de frequência para o sistema dimensionado no mercado nacional, escolheu-se o inversor Megawatt®, modelo MNE-SP370V2U fabricado na China. O Quadro 2 mostra as principais características do equipamento.

Quadro 2 – Dados relevantes do inversor escolhido

Empresa	Megawatt
Modelo	MNE-SP370V2U
Tensão mínima de entrada V_{mp} (V)	80
Tensão de circuito aberto máxima de entrada V_{oc} (V)	430
Corrente máxima de entrada (A)	12,3
Corrente máxima de saída (A)	4
Tipo do motor	Monofásico
Tensão de saída (V)	220
Frequência do motor (Hz)	60

Fonte: Megawatt New Energy®, 2017.

Para conhecer a compatibilidade do inversor escolhido com o arranjo fotovoltaico dimensionado, calculou-se as tensões mínima e máxima e a corrente máxima que pode ser fornecido pelos módulos e verificou-se se estavam de acordo com os requisitos do inversor indicados no Quadro 2. Considerando que o fabricante dos módulos informava os coeficientes de variação de tensão e corrente em função da temperatura da célula, indicados no quadro 1, e que os módulos estão associados em série, havendo soma das tensões e a corrente mantendo-se equivalente à de um módulo, obteve-se as equações:

$$V_{mpmín} = N \times V_{mpSTC} [1 - \mu_{Vmp}(T_{STC} - T_{cel})], \quad (19)$$

$$V_{OCmáx} = N \times V_{OCSTC} [1 - \mu_{VOC}(T_{STC} - T_{cel})], \quad (20)$$

$$I_{scmáx} = I_{scSTC} [1 - \mu_{Isc}(T_{STC} - T_{cel})], \quad (21)$$

Na qual:

$V_{mpmín}$ = Tensão mínima do arranjo fotovoltaico (V)

V_{mpSTC} = Tensão de máxima potência do módulo nas STC (V)

μ_{Vmp} = Coeficiente de temperatura para tensão de máxima potência ($^{\circ}C^{-1}$)

$V_{OCmáx}$ = Tensão máxima de circuito aberto do arranjo fotovoltaico (V)

V_{OCSTC} = Tensão de circuito aberto do módulo nas STC (V)

μ_{VOC} = Coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto ($^{\circ}C^{-1}$)

$I_{scmáx}$ = Corrente máxima de curto – circuito do arranjo fotovoltaico (A)

I_{scSTC} = Corrente de curto – circuito do módulo nas STC (A)

μ_{ISC} = Coeficiente de temperatura para corrente ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)

T_{STC} = Temperatura nas STC ($^{\circ}\text{C}$)

T_{cel} = Temperatura da célula fotovoltaica ($^{\circ}\text{C}$)

N = Número de módulos em série no arranjo

Para serem calculados para os piores cenários, adotou-se a temperatura máxima da célula para o cálculo de $V_{mpmín}$ e $I_{scmáx}$ e a temperatura mínima para $V_{OCmáx}$. Considerando as temperaturas ambiente extremas de 45°C e 5°C para a região e utilizando o modelo térmico de Ross (OLUKAN e EMZIANE, 2014) para o cálculo da temperatura da célula fotovoltaica por meio da equação:

$$T_{cel} = T_a + (NOCT - 20)G_{g,t}/800. \quad (22)$$

A irradiância máxima adotada foi o seu valor de pico em situação de nuvens intermitentes de 1250 W/m^2 (ALONSO *et al*, 2013) e a mínima de 0 W/m^2 , logo:

$$T_{celmáx} = 45 + \frac{(43 - 20)1250}{800} = 80,9^{\circ}\text{C},$$

$$T_{celmín} = 5 + \frac{(43 - 20)0}{800} = 5^{\circ}\text{C}.$$

Substituindo as temperaturas calculadas e os dados do módulo no Quadro 3 nas equações 19, 20 e 21:

$$V_{mpmín} = 5 \times 30,8 \left[1 - \left(-\frac{0,47}{100} \right) (25 - 80,9) \right] = 113,5 \text{ V} > 80 \text{ V},$$

$$V_{OCmáx} = 5 \times 37,9 \left[1 - \left(-\frac{0,31}{100} \right) (25 - 5) \right] = 201,2 \text{ V} < 430 \text{ V},$$

$$I_{SCmáx} = 9,32 \left[1 - \frac{0,05}{100} (25 - 80,9) \right] = 9,6 \text{ A} < 12,3 \text{ A},$$

Logo, o inversor escolhido é compatível com o arranjo fotovoltaico e pode ser utilizado.

3.6. Dimensionamento dos condutores elétricos

3.6.1. Dos módulos ao inversor

Para o dimensionamento dos condutores da componente de corrente contínua do sistema, Alonso *et al.* (2013) recomenda a adoção da maior seção resultante de três parâmetros: bitola mínima recomendada pelo fabricante do módulo, corrente máxima do fusível dada pelo fabricante do módulo ou máxima queda de tensão admissível, para a qual é recomendado o valor de 1%, dada pela equação:

$$S = 10^6 n L I_{STC} / (V_{mp} \Delta V \sigma), \quad (23)$$

Em que:

S = seção mínima do condutor (mm^2)

n = constante relacionada ao tipo do sistema

L = comprimento do condutor (m)

I_{SC} = corrente nominal do arranjo nas STC (A)

V_{mp} = tensão nominal do arranjo nas STC (V)

ΔV = máxima queda de tensão admissível

σ = condutividade do cobre ($\frac{S}{m}$)

Considerando o comprimento do trecho como 10 metros, a condutividade do cobre como $5,8 \times 10^7$ S/m e a constante n para sistemas monofásicos como 2 (ALONSO *et al.*, 2013) obteve-se o valor mínimo da seção do condutor.

$$S = 10^6 \times 2 \times 10 \times \frac{9,32}{5 \times 30,8 \times 0,01 \times 5,8 \times 10^7} = 2,1 \text{ mm}^2.$$

Como o valor calculado é menor que o mínimo recomendado pelo fabricante de $4,0 \text{ mm}^2$, adotou-se esse valor, e verificou-se se a capacidade de corrente do condutor foi superior à corrente máxima do fusível. Considerando que foi escolhido o modelo específico para instalações fotovoltaicas Prosolar® FV da Condustar®, a capacidade para cada seção do condutor está apresentada no ANEXO D.

Como a capacidade de corrente do condutor de 4 mm² de 50 A é superior aos 15 A do fusível, o mesmo foi utilizado no sistema.

3.6.2. Entre o inversor e o motor

Para o dimensionamento dos condutores da componente de corrente alternada do sistema, foi adotada a maior seção resultante de três parâmetros: bitola mínima recomendada pela NBR 5410/2004 de 2,5 mm², corrente máxima de saída do inversor ou máxima queda de tensão admissível, a qual é recomendado o valor de 0,5% (ALONSO *et al*, 2013). Aplicando a equação (23) para os valores de tensão e corrente de saída do inversor e considerando o comprimento da fiação 45 metros, tem-se:

$$S = 10^6 \times 2 \times 45 \times \frac{4}{220 \times 0,005 \times 5,8 \times 10^7} = 5,6 \text{ mm}^2.$$

Adotou-se então a seção de 6,0 mm², pelo Anexo E da NBR 5410/2004, a capacidade do condutor de cobre isolado em eletroduto aparente (tipo B1) é de 41 A, valor superior ao da corrente máxima de saída do inversor de 4 A, logo, essa seção foi utilizada no sistema.

3.7. Cotações dos equipamentos

A obtenção dos valores de aquisição do conjunto moto-bomba, dos componentes do sistema fotovoltaico e dos geradores foi realizada dentro do mercado nacional, com exceção do inversor, e escolheu-se sempre a opção de menor custo que atendesse aos requisitos técnicos do dimensionamento.

3.7.1. Cotação e custos de importação do inversor

Como mencionado anteriormente, não foi encontrado no mercado nacional um inversor que fosse compatível com o arranjo fotovoltaico dimensionado, sendo escolhido o modelo da fabricante Megawatt New Energy®, de origem chinesa.

Para o cálculo dos impostos relacionados à importação do equipamento foi utilizada a ferramenta de simulação do tratamento tributário e administrativo das importações da

Receita Federal do Ministério da Fazenda do Brasil. Consideram-se as taxas expressas nas equações:

$$VA = (\text{Preço equipamento} + \text{Frete}) \times \text{Cotação dólar}, \quad (24)$$

$$II = VA \times \text{Alíquota II}, \quad (25)$$

$$IOF = VA \times \text{Alíquota IOF}, \quad (26)$$

$$IPI = (VA + II) \times \text{Alíquota IPI}, \quad (27)$$

$$PIS = VA \times \text{Alíquota PIS}, \quad (28)$$

$$COFINS = VA \times \text{Alíquota COFINS}, \quad (29)$$

$$ICMS = (VA + II + IPI + PIS + COFINS + \text{Taxa SISCOMEX}) \\ \times \text{Alíquota ICMS} / (1 - \text{Alíquota ICMS}), \quad (30)$$

$$\text{Valor final} = VA + II + IPI + PIS + COFINS + IOF + ICMS \\ + \text{Taxa SISCOMEX}, \quad (31)$$

Em que:

II = Imposto de importação (R\$)

IOF = Imposto sobre operações financeiras (R\$)

IPI = Imposto sobre produtos industrializados (R\$)

PIS = Taxa do Programa de Interação Social (R\$)

COFINS = Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (R\$)

ICMS

= Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços do exterior para a Bahia (R\$)

VA = Valor aduaneiro, equivalente ao valor total pago pela mercadoria (R\$)

Taxa SISCOMEX

= Taxa devida ao ato de registro da declaração de importação no SISCOMEX (R\$)

Considerando o valor de venda do inversor igual a U\$500,00 mais o valor de U\$360,00 do frete da cidade de Zhuhai, na China, para Salvador, Bahia, Brasil, o valor aduaneiro

total é de U\$860,00. Obteve-se o valor das alíquotas e taxas referentes à importação do produto, considerando-o como conversor CC, por meio da plataforma da Receita Federal do Ministério da Fazenda do Brasil e da regulação do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) pela Secretaria da Fazenda do Governo do Estado da Bahia (SEFAZ-BA). Considerou-se a operação de câmbio realizada com cartão de débito pré-pago. Os valores estão mostrados no Quadro 3.

Quadro 3 – Taxas referentes à importação do inversor

Nome	Valor
Alíquota II	14,00%
Alíquota IPI	15,00%
Alíquota PIS	2,10%
Alíquota COFINS	10,65%
Alíquota IOF para cartão pré-pago	0,38%
Alíquota ICMS do exterior para Bahia	4,00%
Taxa SISCOMEX	R\$185,00
Cotação dólar (25/11/2017)	R\$3,256

Fonte: Receita Federal, 2017. Sefaz-BA, 2012.

Com os dados do Quadro 3, obteve-se o valor final do produto por meio do uso das equações (24) a (31).

$$VA = (500 + 360) \times 3,256 = R\$ 2800,16,$$

$$IOF = 2800,16 \times 0,0038 = R\$ 10,64,$$

$$II = 2800,16 \times 0,14 = R\$ 392,02,$$

$$IPI = (2800,16 + 392,02) \times 0,15 = R\$ 478,83,$$

$$PIS = 2800,16 \times 0,021 = R\$ 58,80,$$

$$COFINS = 2800,16 \times 0,1065 = R\$ 298,22,$$

$$ICMS = (2800,16 + 392,02 + 478,83 + 58,8 + 298,22 + 185) \times \frac{0,04}{1 - 0,04} = R\$ 175,54,$$

$$\begin{aligned} \text{Valor final} &= 2800,16 + 392,02 + 478,83 + 58,8 + 298,22 + 10,64 + 175,54 + 185 \\ &= R\$ 4399,21. \end{aligned}$$

3.7.2. Cotação dos demais equipamentos e valor final do sistema

Todos os valores venais dos demais equipamentos do sistema foram obtidos dentro do mercado nacional. O valor do conjunto moto-bomba foi fornecido pela empresa

Paraíso das Bombas Ltda.; o condutor de corrente alternada pelo *website* Mercado Livre® e os módulos fotovoltaicos, estrutura de fixação, conector MC4 e condutor de corrente contínua pela empresa Minha Casa Solar Ltda. Os valores dos dispositivos de proteção já estão considerados no custo do inversor escolhido. O valor final dos equipamentos do sistema se encontra na Tabela 4.

Tabela 4 – Valor do sistema de bombeamento solar

Item	Preço unitário	Quantidade	Preço total
Moto-bomba Schneider SUB15-05NY4E4	R\$980,00	1	R\$980,00
Frete moto-bomba	R\$51,80	1	R\$51,80
Inversor Megawatt MNE-SP370V2U com frete e impostos	R\$4.399,21	1	R\$4.399,21
Módulo solar Canadian CS6K 270P	R\$619,00	5	R\$3.095,00
Estrutura de montagem de 2 painéis em telhado cerâmico	R\$457,95	1	R\$457,95
Estrutura de montagem de 4 painéis em telhado cerâmico	R\$684,69	1	R\$684,69
Cabeamento CC (por metro)	R\$9,10	10	R\$91,00
Conector MC4	R\$19,90	1	R\$19,90
Frete módulo + estrutura de montagem + cabo CC + MC4	R\$210,46	1	R\$210,46
Cabeamento CA (por metro)	R\$1,68	100	R\$167,50
Frete condutor CA	R\$0,00	1	R\$0,00
Total			R\$10.157,51

Fonte: Autoria própria, 2017.

3.7.3. Cotação do grupo gerador para análise de viabilidade econômica

Como na localidade do poço não há disponibilidade de energia elétrica da rede da concessionária para alimentação do motor, a análise de viabilidade financeira do sistema concebido foi realizada por meio da comparação com um sistema tradicional alimentado por meio de um gerador movido à combustível fóssil para o mesmo conjunto moto-bomba inicialmente dimensionado.

Os valores desse sistema foram fornecidos pelas empresas Terwal Ltda, MZ equipamentos Ltda. e no *website* Mercado Livre®. Para o sistema, os comerciantes recomendaram a aquisição de geradores à gasolina cuja potência foi igual a 1,2 KVA de potência e o consumo de combustível igual a 1,0 litro por hora. Não foi encontrado no mercado geradores movidos à óleo *diesel* para a potência indicada. Escolheu-se o gerador GT1200 fabricado pela Tekna Ltda. cujo valor venal foi obtido no *website* Mercado Livre®. As informações se encontram na Tabela 5.

Tabela 5 – Valor do sistema de bombeamento com gerador

Item	Preço unitário	Quantidade	Preço total
Moto-Bomba Schneider SUB15-05NY4E4	R\$980,00	1	R\$980,00
Frete moto-bomba	R\$51,80	1	R\$51,80
Gerador GT1200 Tekna	R\$860,00	1	R\$860,00
Frete gerador	R\$75,40	1	R\$75,40
Cabeamento CA (por metro)	R\$1,68	100	R\$167,50
Frete condutor CA	R\$0,00	1	R\$0,00
Total			R\$2.134,70

Fonte: A autoria própria, 2017.

3.8. Análise de viabilidade do investimento

A análise de viabilidade econômica do investimento foi realizada por meio do cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) do sistema fotovoltaico em comparação ao sistema com gerador para três cenários distintos: o cenário A, no qual foram consideradas condições desfavoráveis ao investimento, o cenário B, no qual foram consideradas condições favoráveis ao investimento, por fim, o cenário “Nacional”, no qual foram repetidos os parâmetros do cenário B e, além disso, foram desconsiderados os custos com a importação do inversor (impostos e frete), simulando uma situação em que haveria disponibilidade do produto no mercado nacional, reduzindo consideravelmente os custos do sistema.

$$\text{Custo inversor Nacional} = \text{Custo inversor} \times \text{Cotação dólar}, \quad (32)$$

Logo:

$$\text{Custo inversor Nacional} = 500 \times 3,26 = \text{R\$ } 1630,00.$$

Para o cálculo do fluxo de caixa ao longo dos anos, foi considerada a diferença de custo entre o sistema com geração fotovoltaica e o sistema com gerador como sendo o investimento inicial (equação 33), a despesa com a mão de obra foi desconsiderada pois é necessária em ambas situações.

$$\text{Investimento inicial} = \text{Custo fotovoltaica} - \text{Custo gerador}. \quad (33)$$

O abatimento do investimento inicial ocorre por meio da economia de combustível que é deixado de ser consumido ao longo dos anos com a utilização da geração solar, levando em conta a depreciação dos módulos fotovoltaicos, considerado por Pathak

e Pearce (2011) entre 0,5% e 1% ao ano, e o aumento do preço do combustível com o tempo, para o qual foi utilizado os dados do Banco Central do Brasil (2017) da previsão da inflação por meio do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) para 2018 e de sua previsão pessimista para o mesmo ano.

$$Economia = Custo\ anual\ com\ gasolina \times (1 + Tx_{gas})^{anos} \times (1 - Tx_{PV})^{anos}, \quad (34)$$

Em que:

$$Tx_{gas} = Taxa\ anual\ de\ aumento\ do\ preço\ da\ gasolina\ (ano^{-1})$$

$$Tx_{PV} = Taxa\ anual\ de\ depreciação\ do\ conjunto\ fotovoltaico\ (ano^{-1})$$

Para o cálculo do custo anual com gasolina, calculou-se o número de horas que o gerador precisa funcionar diariamente para a obtenção da demanda diária mínima (equação 35).

$$Tempo\ de\ funcionamento = \frac{Demanda\ diária}{Vazão\ da\ bomba}. \quad (35)$$

Considerando a vazão da bomba dimensionada de 3,5 m³/h e a demanda calculada de 12,3 m³, obteve-se o tempo de funcionamento.

$$Tempo\ de\ funcionamento = \frac{12,3}{3,5} = 3,5\ h.$$

Com o tempo de funcionamento e o consumo do gerador informado pelo fabricante de 1 litro por hora, calculou-se o consumo anual de gasolina.

$$Consumo\ anual\ de\ gasolina = Tempo\ de\ funcionamento \times Consumo \times 365, \quad (36)$$

Logo:

$$Consumo\ anual\ de\ gasolina = 3,5 \times 1 \times 365 = 1277,5\ litros.$$

Para o cálculo do custo anual com gasolina, foi levado em conta o valor informado pela Agência Nacional de Petróleo (2017) para a cidade de Ipirá, próxima da localidade onde está o sistema, igual a R\$ 3,98 por litro.

$$Custo\ anual = Consumo\ anual \times Preço\ por\ litro, \quad (37)$$

Logo:

$$\text{Custo anual} = 1277,5 \times 3,98 = R\$ 5084,45.$$

Além do investimento inicial e economia anual, o cálculo do fluxo de caixa deve considerar a vida útil dos equipamentos, de modo que sejam inseridos seus respectivos valores com correção pela inflação no ano em que deve ser realizada a troca como uma despesa adicional.

Os módulos fotovoltaicos possuem garantia informada pelo fabricante de 25 anos, mesmo horizonte de tempo considerado para a análise de fluxo de caixa, logo, não será considerada a troca dos módulos ao longo da vida útil do sistema. Contudo, o inversor possui vida útil informada pelo fabricante de 5 a 10 anos, sendo considerado 5 anos para o cenário desfavorável e 10 anos para o favorável, corrigindo seu valor através do indicador de inflação chinesa IPC, exceto para o cenário “Nacional” no qual foi utilizado o indicador brasileiro IPCA.

$$\text{Custo atualizado inversor} = \text{Valor inversor} \times (1 + \text{inflação anual})^{\text{anos}}. \quad (38)$$

Com todos os dados referentes ao fluxo de caixa, pode-se então calcular o mesmo:

$$\text{Fluxo de caixa} = \text{Economia} - \text{Custos}. \quad (39)$$

Para a análise de viabilidade do investimento, deve-se levar em consideração o valor do dinheiro no tempo, logo foi atrelado ao cálculo do VPL uma taxa de atratividade mínima para o investimento equivalente ao valor de um investimento de renda fixa que pague 120% da taxa SELIC na data do cálculo, equivalente a 8,5 % ao ano.

$$VPL = \frac{\text{Fluxo de caixa}}{(1 + \text{taxa de atratividade})^{\text{anos}}}. \quad (40)$$

Com o somatório acumulado dos VPL para cada ano, pode-se identificar o tempo de retorno do investimento e se o mesmo é vantajoso em relação ao objeto de comparação.

Estabelecida a metodologia de análise, foi então escolhido os parâmetros para cada cenário, representados nos Quadros 4 a 6, e calculado o VPL. Foi desconsiderado do cálculo a depreciação do gerador e sua vida útil considerada superior ao intervalo da análise.

Quadro 4 – Parâmetros do cenário A

Custo inversor	R\$4.399,34
Custo sistema fotovoltaico	R\$10.157,64
Custo sistema com gerador	R\$2.134,70
Diferença de investimento	R\$8.022,94
Vida útil do inversor	5 anos
Taxa de aumento anual do preço da gasolina	3,96%
Taxa de depreciação anual do conjunto fotovoltaico	1%
Inflação na China IPC (outubro de 2017)	1,86%
Taxa de atratividade mínima do investimento	8,50%

Fonte: Autoria própria, 2017.

Quadro 5 – Parâmetros do cenário B

Custo inversor	R\$4.399,34
Custo sistema fotovoltaico	R\$10.157,64
Custo sistema com gerador	R\$2.134,70
Diferença de investimento	R\$8.022,94
Vida útil do inversor	10 anos
Taxa de aumento anual do preço da gasolina	6,00%
Taxa de depreciação anual do conjunto fotovoltaico	0,5%
Inflação na China IPC (outubro de 2017)	1,86%
Taxa de atratividade mínima do investimento	8,50%

Fonte: Autoria própria, 2017.

Quadro 6 – Parâmetros do cenário “Nacional”

Custo inversor	R\$1.630,00
Custo sistema fotovoltaico	R\$7.388,30
Custo sistema com gerador	R\$2.134,70
Diferença de investimento	R\$5.253,60
Vida útil do inversor	10 anos
Taxa de aumento anual do preço da gasolina	6,00%
Taxa de depreciação anual do conjunto fotovoltaico	0,5%
Inflação IPCA (previsão 2018)	3,96%
Taxa de atratividade mínima do investimento	8,50%

Fonte: Autoria própria, 2017.

Com os parâmetros determinados, foi aplicada a metodologia indicada para cada cenário em uma planilha elaborada por meio do *software* Microsoft Excel® para a realização do cálculo do fluxo de caixa e do VPL, como indicado nas Tabelas 6 a 8.

Tabela 6 – Fluxo de caixa e VPL do cenário A

	Ano							
	0	1	2	3	4	5	6...	25
Investimento	-R\$8.022,94							
Economia		R\$5.084,45	R\$5.232,94	R\$5.385,76	R\$5.543,04	R\$5.704,92	R\$5.871,53	R\$10.145,63
Despesas							-R\$4.832,34	
Fluxo de caixa	-R\$8.022,94	R\$5.084,45	R\$5.232,94	R\$5.385,76	R\$5.543,04	R\$5.704,92	R\$1.039,19	R\$10.145,63
Fluxo de caixa acumulado	-R\$8.022,94	-R\$2.938,49	R\$2.294,44	R\$7.680,20	R\$13.223,25	R\$18.928,17	R\$19.967,36	R\$153.052,23
VPL	-R\$8.022,94	R\$4.686,13	R\$4.445,15	R\$4.216,55	R\$3.999,72	R\$3.794,03	R\$636,97	R\$1.319,88
VPL acumulado	-R\$8.022,94	-R\$3.336,81	R\$1.108,33	R\$5.324,89	R\$9.324,60	R\$13.118,64	R\$13.755,60	R\$50.895,50
VPL em 5 anos	R\$13.755,60							
VPL em 10 anos	R\$26.393,32							
VPL em 25 anos	R\$50.895,50							

Fonte: Autoria própria, 2017.

Tabela 7 – Fluxo de caixa e VPL do cenário B

	Ano							
	0	1	2	3	4	5	6...	25
Investimento	-R\$8.022,94							
Economia		R\$5.084,45	R\$5.362,57	R\$5.655,90	R\$5.965,28	R\$6.291,58	R\$6.635,73	R\$18.253,19
Despesas								
Fluxo de caixa	-R\$8.022,94	R\$5.084,45	R\$5.362,57	R\$5.655,90	R\$5.965,28	R\$6.291,58	R\$6.635,73	R\$18.253,19
Fluxo de caixa acumulado	-R\$8.022,94	-R\$2.938,49	R\$2.424,08	R\$8.079,98	R\$14.045,26	R\$20.336,84	R\$26.972,57	R\$239.262,78
VPL	-R\$8.022,94	R\$4.686,13	R\$4.555,26	R\$4.428,05	R\$4.304,39	R\$4.184,19	R\$4.067,34	R\$2.374,63
VPL acumulado	-R\$8.022,94	-R\$3.336,81	R\$1.218,45	R\$5.646,50	R\$9.950,89	R\$14.135,08	R\$18.202,42	R\$73.804,98
VPL em 5 anos	R\$18.202,42							
VPL em 10 anos	R\$33.367,19							
VPL em 25 anos	R\$73.804,98							

Fonte: Aatoria própria, 2017.

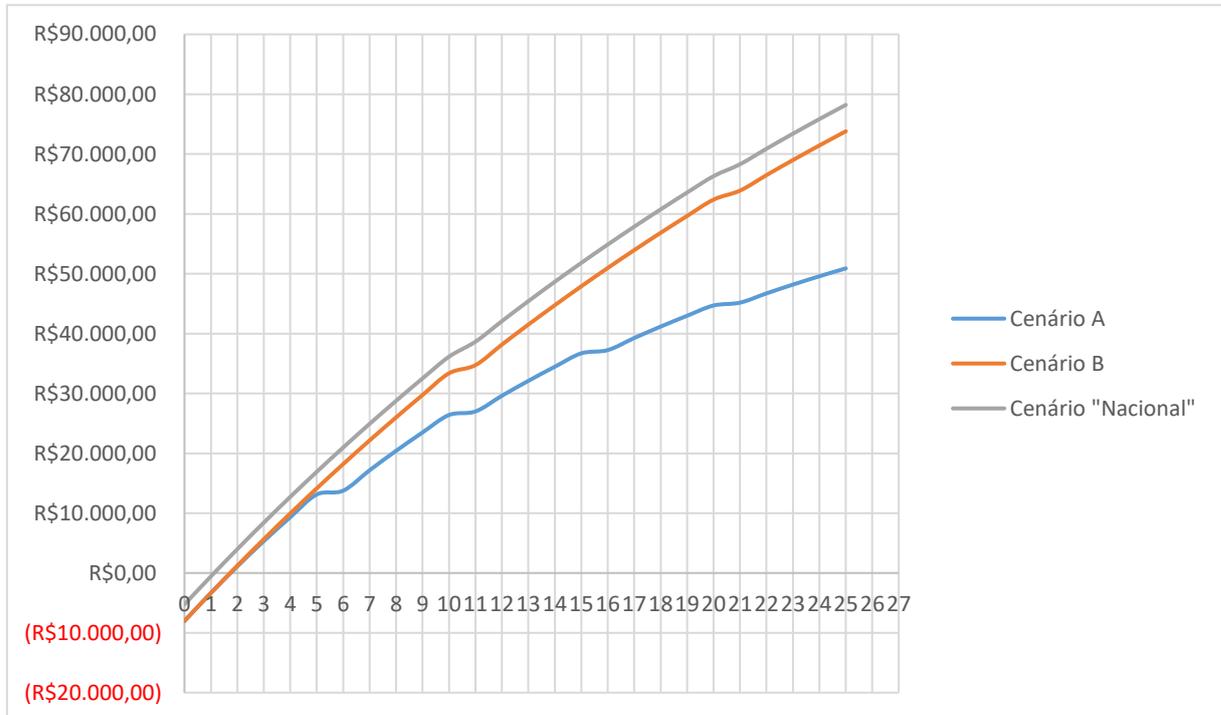
Tabela 8 – Fluxo de caixa e VPL do cenário “Nacional”

	Ano								
	0	1	2	3	4	5	6...	25	
Investimento	-R\$5.253,60								
Economia		R\$5.084,45	R\$5.362,57	R\$5.655,90	R\$5.965,28	R\$6.291,58	R\$6.635,73	R\$18.253,19	
Despesas									
Fluxo de caixa	-R\$5.253,60	R\$5.084,45	R\$5.362,57	R\$5.655,90	R\$5.965,28	R\$6.291,58	R\$6.635,73	R\$18.253,19	
Fluxo de caixa acumulado	-R\$5.253,60	-R\$169,15	R\$5.193,42	R\$10.849,32	R\$16.814,60	R\$23.106,18	R\$29.741,91	R\$247.561,09	
VPL	-R\$5.253,60	R\$4.686,13	R\$4.555,26	R\$4.428,05	R\$4.304,39	R\$4.184,19	R\$4.067,34	R\$2.374,63	
VPL acumulado	-R\$5.253,60	-R\$567,47	R\$3.987,79	R\$8.415,84	R\$12.720,24	R\$16.904,42	R\$20.971,76	R\$78.209,81	
VPL em 5 anos	R\$20.971,76								
VPL em 10 anos	R\$36.136,54								
VPL em 25 anos	R\$78.209,81								

Fonte: Autoria própria, 2017.

Com as tabelas para cada cenário, foi gerado um gráfico contendo as três curvas de VPL, no qual foi possível comparar o comportamento do mesmo para cada parâmetro, como indicado na Figura 11.

Figura 11 – VPL de cada cenário ao longo dos anos



Fonte: Autoria própria, 2017.

Como pode ser observado através do gráfico, obteve-se o VPL positivo para todas as situações, sendo que para os cenários A e B, o tempo de retorno do investimento é levemente inferior a dois anos e as maiores diferenças ocorrem no longo prazo, iniciando quando há a primeira substituição do inversor no sexto ano do cenário A. Para o cenário "Nacional", devido ao investimento inicial inferior, se obteve uma diferença mais notável já no curto prazo, com tempo de retorno do investimento levemente superior a um ano.

4. CONCLUSÕES

Durante o processo de dimensionamento do sistema fotovoltaico, foi identificada a importância da consideração da temperatura nos cálculos, sendo fator fundamental para definição da eficiência dos módulos, juntamente com a irradiância. Por seu impacto negativo na produção de energia, foi observado que o período mais favorável para geração fotovoltaica no local em estudo está no inverno, especialmente nos meses de julho e agosto, enquanto que o menos favorável é no verão, especialmente no mês de fevereiro, resultado que seria invertido caso fossem levados em consideração apenas os dados de irradiância.

Quanto à escolha do inversor para o sistema, foi notável a dificuldade de se encontrar um equipamento compatível ao dimensionamento, pois a maioria dos modelos encontrados ou eram para potências de motor superiores a 0,75 CV ou possuíam tensão mínima de entrada superior a 200 V, valor incompatível com um sistema contendo apenas 5 módulos fotovoltaicos em série. Como a tecnologia de inversor para bombeamento solar, que envolve conversão de corrente contínua para alternada e controle de rotação do motor simultaneamente, é relativamente nova, espera-se que este gargalo tecnológico diminua e que mais modelos surjam com o tempo.

Por fim, pode-se perceber com os resultados obtidos que mesmo com todos os custos referentes à importação do inversor compondo o investimento total, o bombeamento alimentado por energia solar fotovoltaica se mostrou economicamente viável em comparação com a alimentação por gasolina em todos os cenários projetados, com tempo de retorno do investimento inferior a dois anos. Tendo em vista a redução progressiva do custo dos módulos fotovoltaicos com o tempo e uma provável redução do custo dos inversores com a popularização dos sistemas de bombeamento solar, além do aumento significativo do preço dos combustíveis fósseis nos últimos anos, conclui-se que esta vantagem da energia solar tende a se ampliar ainda mais com o passar dos anos, se mostrando uma alternativa viável para as situações em que o proprietário do poço não possui acesso à rede de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. Sistema de levantamento de preços. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/preco/>>. Acesso em: 01 dez. 2017.

ALONSO, M. C.; GARCÍA, F. S.; SILVA, J. P. Energia solar fotovoltaica. Observatório de energias renováveis para América Latina e o Caribe. Disponível em: <<http://www.renenergyobservatory.org/br.html>>. Acesso em: 15 nov. 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão. 2 ed. Rio de Janeiro, 2004.

AZEVEDO NETTO, J. M. Manual de hidráulica. 8. ed. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, 1998.

BAHIA (Estado). Decreto nº 137.80, de 16 de março de 2012. Regulamento do ICMS/Bahia. Salvador, 18 mar. 2012. Disponível em: <<http://www.sefaz.ba.gov.br/contribuinte/tributacao/Ricms12.pdf>>. Acesso em: 26 nov. 2017.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Focus - Relatório de Mercado. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/R20171201.pdf>>. Acesso em: 01 dez. 2017.

BEQUEREL, E. Memorie sur les effets elétriques produits sous l'influence des rayons solaires. Comptes Rendues, v. 9, p.561-567, 1839.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J .M.; PEARCE, J.M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. Renewable And Sustainable Energy Reviews, v. 15, n. 9, p.4470-4482, dez. 2011.

BRASIL. Decreto nº 8.325, de 07 de outubro de 2014. Altera o decreto Nº 6.306, de 14 de dezembro de 2007, que regulamenta o imposto sobre operações de crédito, câmbio e seguro, ou relativas a títulos ou valores mobiliários - IOF. Brasília.

BRASIL. Instrução Normativa nº 1158, de 24 de maio de 2011. Altera a instrução normativa SRF Nº 680, de 2 de outubro de 2006, que disciplina o despacho aduaneiro de importação. Brasília.

BRASIL, e B; PEDIATIDAKIS, K S; LIMA, M R H. Proposta de um controle híbrido para inversores senoidais. In: Simpósio de Iniciação Científica, Didática e de Ações Sociais da FEI, 7. São Bernado do Campo, 2017.

BRITO, Moacyr Aureliano Gomes de et al. Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications. Ieee Transactions On Industrial Electronics, [s.l.], v. 60, n. 3, p.1156-1167, mar. 2013. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

BUGS, Rodrigo Carvalho. Radiasol 2 - Software para geração de dados horários de radiação solar. Disponível em: <<http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/45987>>. Acesso em: 15 nov. 2017.

CANADIAN SOLAR INC. PV module product datasheet CS6K. Guelph, 2017.

CLIMATE DATA. Tabela climática Ponto Novo. Disponível em: <<https://pt.climate-data.org/location/42871/>>. Acesso em: 15 nov. 2017.

CONDUSPAR. Prosolar FV. São José dos Pinhais, 2017.

DUFFIE, J.A.; BECKHAM, W.A. Solar engineering of thermal processes. Hoboken: John Wiley e Sons, 2013.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA. Estimando o consumo de água de suínos, aves e bovinos em uma propriedade. Concórdia: Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2005.

FRANKLIN ELECTRIC INDÚSTRIA DE MOTOBOMBAS S.A.. Tabela para seleção de bombas e motobombas. Joinville, 2017.

GLOBAL RATES. Inflação China - índice de preços ao consumidor (IPC). Disponível em: <<http://pt.global-rates.com/estatisticas-economicas/inflacao/indice-de-precos-ao-consumidor/ipc/china.aspx>>. Acesso em: 01 dez. 2017.

GREEN, M.A. Silicon photovoltaic modules: a brief history of the first 50 years. Progress In Photovoltaics: Research and Applications, [s.l.], v. 13, n. 5, p.447-455, 2005. Wiley-Blackwell.

HSIEH, J S. Solar energy engineering. New Jersey: Prantice Hall, 1986.

LI, G. et al. Research and current status of the solar photovoltaic water pumping system – A review. Renewable And Sustainable Energy Reviews, [s.l.], v. 79, p.440-458, nov. 2017. Elsevier BV.

MALLWITZ, R.; ENGEL, B. Solar Power Inverters. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTEGRATED POWER ELECTRONIS SYSTEMS, 6., 2010, Nuremberg. Paper. Nuremberg: Vde Verlag Gmbh, 2010.

MARENGO, J.A; CUNHA, A.P; ALVES, L.M. A seca de 2012-15 no semiárido do Nordeste do Brasil no contexto histórico. Climanálise, São Paulo, v. 1, n. 1, p.1-1, jan. 2016.

MEGAWATT NEW ENERGY. Single phase AC solar pumping inverter. Disponível em: <[http://en.megawatt.com.cn/products_show.php?show_id=23&m_id=3&column_id=14&cat_name=Solar pumping inverter&cat_type=product&selfid=14](http://en.megawatt.com.cn/products_show.php?show_id=23&m_id=3&column_id=14&cat_name=Solar+pumping+inverter&cat_type=product&selfid=14)>. Acesso em: 17 nov. 2017.

MERCADO LIVRE. Fio cabo flexível cobre 6mm rolo 100m preto. Disponível em: <https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-904966923-fio-cabo-flexivel-cobre-6mm-rolo-100m-preto-promoco-_JM>. Acesso em: 24 nov. 2017.

MERCADO LIVRE. Gerador a gasolina 1,2 KVA 4 tempos Gt1200 monofásico Tekna. Disponível em: <https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-890342406-gerador-a-gasolina-12-kva-4-tempos-gt1200-monofasico-tekna-_JM>. Acesso em: 24 nov. 2017.

MINHA CASA SOLAR. Painel solar 270W Canadian Solar - CS6K-270P. Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-270w-canadian-solar-cs6k-270p-79117?atributo=178:UNICA&atributo=25:U&atributo=26:UNICA>>. Acesso em: 17 nov. 2017.

MINHA CASA SOLAR. Par de condutores fotovoltaicos Condu spar de 4,0mm². Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/produto/par-de-cabo-solar-4mm-conduspar-nas-cores-vermelho-e-preto---01-metro-79058?atributo=178:UNICA&atributo=25:U&atributo=26:UNICA>>. Acesso em: 24 nov. 2017.

MINHA CASA SOLAR. Suporte para 02 módulos de 240W a 330W para fixação em telhados cerâmicos. Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/produto/suporte-p-2-modulos-de-240w-a-330w-para-telhado-ceramico-rs224-79176?atributo=178:UNICA&atributo=25:U&atributo=26:UNICA>>. Acesso em: 24 nov. 2017.

MINHA CASA SOLAR. Suporte para 04 módulos de 240W a 330W para fixação em telhados cerâmicos. Disponível em:

<[https://www.minhacasasolar.com.br/produto/suporte-p-4-modulos-de-240w-a-330w-para-telhado-ceramico-rs224-](https://www.minhacasasolar.com.br/produto/suporte-p-4-modulos-de-240w-a-330w-para-telhado-ceramico-rs224-79175?atributo=178:UNICA&atributo=25:U&atributo=26:UNICA)

[79175?atributo=178:UNICA&atributo=25:U&atributo=26:UNICA](https://www.minhacasasolar.com.br/produto/suporte-p-4-modulos-de-240w-a-330w-para-telhado-ceramico-rs224-79175?atributo=178:UNICA&atributo=25:U&atributo=26:UNICA)>. Acesso em: 24 nov. 2017.

NOBRE, P. Mudanças Climáticas e desertificação: os desafios para o Estado Brasileiro. In: INSTITUTO NACIONAL DO SEMIÁRIDO. Desertificação e mudanças climáticas no semiárido brasileiro. Campina Grande: INSA, 2011. p. 25-34.

OLUKAN, T.A.; EMZIANE, M. A comparative analysis of PV module temperature models. Energy Procedia, v. 62, p. 694-703, 2014.

PARAÍSO DAS BOMBAS. Bomba submersa Schneider SUB15-05NY4E4 1/2 CV monofásico. Disponível em: <<https://www.paraisodasbombas.com.br/bombas/bomba-submersa-schneider-sub15-05ny4e4-12-cv>>. Acesso em: 17 nov. 2017.

PATEL, H; GUPTA, M. Mathematical Modeling and Performance Evaluation of Stand Alone PV using MPPT. International Journal Of Engineering Science And Computing, Bhopal, v. 6, n. 3, p.2367-2371, mar. 2016.

PORTO, Rodrigo de Melo. Hidráulica básica. 4. ed. São Carlos: EESC-USP, 2006.

RECEITA FEDERAL. Simulador do tratamento tributário e administrativo das importações. Disponível em: <<http://www4.receita.fazenda.gov.br/simulador/>>. Acesso em: 26 nov. 2017.

SHAHAN, Z. 13 Charts on Solar Panel Cost and Growth Trends. Disponível em: <<http://cleantechnica.com/2014/09/04/solar-panel-cost-trends-10-charts/>>. Acesso em: 09 jan. 2018.

SONTAKE, V C; KALAMKAR, V R. Solar photovoltaic water pumping system - A comprehensive review. Renewable And Sustainable Energy Reviews, [s.l.], v. 59, p.1038-1067, jun. 2016. Elsevier BV.

VENTURA, A C; FERNÁNDEZ, L; ANDRADE, J C S. Tecnologias sociais para enfrentamento às Mudanças Climáticas no semiárido: caracterização e contribuições. Revista Econômica do Nordeste, Fortaleza, v. 44, n. 1, p.213-238, jun. 2013.

APÊNDICE

APÊNDICE A – Vazão Q_1 de bombeamento horária do sistema contendo 5 módulos fotovoltaicos

Mês	Hora	Irradiância (W/m ²)	T. máx. (°C)	η_{PV}	Potência de saída (W)	n_1/n_2	H ₁ (m)	H ₂ (m)	Q ₂ (m ³ /h)	Q ₁ (m ³ /h)
Janeiro	6	84	31,5	0,130	89,4	0,529	30	107,34	0,00	0,00
Janeiro	7	218	31,5	0,117	208,6	0,701	30	61,04	0,00	0,00
Janeiro	8	371	31,5	0,102	309,2	0,799	30	46,94	1,17	0,94
Janeiro	9	564	31,5	0,083	382,4	0,858	30	40,75	2,18	1,87
Janeiro	10	589	31,5	0,080	387,4	0,862	30	40,39	2,23	1,92
Janeiro	11	687	31,5	0,071	397,7	0,869	30	39,69	2,33	2,03
Janeiro	12	681	31,5	0,071	397,5	0,869	30	39,71	2,33	2,03
Janeiro	13	627	31,5	0,077	393,3	0,866	30	39,99	2,29	1,98
Janeiro	14	502	31,5	0,089	365,4	0,845	30	42,00	1,99	1,68
Janeiro	15	370	31,5	0,102	308,7	0,799	30	47,00	1,16	0,93
Janeiro	16	218	31,5	0,117	208,6	0,701	30	61,04	0,00	0,00
Janeiro	17	76	31,5	0,131	81,4	0,512	30	114,29	0,00	0,00
Fevereiro	6	70	31,9	0,130	74,4	0,497	30	121,38	0,00	0,00
Fevereiro	7	210	31,9	0,116	199,4	0,691	30	62,89	0,00	0,00
Fevereiro	8	335	31,9	0,104	284,4	0,777	30	49,63	0,68	0,53
Fevereiro	9	502	31,9	0,087	358,7	0,840	30	42,52	1,91	1,60
Fevereiro	10	631	31,9	0,075	385,3	0,860	30	40,54	2,21	1,90
Fevereiro	11	684	31,9	0,069	388,4	0,863	30	40,32	2,24	1,93
Fevereiro	12	674	31,9	0,070	388,2	0,862	30	40,34	2,24	1,93
Fevereiro	13	624	31,9	0,075	384,5	0,860	30	40,60	2,20	1,89
Fevereiro	14	495	31,9	0,088	356,5	0,838	30	42,70	1,88	1,58
Fevereiro	15	400	31,9	0,097	318,7	0,807	30	46,01	1,34	1,08
Fevereiro	16	188	31,9	0,118	181,9	0,670	30	66,87	0,00	0,00

continua

										continuação
Mês	Hora	Irradiância (W/m ²)	T. máx. (°C)	η_{PV}	Potência de saída (W)	n_1/n_2	H ₁ (m)	H ₂ (m)	Q ₂ (m ³ /h)	Q ₁ (m ³ /h)
Fevereiro	17	71	31,9	0,130	75,4	0,499	30	120,30	0,00	0,00
Março	6	70	31,1	0,133	76,3	0,501	30	119,38	0,00	0,00
Março	7	237	31,1	0,117	226,3	0,720	30	57,81	0,00	0,00
Março	8	394	31,1	0,101	326,4	0,814	30	45,28	1,46	1,19
Março	9	600	31,1	0,081	397,4	0,869	30	39,71	2,33	2,03
Março	10	685	31,1	0,073	406,8	0,876	30	39,10	2,42	2,12
Março	11	752	31,1	0,066	406,0	0,875	30	39,15	2,41	2,11
Março	12	834	31,1	0,058	395,2	0,868	30	39,86	2,31	2,00
Março	13	715	31,1	0,070	407,4	0,876	30	39,06	2,42	2,13
Março	14	520	31,1	0,089	377,9	0,855	30	41,06	2,13	1,82
Março	15	384	31,1	0,102	321,2	0,810	30	45,77	1,38	1,11
Março	16	238	31,1	0,117	227,0	0,721	30	57,68	0,00	0,00
Março	17	68	31,1	0,133	74,2	0,497	30	121,59	0,00	0,00
Abril	6	45	29,7	0,141	52,0	0,441	30	154,00	0,00	0,00
Abril	7	187	29,7	0,127	194,9	0,685	30	63,87	0,00	0,00
Abril	8	341	29,7	0,112	313,0	0,803	30	46,56	1,24	1,00
Abril	9	487	29,7	0,098	389,8	0,864	30	40,23	2,26	1,95
Abril	10	618	29,7	0,085	429,4	0,892	30	37,71	2,61	2,33
Abril	11	665	29,7	0,080	436,9	0,897	30	37,28	2,67	2,39
Abril	12	702	29,7	0,077	440,3	0,899	30	37,09	2,70	2,42
Abril	13	652	29,7	0,082	435,2	0,896	30	37,38	2,66	2,38
Abril	14	495	29,7	0,097	393,0	0,866	30	40,01	2,29	1,98
Abril	15	356	29,7	0,111	322,5	0,811	30	45,65	1,40	1,13
Abril	16	179	29,7	0,128	187,7	0,677	30	65,48	0,00	0,00
Abril	17	53	29,7	0,141	60,9	0,465	30	138,60	0,00	0,00
Mai	6	32	27,5	0,152	39,7	0,403	30	184,44	0,00	0,00
Mai	7	148	27,5	0,140	169,8	0,655	30	70,00	0,00	0,00

continua

										continuação
Mês	Hora	Irradiância (W/m ²)	T. máx. (°C)	η_{PV}	Potência de saída (W)	n_1/n_2	H ₁ (m)	H ₂ (m)	Q ₂ (m ³ /h)	Q ₁ (m ³ /h)
Maio	8	337	27,5	0,122	335,3	0,821	30	44,47	1,59	1,31
Maio	9	446	27,5	0,111	404,6	0,874	30	39,24	2,40	2,10
Maio	10	553	27,5	0,100	454,0	0,909	30	36,34	2,79	2,54
Maio	11	587	27,5	0,097	465,9	0,916	30	35,72	2,87	2,63
Maio	12	566	27,5	0,099	458,8	0,912	30	36,09	2,83	2,58
Maio	13	502	27,5	0,105	432,8	0,894	30	37,52	2,64	2,36
Maio	14	456	27,5	0,110	410,0	0,878	30	38,89	2,45	2,15
Maio	15	323	27,5	0,123	325,0	0,813	30	45,41	1,44	1,17
Maio	16	166	27,5	0,138	188,0	0,677	30	65,40	0,00	0,00
Maio	17	40	27,5	0,151	49,4	0,434	30	159,50	0,00	0,00
Junho	6	6	26,5	0,158	7,8	0,234	30	547,12	0,00	0,00
Junho	7	160	26,5	0,143	187,4	0,676	30	65,55	0,00	0,00
Junho	8	281	26,5	0,131	301,7	0,793	30	47,72	1,04	0,82
Junho	9	430	26,5	0,117	410,1	0,878	30	38,89	2,45	2,15
Junho	10	553	26,5	0,104	472,6	0,921	30	35,38	2,92	2,69
Junho	11	569	26,5	0,103	478,9	0,925	30	35,07	2,95	2,73
Junho	12	609	26,5	0,099	493,0	0,934	30	34,40	3,04	2,84
Junho	13	536	26,5	0,106	465,4	0,916	30	35,74	2,87	2,63
Junho	14	426	26,5	0,117	407,6	0,877	30	39,05	2,43	2,13
Junho	15	272	26,5	0,132	294,0	0,786	30	48,55	0,89	0,70
Junho	16	153	26,5	0,144	180,0	0,668	30	67,32	0,00	0,00
Junho	17	8	26,5	0,158	10,3	0,258	30	452,02	0,00	0,00
Julho	6	25	26	0,158	32,4	0,377	30	211,14	0,00	0,00
Julho	7	166	26	0,145	196,4	0,687	30	63,53	0,00	0,00
Julho	8	325	26	0,129	342,9	0,827	30	43,82	1,70	1,41
Julho	9	491	26	0,113	452,4	0,908	30	36,43	2,78	2,53
Julho	10	586	26	0,103	495,0	0,935	30	34,30	3,05	2,85

continua

										continuação
Mês	Hora	Irradiância (W/m ²)	T. máx. (°C)	η_{PV}	Potência de saída (W)	n_1/n_2	H ₁ (m)	H ₂ (m)	Q ₂ (m ³ /h)	Q ₁ (m ³ /h)
Julho	11	618	26	0,100	506,1	0,942	30	33,80	3,11	2,93
Julho	12	675	26	0,094	521,8	0,952	30	33,12	3,19	3,03
Julho	13	573	26	0,105	490,1	0,932	30	34,53	3,02	2,82
Julho	14	468	26	0,115	439,8	0,899	30	37,11	2,69	2,42
Julho	15	349	26	0,127	361,5	0,842	30	42,30	1,94	1,64
Julho	16	169	26	0,144	199,5	0,691	30	62,86	0,00	0,00
Julho	17	32	26	0,158	41,3	0,409	30	179,62	0,00	0,00
Agosto	6	45	27,3	0,151	55,7	0,451	30	147,24	0,00	0,00
Agosto	7	196	27,3	0,136	218,6	0,712	30	59,15	0,00	0,00
Agosto	8	388	27,3	0,117	372,7	0,851	30	41,45	2,08	1,77
Agosto	9	525	27,3	0,104	446,4	0,904	30	36,75	2,74	2,48
Agosto	10	660	27,3	0,091	489,4	0,932	30	34,56	3,02	2,81
Agosto	11	747	27,3	0,082	501,6	0,939	30	34,00	3,08	2,90
Agosto	12	722	27,3	0,085	499,3	0,938	30	34,10	3,07	2,88
Agosto	13	685	27,3	0,088	494,2	0,935	30	34,34	3,04	2,84
Agosto	14	541	27,3	0,102	453,0	0,908	30	36,39	2,79	2,53
Agosto	15	373	27,3	0,119	362,8	0,843	30	42,20	1,96	1,65
Agosto	16	210	27,3	0,135	231,8	0,726	30	56,88	0,00	0,00
Agosto	17	54	27,3	0,150	66,4	0,479	30	130,90	0,00	0,00
Setembro	6	54	29,3	0,142	62,8	0,470	30	135,89	0,00	0,00
Setembro	7	197	29,3	0,128	206,3	0,699	30	61,47	0,00	0,00
Setembro	8	350	29,3	0,113	323,5	0,812	30	45,56	1,41	1,15
Setembro	9	509	29,3	0,097	405,2	0,875	30	39,20	2,41	2,10
Setembro	10	658	29,3	0,083	444,8	0,902	30	36,84	2,73	2,46
Setembro	11	754	29,3	0,073	451,4	0,907	30	36,48	2,78	2,52
Setembro	12	724	29,3	0,076	451,0	0,907	30	36,50	2,77	2,51
Setembro	13	654	29,3	0,083	444,2	0,902	30	36,87	2,72	2,46

continua

										continuação
Mês	Hora	Irradiância (W/m ²)	T. máx. (°C)	η_{PV}	Potência de saída (W)	n_1/n_2	H ₁ (m)	H ₂ (m)	Q ₂ (m ³ /h)	Q ₁ (m ³ /h)
Setembro	14	510	29,3	0,097	405,6	0,875	30	39,18	2,41	2,11
Setembro	15	365	29,3	0,111	332,9	0,819	30	44,69	1,56	1,28
Setembro	16	198	29,3	0,128	207,2	0,700	30	61,30	0,00	0,00
Setembro	17	59	29,3	0,142	68,4	0,483	30	128,40	0,00	0,00
Outubro	6	68	31,2	0,133	74,0	0,496	30	121,84	0,00	0,00
Outubro	7	210	31,2	0,119	204,4	0,696	30	61,87	0,00	0,00
Outubro	8	351	31,2	0,105	301,7	0,793	30	47,72	1,04	0,82
Outubro	9	569	31,2	0,084	389,2	0,863	30	40,27	2,25	1,94
Outubro	10	627	31,2	0,078	399,6	0,871	30	39,57	2,35	2,05
Outubro	11	717	31,2	0,069	404,9	0,875	30	39,22	2,40	2,10
Outubro	12	742	31,2	0,067	404,1	0,874	30	39,27	2,40	2,09
Outubro	13	603	31,2	0,080	395,9	0,868	30	39,81	2,32	2,01
Outubro	14	563	31,2	0,084	387,8	0,862	30	40,36	2,24	1,93
Outubro	15	384	31,2	0,102	319,9	0,809	30	45,89	1,36	1,10
Outubro	16	203	31,2	0,120	198,7	0,690	30	63,04	0,00	0,00
Outubro	17	71	31,2	0,133	77,0	0,503	30	118,55	0,00	0,00
Novembro	6	90	31,6	0,129	95,1	0,540	30	103,05	0,00	0,00
Novembro	7	233	31,6	0,115	219,3	0,713	30	59,03	0,00	0,00
Novembro	8	366	31,6	0,102	305,3	0,796	30	47,35	1,10	0,88
Novembro	9	564	31,6	0,082	380,5	0,857	30	40,88	2,16	1,85
Novembro	10	647	31,6	0,074	393,2	0,866	30	39,99	2,29	1,98
Novembro	11	753	31,6	0,064	393,3	0,866	30	39,99	2,29	1,99
Novembro	12	758	31,6	0,063	392,9	0,866	30	40,02	2,29	1,98
Novembro	13	625	31,6	0,076	390,9	0,864	30	40,15	2,27	1,96
Novembro	14	549	31,6	0,084	377,0	0,854	30	41,13	2,12	1,81
Novembro	15	395	31,6	0,099	320,2	0,809	30	45,86	1,36	1,10
Novembro	16	226	31,6	0,116	214,0	0,707	30	60,00	0,00	0,00

continua

Mês	Hora	Irradiância (W/m ²)	T. máx. (°C)	η_{PV}	Potência de saída (W)	n_1/n_2	H ₁ (m)	H ₂ (m)	Q ₂ (m ³ /h)	conclusão	
										Q ₁ (m ³ /h)	
Novembro	17	88	31,6	0,129	93,1	0,536	30	104,49	0,00	0,00	
Dezembro	6	87	31,4	0,130	92,7	0,535	30	104,80	0,00	0,00	
Dezembro	7	235	31,4	0,116	222,4	0,716	30	58,48	0,00	0,00	
Dezembro	8	364	31,4	0,103	306,6	0,797	30	47,21	1,13	0,90	
Dezembro	9	520	31,4	0,088	372,7	0,851	30	41,45	2,07	1,77	
Dezembro	10	601	31,4	0,080	391,5	0,865	30	40,11	2,27	1,97	
Dezembro	11	680	31,4	0,072	399,7	0,871	30	39,56	2,35	2,05	
Dezembro	12	697	31,4	0,070	400,2	0,871	30	39,53	2,36	2,05	
Dezembro	13	619	31,4	0,078	394,3	0,867	30	39,92	2,30	2,00	
Dezembro	14	498	31,4	0,090	365,8	0,845	30	41,97	1,99	1,69	
Dezembro	15	371	31,4	0,102	310,4	0,800	30	46,82	1,20	0,96	
Dezembro	16	235	31,4	0,116	222,4	0,716	30	58,48	0,00	0,00	
Dezembro	17	84	31,4	0,130	89,7	0,529	30	107,12	0,00	0,00	

Fonte: Autoria própria, 2017.

ANEXOS

ANEXO A – Consumo de água por tipo de animal

		HUMANOS	Total em Litros
Número de Pessoas		multiplicado por 180 L/dia/pessoa	
BOVINOS DE CORTE			
Animais	Cabeças	Litros/Dia/Cabeça	Total em Litros
Até 250 kg		multiplicado por 18,0	
Até 410 kg		multiplicado por 32,0	
Até 566 kg		multiplicado por 46,0	
Vacas com bezerros		multiplicado por 55,0	
Vacas Secas		multiplicado por 46,0	
Bezerros		multiplicado por 9,0	
BOVINOS DE LEITE			
	Cabeças		Total em Litros
Vaca em Lactação		multiplicado por 62,0	
Vaca e Novilha no final da gestação		multiplicado por 51,0	
Vaca Seca e Novilha gestante		multiplicado por 45,0	
Fêmea Desmamada		multiplicado por 30,0	
Bezerro Lactante (a pasto)		multiplicado por 11,0	
Bezerro Lactante (baia até 60 dias)		multiplicado por 1,0	
Total de água consumida pelos Bovinos (soma das colunas)			
AVES			
	Cabeças		Total em Litros
Frangos		multiplicado por 0,16	
Frangas		multiplicado por 0,18	
Poedeiras		multiplicado por 0,25	
Reprodutores(as)		multiplicado por 0,32	
Total de água consumida pelas Aves (soma das colunas)			
SUINOS			
	Cabeças		Total em Litros
Até 55 dias de idade		multiplicado por 3,0	
De 56 a 95 dias de idade		multiplicado por 8,0	
De 96 a 156 dias de idade		multiplicado por 12,0	
De 157 a 230 dias de idade		multiplicado por 20,0	
Leitoas		multiplicado por 16,0	
Fêmeas em gestação		multiplicado por 22,0	
Fêmeas em lactação		multiplicado por 27,0	
Machos		multiplicado por 20,0	
Total de água consumida pelos Suínos (soma das colunas)			

Fonte: Embrapa, 2005.

ANEXO B – Valores do coeficiente K para o cálculo de perda de carga

Peça	K	Peça	K
Ampliação gradual	0,30*	Junção	0,40
Bocais	2,75	Medidor Venturi	2,50**
Comporta aberta	1,00	Redução gradual	0,15*
Controlador de vazão	2,50	Saída de canalização	1,00
Cotovelo de 90°	0,90	Tê, passagem direta	0,60
Cotovelo de 45°	0,40	Tê, saída de lado	1,30
Crivo	0,75	Tê saída bilateral	1,80
Curva de 90°	0,40	Válvula de ângulo aberta	5,00
Curva de 45°	0,20	Válvula de gaveta aberta	0,20
Curva de 22,5°	0,10	Válvula borboleta aberta	0,30
Entrada normal em canalização	0,50	Válvula-de-pé	1,75
Entrada de borda	1,00	Válvula de retenção	2,50
Existência de pequena derivação	0,03	Válvula de globo aberta	10,00
		Velocidade	1,00

* Com base na velocidade maior (seção menor)

**Relativa à velocidade na canalização

Fonte: Azevedo Netto, 1998.

ANEXO E – Capacidade de condução de corrente de condutores de cobre

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: PVC

Temperatura no condutor: 70°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
	Cobre											
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1 000	767	679	698	618	1 012	906	827	738	1 125	996	792	652

Fonte: NBR 5410:2004, 2004.