

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA ENERGIA

RAFAEL BARBOSA CARREIRA

**ESTUDO DE RECUPERAÇÃO ENERGÉTICA EM SISTEMA DE
ABASTECIMENTO DE ÁGUA ATRAVÉS DE BOMBAS FUNCIONANDO COMO
TURBINAS. ESTUDO DE CASO: CIDADE DE ELÓI MENDES**

ITAJUBÁ

2021

RAFAEL BARBOSA CARREIRA

**ESTUDO DE RECUPERAÇÃO ENERGÉTICA EM SISTEMA DE
ABASTECIMENTO DE ÁGUA ATRAVÉS DE BOMBAS FUNCIONANDO COMO
TURBINAS. ESTUDO DE CASO: CIDADE DE ELÓI MENDES**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia da Universidade Federal de Itajubá como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho

ITAJUBÁ

2021

RAFAEL BARBOSA CARREIRA

**ESTUDO DE RECUPERAÇÃO ENERGÉTICA EM SISTEMA DE
ABASTECIMENTO DE ÁGUA ATRAVÉS DE BOMBAS FUNCIONANDO COMO
TURBINAS. ESTUDO DE CASO: CIDADE DE ELÓI MENDES**

Dissertação de Mestrado apresentada
como requisito para qualificação ao
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia de Energia da Universidade
Federal de Itajubá.

Aprovado em:
Banca examinadora:

Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho (Orientador)
UNIFEI

Prof. Dr. Fernando das Graças Braga da Silva
UNIFEI

Prof. Dr. Thiago Vaz da Costa
UNIFEI

Prof. Dr. Frederico Fabio Mauad
USP

ITAJUBÁ

2021

RESUMO

O aproveitamento do potencial energético presente em sistemas de abastecimento de água através de Bombas Funcionando como Turbinas (BFTs) é uma alternativa que vem apresentando viabilidade técnica e econômica devido ao custo reduzido das bombas utilizadas, porém o baixo potencial energético disponível em cada ponto e a infraestrutura necessária no local pode inviabilizar economicamente a implantação deste sistema. Para facilidade de manutenção, segurança e garantia da pressão estabelecida em normas técnicas, é necessário conter equipamentos como registros, filtro, hidrômetro e Válvula Redutora de Pressão (VRP) em sistema de *bypass* contido em caixa de proteção, o que pode levar na elevação do custo de implantação. Desta forma, este trabalho analisou a viabilidade econômica para a instalação da BFT e seus equipamentos anexos, considerando o potencial energético disponível, a infraestrutura presente, o custo de instalação e a geração energética futura para a seção estudada. Esta análise foi realizada através do cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Custo Nivelado de Energia – ou *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) – e *payback*, avaliando três cenários com diferentes níveis de infraestrutura no local. O cenário ideal, que considera a existência de toda infraestrutura, obteve como resultado R\$ 7.251,17 de VPL, 21% de TIR, Custo Nivelado de Energia de R\$ 0,55/kWh e *payback* de aproximadamente seis anos, com intervalo de potência de geração de 0,11 kW a 0,32 kW e geração anual de 1.772,81 kWh. O cenário que apresenta apenas a obra civil como infraestrutura existente não apresentou viabilidade econômica, resultando em um prejuízo de R\$ 12.653,10, 2% de TIR e Custo Nivelado de Energia de R\$ 1,58/kWh. O cenário real, que necessita a instalação de toda infraestrutura, também não apresentou viabilidade de implantação, resultando em um prejuízo de R\$ 22.714,19, -1% de TIR e Custo Nivelado de Energia de R\$ 2,10/kWh.

Palavras-chave: Bombas Funcionando como Turbinas; Sistemas de abastecimento de água, Microgeração, Elói Mendes.

ABSTRACT

The use of the potential energy embedded in water supply systems through Pumps as Turbines (PATs) is an alternative that has been showing technical and economic viability due to the reduced cost of the pumps used. However, the system implementation may become economically unviable due to low potential energy available at each point and the need to project on-site infrastructure. In order to ease of maintenance, safety and guarantee of the pressure established in technical standards it is necessary to contain equipment such as drawer, filter, water meter and Pressure Reducing Valve (PRV) registers in a by-pass system contained in a protection box, which can lead to higher deployment costs. In view of the referenced problems, this paper proposes to analyze the economic feasibility for the installation of BFT and its attached equipment, considering the available potential energy, the present infrastructure, the installation cost and the future energy generation for each section studied. This analysis will be performed by calculating the Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Levelized Cost of Electricity (LCOE) and payback, measuring three scenarios with different infrastructure levels on site. The ideal scenario, that considers the existence of the entire infrastructure, obtained the result of R\$ 7,251.17 (NPV), 21% of IRR, R\$ 0.55/kWh levelized cost of electricity and approximately payback in six years, with power generation range of 0.11 kW up to 0.32 kW and annual generation of 1,772,81 kWh. The scenario that only presents civil works as existing infrastructure did not present deployment feasibility, resulting in a R\$ 12,653.10 damage, 2% of IRR and Levelized Cost of Electricity of R\$ 1.58/kWh. The real scenario, which depends on the installation of the entire infrastructure, also did not present deployment feasibility, resulting in a R\$ 22,714.19 damage, -1% of IRR and R\$2.10/kWh Levelized Cost of Electricity (LCOE).

Keywords: Pumps as Turbine, Water Supply Systems, Microgeneration, Elói Mendes.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Etapas do serviço de abastecimento de água potável	17
Figura 2 - Classificação das VRPs.....	18
Figura 3 - Mecanismos de controle das VRPs	19
Figura 4 - Perfil diário de pressão na rede de abastecimento de Várzea Paulista.....	21
Figura 5 - Perfil diário de vazão na rede de abastecimento de Várzea Paulista.....	22
Figura 6 - Seção esquemática do local de instalação	23
Figura 7 - Seção esquemática do local de instalação	24
Figura 8 - Sentido do escoamento da água e da rotação em uma Bomba Funcionando como bomba e como Turbina.....	25
Figura 9 - Coeficientes de vazão e altura em função da rotação específica para BFTs	36
Figura 10 - Pré-seleção de tipologias de BFTs	37
Figura 11 - Rendimento de BFTs.....	38
Figura 12 - Coeficientes de correção de altura e vazão para BFT.....	39
Figura 13 - Condições de altura, potência de eixo e rendimento de BFTs	40
Figura 14 - Dimensionamento do tubo de sucção de BFTs proposto por Chapallaz	43
Figura 15 - Dimensionamento do tubo de sucção de BFTs proposto por Viana.....	44
Figura 16 - Bandeira tarifária em função do tempo	50
Figura 17 - Componentes da tarifa das principais concessionárias de energia	54
Figura 18 - Mapa hipsométrico de Elói Mendes	56
Figura 19 - Planta do sistema de distribuição do SAAE de Elói Mendes.....	58
Figura 20 – Modelo topográfico digital da área urbana de Elói Mendes	61
Figura 21 - Simulação de pressão mínima no sistema de abastecimento	63
Figura 22 - Simulação da pressão máxima no sistema de abastecimento	64
Figura 23 - Localização do ponto de medição.....	65
Figura 24 - Coleta dos dados de pressão e vazão	66
Figura 25 - Bombas do catálogo para rotação 1.750 rpm	68
Figura 26 - Bombas do catálogo para rotação 3.500 rpm	68
Figura 27 - Curvas de rendimento das bombas selecionadas pelo método de Viana.....	69
Figura 28 - Curvas de rendimento das bombas selecionadas pelo método de Chappalaz...	70
Figura 29 - Coeficiente de Thoma das turbinas, bombas e BFTs.....	71
Figura 30 - Evolução da taxa Selic de 2011 a 2021	73
Figura 31 - Dados de pressão e vazão coletados em campo.....	76
Figura 32 - Dados de pressão e vazão corrigidos	77
Figura 33 - Potência disponível e potência utilizada	78
Figura 34 - Curvas de rendimento das bombas selecionadas de 1750 rpm	79
Figura 35 - Curvas de rendimento da bomba 25-12 de 3.500 rpm	79
Figura 36 - Energia gerada	80
Figura 37 - VPL em função do tempo para o Cenário 1	84
Figura 38 - LCOE em função do tempo para o Cenário 1	84
Figura 39 - VPL em função do tempo para o Cenário 2	86
Figura 40 - LCOE em função do tempo para o Cenário 2	86
Figura 41 - VPL em função do tempo para o Cenário 3	88
Figura 42 - LCOE em função do tempo para o Cenário 3	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dimensões para execução da caixa de proteção da VRP	23
Tabela 2 - Condições operacionais.....	28
Tabela 3 - Metodologias de determinação dos coeficientes de correção	31
Tabela 4 - Dados do sistema de abastecimento de água do SAAE de Elói Mendes	57
Tabela 5 - Dimensionamento dos trechos entre os reservatórios.....	59
Tabela 6 - Cota dos reservatórios.....	62
Tabela 7 - Resultados obtidos pelo método de seleção de Viana (1987).....	67
Tabela 8 - Resultados obtidos pelo método de seleção de Chapallaz (1992)	70
Tabela 9 - Resultados obtidos pelos métodos de Viana (1987) e Chapallaz (1992).....	71
Tabela 10 - Composição do custo tarifário de energia elétrica para o subgrupo B3.....	72
Tabela 11 - Composição de custo de implantação da BFT	82
Tabela 12 - Resultados dos cálculos de viabilidade econômica para o Cenário 1.....	83
Tabela 13 - Resultados dos cálculos de viabilidade econômica para o Cenário 2.....	85
Tabela 14 - Resultados dos cálculos de viabilidade econômica para o Cenário 3.....	87

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABES	Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Engenharia Elétrica
BFT	Bomba Funcionando como Turbina
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
ETA	Estação de Tratamento de Água
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
NEIRU	Núcleo Estratégico Interdisciplinar em Resiliência Urbana
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIS	Programa de Integração Social
REN	Resolução Normativa
SAAE	Serviço Autônomo de Água e Esgoto
SABESP	Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido
VRP	Válvula Redutora de Pressão

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Altitude local do nível jusante (m)
A_3	Área de entrada do tubo de sucção (m ²)
A_4	Área de saída do tubo de sucção (m ²)
C_n	Custo ao longo do tempo (R\$)
$C_{o\&m}$	Custo de operação e manutenção (R\$)
D_3	Diâmetro de entrada do tubo de sucção (m)
D_4	Diâmetro de saída do tubo de sucção (m)
D_E	Diâmetro do eixo da BFT (m)
D_{ts}	Diâmetro do tubo de sucção da seção analisada (m)
E_N	Energia gerado anualmente (MWh)
E_T	Energia elétrica gerada no ano t (kWh)
F_{min}	Distância entre a saída do tubo de sucção e o fundo do canal (m)
f_q	fator de queda, variando de 0,01 a 0,03 (adimensional)
F_T	Custo do combustível no ano t (R\$)
g	Aceleração da gravidade (m/s ²)
H	Altura de queda (mca)
H_b	Altura da bomba (mca)
H_{bc}	Altura da bomba corrigida (mca)
H_L	Altura de queda líquida (m)
H_s	Altura geométrica de sucção (m)
H_t	Altura da BFT (mca)
i	Taxa SELIC (%)
l_0	Investimento inicial (R\$)
j	Taxa de desconto (%)
Ka	Coefficiente de correção de altura (adimensional)
Kq	Coefficiente de correção de vazão (adimensional)
L	Comprimento do tubo de sucção (m)
m	Tempo de vida adotado para o projeto (anos)
M_T	Custos de manutenção e operação anual durante todo o período de t anos (R\$)
n	Rotação nominal (rpm)
n_{db}	Rotação nominal da bomba (rpm)

n_{dt}	Rotação nominal da BFT (rpm)
n_{qA}	Rotação específica n_{qa} (adimensional)
n_{qt}	Rotação específica n_{qt} (adimensional)
η_b	Rendimento máximo da bomba (%)
η_{hb}	Rendimento hidráulico máximo da bomba (%)
$\eta_{máx}$	Rendimento máximo (%)
η_t	Rendimento máximo da BFT (%)
P	Potência (kW)
P_E	Potência do eixo da BFT (W)
$P_{máx b}$	Pressão máxima da bomba (N/m ²)
$P_{máx t}$	Pressão máxima da BFT (N/m ²)
Q	Vazão (m ³ /s)
Q_b	Vazão da bomba (m ³ /s)
Q_{bc}	Vazão da bomba corrigida (m ³ /s)
Q_{nb}	Vazão nominal estimada da bomba (m ³ /s)
Q_t	Vazão da turbina (m ³ /s)
S_{min}	Afogamento mínimo do tubo de sucção (m)
t	Tempo (anos)
T	Taxa de energia pela tarifa energética local (R\$/kWh)
σ	Coefficiente de cavitação de Thoma (adimensional)
$\tau_{máx e}$	Tensão máxima aplicada no eixo (N/m ²)
v	Velocidade de escoamento na seção analisada (m/s)
v_4	Velocidade de saída do tubo de sucção (m/s)
v_{4a}	Velocidade de saída do tubo de sucção para altas quedas – $n_{qt} < 20$ (m/s)
v_{4b}	Velocidade de saída do tubo de sucção para baixas quedas – $n_{qt} > 20$ (m/s)

Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	11
1.1 Cenário e Justificativa	12
1.2 Objetivos	13
1.3 Estrutura da Dissertação	14
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2.1 Sistema de Abastecimento de Água.....	16
2.2 Válvulas Redutoras de Pressão (VRPs).....	17
2.2.1 Escolha da Válvula	21
2.3 Bombas Funcionando como Turbina	24
2.3.1 Métodos de Seleção das BFTs	29
2.3.2 Modificações para aplicação prática das BFTs	40
3. GERAÇÃO ENERGÉTICA E COMPENSAÇÃO FINANCEIRA	45
3.1 Geração Distribuída	46
3.2 Bandeiras Tarifárias	47
3.3 Compensação Financeira.....	50
4. METODOLOGIA.....	56
4.1 Local	56
4.2 Coleta de Dados.....	57
4.2.1 Níveis dos Reservatórios	60
4.2.2 Definição do Local de Instalação	62
4.2.3 Medição de Pressão e Vazão	65
4.3 Definição da Bomba	67
4.4 Viabilidade Econômica	72
5. RESULTADOS	76
5.1 Dados Coletados.....	76
5.2 Definição do Modelo da Bomba e Geração Energética	78
5.3 Análise de Custo de Implantação	80
5.4 Viabilidade Econômica	83
5.4.1 Cenário 1	83
5.4.2 Cenário 2	85
5.4.3 Cenário 3	87
6. CONCLUSÕES.....	89
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	91

1. INTRODUÇÃO

A eficiência no sistema de abastecimento de água urbano impacta diretamente nas perdas de água do sistema, na eficiência do consumo energético e no conseqüente aumento da tarifa cobrada dos usuários, além dos danos ambientais pelo desperdício de água tratada, que são enormes.

As perdas de água são classificadas em dois tipos, sendo elas as perdas físicas e as perdas aparentes. As perdas físicas se definem pelo volume de água não consumido, devido aos vazamentos e transbordamentos no sistema, que ocorrem desde a estação de tratamento até a entrega aos consumidores finais. As perdas aparentes se definem pelo volume de água não contabilizado e consumido, devido a irregularidades no sistema por ligações clandestinas e problemas de submedição dos hidrômetros.

As perdas no sistema de abastecimento de água no Brasil em 2018 foram na ordem de 38,5%, considerando as perdas físicas e aparentes (SNIS, 2018). Segundo uma publicação sobre redução de perdas no abastecimento de água de países em desenvolvimento da instituição World Bank (2006), pode-se estimar para países desenvolvidos um percentual de 80% para as perdas físicas e 20% para as perdas aparentes, enquanto que para os países em desenvolvimento, estima-se 60% para as perdas físicas e 40% para as perdas aparentes, apresentando a importância da redução das perdas físicas para melhorar a eficiência do sistema. Considerando o índice para países em desenvolvimento de 60% em conjunto com os de perdas totais no Brasil em 2018, as perdas físicas resultam em 23% de toda água tratada pelo sistema de abastecimento de água.

Uma publicação da Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental - ABES (2015) definiu quatro diretrizes de atuação para a redução de perdas físicas, sendo elas a agilidade no reparo dos vazamentos visíveis, intensificação do controle ativo de vazamentos, implantação ou melhoria do controle operacional dos níveis dos reservatórios setoriais, e redução da pressão onde for possível, destacando para esta última diretriz a priorização da redução de pressão em pontos críticos, através de Válvulas Redutoras de Pressão (VRPs).

O controle da pressão pelas VRPs é realizado através de câmaras acionadas por molas que, conjugada com a pressão do fluido no tubo, movimentam um obturador, do qual a sua posição relativa ocasiona uma dissipação da energia pontual. Essa dissipação de energia pontual se mostra disponível para ser recuperada, sendo objeto desta pesquisa, visto que a necessidade de redução e controle da pressão para melhorar a eficiência do sistema, a recuperação energética nas seções com pressão excessiva mostra-se uma boa possibilidade.

A recuperação energética nos condutos do sistema de abastecimento de água pode ser por turbinas hidráulicas ou Bombas Funcionando como Turbinas (BFTs), como alternativa para reduzir os custos elevados de uma turbina hidráulica convencional. Para a instalação das BFTs, é necessário um estudo detalhado do sistema em que a mesma será instalada para analisar quais são as melhores seções para a instalação e o dimensionamento adequado dos equipamentos utilizados.

Com o objetivo de verificar a viabilidade de instalação de BFTs em um sistema real, esta pesquisa analisa o sistema de abastecimento de água de um município de pequeno porte no Sul de Minas Gerais, estudando o caso da cidade de Elói Mendes, na microrregião de Varginha, avaliando a viabilidade técnica e econômica de instalação para uma estimativa mais realista do potencial energético disponível, podendo este estudo ser estendido aos municípios de diferentes portes: menores ou maiores.

1.1 Cenário e Justificativa

Para a utilização de BFTs nos sistemas de abastecimento de água com o intuito de gerar energia elétrica, é de suma importância entender o cenário legislativo e as normas técnicas vigentes, pois a compensação financeira só apresenta viabilidade através destes regimentos.

A geração de energia elétrica sustentável próxima aos consumidores é uma das alternativas para redução dos impactos sociais, ambientais e econômicos no setor energético nacional. A regulamentação da geração distribuída no Brasil ocorreu através da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 da Agência Nacional de

Energia Elétrica (ANEEL), que dispõe sobre as condições gerais de acesso e compensação da microgeração e minigeração, através da cogeração qualificada ou de fontes renováveis de energia elétrica.

Após a primeira regulamentação sobre a geração distribuída em 2012, houve um grande aumento da sua participação no setor energético, necessitando outras duas revisões da regulamentação para se adequar a realidade das distribuidoras e dos consumidores. Essas revisões foram a REN nº 687/2015 e a REN nº 786/2017, adequando as diretrizes para a geração e consumo da geração distribuída.

Além das Resoluções Normativas da ANEEL, as concessionárias de energia também fornecem suas próprias normas de distribuição, com orientações técnicas mais específicas para a conexão da geração distribuída no sistema de energia da região, sendo estas normas essenciais para calcular a viabilidade econômica na implantação de diferentes fontes de geração energética, pois são elas que definem os custos das taxas e dos sistemas de compensação financeira sobre a energia gerada. Para a pesquisa, o cálculo da compensação financeira da energia gerada através das BFTs segue a norma da ANEEL para geração de baixa tensão, referentes à tensão menor que 2,3 kV.

Considerando a necessidade da redução da pressão para controle, a redução das perdas físicas do sistema de abastecimento de água e a viabilidade técnica da instalação de BFTs para geração de energia elétrica, o estudo para o aproveitamento da energia de geração de energia elétrica através da redução da pressão no sistema se apresenta como alternativa para otimização dos sistemas de abastecimento de água.

1.2 Objetivos

Esta pesquisa tem como objetivo geral realizar uma análise técnica e econômica na instalação de BFTs para a recuperação energética no abastecimento de água da cidade de Elói Mendes.

Os objetivos específicos desta pesquisa são:

- Avaliar o potencial energético disponível em seção crítica do sistema de abastecimento de água da cidade de Elói Mendes;
- Avaliar as limitações dos equipamentos a serem utilizados;
- Calcular a viabilidade econômica para a implantação de BFTs.

1.3 Estrutura da Dissertação

A pesquisa é dividida em seis capítulos, sendo estes referentes à introdução, revisão bibliográfica, geração energética e compensação financeira, metodologia, resultados e conclusões.

O capítulo 1 apresenta uma contextualização geral do tema abordado, descrevendo o cenário da geração distribuída no país, justificativa para a realização da pesquisa e os objetivos gerais e específicos.

O capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica referente aos temas apresentados, explicando sobre o sistema de abastecimento de água, Válvulas Redutoras de Pressão (VRPs) e Bombas Funcionando como Turbinas (BFTs), indicando os avanços tecnológicos presentes em cada uma destas áreas que possibilitou o desenvolvimento desta pesquisa. Posteriormente são apresentadas as metodologias para determinar a eficiência, modelos de otimização para aumentar a eficiência e estudos de caso de implantação das BFTs em sistemas de abastecimento de água.

O capítulo 3 apresenta um panorama sobre a microgeração de energia elétrica e modelos de compensação financeira utilizados para esta geração. Neste capítulo são explicados os aspectos regulatórios aplicados para a área e como a energia gerada através das BFTs podem ser comercializadas com a concessionária do sistema de abastecimento de água da cidade de Elói Mendes.

O capítulo 4 apresenta a metodologia utilizada para o desenvolvimento desta pesquisa, descrevendo o método escolhido para o dimensionamento das bombas a serem utilizadas, para a coleta e análise de dados e para os cálculos de viabilidade econômica de implantação do sistema de geração de energia por BFTs.

O capítulo 5 contém os resultados que foram obtidos através da análise dos dados coletados em campo, avaliando diferentes cenários de infraestrutura e com projeções para todas as bandeiras tarifárias, identificando desta forma a viabilidade econômica para diferentes situações.

O capítulo 6 apresenta as conclusões, discutindo os resultados obtidos e as condições para viabilidade de implantação do sistema proposto.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para um melhor entendimento do tema proposto, este capítulo é subdividido em três partes, sendo essas a análise de um sistema de abastecimento de água, o funcionamento de VRPs e estudos de caso na implantação de BFTs.

2.1 Sistema de Abastecimento de Água

A definição do sistema de abastecimento de água é dada através do Decreto Federal nº 7.217/2010:

Art. 4º Consideram-se serviços públicos de abastecimento de água a sua distribuição mediante ligação predial, incluindo eventuais instrumentos de medição, bem como, quando vinculadas a esta finalidade, as seguintes atividades:

- I- reservação de água bruta;
- II- captação;
- III- adução de água bruta;
- IV- tratamento de água;
- V- adução de água tratada; e
- VI- reservação de água tratada.

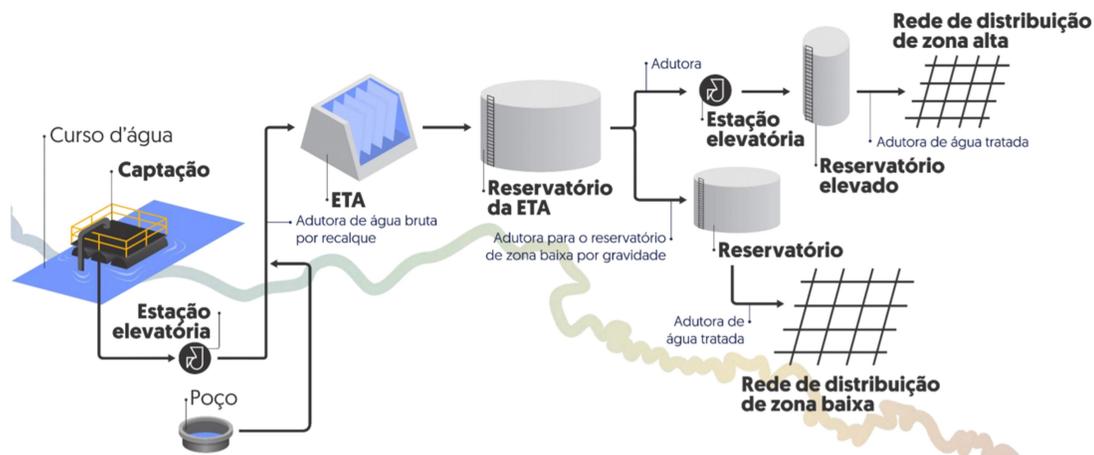
A estrutura do sistema de abastecimento de água contemplando as atividades citadas pelo Decreto, de acordo com o Núcleo Estratégico Interdisciplinar em Resiliência Urbana - NEIRU (2019), são descritas a seguir:

- *Reservação de água bruta*: composta pelas obras anexas ao manancial, com o intuito de regularização das condições hidrológicas do local de captação;
- *Captação*: estruturas que também são anexas ao manancial, porém com o objetivo da retirada de água do manancial para a estação elevatória de água bruta. Estas estruturas podem ser, para mananciais superficiais, por balsas ou por tomadas laterais, e para mananciais subterrâneos, pelo bombeamento da água em poços profundos;
- *Adução de água bruta*: são tubulações que conduzem a água das estações elevatórias de água bruta à estação de tratamento;
- *Tratamento de água*: o tratamento de água é realizado pela Estação de Tratamento de Água (ETA) e seu reservatório posterior, sendo responsável por

- regular os padrões de qualidade da água bruta para água potável, através da floculação, decantação, filtração, desinfecção e fluoretação;
- *Adução de água tratada*: são tubulações que conduzem a água do reservatório da ETA à estação elevatória que antecede a rede de distribuição;
 - *Reservação de água tratada*: são reservas para a garantia de abastecimento da rede de distribuição quando a demanda for maior que a oferta, além de contribuir para o controle de pressão disponível na rede para adequar às normas técnicas.

A Figura 1 apresenta um desenho esquemático das etapas que compõem o serviço de abastecimento de água urbano, contendo o manancial e a estrutura em que é realizada a coleta de água bruta e transportada para a estação de tratamento através de estação elevatória. Após o tratamento, a água tratada é direcionada ao reservatório da ETA, em que é distribuído para os outros reservatórios da cidade por sistema de gravidade ou estações elevatórias, sendo estes reservatórios os responsáveis por abastecer as redes de distribuição.

Figura 1 - Etapas do serviço de abastecimento de água potável



Fonte: NEIRU (2019)

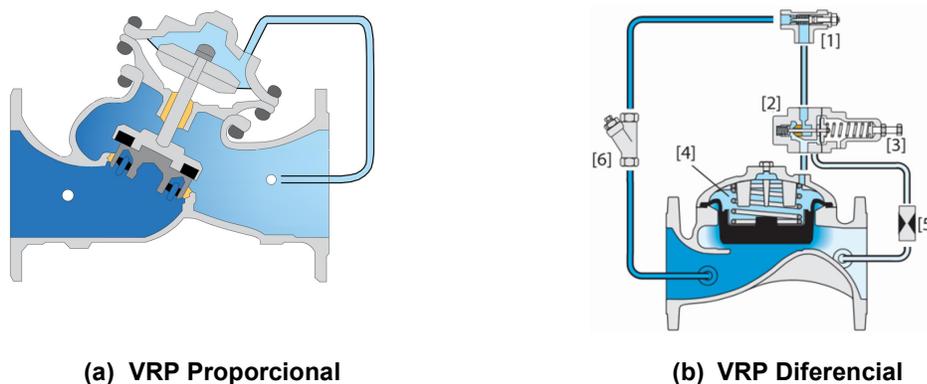
2.2 Válvulas Redutoras de Pressão (VRPs)

As VRPs têm como objetivo geral a redução de pressão à jusante da seção de instalação, realizando através de um dispositivo mecânico, perdas pontuais de energia nessas seções (GALVÃO, 2007). Segundo Sousa (2017), as tipologias mais comuns de VRPs são:

- *VRP com pressão proporcional*: a redução da pressão de jusante é relativa às alterações da pressão de montante;
- *VRP com pressão de saída fixa*: garante uma pressão fixa pré-regulada na saída, sendo indicada quando não há grandes alterações na demanda e pequenas perdas de carga;
- *VRP com modulação por tempo*: utilizada quando o sistema tem um perfil regular de consumo e grandes alterações de carga;
- *VRP com modulação por vazão*: utilizada quando o sistema tem grandes alterações no perfil de consumo e grandes alterações de carga.

As estruturas das VRPs comercialmente utilizadas no sistema de abastecimento de água podem ser classificadas genericamente por VRPs proporcionais e VRPs diferenciais. As VRPs proporcionais promovem seu controle através de um obturador, do qual usa a pressão de jusante para abrir ou fechar, sempre proporcional à pressão de montante. As VRPs diferenciais são mais complexas, pois seu controle é realizado através de um sistema externo. A Figura 2 mostra o arranjo destas duas válvulas.

Figura 2 - Classificação das VRPs



(a) VRP Proporcional

(b) VRP Diferencial

Fonte: Adaptado de BERMAD (s.d.)

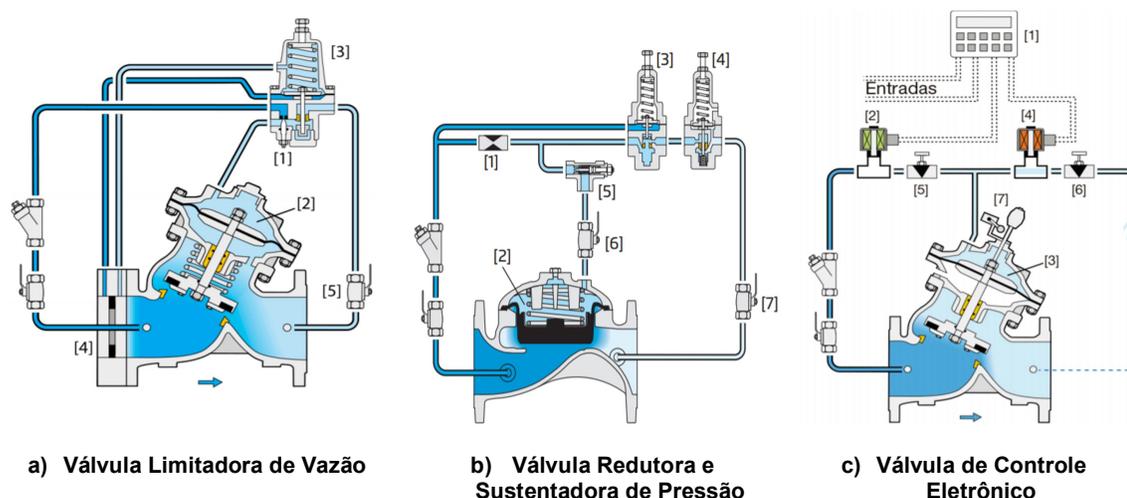
O funcionamento da VRP proporcional, conforme apresentado pela Figura 2a, é realizado por um tubo de desvio conectado à seção de jusante da válvula, conectando a uma câmara de controle, da qual movimenta um obturador interno e realiza o fechamento da válvula pelo diferencial da pressão de montante, que atua no obturador, e de jusante que, por sua vez atua na câmara de controle da válvula.

Para a VRP diferencial (Figura 2b), seu controle se dá pela válvula piloto, composta pelo piloto reductor ajustável (2) e o parafuso de ajuste (3), desviando uma seção à montante da válvula, seguida de um filtro (6) e uma válvula agulha (1), e uma seção à jusante, seguida de um orifício calibrado (5), com uma saída para a câmara de controle (4). A válvula piloto é controlada através de uma seção conectada à jusante, da qual seu fechamento é condicionado à elevação da pressão à jusante, que resulta em uma pressão maior dentro da câmara de controle, devido à conexão da câmara com a montante da válvula.

Com a inserção da válvula piloto e de outros elementos de controle externo, é possível aperfeiçoar o funcionamento da VRP diferencial, fornecendo mais independência, mais precisão e suportando um diferencial de carga maior, se comparada a VPR proporcional. Para controles mais complexos de sistemas hidráulicos, como determinar limite para vazão, pressão de montante, controle de alta precisão, entre outros tipos de controle, é recomendável válvulas mais sofisticadas, como as descritas a seguir e apresentadas na Figura 3.

Para uma compreensão melhor das tipologias de VRPs diferenciais, a Figura 3 apresenta três válvulas redutoras de pressão da marca BERMAD que contemplam mais funções, sendo elas a Válvula Limitadora de Vazão, a Válvula Redutora e Sustentadora de Pressão e a Válvula de Controle Eletrônico.

Figura 3 - Mecanismos de controle das VRPs



Fonte: BERMAD (s.d.)a; BERMAD (s.d.)b; BERMAD (s.d.)c

A Válvula Limitadora de Vazão (Figura 3a) opera através de uma válvula piloto de duas vias (3) e uma placa de orifício (4), que detecta o diferencial de pressão e ajusta a sobrecarga da câmara de controle (2), abrindo ou fechando a válvula principal. Para regulagem da continuidade da vazão na câmara de controle, o sistema contém uma válvula agulha (1) na conexão da câmara com a montante, e um registro (5) na conexão da câmara com a jusante que possibilita o fechamento manual do sistema.

A Válvula Redutora e Sustentadora de Pressão (Figura 3b) opera através de duas válvulas piloto de duas vias, sendo uma delas responsável por sustentar a pressão (3) conectada à montante, e a outra por reduzir (4), conectada à jusante. Quando a pressão à montante reduz abaixo da pressão ajustada na válvula piloto de sustentação, ela se fecha, ocasionando uma sobrecarga na câmara de controle (2) e o fechamento da válvula principal. Quando a pressão à jusante excede a pressão ajustada na válvula piloto de redução, ela também se fecha, ocasionando o fechamento da válvula principal. O controle da câmara é realizado por um orifício calibrado (1) que mantém a continuidade no fluxo de entrada da câmara por uma válvula agulha (5), que estabiliza a reação da válvula por um controle de vazão unidirecional e dois registros, sendo um deles para a válvula piloto de sustentação (6) e outro para a válvula piloto de redução (7).

A Válvula de Controle Eletrônico (Figura 3c) utiliza um controlador eletrônico (1) e duas válvulas solenóides para a realização do controle da carga na câmara de controle (3). O transdutor de pressão externo à válvula realiza a leitura da pressão, emitindo um sinal para o controlador eletrônico, informando a carga necessária na câmara de controle, verificada pelo transdutor de pressão (7) inserido na câmara. A regularização da pressão ocorre com a operação conjunta das duas válvulas solenoides, através da abertura da válvula solenoide conectada à montante (2) para elevar a pressão na câmara e da abertura da válvula solenoide conectada à jusante (4) para aliviar a pressão na câmara. As válvulas agulha (5) e (6) controlam a abertura e fechamento das válvulas solenoides.

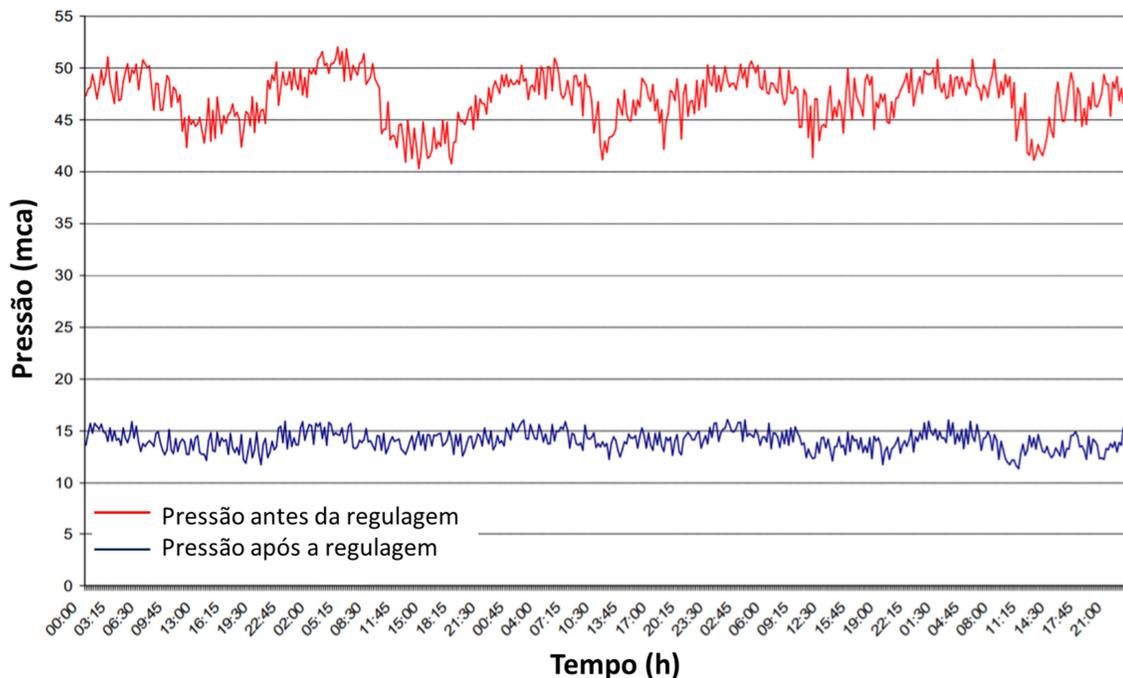
2.2.1 Escolha da Válvula

A escolha da válvula a ser utilizada no projeto é relativa ao tipo de controle desejado e a precisão necessária do sistema, observando que o custo aumenta conforme a complexidade da válvula.

Compreender o perfil de operação de cada válvula é fundamental para a esta escolha, verificando através deste perfil se a válvula atende ou não a necessidade de controle do sistema para os diferentes horários do dia.

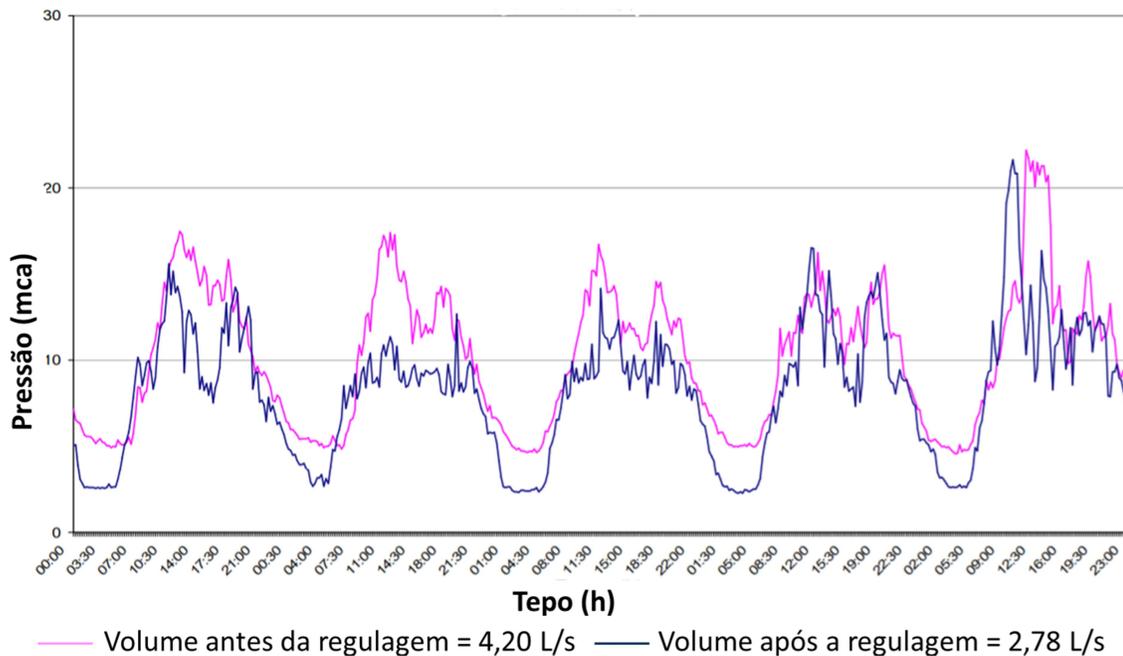
Os histogramas contidos na Figura 4 e Figura 5 exemplificam o perfil de pressão e de vazão na instalação de VRPs em um estudo de caso realizado por Sodek (2019) em Palmas e Várzea Paulista.

Figura 4 - Perfil diário de pressão na rede de abastecimento de Várzea Paulista



Fonte: Adaptado de Sodek (2019)

Figura 5 - Perfil diário de vazão na rede de abastecimento de Várzea Paulista



Fonte: Adaptado de Sodek (2019)

A instalação de uma VRP não se limita apenas à unidade da válvula, pois é necessária a instalação de equipamentos anexos, como registros, filtro e hidrômetro. Além dos equipamentos, há a necessidade da instalação ser em *bypass*, que consiste em um desvio na tubulação da rede principal para possibilitar futuras manutenções sem prejudicar o abastecimento.

Em alguns casos, é recomendado que os equipamentos sejam instalados nas duas tubulações do *bypass*, mantendo o controle da pressão ao realizar as devidas manutenções nos equipamentos.

A VRP e os equipamentos anexos são inseridos dentro de uma caixa para proteção, que segundo recomendações da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP (2018), devem conter apenas as tubulações da VRP, com berço para o apoio da VRP e do hidrômetro, um poço de esgotamento de 400 x 400 x 400 mm e dois tampões de 600 mm - quando o diâmetro da VRP for maior ou igual a 150 mm, um dos tampões deverá ter 900 mm. O dimensionamento da caixa deverá seguir o diâmetro da válvula, como apresenta a Tabela 1.

Tabela 1 - Dimensões para execução da caixa de proteção da VRP

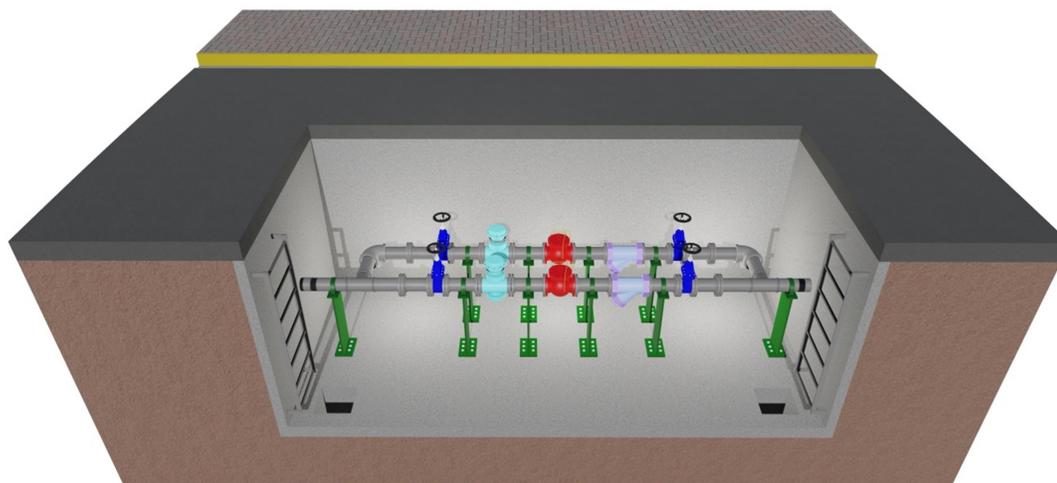
Diâmetro (mm)	Largura mínima livre (m)	Comprimento livre interno (m)	Altura mínima livre (m)
até 100	1,60	2,90	2,00
100 a 200	1,80	5,10	2,00
maior que 200	2,00	7,20	2,00

Fonte: Adaptado de SABESP (2018)

Além dos equipamentos anexos, do sistema *bypass* e da estrutura da caixa de proteção, tem as obras civis para a instalação da caixa no local, que são realizadas nas vias urbanas e que, segundo Motta (2010), é composta por:

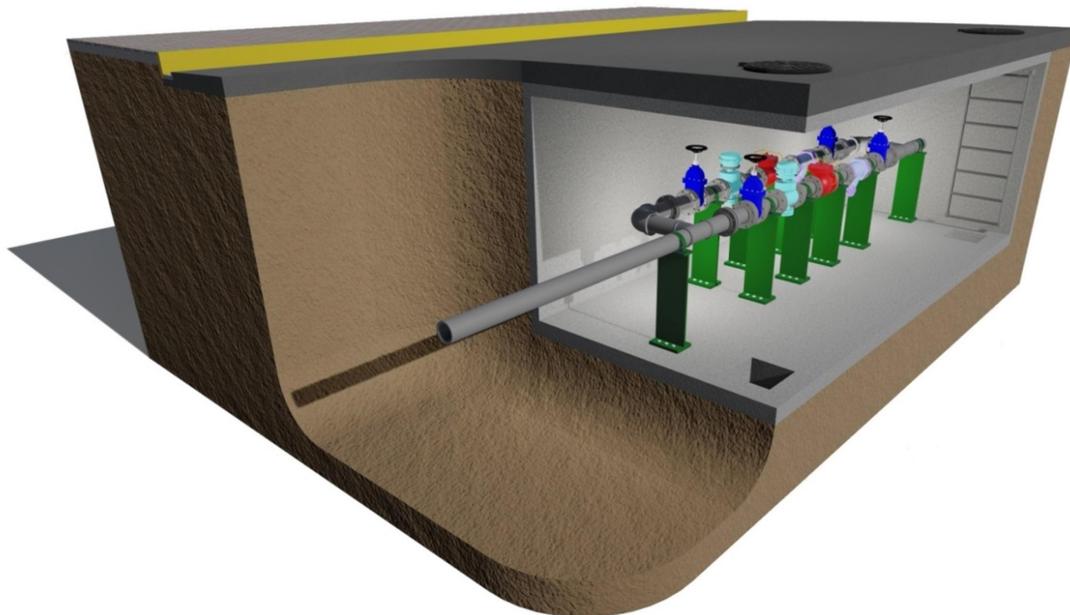
- I. Sinalização e isolamento do local da instalação;
- II. Abertura manual ou mecanizada de vala com dimensões variáveis de acordo com o diâmetro do conjunto instalado;
- III. Escoramento de vala;
- IV. Esgotamento de vala quando necessário;
- V. Reaterro e compactação;
- VI. Reposição do pavimento original existente e limpeza.

A Figura 6 e Figura 7 apresentam um esquema de como as instalações são realizadas, com a estrutura da caixa e locação padrão abaixo da pavimentação da rua.

Figura 6 - Seção esquemática do local de instalação

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 7 - Seção esquemática do local de instalação



Fonte: Elaborado pelo autor

2.3 Bombas Funcionando como Turbina

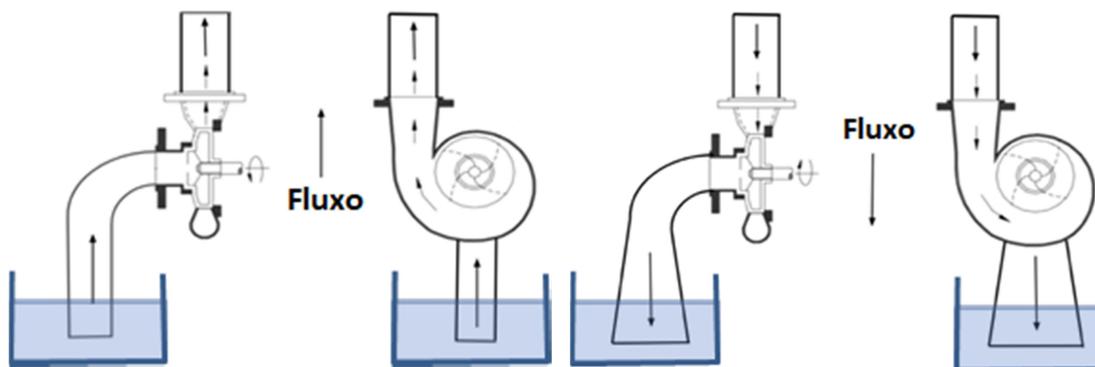
A utilização de BFTs para microgeração distribuída é uma alternativa para a redução de custos na implantação de microcentrais hidrelétricas, pois as bombas apresentam menores custos em relação às turbinas hidráulicas devido à fabricação em larga escala.

O funcionamento das BFTs consiste na instalação da bomba convencional com o fluxo invertido, permitindo com que o motor acoplado funcione como gerador através da rotação invertida do rotor (TIAGO FILHO et al., 1985).

Para aumentar a eficiência na geração energética da BFT, é recomendável instalar um tubo de sucção na jusante, de formato cônico, pois a inclinação na sua abertura resulta na recuperação de uma parcela do gradiente de velocidade da água (VIANA e NOGUEIRA, 1990).

A Figura 8 demonstra a instalação de uma BFT comparada à instalação de seu uso como bomba.

Figura 8 - Sentido do escoamento da água e da rotação em uma Bomba Funcionando como bomba e como Turbina



a) Bomba funcionando como bomba

b) Bomba funcionando como turbina

Fonte: Adaptado de Viana e Nogueira (1990)

O desenvolvimento das metodologias de Childs (1962), Sharma (1985), Schmiedl (1988), Alatorre-Frenk e Thomas (1990), Grover (1980), Lewinsky-Kesslitz (1987), Viana (1987) e Chapallaz (1992) possibilitou a escolha das bombas para aplicação como BFTs em sistemas de abastecimento de água, viabilizando a utilização das mesmas em seções críticas do sistema que necessitam de redução de cargas pontuais.

Algieri (2020) demonstra viabilidade econômica nos resultados da adoção de bombas funcionando como turbinas em pequenas centrais hidrelétricas, sendo uma solução de baixo custo e mais limpa. As BFTs utilizadas na pesquisa deste autor levaram a uma diminuição de 74% nos custos eletromecânicos, com redução de apenas 19% na energia elétrica gerada em comparação com turbinas projetadas em locais específicos. A eletricidade gerada poderia ser utilizada para satisfazer uma parcela maior da demanda elétrica proveniente de agências de irrigação coletiva e fazendas agrícolas com melhorias significativas em seu impacto econômico e ambiental.

No geral, a metodologia proposta por Algieri (2020) pode representar uma ferramenta válida de projeto para uma exploração extensiva de fontes hidrelétricas em sistemas, em um esforço para aumentar a produção de energia mais limpa e

sistemas integrados de energia, água e meio ambiente, trazendo importantes benefícios econômicos e ambientais, evitando o desperdício de energia hidráulica disponível.

Alguns estudos sobre a aplicabilidade de BFTs em sistemas de abastecimento de água foram desenvolvidos utilizando as metodologias de Chapallaz (1992) e Viana (1987). Autores recentes como Kramer (2018) utilizam também o método de conversão de Sharma (1985) com o objetivo de aumentar a eficiência energética de redes de abastecimento de água, investigando a viabilidade técnica e econômica de usinas de recuperação de energia em baixas capacidades instaladas. Para isto foi utilizado na pesquisa deste autor o uso de bombas de operação reversa em locais de baixa capacidade em sistemas de água potável.

As medições no trabalho de Kramer (2018) foram realizadas em uma BFT em testes de laboratório e de campo. Dentro dessas investigações, relações típicas de vazão-altura, curvas de eficiência, curvas de potência e características de fuga foram registradas. Além disso, o ponto ótimo de funcionamento foi determinado para converter as características da bomba em características da turbina.

Para provar a viabilidade econômica da planta de recuperação de energia projetada, o valor presente líquido também foi avaliado (KRAMER, 2018). Dados como custos de investimento, custos de manutenção e tarifas feed-in foram analisados para as conclusões sobre a rentabilidade econômica das unidades de recuperação de energia com baixas capacidades instaladas (KRAMER, 2018).

As curvas de Valor Presente Líquido obtidas como resultado no trabalho de Kramer (2018) mostraram que o período de retorno para um feed-in completo é alcançado dentro de um período de tempo onde reinvestimentos são provavelmente necessários, porém se a energia elétrica gerada contribui para o atendimento da própria demanda, os prazos de retorno caem significativamente.

Outras pesquisas baseiam-se em resultados laboratoriais para avaliar o desempenho de bombas operando no modo reverso. Como é o caso de Pugliese (2016). Neste trabalho, duas bombas centrífugas foram investigadas sendo uma bomba centrífuga horizontal de estágio único e uma bomba vertical de múltiplos estágios. Os dados experimentais foram comparados com modelos teóricos

disponíveis na literatura, com o intuito de avaliar sua confiabilidade na previsão do desempenho da BFT na falta de dados (PUGLIESE, 2016).

Existem abordagens alternativas para prever o desempenho da BFT que são baseadas no desenvolvimento de modelos de dinâmica de fluido computacional (CFD), sendo capazes de superar as dificuldades analíticas de resolver a equação decorrente do campo fluidodinâmico, como foi o caso do trabalho publicado por Du (2017), no qual uma BFT foi selecionada através da aplicação de equações empíricas baseadas em suas condições de trabalho esperadas. Depois disso, o modelo tridimensional selecionado da BFT foi construído usando o software CAD, realizando simulações CFD para determinar se a BFT é viável sob suas condições de projeto. Se o desempenho simulado do modelo selecionado não pudesse atender aos objetivos da seleção, a geometria do modelo tridimensional seria modificada.

Uma vez que o desempenho simulado do modelo se aproximou do objetivo de seleção, foi iniciada a fase de teste. Se o desempenho experimental do modelo selecionado não pudesse atender aos objetivos da seleção, a modificação da geometria e simulação seria repetida até que o desempenho da BFT satisfizesse os requisitos.

Apresentando um novo método de escolha de uma bomba funcionando como turbina, Lima (2017) demonstra uma metodologia para seleção de BFT, considerando o funcionamento dinâmico das redes de abastecimento de água e estabelecendo o melhor local para sua instalação ao mesmo tempo.

O método mostra que o período máximo de consumo é utilizado para definir o ponto ótimo de funcionamento da máquina. Apesar da queda de pressão reduzida durante este período, o alto fluxo maximiza a produção de energia e a redução de vazamentos.

Além disso, o método poderia identificar o melhor local para instalação de várias BFTs, otimizando a operação combinada, porém os resultados mostram que a adição de uma BFT nem sempre é uma boa estratégia, pois podem afetar o funcionamento das máquinas principais, diminuindo os benefícios de produção de energia e redução de vazamentos.

O ponto ótimo de funcionamento da máquina e sua localização são definidos por meio de um processo de otimização baseado em Particle Swarm Optimization (PSO). A partir desses valores, obtém-se a velocidade específica da máquina, selecionando a curva mais próxima disponível. Para fazer isso, um conjunto de curvas características completas de bombas foi utilizado (LIMA, 2017).

Foram avaliados algumas destas pesquisas, analisando a rotação da BFT utilizada, a potência gerada, o rendimento esperado do sistema, o rendimento real e as condições de pressão e vazão do sistema. Os estudos foram realizados através das pesquisas de Medeiros (2004), Vilanova (2007), Alves (2010) e Lima (2013), conforme apresenta a Tabela 2.

Tabela 2 - Condições operacionais

Fonte	n (rpm)	P (kW)	η_{max} esperado (%)	η_{max} real (%)	H (mca)	Q (m ³ /s)
Medeiros (2004)	1740	1,67	85,0	53,0	11,80	0,0273
	1800	1,70	85,0	53,0	12,00	0,0273
	1800	29,44	83,5	72,2	22,5	0,185
	1840	1,73	85,0	53,0	12,00	0,0278
	1860	1,71	85,0	53,0	11,70	0,0282
Vilanova (2007)	1750	30,00	77,7	67,8	18,00	0,256
Alves (2010)	1750	1,77*	68,0	61,0	21,16	0,0140
Lima (2013)	1750	19,94*	–	82,0	21,75	0,1140
	1750	21,26*	–	82,2	33,00	0,0800
	3500	50,21*	–	84,0	61,00	0,1000
	3500	0,44*	–	45,0	28,9	0,00343
	3500	0,46*	–	45,0	45,90	0,00229

*Valor calculado a partir dos dados fornecidos.

Fonte: Elaborado pelo autor

Das pesquisas apresentadas, nenhuma mostrou sistema de controle da pressão à jusante, assim como não houve nenhum equipamento de regulação da velocidade, que apesar de existir viabilidade técnica e econômica na implantação das BFTs para geração de energia, não apresentou viabilidade técnica para utilização como VRP, no que diz respeito ao controle da pressão.

2.3.1 Métodos de Seleção das BFTs

As pesquisas sobre bombas funcionando como turbinas tiveram início por Thoma e Kittredge (1931) em um artigo sobre a análise da operação de bombas centrífugas em condições anormais, avaliando o desempenho da máquina em diferentes situações operacionais, incluindo a sua operação reversa.

A exploração dos estudos das BFTs foi realizada por Knapp (1937), avaliando as características de velocidade do rotor, e em 1941, o autor avaliou também as características de pressão e cavitação da BFT. Em 1957, Stepanoff realiza um dos primeiros estudos sobre as características completas da BFT, iniciando as metodologias de comparação da bomba funcionando como bomba com a bomba funcionando como turbina.

A metodologia de comparação adotou a máxima eficiência da bomba para determinar as correções a serem realizadas na definição de altura e vazão do projeto, do qual também foi utilizada por Childs (1962), Sharma (1985), Schmiedl (1988), Alatorre-Frenk e Thomas (1990). Outra metodologia é aplicada para as correções de altura e vazão, adotando a velocidade específica para determinar as correções. Algumas pesquisas que utilizam esta metodologia são os de Grover (1980), Lewinsky-Kesslitz (1987), Viana (1987) e Chapallaz (1992).

Com o intuito de viabilizar o uso de BFTs como VRPs, os trabalhos de Fontana et al. (2016), Lima (2017) e Corrêa et al. (2019) apresentam sistemas de otimização do controle de pressão de BFTs através de modelagens matemáticas, avaliando a operação no comportamento dinâmico do sistema.

Os trabalhos apresentam como resultado a otimização através de válvulas com regulagem automática, utilização de BFTs com velocidade variável, utilização de BFTs em paralelo e dimensionamento adequado do diâmetro do rotor.

Esta pesquisa analisará a viabilidade técnica e econômica na instalação de BFTs contendo uma VRP proporcional.

A seleção das BFTs deve ocorrer de forma em que a geração energética apresente a maior eficiência, e como os fabricantes de bombas não disponibilizam as condições para a utilização da máquina funcionando como turbina, é necessário

estabelecer coeficientes de correção para seleção da BFT através dos dados de altura e vazão disponibilizados pelos catálogos das empresas fabricantes.

Devido à necessidade da definição dos coeficientes para selecionar a bomba mais adequada para as condições locais, diversos autores realizaram pesquisas com o intuito de validar metodologias para o cálculo de correção destes coeficientes.

As metodologias para a definição dos coeficientes de correção de cada autor citado é resultado de novos experimentos, definindo novos gráficos e fórmulas para seu comportamento.

As primeiras metodologias para definição dos fatores de correção de carga e vazão das BFTs em relação ao seu funcionamento como bomba foram realizados por Stepanoff (1957), Childs (1962), Grover (1980), Hergt (1984), Sharma (1985), Lewinsky-Kesslitz (1987), Schmiedl (1988), Aleatorre-Frenk e Thomas (1990), conforme as fórmulas apresentadas pela Tabela 3 de acordo com Williams (1994) e Viana (2012).

Das metodologias descritas na Tabela 3, apenas a de Grover tem limitação para a velocidade específica da bomba, sendo este intervalo de 10 a 50 nqt , ressaltando que a velocidade específica é calculada no sistema técnico.

As metodologias apresentadas por Viana correspondem à metodologia do próprio autor (VIANA, 1987) e a de Chapallaz (1992), observando que a metodologia de Viana é aplicada para um intervalo de velocidade específica de 40 a 200 nqA , calculada pelo sistema internacional.

Tabela 3 - Metodologias de determinação dos coeficientes de correção

Stepanoff (1957)	$\frac{Q_t}{Q_b} = \frac{1}{\sqrt{\eta_b}}$	$\frac{H_t}{H_b} = \frac{1}{\eta_b}$	(1)
Childs (1962)	$\frac{Q_t}{Q_b} = \frac{1}{\eta_b}$	$\frac{H_t}{H_b} = \frac{1}{\eta_b}$	(2)
Sharma (1985)	$\frac{Q_t}{Q_b} = \frac{1}{\eta_b^{0,8}}$	$\frac{H_t}{H_b} = \frac{1}{\eta_b^{1,2}}$	(3)
Aleatorre-Frenk e Thomas (1990)	$\frac{Q_t}{Q_b} = \frac{0,85 \cdot \eta_b^5 + 0,385}{\eta_b^{9,5} + 0,205}$	$\frac{H_t}{H_b} = \frac{1}{0,85 \cdot \eta_b^5 + 0,385}$	(4)
Schmiedl (1988)	$\frac{Q_t}{Q_b} = -1,4 + \frac{2,5}{\eta_{hb}}$	$\frac{H_t}{H_b} = -1,5 + \frac{2,4}{\eta_{hb}^2}$	(5)
	$\eta_{hb} = \sqrt{\eta_b^{0,5} \cdot \eta_t^{0,5}}$		(6)
Grover (1980)	$\frac{Q_t}{Q_b} = 2,379 - 0,0264 \cdot n_{qt}$	$\frac{H_t}{H_b} = 2,693 - 0,0229 \cdot n_{qt}$	(7)
	$n_{qt} = \frac{n \cdot \sqrt{Q_t}}{(H_t)^{0,75}}$		(8)
Hergt (1984) e Lewinsky-Kesslitz (1987)	$\frac{Q_t}{Q_b} = 1,3 - \frac{1,6}{n_{qt} - 5}$	$\frac{H_t}{H_b} = 1,3 - \frac{6}{n_{qt} - 3}$	(9)

Fonte: Adaptado de Williams (1994)

Onde: Q_t = vazão da BFT (m^3/s); Q_b = vazão da bomba (m^3/s); H_t = altura da BFT (mca); H_b = altura da bomba (mca); η_b = rendimento máximo da bomba (adimensional); η_t = rendimento máximo da BFT (adimensional); η_{hb} = rendimento hidráulico máximo da bomba (adimensional); n_{qt} = velocidade específica no sistema técnico (adimensional); n = rotação nominal da bomba (rps).

Metodologias mais atuais apresentam análise de outras características das bombas e aplicação de ferramentas computacionais para a definição dos fatores de correção e do cálculo de eficiência das BFTs.

Huang et al. (2017) propuseram uma nova abordagem, na qual foi estabelecida de acordo com o princípio de correspondência entre o rotor e a voluta dos equipamentos, através das formas equivalentes da equação de Euler, utilizando relações do coeficiente de pressão aplicado a um rotor com número finito e pás e voluta, além de relações de velocidade na entrada e na saída do rotor.

O método foi validado por resultados experimentais de três tipos de bombas centrífugas operando com diferentes valores de velocidades específicas, os modos de bomba e turbina produziram resultados mais precisos de altura em comparação com outros métodos utilizados.

O modelo proposto foi comparado pelo autor a outros estudos na área como o Stepanoff (1957), Childs (1962), Sharma (1985) e Schmiedl (1988), para analisar os desvios obtidos nos valores de velocidades específicas em relação aos trabalhos publicados na área.

Com isso foi analisado que o método consistiu em fornecer previsões com erro de 10% para os três tipos de bombas ensaiadas. No caso de bombas com velocidade específica mais baixa, as previsões de Sharma (1985) e Stepanoff (1957) aplicadas ao modelo apresentaram um desvio menor que 10%, enquanto que o modelo proposto por Schmiedl (1988) obteve um desvio menor que 10% para as bombas nas velocidades específicas médias e mais altas. O modelo proposto por Childs (1962) apresentou erros de mais de 10% para três tipos de bombas.

Frosina et al. (2017) elaborou um novo modelo de previsão de características de BFT, sendo utilizado como metodologia uma modelagem através de resultados de simulações realizadas com software comercial de Dinâmica de Fluidos Computacional (CFD) tridimensional PumpLinx.

Os resultados do modelo foram validados primeiro no modo de bombeamento, usando dados fornecidos pelos fabricantes de bombas. Em seguida,

foram realizadas simulações para obter os dados necessários para avaliar as características inversas.

Para isto, três bombas centrífugas com velocidades específicas diferentes foram analisadas. Usando os resultados do modelo, a característica inversa e o melhor ponto de eficiência foram avaliados em uma bancada de testes reproduzindo uma rede hidráulica.

Por fim, os resultados da metodologia proposta foram comparados com os métodos de predição disponíveis na literatura, aplicados ao ensaio elaborado pela autora para apenas uma das bombas. Para tanto, os métodos desenvolvidos por Stepanoff (1957), Sharma (1985), Childs (1962), Grover (1980), Hergt (1984), Schmiedl (1988) e Aleatorre-Frenk (1994) foram estudados.

As vazões calculadas pelos métodos de Sharma (1985) e de Hergt (1984) e Schmiedl (1988) foram muito próximas às da metodologia proposta de CFD. Os métodos de Grover (1980) e Alatorre-Frenk (1994) superestimam este valor, enquanto que os valores encontrados para Stepanoff (1957) e Childs (1962) subestimaram o valor em uma margem de 10% a 15%.

A pesquisa elaborada por Shi et al. (2017) propõe um critério novo de seleção, tendo como intuito de gerar uma nova relação de conversão de bombas centrífugas em turbinas hidráulicas.

Com isso, o autor realizou deduções da equação de Euler tanto para bomba em seu funcionamento regular como para o fluxo reverso, considerando os diferentes fatores de amplificação. Para validar o método proposto, foi realizado um experimento com três bombas centrífugas como modelos experimentais, atuando como bombas e em sentido reverso.

Em seguida, foi analisado o método proposto com os modelos de Childs (1962), Stepanoff (1957), Sharma (1985), Alatorre-Frenk (1994), Schmiedl (1988) e Hergt (1984), ambos aplicados aos dados obtidos pelo experimento.

Para todas as velocidades específicas analisadas, o modelo apresentou um desvio menor que 5%, enquanto que para valores menores de velocidade específica, os modelos de Alatorre-Frenk, Stepanoff e Sharma apresentaram

desvios entre 5 a 10%. Os outros métodos apresentaram desvios maiores que 10%. Para valores intermediários de velocidade específica, Childs e Stepanoff apresentaram desvio de até 5%, enquanto que os demais métodos encontraram desvios acima de 10%. Para valores mais altos de velocidade específica, a variação dos modelos investigados apresentaram desvios maiores que 10%.

Lin et al. (2020), propôs seu modelo utilizando como base o modelo desenvolvido por Huang et al. (2017). Primeiramente, as equações características da voluta e do rotor no modo turbina foram derivadas, e o método da correspondência entre rotor-voluta (IVM) foi proposto com base na teoria do vórtice livre e da equação de Euler.

A validação foi verificada por meio da comparação com os resultados dos cálculos obtidos, com base em quatro bombas centrífugas validadas com velocidades específicas de 58,7 a 129,6, primeiramente para funcionamento regular e depois para o modo da BFT. As características de escoamento e perda hidráulica dos componentes principais em diferentes velocidades de rotação foram analisadas através do método numérico.

A análise do modelo foi realizada através da comparação com os métodos de predição disponíveis na literatura aplicados aos dados obtidos pelo experimento realizado pelo autor. Com isso, foi comparado com os métodos de Stepanoff (1957), Childs (1962), Sharma (1985), Schmiedl (1988), Alatorre-Frenk (1994) e Huang (2017).

Em comparação com o resultado do método de Huang et al. (2017), os coeficientes de fluxo e carga das BFTs previstas pelo método IVM estavam mais próximos dos resultados do teste. O erro da altura e do fator de conversão de vazão do método IVM foi inferior a 5%, o que é menor em relação ao método de Huang et al. (2017).

Comparado com outros métodos, o método IVM proposto neste trabalho teve maior precisão na predição dos fatores de conversão e os desvios relativos dos coeficientes de correção de vazão e altura são 4,02% e 4,62%, respectivamente. O método de Sharma (1985) previu a vazão efetivamente com um desvio relativo de 2,87%, mas para a altura o desvio relativo foi de 18,2%. O método de Stepanoff

(1957) e Alatorre-Frenk (1994) produziram erros relativos de mais de 10% na previsão de desempenho da BFT, porém menores do que os desvios encontrados por Schmiedl (1988).

2.3.1.1 Método de Viana (1987)

Propõe-se neste método a escolha por velocidades específicas maiores, pois o custo do grupo gerador tende a reduzir com o aumento da rotação. O método consiste na definição da velocidade específica da bomba no sistema internacional, conforme apresenta a Equação (11). Através da velocidade específica, realiza-se a consulta no gráfico apresentado pela Figura 9, obtendo os coeficientes de correção de altura (K_a) e de vazão (K_q), e através da Equação (10) calcula-se a altura e vazão de projeto para a BFT.

Este método é aplicado para velocidades específicas no intervalo de $40 < n_{qA} < 200$, e sua análise deve partir da bomba de maior rotação, e caso a velocidade específica não se enquadre neste intervalo, recomenda-se o uso de bombas de menor rotação.

$$K_q = \frac{Q_b}{Q_t} \qquad K_a = \frac{H_b}{H_t} \qquad (10)$$

$$n_{qA} = \frac{10^3 \cdot n \cdot \sqrt{Q_t}}{(H_t \cdot g)^{0,75}} \qquad (11)$$

Onde: K_q = coeficiente de correção de vazão (adimensional); Q_t = vazão da BFT (m^3/s); Q_b = vazão da bomba (m^3/s); K_a = coeficiente de correção de altura (adimensional); H_t = altura da BFT (mca); H_b = altura da bomba (mca); n_{qA} = velocidade específica – sistema internacional (adimensional); n = rotação nominal da bomba (rps); g = aceleração da gravidade (m/s^2).

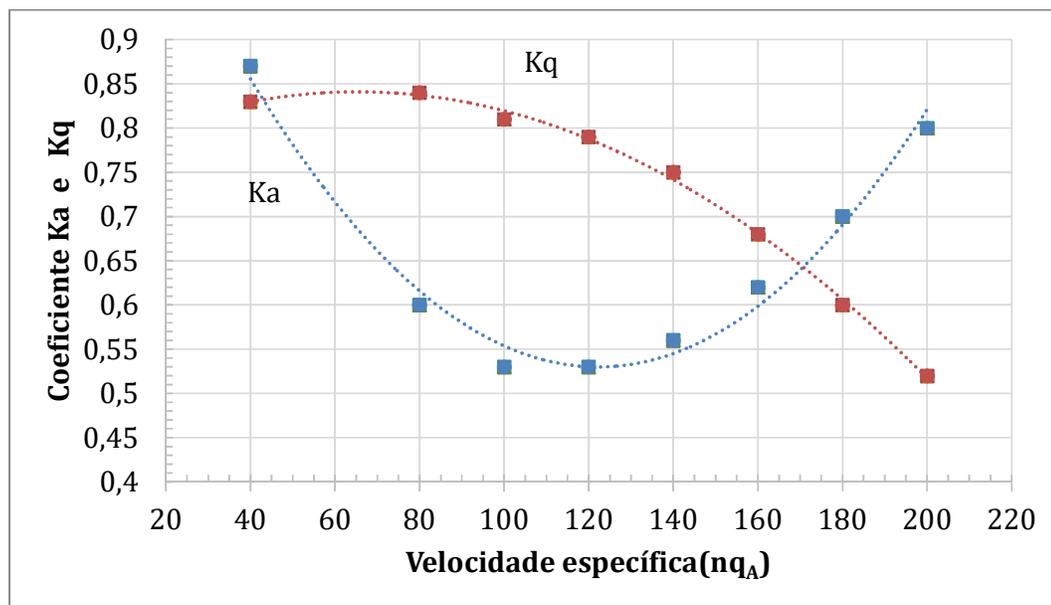
Devido às bombas não operarem nas rotações de 1.800 rpm e 3.600 rpm pelo fator de escorregamento do motor, é necessário corrigir a altura e vazão para a

rotação nominal da bomba através das fórmulas de afinidade, descritas na Equação (12), segundo Viana (2012).

$$Q_{bc} = \frac{n_b}{n_t} \cdot Q_b \qquad H_{bc} = \left(\frac{n_b}{n_t}\right)^2 \cdot H_b \qquad (12)$$

Onde: Q_{bc} = vazão da bomba corrigida (m^3/s); Q_b = vazão da bomba (m^3/s); H_{bc} = altura da bomba corrigida (mca); H_b = altura da bomba (mca); n_b = rotação nominal da bomba – catálogo do fabricante (rps); n_t = rotação da BFT – 3.600 ou 1.800 rpm (rpm).

Figura 9 - Coeficientes de vazão e altura em função da rotação específica para BFTs



Fonte: Adaptado de Viana e Nogueira (1990)

Para evitar efeitos de cavitação, é necessário estimar a altura geométrica de sucção, que representa a distância do centro do eixo da BFT até o nível de jusante. Para isso, o coeficiente de cavitação de Thoma considerado da pesquisa de Viana (1987) é o proposto para uma turbina Francis lenta por Souza (1992, apud VIANA, 2012) através das Equações (13) e (14).

$$H_s = 10 - 0,00122 \cdot A - \sigma \cdot H_t \qquad (13)$$

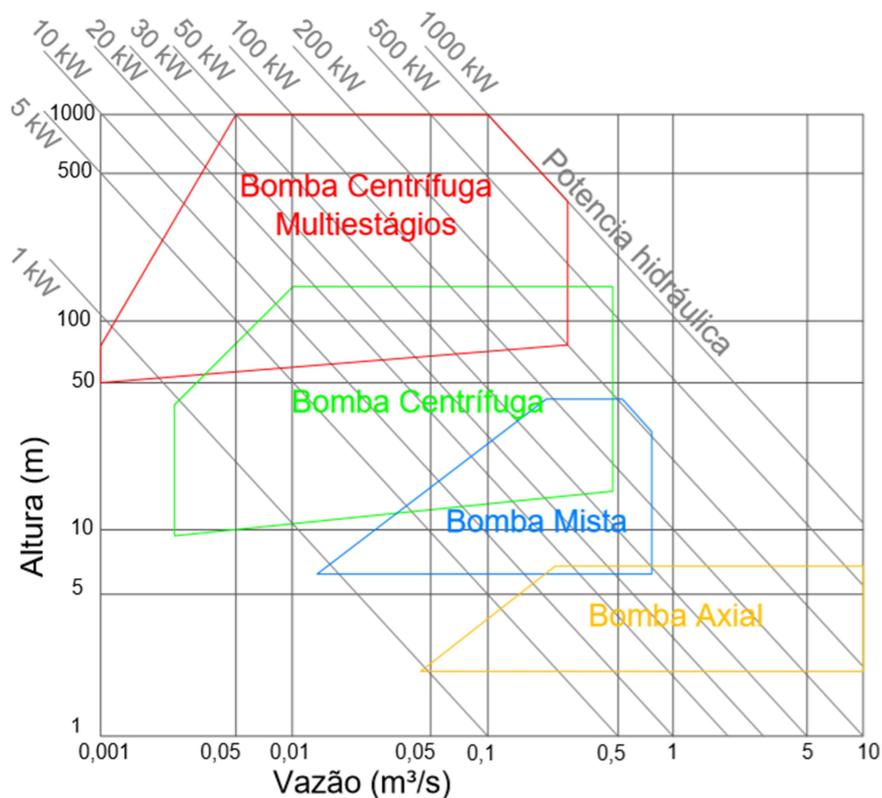
$$\sigma = 0,025 \cdot (1 + 10^{-4} \cdot n_{qA}^2) \quad (14)$$

Onde: H_s [m] = altura geométrica de sucção; A [m] = altitude local do nível jusante; σ = Coeficiente de Thoma; H_t [m] = altura de queda líquida da BFT; n_{qA} = velocidade específica (adimensional).

2.3.1.2 Método de Chapallaz (1992)

Este método é semelhante ao método de Viana (1987), pois realiza as correções através de coeficientes tabelados definidos por ensaios em laboratório. Inicialmente, define-se a tipologia da bomba através dos dados de altura e vazão, conforme mostra o gráfico na Figura 10.

Figura 10 - Pré-seleção de tipologias de BFTs



Fonte: Adaptado de Chapallaz et al. (1992)

Após a seleção da tipologia, calcula-se a velocidade específica da BFT através da Equação (8), e através da Equação (15) calcula-se a rotação específica

da bomba, adotando preferencialmente o valor de 1.800 rpm para a rotação da BFT. Estima-se também a vazão para uma pré-seleção através da Equação (16).

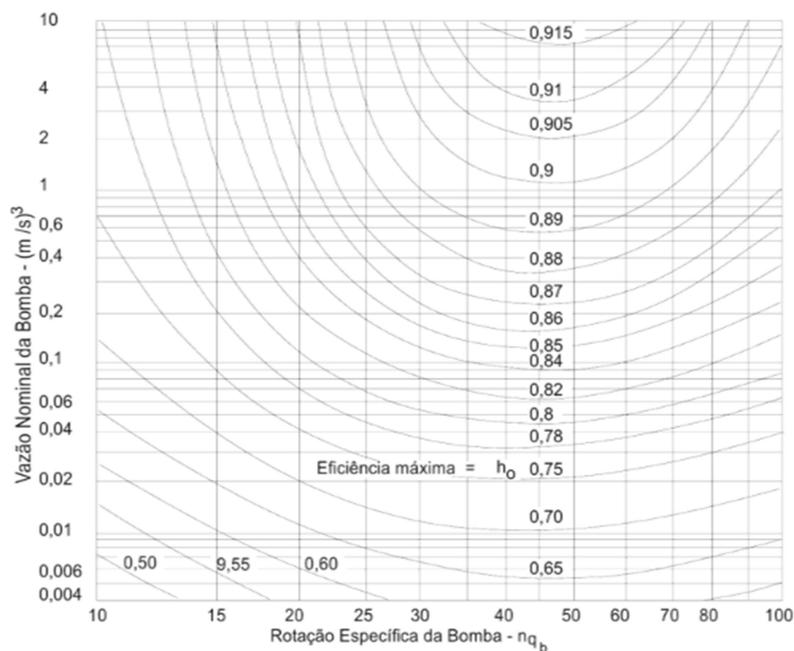
$$n_{qb} = \frac{n_{qt}}{0,89} \quad (15)$$

$$Q_{nb} = \frac{Q_t}{1,3} \quad (16)$$

Onde: n_{qb} = velocidade específica da bomba – sistema técnico (adimensional); n_{qt} = velocidade específica da BFT – sistema técnico (adimensional); Q_{nb} = vazão nominal estimada da bomba (m³/s); Q_t = vazão da BFT (m³/s).

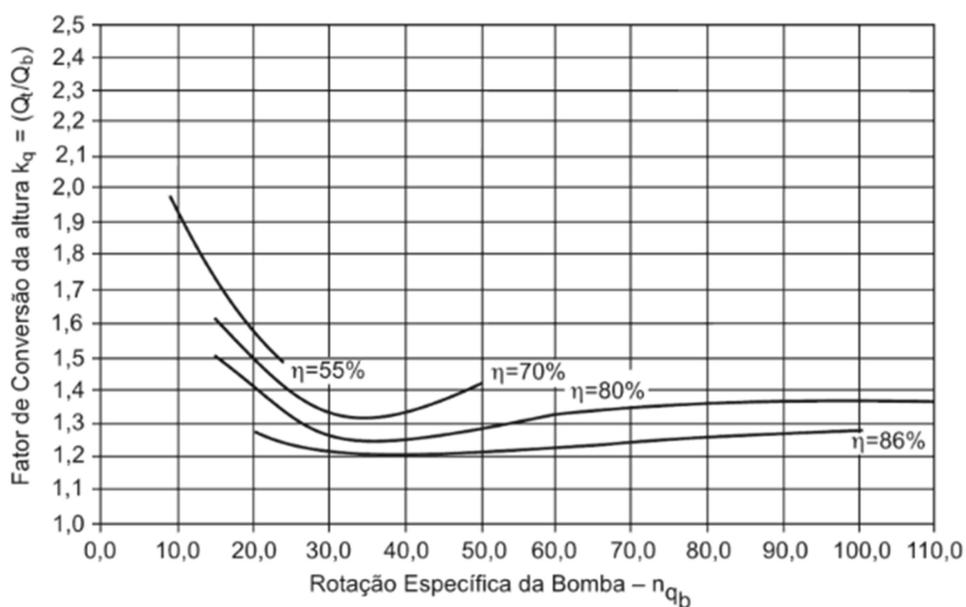
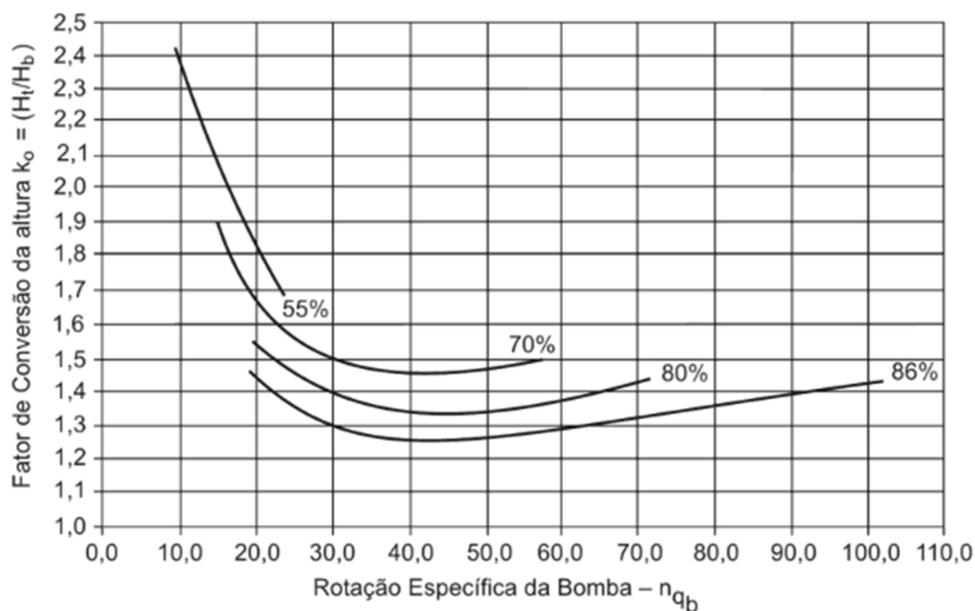
Com a velocidade específica e a estimativa da vazão nominal da bomba, encontra-se o rendimento pelo gráfico na Figura 11, aplicando este rendimento para a análise dos gráficos na Figura 12 através de interpolação dos dados. Com a definição dos coeficientes de correção na Figura 12, obtêm-se a partir da Equação (17) as novas alturas e vazões de projeto da BFT.

Figura 11 - Rendimento de BFTs



Fonte: Viana apud Chapallaz (2012)

Figura 12 - Coeficientes de correção de altura e vazão para BFT



Fonte: Viana apud Chapallaz (2012)

$$K_q = \frac{Q_t}{Q_b} \qquad K_a = \frac{H_t}{H_b} \qquad (17)$$

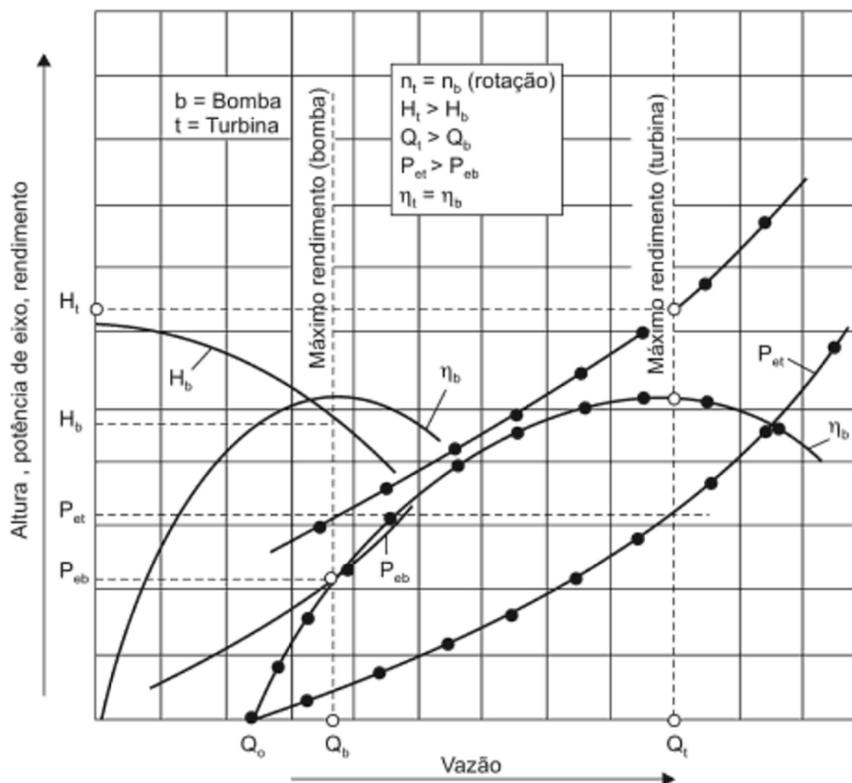
Onde: K_q = coeficiente de correção de vazão (adimensional); Q_t = vazão da BFT (m^3/s); Q_b = vazão da bomba (m^3/s); K_a = coeficiente de correção de altura (adimensional); H_t = altura da BFT (mca); H_b = altura da bomba (mca).

Vale ressaltar que no método de Chapallaz (1992) os coeficientes de correção são inversos em relação ao método de Viana (1987), tendo como divisor os dados da bomba funcionando como bomba. Para o método de Chapallaz, também é necessário realizar as correções pela fórmula de afinidade apresentada pela Equação (12).

2.3.2 Modificações para aplicação prática das BFTs

Devido aos aspectos construtivos das bombas funcionando como turbina e visando compensar as perdas internas ocorridas pela inversão de fluxo no sistema, é necessário que a altura e a vazão da BFT sejam maiores que da bomba funcionando como bomba para uma mesma rotação, a fim de se obter o mesmo rendimento em ambas as aplicações (VIANA, 1987). Isso resulta em maior potência de eixo para funcionamento como turbina. A Figura 13 apresenta uma comparação entre as curvas da bomba como bomba e como turbina.

Figura 13 - Condições de altura, potência de eixo e rendimento de BFTs



Fonte: Viana (2012)

Considerando-se as condições descritas acima, é necessário verificar itens como o aumento de pressão na carcaça, a rotação de disparo e aumento da tensão no eixo da bomba, a fim de se manter a integridade da estrutura durante seu funcionamento como turbina. Para isso, Viana (2012) estabelece fórmulas de proporcionalidade entre estas condições, conforme apresentam as Equações (18), (19) e (20).

$$P_{máx t} \leq 1,5.P_{máx b} \quad (18)$$

$$n_{dt} \leq 1,53.n_{nb} \quad (19)$$

$$\tau_{máx e} = 0,81.\frac{P_e}{n.D_e^3} \quad (20)$$

Onde: $P_{máx t}$ [N/m²] = pressão máxima admissível na BFT; $P_{máx b}$ [N/m²] = pressão máxima da bomba; n_{dt} [rpm] = rotação de disparo da BFT; n_{nb} [rpm] = rotação nominal da bomba; $\tau_{máx e}$ [N/m²] = tensão máxima aplicada no eixo; P_e [W] = potência de eixo da BFT; n [rpm] = rotação da BFT; D_e [m] = diâmetro do eixo da BFT.

Visando obter um maior desempenho no funcionamento como turbina, deve-se substituir o tubo de sucção cilíndrico da bomba, por um tubo tronco-cônico. Essa troca permite um maior aproveitamento da energia cinética do fluido que deixa o rotor, além de permitir uma saída uniforme do escoamento que chega a jusante, evitando assim os efeitos de cavitação (VIANA, 2012).

O comportamento do rotor de uma bomba funcionando como turbina é semelhante ao da turbina Francis lenta (VIANA e NOGUEIRA, 1990), dessa forma, os cálculos de diâmetro e velocidade de saída do tubo de sucção são realizados através das Equações (21) e (22) apresentados por Macintyre (1983) para turbinas Francis normais e lentas, recomendando que a velocidade de saída seja metade da velocidade de entrada.

$$D_{ts} = \sqrt{4 \cdot Q / \pi \cdot v} \quad (21)$$

$$v_4 = \sqrt{2 \cdot g \cdot \left(0,008 + \frac{0,04}{H_L}\right) \cdot H_L} \quad (22)$$

Onde: D_{ts} [m] = diâmetro do tubo de sucção da seção analisada; Q [m³/s] = vazão da BFT; v [m/s] = velocidade de escoamento na seção analisada; v_4 [m/s] = velocidade de saída do tubo de sucção; g [m/s²] = aceleração da gravidade; H_L [m] = altura de queda líquida.

Um dimensionamento econômico do tubo de sucção de uma BFT é proposto por Chapallaz (1992 apud VIANA; 2012, p. 97), através das relações apresentadas pelas Equações (23) e (24).

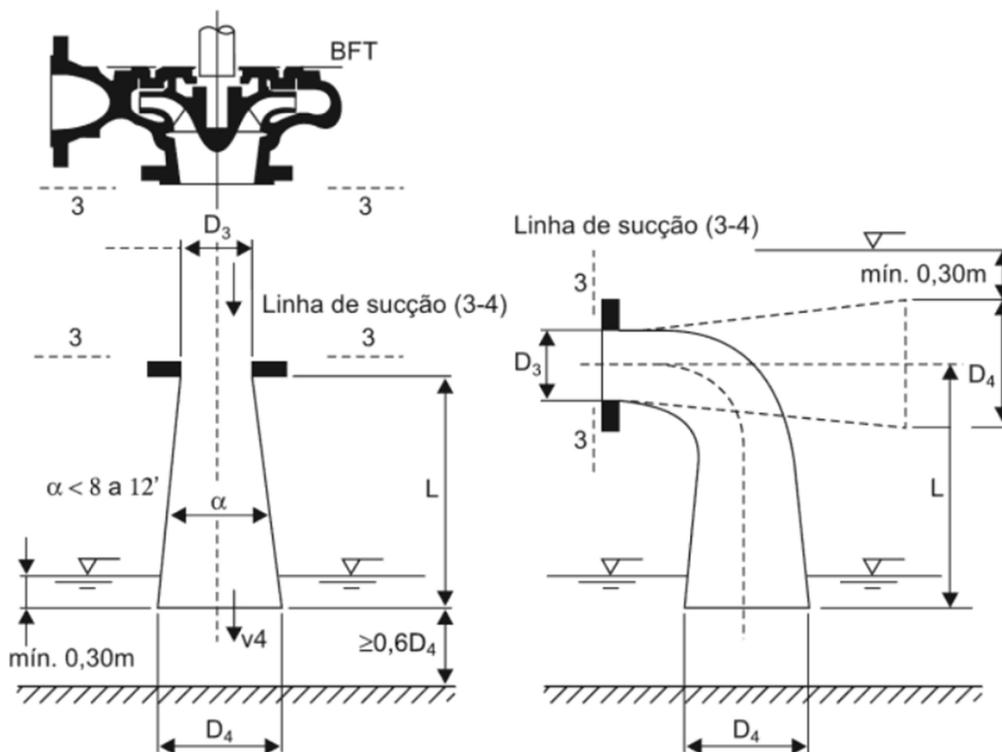
$$v_{4a} = \sqrt{2 \cdot g \cdot 0,05 \cdot H_t} \quad (23)$$

$$v_{4b} = \sqrt{2 \cdot g \cdot f_q \cdot H_t} \quad (24)$$

Onde: v_{4a} [m/s] = velocidade de saída do tubo de sucção para altas quedas ($n_{qt} < 20$); v_{4b} [m/s] = velocidade de saída do tubo de sucção para baixas quedas ($n_{qt} > 20$); g [m/s²] = aceleração da gravidade; f_q [adimensional] = fator de queda, variando de 0,01 a 0,03; H_t [m] = altura de queda líquida da BFT.

A Figura 14 demonstra o esquema de dimensionamento de um tubo de sucção para BFT proposto por Chapallaz (1992).

Figura 14 - Dimensionamento do tubo de sucção de BFTs proposto por Chapallaz



Fonte: Chapallaz apud Viana (2012).

Para o dimensionamento do tubo de sucção e da proporção entre a área de entrada e saída, Chapallaz (1992) propõe as Equações (25), (26), (27) e (28) apresentadas abaixo.

$$L \leq 9 \cdot D_3 \quad (25)$$

$$A_4/A_3 \leq 4 \quad (26)$$

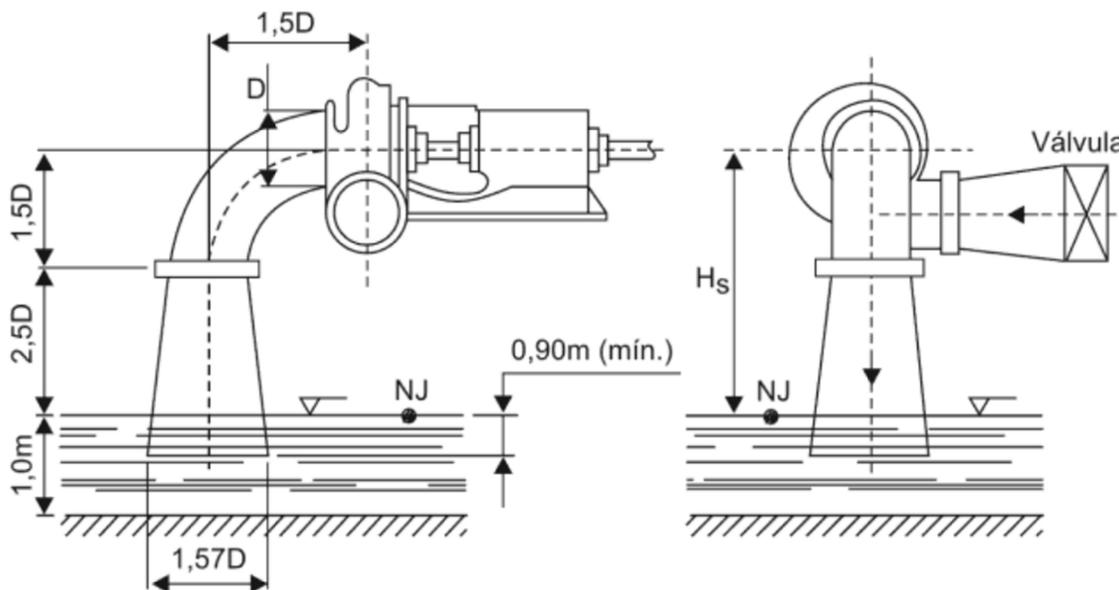
$$F_{\min} \geq 0,6 \cdot D_4 \quad (27)$$

$$S_{\min} \geq 0,3m \quad (28)$$

Onde: L [m] = Comprimento do tubo de sucção; D_3 [m] = Diâmetro de entrada do tubo de sucção; D_4 [m] = Diâmetro de saída do tubo de sucção; A_4 [m²] = Área de saída do tubo de sucção; A_3 [m²] = Área de entrada do tubo de sucção; F_{\min} [m] = Distância entre a saída do tubo de sucção e o fundo do canal; S_{\min} [m] = Afogamento mínimo do tubo de sucção.

Paralelamente ao método de dimensionamento apresentado por Chapallaz (1992 apud VIANA; 2012, p. 97), Viana (2012) propõe as relações geométricas do tubo de sucção conforme apresenta a Figura 15.

Figura 15 - Dimensionamento do tubo de sucção de BFTs proposto por Viana



Fonte: Viana (2012)

Outras propostas de melhorias são apresentadas para um maior rendimento das BFTs, como o abaulamento das pás a fim de minimizar os efeitos de choque nas mesmas devido à inversão de fluxo (CHAPALLAZ, 1992) e o acabamento na lingueta da carcaça, visto que essa é a menor distância entre o rotor e a carcaça (VIANA, 2012).

3. GERAÇÃO ENERGÉTICA E COMPENSAÇÃO FINANCEIRA

O marco regulatório do atual modelo de comercialização de energia elétrica foi instituído através da Lei Federal nº 10.848/2004, atribuindo diretrizes de custos de compra e venda e a fiscalização dos contratos do setor elétrico à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), podendo ser em Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR é referente à comercialização através de processo de licitação entre Agentes Vendedores e Agentes de Distribuição e com valores regulados pela ANEEL, enquanto que o ACL se caracteriza por contratos bilaterais livremente negociados.

O modelo de mercado livre para o setor energético brasileiro regulamentado em 2004 apresentou impactos relevantes no planejamento energético desde sua implementação, atingindo 24% da potência instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2015 e aumentando para 30% em 2018 (CCEE, 2018).

Os consumidores do mercado livre são caracterizados por Consumidor Livre e Consumidor Especial. O Consumidor Livre se define pela demanda maior e igual a 2 MW, sendo esta regra alterada recentemente pela Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 514/2018, reduzindo o limite de demanda de 3 MW - em junho de 2019 - para 2 MW, a partir de janeiro de 2020.

Para o Consumidor Especial, a demanda mínima é de 500 KW, podendo ser distribuída por comunhão de carga, realizada por diferentes consumidores com o mesmo CNPJ, com o mesmo titular ou localizados em área contígua, conforme a REN nº 247/2006.

O Consumidor Especial é limitado à contratação de energia apenas de fontes especiais, sendo estas as usinas eólicas, solares, a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou hidráulicas com potência menor que 1 MW.

Em 2018, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica apresentou uma relação de 84% de seus agentes como Consumidor Especial (CCEE, 2018), ressaltando a importância do consumidor de menor demanda dentro do contexto geral do planejamento energético nacional.

3.1 Geração Distribuída

O Decreto nº 5.163/2004 define a geração distribuída a agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados ao SIN, com exceção de empreendimentos hidrelétricos de capacidade maior que 30 MW e termelétricos com eficiência menor que 75%, porém sua definição genérica pode ser dada através da geração próxima ao local de consumo.

Os avanços das tecnologias de micro e minigeração de energias sustentáveis necessitaram de regulamentações para escalas de geração menores, buscando viabilidade técnica e econômica para pequenos geradores. Esta regulamentação foi realizada através da REN nº 482/2012 e revisada pela REN nº 687/2015 e a REN nº 786/2017, estabelecendo o sistema de compensação da geração de energia elétrica.

Dentre os modelos de compensação mais aplicados para a geração, podem-se destacar os modelos *Dual Metering*, *Net Metering*, *Feed-in Tariffs* e *Buydown*.

Para o modelo *Dual Metering*, as concessionárias de energia são responsáveis por leis a arcarem com as compras de energias excedentes que fossem produzidas por energias renováveis, especificamente no caso dos valores da energia produzida ser menor que os custos evitados – conhecido pelo termo em inglês *Avoided costs* – pela concessionária (RODRIGUEZ, 2002). Entendem-se como custo evitado, as despesas pelas eletricidades que seriam arcadas pelas concessionárias, sendo ele determinado por cada órgão responsável em cada Estado em particular. Países como os Estados Unidos utilizam este programa de compensação energética como sendo o principal mecanismo de apoio.

O modelo *Net Metering* funciona como um sistema de créditos energéticos, sendo gerido por cada Estado responsável. Ela atua diretamente na análise do consumo próprio de cada unidade produtora. Esta unidade, contudo, tem que ter fonte energética por modelos renováveis ou de cogeração (GONÇALVES, 2018). A quantidade de energia produzida a mais do consumo próprio irá para rede consumidora da geração distribuída, sendo gerado um crédito ao produtor a ser consumido até um período específico. Para o caso da unidade que produzir a quantidade maior ou igual à quantia que for consumida será cobrado um valor de cota fixada por cada órgão regulamentador. Este modelo é aferido através de um

sistema de medição que utiliza um medidor bidirecional, simplificando as análises e os custos atrelados a esta área.

O modelo *Feed-in Tariffs* consiste em um apoio financeiro a produção energética sustentável, muito utilizada na Europa (RIBEIRO, 2012). As concessionárias de energia seriam obrigadas por leis, a arcarem com as compras de energia excedentes que fossem produzidas por energia renováveis, e que contivessem geradores distribuídos. Esta tarifação é conhecida por *buy-back rates* e este valor é acima do preço de mercado (RODRIGUEZ, 2002). Este valor acima do mercado seria repartido aos consumidores em suas respectivas contas de energia elétrica. A implementação deste mecanismo poderá ser realizada pelos governos de cada Estado ou até mesmo pelas distribuidoras de energia local.

O modelo *Buydown* é utilizado comumente no Japão e no Estado da Califórnia. O *Buydown* é um programa de compensação que visa primariamente os investimentos em tecnologias que propiciem um baixo custo de produção energética das unidades que produzem a partir de energias renováveis (RODRIGUEZ, 2002). Ele é gerado através de um fundo regido pelo governo com um prazo pré-estabelecido, visando os subsídios em custo de obtenção de novas tecnologias aos produtores.

3.2 Bandeiras Tarifárias

A Matriz energética brasileira dispõe de uma alta variabilidade de fontes, tendo 83% provenientes de fontes renováveis, ainda que se predomine em maior porcentagem a geração de energia por origem hídrica, abrangendo 63,8% nos dias atuais (EPE, 2020). Devido a esta peculiaridade, o sistema brasileiro de geração de energia encontra entraves devido a dependências climáticas para a obtenção de sua eficiência plena.

Nos últimos anos, contudo, o país tem passado por temporadas com escassez de chuvas gerando prolongados períodos de estiagem, afetando os níveis dos reservatórios brasileiros (BOFF, 2019). Sob o ponto de vista do mercado de energia, a metodologia empregada para remuneração de custos responsáveis pela

geração, distribuição e transmissão se mostra complexa, envolvendo diversos parâmetros dentre os quais se acrescentam a análise de perdas de energia, impostos, tributos e encargos (BRUNO, 2019).

A ANEEL instituiu de forma oficial, em janeiro de 2015 as bandeiras tarifárias para o Sistema Interligado Nacional brasileiro, buscando-se repassar ao consumidor da energia elétrica pertencente ao sistema, um incentivo que reflita os custos atuais da geração de energia, através de um sinal econômico de curto prazo (LACCHINI et al., 2017). A justificativa se deu através da tentativa de tangenciar dificuldades acarretadas por este problema.

Conforme exposto na sua implementação, tornou-se a ANEEL o órgão responsável pela análise de forma mensal da alteração ou manutenção das bandeiras tarifárias. Devido à condição de geração de energia elétrica e a necessidade de adequação energética, houve a elaboração da REN nº 547/2013, instituindo os procedimentos comerciais das bandeiras tarifárias para todos consumidores participantes do Sistema Interligado Nacional - SIN (ANEEL, 2014).

A partir da data do dia 5 de maio de 2015 o despacho nº 1.365/2015 feito pela ANEEL incluiu os consumidores da Amazonas Energia, restando apenas o Estado de Roraima para inserção ao SIN, e conseqüentemente não fazendo parte da aplicação das bandeiras tarifárias (ANEEL, 2015b).

Está em vigor o sistema de bandeiras tarifárias de cinco divisões representadas por cores e patamares que o distinguem entre si. Para o nível no qual dispõe de condições favoráveis de geração de energia, fora estipulado a Bandeira Verde, dentre o qual a tarifa não sofre nenhum acréscimo. Para a situação de condições de geração menos favoráveis, será adotado a Bandeira amarela, onde a tarifa sofre acréscimo para cada quilowatt-hora consumido. Em situação na qual as condições energéticas tornam-se custosas de geração, será adotada a Bandeira vermelha – Patamar 1, na qual a tarifa sofre acréscimo maior em relação a Bandeira amarela para cada quilowatt-hora consumido. No caso da Bandeira vermelha – Patamar 2, sob o qual ocorre condições ainda mais custosas de geração, com a tarifa sofrendo acréscimo maior em relação a Bandeira vermelha – Patamar 1 para cada quilowatt-hora consumido, e por último a Bandeira Escassez Hídrica, do qual

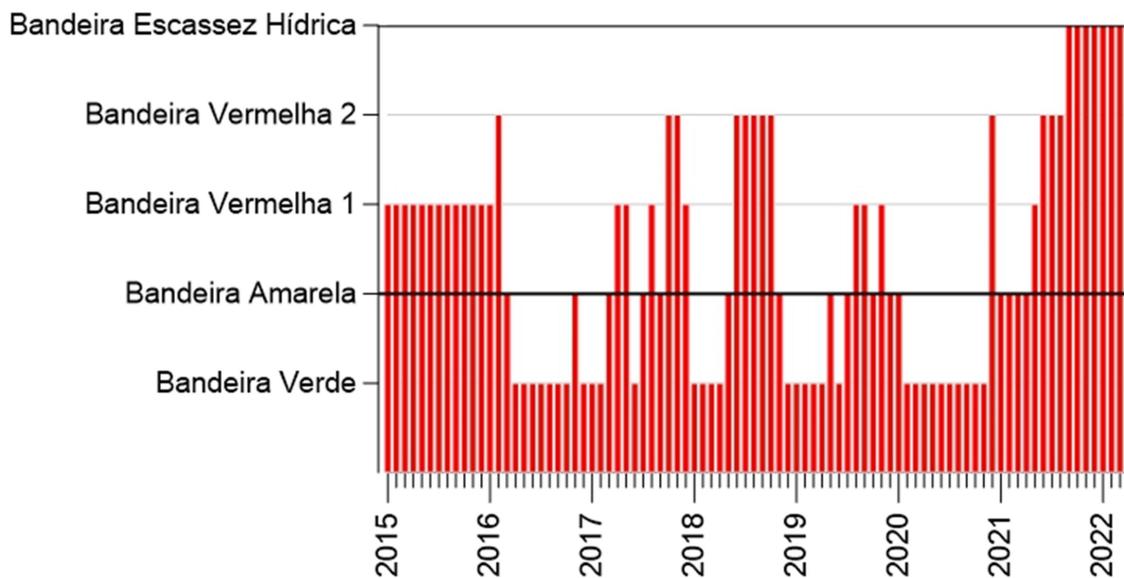
representa condições extremas no cenário de geração energética nacional, sendo a bandeira de maior custo (ANEEL, 2013).

A ANEEL elaborou uma metodologia anual para a alteração do valor referente a cobrança de cada bandeira. A análise e posteriormente a revisão dos valores das taxas das bandeiras tarifárias são alteradas todo ano no mês de abril, quando se encerra o período úmido no Brasil. A escolha deste período é devido aos relatórios de riscos hidrológicos apresentados pelas usinas hidrelétricas (ABREU, 2018). Também fazem parte da estimativa tarifária relatórios produzidos a respeito da geração por termelétricas, encargos setoriais e precificação do mercado energético vigente.

Ainda segundo normativas da ANEEL (2015b), foi estipulado especificamente que o reajuste da tarifa consiste na análise mensal, observando a alteração dos custos variáveis de acordo com os seguintes parâmetros:

- Custo dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR-D);
- Resultado no Mercado de Curto Prazo (MCP);
- Planejamento das bandeiras tarifárias visa tanger os custos variáveis relativos aos seguintes custos;
- Risco Hidrológico das usinas contratadas em regime de Cotas;
- Risco Hidrológico da UHE Itaipu Binacional;
- Encargo de Serviços do Sistema relativo ao despacho de usinas fora da ordem de mérito e com custo Variável Unitário (CVU) acima do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) máximo.

Para as projeções dos cenários, é necessário uma análise histórica da classificação das bandeiras tarifárias ao longo do tempo, calculando-se a média das bandeiras das tarifas desde a implantação do sistema de bandeiras, em 2015, correspondendo ao valor médio da bandeira amarela, conforme apresenta o gráfico na Figura 16.

Figura 16 - Bandeira tarifária em função do tempo

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

3.3 Compensação Financeira

O avanço tecnológico exponencial dos últimos anos gerou um aumento de carga energética a fim de suprir a demanda tecnológica, este fenômeno vem ocorrendo em diferentes países pelo mundo, e atrelado a este fator, existe a necessidade de uma geração energética mais limpa e renovável.

Em suma, os países têm investido sobre sua matriz energética com o intuito de evitar a sobrecarga energética aliado à utilização de produção de energia mais limpa e renovável, principalmente nos países em desenvolvimento, como o Brasil (NASCIMENTO, 2012).

Os Países emergentes necessitam de políticas efetivas como regularização e normas na área energética, com o intuito de criar mecanismos de fiscalização e controle, garantindo otimizar e incentivar a geração de energia eficiente e que degradem menos o meio ambiente (PEREIRA, 2017). Estas políticas nacionais incentivadoras costumam ser bem sucedidas referentes ao aumento da eficiência energética (ALTOE, 2017).

A análise desses problemas, durante a década de 1990, foi um marco da política energética Brasileira, tendo tido avanços significativos na área (PEREIRA, 2017). Em julho de 1995, foi sancionada a Lei nº 9.074, na qual instituiu normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões relativas aos serviços de energia elétrica no país, tipificando concessões e criando opções de compra de energia elétrica por parte dos consumidores.

A Lei nº 9.427/1996 instituiu a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) bem como suas atribuições a regularização e fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, significando assim uma participação maior do Estado como regulamentador da matriz energética. Além da ANEEL, no Brasil existe o Operador Nacional do Sistema (ONS) sendo responsável por coordenar o setor elétrico.

Atrelado às ambições crescentes por maior demanda energética, o Brasil, em 17 de abril de 2012 através da implementação REN nº 482, instituiu o sistema de compensação de energia elétrica para mini e microgeradoras de energia renovável ou de cogeração.

A microgeração é caracterizada como quaisquer centrais geradoras que possuem uma potência instalada de até 75 KW, já uma minigeração são centrais de geração de energia elétrica que também utilize fontes renováveis ou cogeração com potência instalada na faixa de 75 KW até 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW no caso de outras fontes renováveis ou de cogeração (ANEEL, 2016). Neste contexto, aliou-se a geração distribuída a uma maior parcela de produção da energia elétrica, auxiliando em um cenário de destaque (NASCIMENTO, 2012).

O modelo de geração distribuída aplicado é o *Net Metering* (BENEDITO, 2009), e consiste no arranjo entre o qual a energia produzida por meio de uma micro ou minigeração distribuída é disponibilizada de forma livre, através de uma concessão gratuita à distribuidora, sendo posteriormente compensada com o consumo da energia elétrica (ANEEL, 2015c).

Devido a não existência de tecnologias efetivas que proporcione o armazenamento eficiente de energia gerada até a elaboração desta pesquisa, tendo como limitação a quantidade de energia disposta no processo, a energia elétrica

gerada será obrigatoriamente destinada ao consumo (SILVA, 2011). O excedente de energia elétrica que não está sendo consumido deverá ser disposto na geração distribuída para a utilização desta energia excedente. Para a circunstância na qual a energia produzida pelas unidades for maior que a energia consumida, será gerado um crédito de energia, a ser utilizado em até 36 meses (ANEEL, 2016).

Definido segundo a REN nº 414/2010, os grupos tarifários são modalidades tipificadas para serem aplicadas tarifas diferentes de acordo com a potência da unidade consumidora e são alocadas em dois grupos, Grupo A de alta-tensão e Grupo B de baixa tensão (ANEEL, 2015b). Dentro do Grupo A existem seis subgrupos, sendo subdivididos de acordo com sua voltagem e tipo de transmissão. O Grupo A são compostos de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou no caso de fornecimento de tensão podendo ser abaixo de 2,3 kV, dentre os quais são atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia (REN, 2010).

Os Subgrupos do tipo B recebem energia menor do que 2,3 kV, sendo considerados assim de baixa tensão. O Subgrupo B1 corresponde à classe residencial e a subclasse de baixa renda; o Subgrupo B2 é o grupo rural; o Subgrupo B3 são as áreas industriais, comerciais, do poder público, do serviço público e consumo próprio; e o subgrupo B4 é referente à iluminação pública (ANEEL, 2015b).

O art. 98º da REN nº 414/2010 da ANEEL dispõe que em relação às unidades consumidoras do Grupo B – classificadas como baixa tensão – nos casos que a energia injetada na rede acabe por ser maior que o consumo, terá que ser pago o valor devido em reais ao custo da disponibilidade, equivalente a 30 kWh para sistemas monofásicos, 50 kWh para sistemas bifásicos e 100 kWh para sistemas trifásicos (ANEEL, 2017). Para unidades consumidoras listadas no Grupo A, será feito mediante a parcela da fatura relacionada à demanda contratada (ANEEL, 2017).

São três parâmetros que compõem o custo final da energia para consumo. O primeiro parâmetro tarifário proposto foi estabelecido visando os custos gerais da distribuição elétrica. A estruturação da tarifa referida a energia elétrica são alocadas

em três grupos principais, a fim de exemplificação de distribuição de custos, primeiramente sendo incluídos os custos referentes à energia gerada. O segundo parâmetro é caracterizado como o transporte da energia até as unidades consumidoras, abrangendo os custos de transmissão e distribuição (ANEEL 2017). O último parâmetro é referente aos custos dos encargos setoriais, este tipo de custo é caracterizado como os encargos não controlados, mas onerados às concessionárias de distribuição de energia. Existem também, além dos custos citados acima, os custos cobrados pelo governo federal, estadual e municipal, sendo eles o Programa de Integração Social (PIS), a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e a contribuição para iluminação pública.

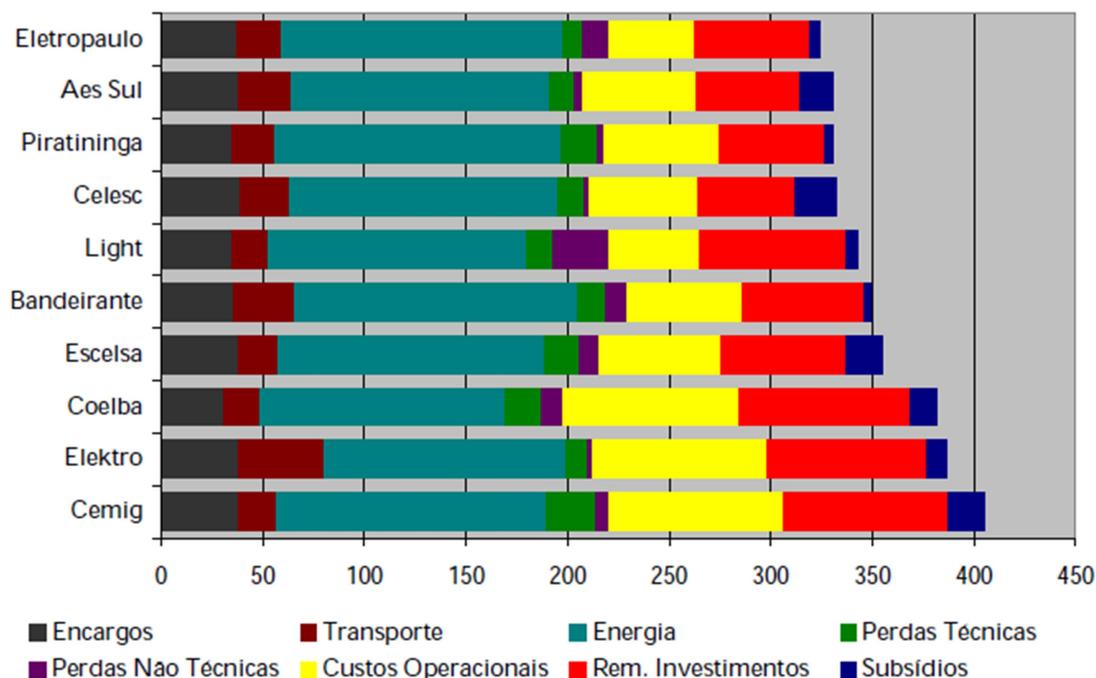
É de suma importância comentar que os impostos relativos ao ICMS e PIS e COFINS, conforme disposto na Constituição Federal de 1988, são de competência dos Estados e do Distrito Federal, cabendo aos mesmos à forma de incidência dos impostos, com a possibilidade de uma tarifação da energia total absorvida na rede, onerando o consumidor. No caso do Estado de Minas Gerais, devido à publicação da Lei nº 20.824, promulgada em 31 de julho de 2013, estabeleceu que o imposto sobre circulação de mercadorias e serviços no estado deverá ser cobrado na diferença entre a energia produzida e a energia consumida pelas microgeradoras e minigeradoras, no prazo de cinco anos.

Além dos encargos setoriais, existe a subdivisão da tarifa em outras duas parcelas, chamadas de Parcela A e Parcela B. A parcela A é correspondente a compra de energia, sua distribuição e os encargos setoriais, já a parcela B corresponde à distribuição de energia (ANEEL, 2015b). A parcela de cada custo é variável de região para região, de concessionária a concessionária, com média de 29,5% de tributos, 53,5% relativos aos encargos da parcela A, e os outros 17% para a parcela B (ANEEL, 2015b). A análise tarifária, regulamentada pela ANEEL, é composta por custos não gerenciáveis, custos gerenciáveis e componentes financeiros.

Os custos gerados por perdas energéticas, comparando as concessionárias, é estimado em 10 a 15 R\$/MWh, enquanto que para a CEMIG esse valor aumenta para 25 R\$/MWh, tornando-a como a concessionária com o maior impacto de gastos

relativos a perdas técnicas entre as principais concessionárias do Brasil (MORAES, 2018). A Figura 17 demonstra as componentes tarifárias das principais concessionárias de energia elétrica.

Figura 17 - Componentes da tarifa das principais concessionárias de energia



Fonte: Adaptado de Moraes (2018)

O Brasil passou por um fenômeno de aumento das tarifas elétricas na última década, e este fator tem elevado os valores das empresas de saneamento (GUANAIS et al., 2017). Sendo o país com a sétima maior tarifa energética no mundo (FERREIRA, 2019), as concessionárias de abastecimento de água sofrem com maiores despesas para o sistema, resultando em um consumo total de 10,6 TWh no ano de 2016 (LOPES, 2020), sendo que nos últimos anos a macrorregião Sudeste apresentou uma estabilidade e relação as despesas desta área, atingindo o valor de R\$ 5,41 bilhões (SNIS, 2018). Vale observar que o maior consumo de energia elétrica ocorre no setor de abastecimento de água e que, progressivamente, aumenta a participação da energia elétrica nas despesas de exploração dos prestadores de serviços de saneamento básico (SILVA, 2007). As concessionárias de abastecimento de água podem apresentar uma proporção de 30 a 40% do valor da energia elétrica dos municípios (MOURA, 2010), e procurar tecnologias e

aplicações que visem diminuir o custo das concessionárias tem sido objeto de estudo nos últimos anos (FERREIRA, 2019).

Análises técnicas e literaturas recentes indicam alternativas tecnológicas com a finalidade de otimizar os custos provenientes do consumo de energia elétrica e racionando a água em sistemas de água e saneamento (SAMPAIO FILHO et al., 2004), no entanto, deve-se aliar com equipamentos que garantem uma maior economia no custo da montagem, observando que o custo elevado para equipamentos deste porte afetam negativamente às microgeradoras (LOPES, 2020). A instalação com a seleção correta de bombas ajuda a diminuir os custos de manutenção (FERREIRA, 2015), diminui a complexidade da implantação no caso de pequenas potências, e as peças para reposição podem ser encontradas com facilidade. No contexto geral, a elaboração de equipamentos que visem à supressão de perdas é de suma importância para as concessionárias, gerando um aumento na eficiência energética, aliada a uma economia de custos relativos à produção e consumo para a microgeração – atuantes em baixa tensão e menor que 75 kW (MAKINO, 2012).

O sistema de abastecimento de água da cidade de Elói Mendes é realizado pelo Serviço Autônomo de Água e Esgoto (SAAE). O sistema opera como uma unidade consumidora trifásica, apresentando de acordo com o art. 98º da REN nº 414 da ANEEL, como um custo de disponibilidade no valor equivalente a 100 kWh com a implantação da geração pelas BFTs, oriunda da formulação dessa pesquisa.

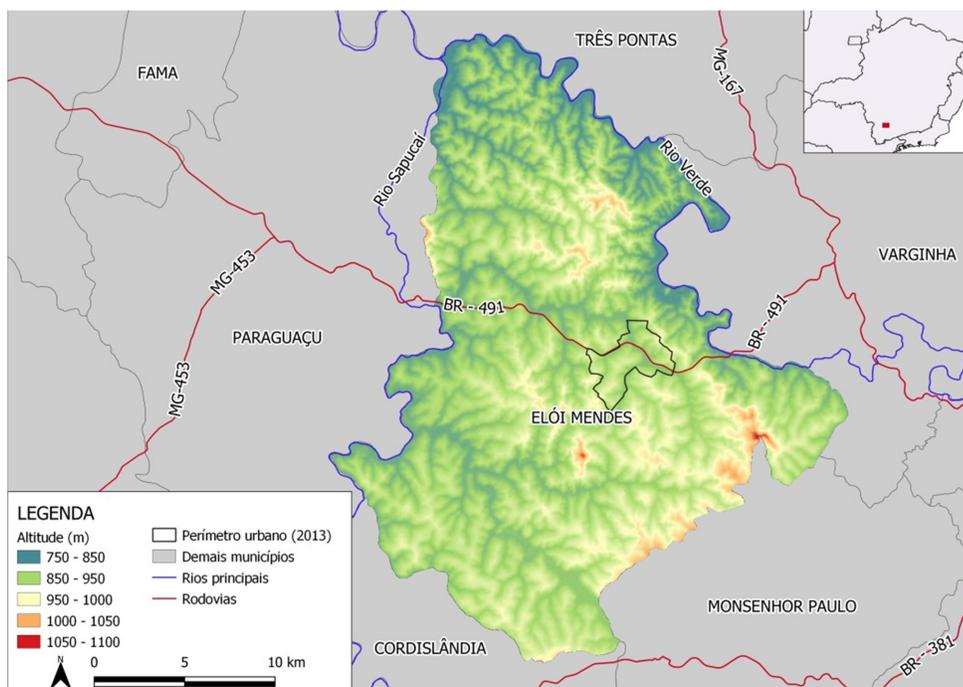
4. METODOLOGIA

A metodologia é dividida em quatro partes, sendo elas referentes à caracterização do local do estudo de caso, coleta de dados do sistema de abastecimento de água, definição das bombas a serem utilizadas e cálculo da viabilidade econômica para a implantação das BFTs.

4.1 Local

O município de Elói Mendes contempla uma área total de 499,53 km², com população contabilizada pelo último censo – Censo 2010 – em 25.220 habitantes, sendo 20.374 habitantes em área urbana e 4.846 habitantes em área rural. A densidade demográfica é de 50,49 habitantes/km², e tem como municípios limítrofes Varginha, Paraguaçu, Três Pontas, Cordislândia e Monsenhor Paulo (IBGE, 2010). A Figura 18 mostra o mapa hipsométrico municipal.

Figura 18 - Mapa hipsométrico de Elói Mendes



Fonte: NEIRU (2021)

Sua altitude se encontra no intervalo de 793 m na Represa de Furnas e 1.084 m no Córrego Pitangueira, com altitude na região do centro da cidade de 889 m. A

hidrografia da cidade contempla os rios Verde, Sapucaí, Ribeirão São Domingos e Represa de Furnas, e sua topografia se constitui por 10% de relevo plano, 25% montanhoso e 65% ondulado.

O sistema de abastecimento de água de Elói Mendes é operado pela autarquia municipal SAAE. A Tabela 4 apresenta alguns dados referentes ao sistema de abastecimento de água do município (SNIS, 2018).

Tabela 4 - Dados do sistema de abastecimento de água do SAAE de Elói Mendes

Características	Quantidade
Extensão da rede de água (km)	91,21
Volume de água produzido (1.000m ³ /ano)	1.882,23
Volume de água consumido (1.000m ³ /ano)	1.746,41
Consumo total de energia elétrica (MWh/ano)	1.455,71
Tarifa média de água (R\$/m ³)	1,55
Consumo médio per capita de água (L/hab.dia)	213,23
Índice de perdas na distribuição (%)	0,57
Índice de perdas por ligação (L/ ligação ao dia)	3,28
Índice de consumo de água (%)	99,43
Índice de atendimento total de água (%)	80,79
Índice de consumo de energia elétrica (kWh/m ³)	0,77
Índice de despesas por consumo de energia elétrica (R\$/kWh)	0,51
Quantidade de ligações totais (unidade)	9.388
Quantidade de ligações ativas (unidade)	8.372
Índice de atendimento urbano (%)	100
Índice de hidrometração (%)	100

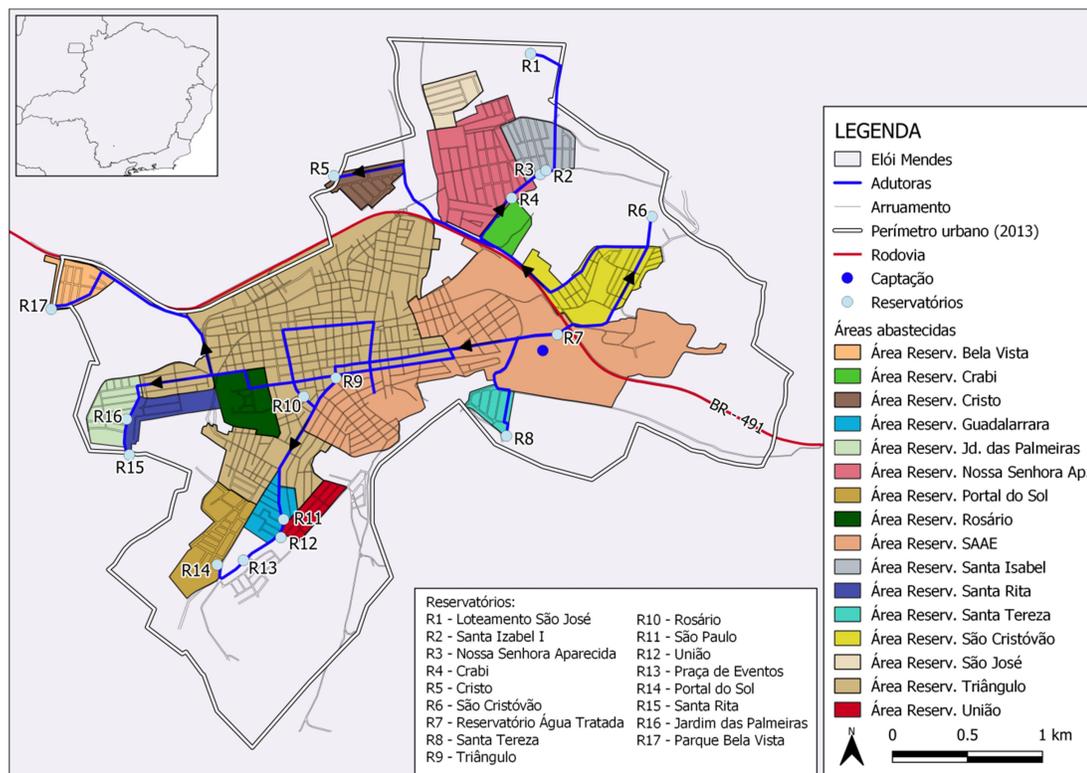
Fonte: Adaptado de SNIS (2018)

4.2 Coleta de Dados

Os dados de operação do sistema de abastecimento de água, como perfil de consumo, pressão e vazão das seções das redes foram adquiridos através de

medições em campo, com a planta do sistema fornecida pela concessionária e validada *in loco*, conforme apresenta a Figura 19, indicando a localização das adutoras, dos reservatórios e das áreas de abastecimento de cada reservatório.

Figura 19 - Planta do sistema de distribuição do SAAE de Elói Mendes



Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme exposto pela Figura 19, o sistema realiza a captação, onde a água bruta é tratada e reservada (R7) para a distribuição na cidade por bombeamento, sendo três adutoras de 75 cv que saem da ETA: duas para o oeste, sentido Triângulo, e uma para o leste, sentido São Cristóvão. As adutoras que vão sentido Triângulo abastecem o reservatório do Triângulo (R9), e a partir deste reservatório a água é distribuída por gravidade para toda a cidade que fica ao sul da rodovia BR 491. A adutora que vai sentido São Cristóvão abastece o reservatório São Cristóvão (R6), e a partir deste reservatório a água é distribuída por gravidade para toda a cidade que fica ao norte da rodovia.

O reservatório do Triângulo (R9) abastece por gravidade os reservatórios do Rosário (R10), São Paulo (R11) e Jd. das Palmeiras (R16). Há três elevatórias no sistema além das elevatórias presentes na ETA, sendo estas nos reservatórios: São

Paulo (R11), com um conjunto de três bombas que abastecem os reservatórios da União (R12), Praça de Eventos (R13) e Portal do Sol (R14), todas com potência de 3 cv e independente uma da outra; Jd. das Palmeiras (R16), com uma bomba de 7,5 cv, que abastece o reservatório Santa Rita (R15); e Bela Vista (R17), com uma bomba de 5 cv para abastecimento do próprio reservatório. O reservatório do São Cristóvão (R6) abastece por gravidade os reservatórios do Crabi (R4), Nossa Senhora Aparecida (R3), Santa Izabel I (R2), São José (R1) e Cristo (R5). O diagnóstico do sistema (SAAE, 2020) apresenta o comprimento, diâmetro e material das adutoras entre os reservatórios, conforme mostra a Tabela 5.

Tabela 5 - Dimensionamento dos trechos entre os reservatórios

Trechos	Material	Diâmetro (mm)	Comprimento (m)
R9-R11	PVC	110	1.130,00
R11-R12	PVC	110	130,00 ¹
R11-R13	PVC	110	375,00
R11-R14	PVC	110	755,00 ¹
R9-R10	Ferro	110	455,00
R9-R16	PVC	110	1.715,00 ¹
R16-R15	PVC	110	260,00 ¹
R9-Elevatória (R17)	PVC	75	2.300,00
R17-Elevatória (R17)	PVC	75	430,00 ¹
R7-R8	PVC	60	1.100,00 ¹
R7-R9 (R. Antônio P. Mendes)	Ferro	200	1.580,00
R7-R9 (R. Quintino Bocaiuva)	Ferro	200	1.620,00
R7-R6	PVC	110	1.160,00
R6-R4	PVC	75	1.750,00 ¹
R4-R3	PVC	110	265,00 ¹
R3-R2	PVC	110	50,00 ¹
R2-R1	PVC	110	1.040,00 ¹
R6-R5	PVC	110	2.988,00

1 – Valor estimado através do modelo digital do terreno gerado por levantamento planialtimétrico

Fonte: Adaptado de SAAE (2020)

4.2.1 Níveis dos Reservatórios

É necessária a verificação dos níveis dos reservatórios para avaliar se a instalação da BFT em pontos que apresentam excesso de pressão implicará na distribuição para os reservatórios que são abastecidos posteriormente a esses pontos.

Para a coleta de dados das cotas dos reservatórios existentes, utilizou-se o levantamento planialtimétrico com geração de modelo digital de terreno e mosaico digital do município utilizando veículo aéreo não tripulado (VANT), de autoria do Núcleo Estratégico Interdisciplinar em Resiliência Urbana (NEIRU).

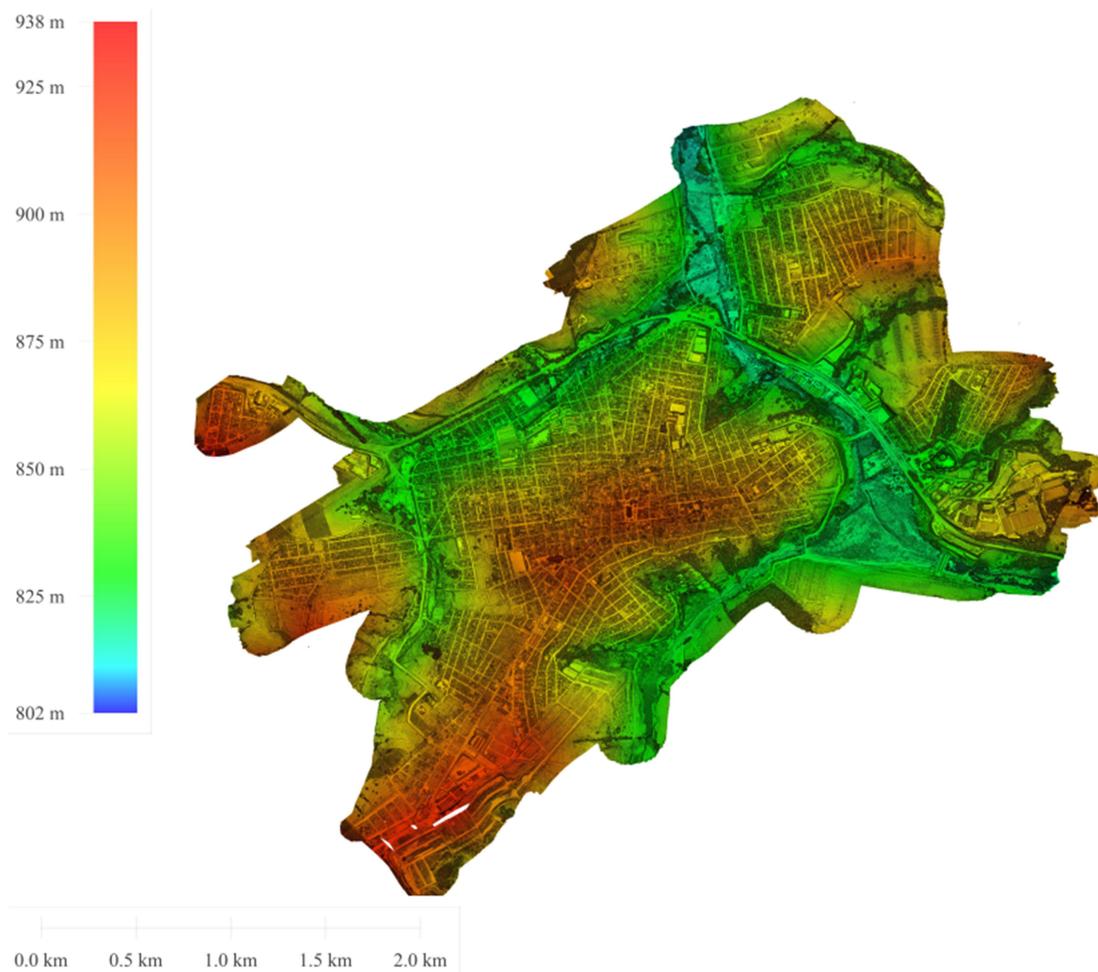
O voo realizado pelo NEIRU adotou o mínimo de 50 metros de altitude em relação ao solo para as cotas mais elevadas do terreno e máximo de 120 metros de altitude em relação ao solo para quaisquer pontos do terreno, com altitude média de 90 metros. As linhas de voo foram demarcadas com espaçamento lateral de 30 a 50 metros, com velocidade de voo de 15 a 25 km/h, do qual foi realizado entre as 10 e 16 horas para aproveitar as condições de iluminação natural.

O equipamento utilizado foi um drone da marca Dji, modelo Mavic Pro, equipado com uma câmera fotográfica da mesma marca, modelo FC220, com resolução de 4.000 x 3.000 pixels (12 megapixel), ISO (sensibilidade) 100 e armazenamento de imagens com coordenadas geográficas.

Para que as coordenadas geográficas obtidas pelas imagens fossem georreferenciadas, utilizou-se um GPS da marca Leica Geosystems, modelo GS09, com pós processamento de dados GNSS para os pontos armazenados. As imagens georreferenciadas foram analisadas através de software de georreferenciamento, o que possibilitou extrair distância entre pontos e diferenças de cotas com a precisão da imagem gerada.

A Figura 20 apresenta o modelo digital gerado através do levantamento planialtimétrico e disponibilizado pelo NEIRU, contendo as cotas referentes à elevação gerada.

Figura 20 – Modelo topográfico digital da área urbana de Elói Mendes



Fonte: NEIRU (2021)

Além da análise da cota piezométrica do local de cada reservatório, também foi avaliada a altura das estruturas em relação ao nível do solo e a soma dos valores da cota com a altura, resultando da cota piezométrica de operação de cada reservatório. A Tabela 6 apresenta os valores obtidos pela análise.

Tabela 6 - Cota dos reservatórios

ID	Cota terreno (m)	Altura do reservatório (m)	Cota piezométrica (m)
1	877,00	14,00	891,00
2	898,20	11,80	910,00
3	896,00	2,40	898,40
4	884,00	10,00	894,00
5	889,50	11,60	901,10
6	930,00	2,40	932,40
7	822,6	14,00	836,60
8	821,20	1,00	822,20
10	866,80	9,20	876,00
11	899,80	23,00	922,80
12	905,50	3,00	908,50
13	912,40	10,40	923,70
14	918,8	12,20	931,00
15	920,20	7,00	927,20
16	915,00	11,60	926,60
17	927,00	14,00	941,00
18	906,00	6,00	912,00
19	926,00	14,00	940,00

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.2 Definição do Local de Instalação

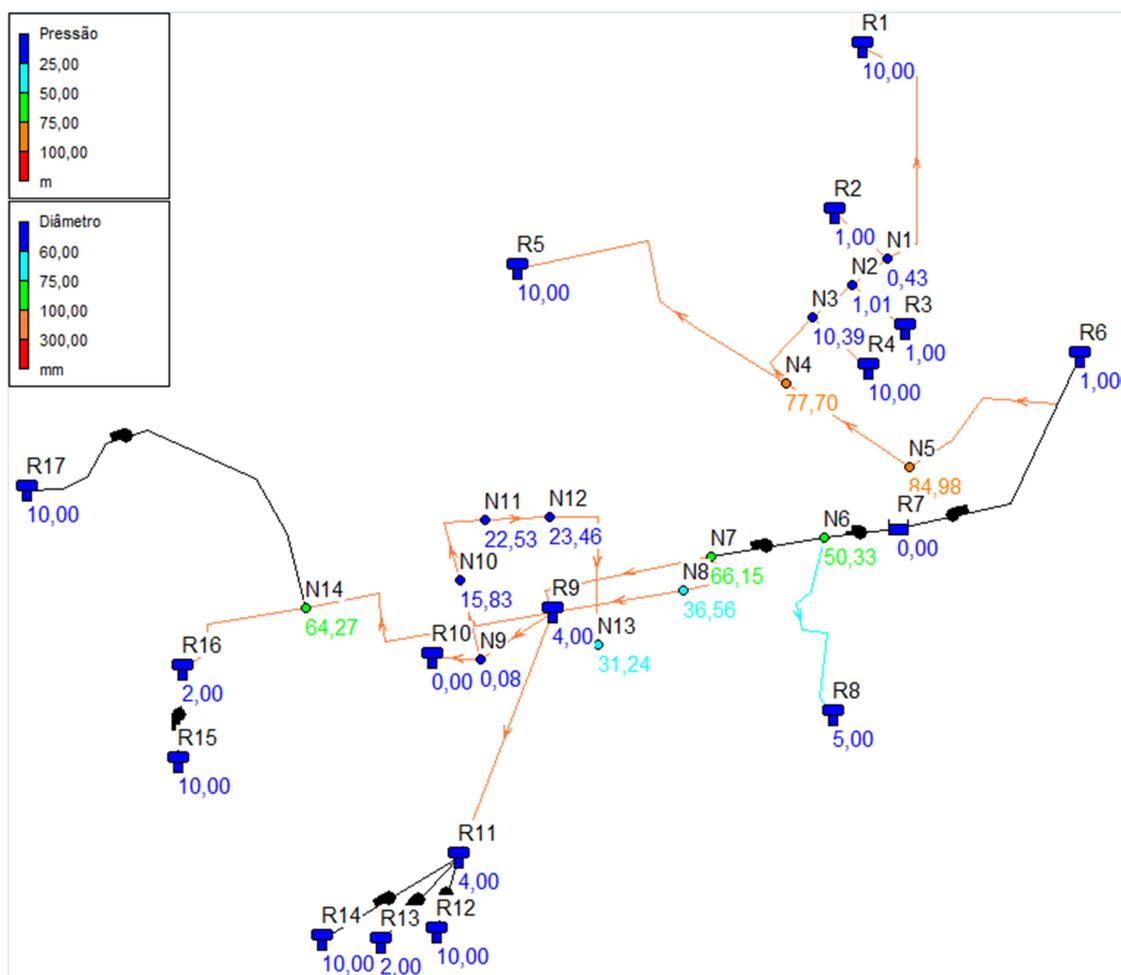
Para avaliar onde poderão ser instaladas as BFTs, a pesquisa utilizou o *software* EPANET, do qual foram realizadas simulações hidráulicas do sistema de abastecimento de água para avaliar se a implantação das BFTs no sistema impacta em condições operacionais inferiores ao permitido por normas.

Este *software* é utilizado em sistemas pressurizados de abastecimento de água para simular o comportamento do sistema em condições estáticas e dinâmicas, obtendo os valores relacionados à vazão das tubulações, pressão dos nós e a altura

de água nos reservatórios do sistema (LENHS, 2020). Para este cálculo, é inserido os dados do dimensionamento do sistema, como comprimento das seções, diâmetro da tubulação, rugosidade da tubulação, vazão e nível dos nós e dos reservatórios. Os cálculos utilizados pelo *software* para a perda de carga são realizados através das fórmulas de Hazen-Williams, Darcy-Weisbach e Chezy-Manning, havendo limitações em relação a sua aplicação por não considerar as perdas de carga localizadas.

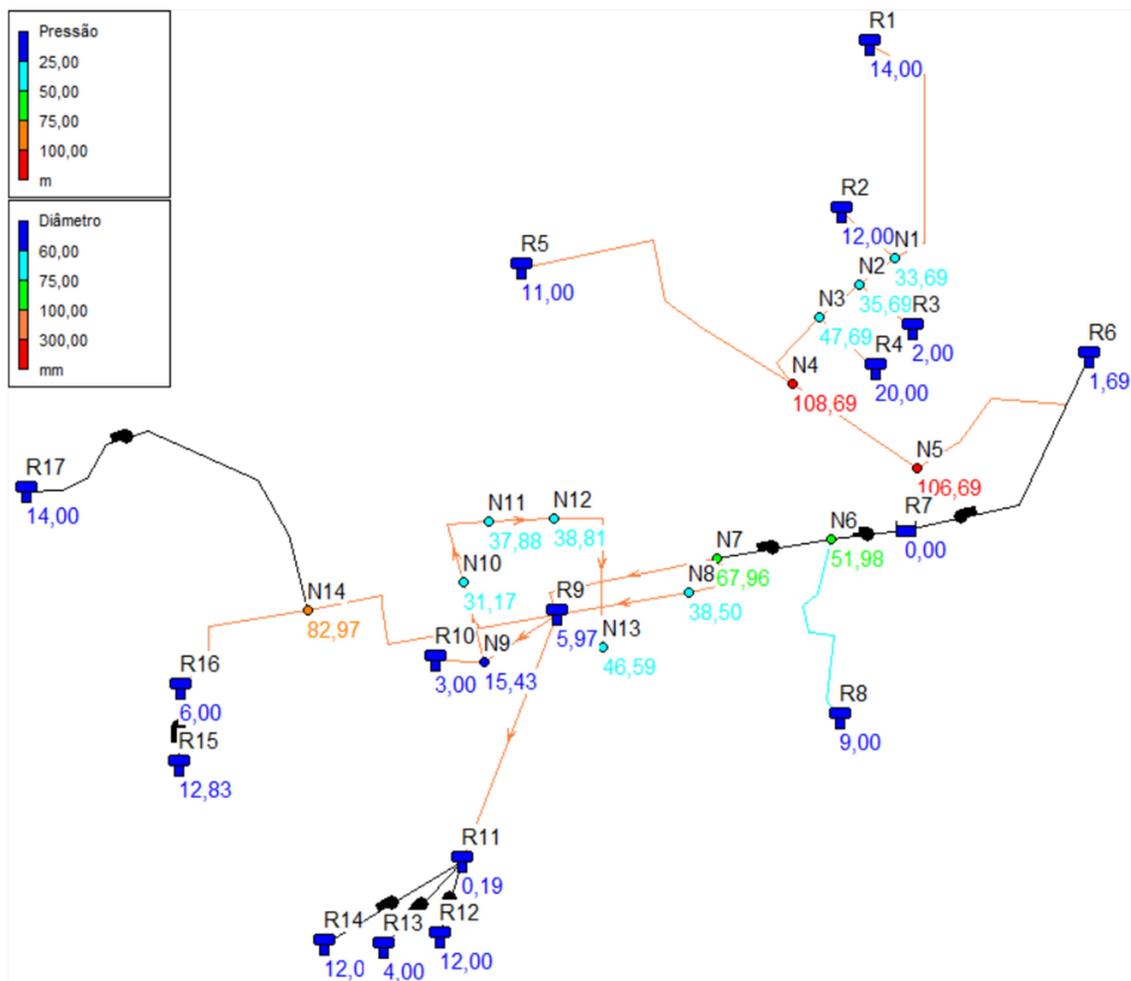
A simulação foi realizada utilizando como referência os dados da cota, da capacidade dos reservatórios, do diâmetro, material e comprimento das adutoras e de consumo dos nós, sendo este último fornecido pelo SAAE. As Figuras Figura 21 e Figura 22 apresentam os valores máximos e mínimos da simulação dinâmica realizada.

Figura 21 - Simulação de pressão mínima no sistema de abastecimento



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 22 - Simulação da pressão máxima no sistema de abastecimento



Fonte: Elaborado pelo autor

Os nós que apresentaram excesso de pressão acima de 500 kPa – limite para pressão estática no abastecimento de água, definido pela NBR 12.218/1994 – foram os nós N4, N5, N6, N7 e N14. Devido a instalação da BFT ser recomendada apenas em sistemas por gravidade para aproveitar a energia excessiva nas redes, as seções de bombeamento foram desconsideradas para sua instalação, considerando-se para análise somente as seções R dos nós N4, N5 e N14.

Para a instalação da BFT apresentar viabilidade técnica, é necessário avaliar a cota piezométrica dos reservatórios à montante e jusante da seção, de forma a garantir que a redução de pressão não interfira no abastecimento dos reservatórios. Dessa forma, foram analisadas as cotas piezométricas dos reservatórios para as duas seções com excesso de pressão, uma contendo os nós N4 e N5 e outra

contendo o nó N14. Na seção dos nós N4 e N5, o reservatório à montante (R6) está na cota 932,4 m, abastecendo os reservatórios R5, R4, R3, R2 e R1, que estão nas cotas: 901,1 m; 894 m; 898,4 m; 910 m; e 891 m. O reservatório à jusante que apresenta a maior cota piezométrica é o R2, com 910 m, resultando na diferença de 22,4 m. Na seção do nó N14, o reservatório à montante (R9) está na cota 922,8 m, abastecendo os reservatórios R10, R16 e a elevatória do reservatório R17, que estão nas cotas: 908,5 m; 912 m; e 888 m. O reservatório a jusante que apresenta a maior cota piezométrica é o R16, com 912 m, resultando na diferença de 10,8 m.

Devido ao baixo potencial de aproveitamento energético na seção do nó N14, a seção a ser analisada será apenas a seção do nó N4 e N5. O ponto de medição foi definido antes da bifurcação do nó N4, buscando atingir uma vazão maior para a BFT. O ponto de medição está localizado a aproximadamente 150 metros do nó N4 e 330 metros do nó N5, conforme apresenta a Figura 23.

Figura 23 - Localização do ponto de medição



Fonte: Elaborado pelo autor

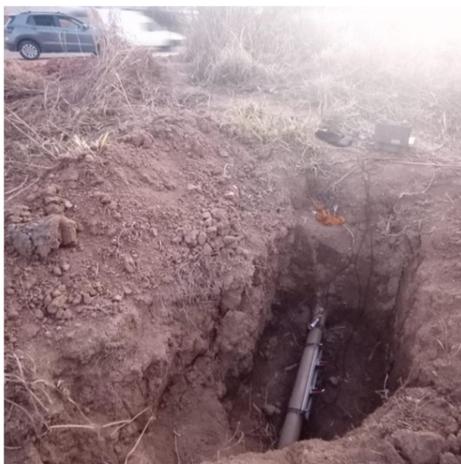
4.2.3 Medição de Pressão e Vazão

Com a definição da melhor seção para locação da BFT, é necessário auferir os valores de pressão e vazão para calcular a viabilidade técnica e econômica. O

equipamento utilizado para medir a pressão foi um transmissor de pressão piezo-resistivo da marca Gulton, modelo GTP 1.000, com saída de 4 a 20 mA, faixa de 0 a 300 mca e precisão de 0,5% . O sensor funciona através da diferença de resistência elétrica causada pela deformação de material semicondutor. A leitura da pressão foi realizada por um multímetro da marca Xtrad, modelo XT-573, com corrente máxima de 200 mA para corrente alternada e 10 mA para corrente contínua e precisão de 1% para o intervalo de 200 μ A à 20 mA. A medição da vazão foi realizada por um medidor ultrassônico da marca Thermo Electron Corporation, modelo DCT-7088, com precisão de 0,5%. O medidor funciona pela diferença do tempo de emissão e recepção de pulsos de ultrassom, que percorrem o líquido e viabiliza o cálculo da vazão através da velocidade dos pulsos e densidade do líquido.

Recomenda-se para entender o perfil de consumo das redes a análise em diferentes dias da semana e diferentes épocas do ano, porém não foi possível nesta pesquisa devido à ausência de um *data logger* para aquisição dos dados e da falta de infraestrutura no local de coleta, limitando a análise para apenas um dia, realizada entre 30 e 31 de julho de 2021 (sexta-feira e sábado). A Figura 24 apresenta o ponto de coleta com os equipamentos de medição instalados.

Figura 24 - Coleta dos dados de pressão e vazão



a) Local de coleta



b) Seção de coleta

Fonte: Elaborado pelo autor

4.3 Definição da Bomba

Para definição do método de seleção da BFT que melhor se adequa a esta pesquisa, foi realizada uma comparação dos métodos de seleção de BFTs propostos por Viana (1987) e Chapallaz (1992). Assim, considerando-se a pressão de 22,4 mca – valor obtido pela diferença da cota piezométrica dos reservatórios R6 e R2 – e estimando a vazão média de 0,010 m³/s, conforme dado de consumo dos bairros fornecido pelo SAAE, realizou-se a comparação dos métodos apresentados no capítulo da Revisão Bibliográfica.

Para a metodologia de Viana (1987), foram adotadas rotações de 1.800 rpm e 3.600 rpm, seguindo as Equações (10), (11), (12), (13) e (14) apresentadas na revisão bibliográfica, e a determinação dos coeficientes de correção de altura e vazão através da interpolação do gráfico da Figura 9. Os resultados são apresentados na Tabela 7.

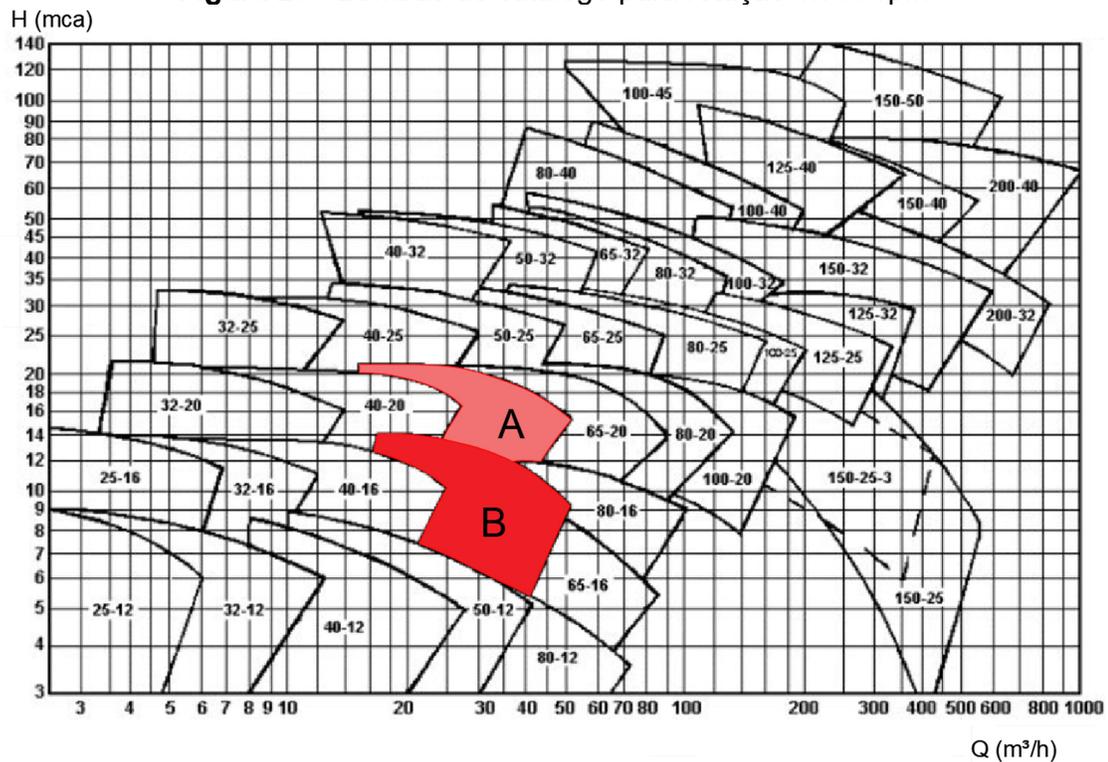
Tabela 7 - Resultados obtidos pelo método de seleção de Viana (1987)

Rotação (rpm)	nqA	K _a	K _q	Q _b (m ³ /h)	H _b (m)	Q _{bc} (m ³ /h)	H _{bc} (m)
1800	52,6	0,77	0,83	29,88	17,25	29,16	16,30
3600	105,2	0,56	0,78	28,08	12,54	27,36	11,85

Fonte: Elaborado pelo autor

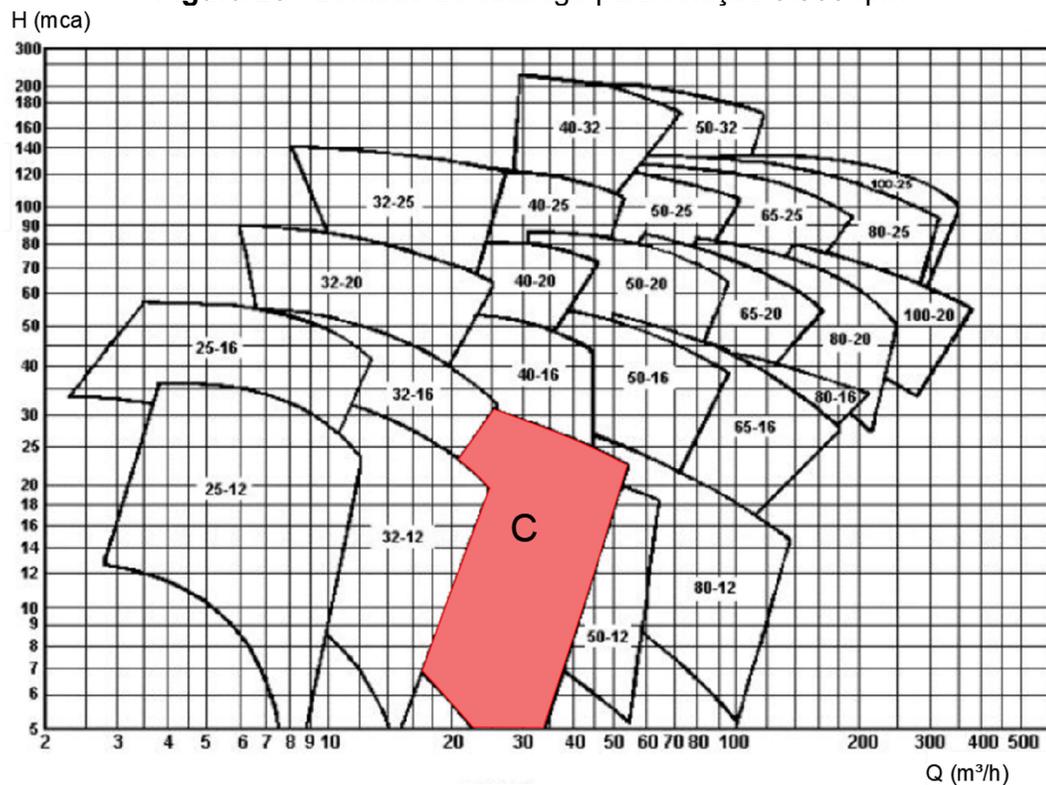
Com a altura e vazão da bomba corrigida, é possível selecionar a BFT através dos catálogos dos fabricantes com o melhor rendimento diante dos dados obtidos, conforme demonstrados na Figura 25 e Figura 26.

Figura 25 - Bombas do catálogo para rotação 1.750 rpm



Fonte: Adaptado de EH bombas (s.d.)

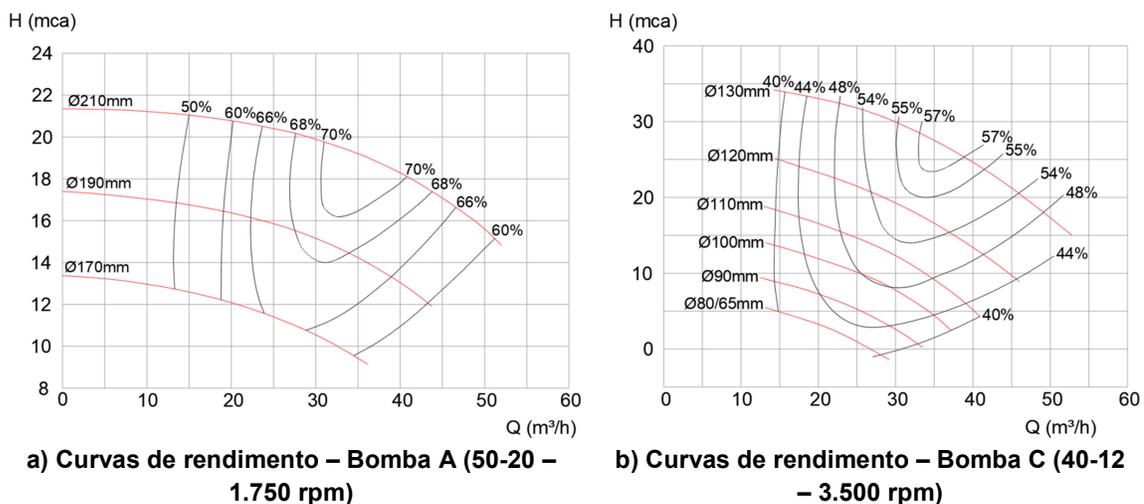
Figura 26 - Bombas do catálogo para rotação 3.500 rpm



Fonte: Adaptado de EH bombas (s.d.)

Para a estimativa do rendimento, foram analisadas as curvas de rendimento das bombas dos modelos A e C e o diâmetro da tubulação disposto para cada bomba. Como a seção da rede a ser estudada tem diâmetro de 110 mm, apenas a bomba do modelo C apresentou viabilidade técnica, com rendimento estimado em 50% considerando os dados de pressão e vazão adotados e corrigidos, como demonstra a Figura 27.

Figura 27 - Curvas de rendimento das bombas selecionadas pelo método de Viana



Fonte: Adaptado de EH bombas (s.d.)

Também são calculados o coeficiente de Thoma e a altura máxima de sucção, através das Equações (13) e (14), a fim de impedir efeitos de cavitação na máquina. Vale ressaltar que como o valor calculado refere-se ao início da cavitação, é recomendado que sejam tomados valores ligeiramente menores do que os obtidos.

Adotou-se uma altura local de 822 m com base no levantamento planialtimétrico para o local de medição. Os resultados para o coeficiente de cavitação de Thoma (σ) e altura geométrica de sucção (H_s) pelo método de Viana (1987) são 0,05 σ e 8,4 m para a bomba do modelo C, de 3.500 rpm.

Já para realização do método Chappalaz (1992), é realizada uma pré-seleção a partir da altura de queda líquida e vazão da BFT – que são os mesmos do método de Viana (1987) – através do gráfico da Figura 10, na revisão bibliográfica.

A pré-seleção aponta para uma bomba centrífuga de estágio simples com potência hidráulica prevista de 2 kW. Considerando-se novamente as rotações de

1.750 e 3.500 rpm, e partindo das Equações (15), (16) e (17) descritas na revisão bibliográfica, obtém-se o rendimento e os coeficientes de correção de altura e vazão, através de interpolações da Figura 11 e Figura 12, obteve-se os resultados apresentados pela Tabela 8.

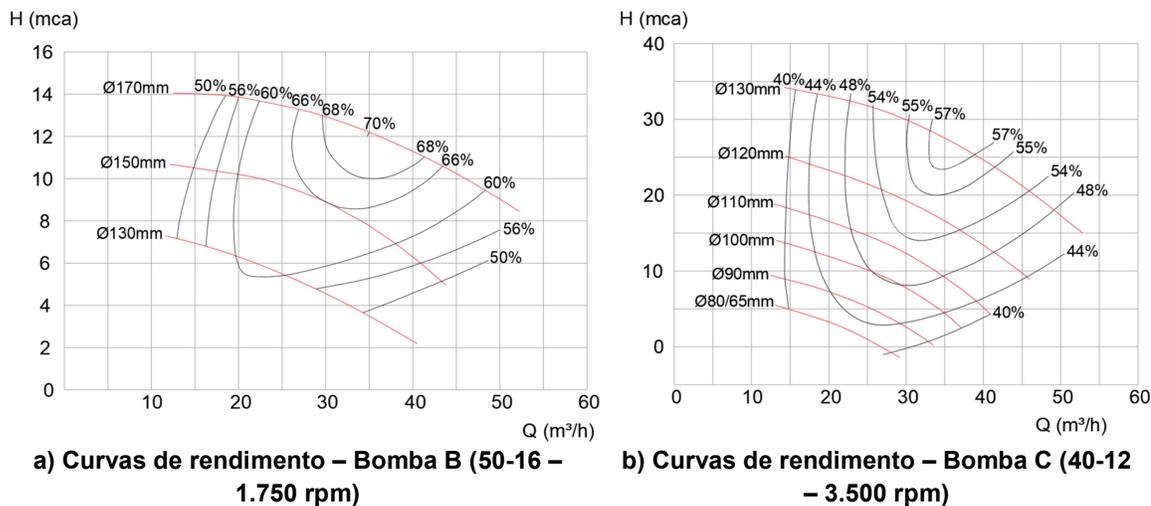
Tabela 8 - Resultados obtidos pelo método de seleção de Chapallaz (1992)

Rotação (rpm)	n_{qt}	n_{qb}	K_{ac}	K_{bc}	Q_b (m ³ /h)	H_b (m)	Q_{bc} (m ³ /h)	H_{bc} (m)
1800	17,48	19,64	1,75	1,55	23,04	12,80	22,32	12,10
3600	34,96	39,28	1,50	1,35	26,64	14,93	25,92	14,11

Fonte: Elaborado pelo autor

Analogamente ao método de Viana (1987), com os valores corrigidos de altura e vazão, é possível selecionar a bomba que melhor se adequa as condições encontradas conforme catálogo do fabricante. Os modelos das bombas encontradas para o método de Chappalaz (1992) foram os modelos B e C, porém devido ao diâmetro da bomba disposto pelo fabricante, apenas o modelo C apresenta viabilidade técnica, com eficiência estimada em 51%, conforme apresentado pela Figura 28.

Figura 28 - Curvas de rendimento das bombas selecionadas pelo método de Chappalaz

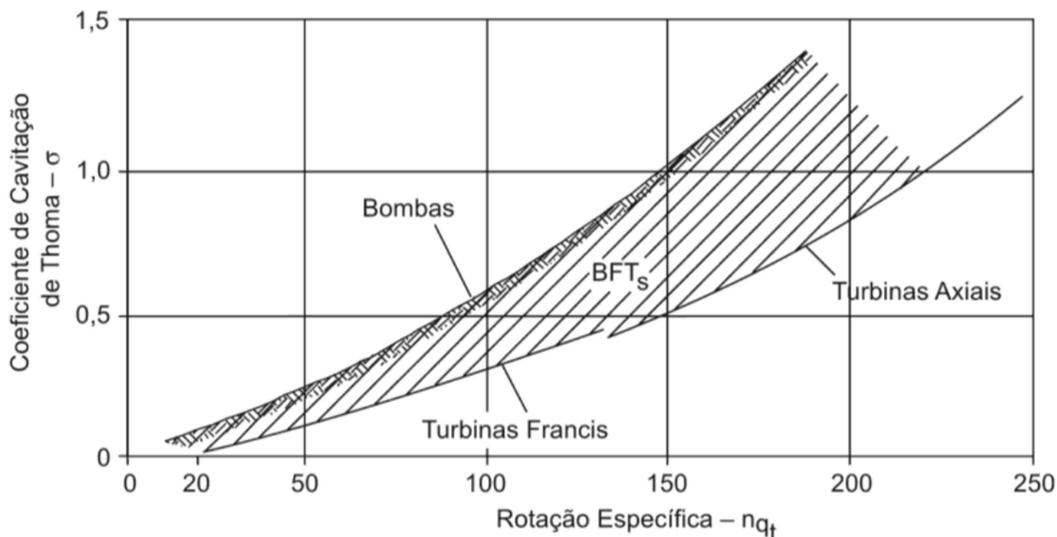


Fonte: Adaptado de EH bombas (s.d.)

O coeficiente de cavitação de Thoma e a altura de sucção são obtidos pela interpolação no gráfico da Figura 29. Os resultados para o coeficiente de cavitação de Thoma (σ) e altura geométrica de sucção (H_s) pelo método de Chapallaz (1992)

para a bomba do modelo C são $0,2 \sigma$ e $6,17 \text{ m}$. Uma comparação entre os principais resultados obtidos pelos métodos de Viana (1987) e Chapallaz(1992) é apresentado pela Tabela 9.

Figura 29 - Coeficiente de Thoma das turbinas, bombas e BFTs



Fonte: Viana apud Chapallaz (2012)

Tabela 9 - Resultados obtidos pelos métodos de Viana (1987) e Chapallaz (1992)

Método	n (rpm)	n_{qA}	n_{qt}	Q_{bc} (m^3/h)	H_{bc} (m)	η (%)	H_s (m)
Viana	3.500	105,2	-	27,36	11,85	50	8,4
Chapallaz	3.500	-	34,96	25,92	14,11	51	6,17

Fonte: Elaborado pelo autor

Nota-se que, embora haja diferença para os valores corrigidos de altura e vazão, a seleção no catálogo de bombas permitiu que para a rotação de 3.500 rpm resultasse em uma única bomba que atendesse os dois métodos a partir do catálogo do fabricante, e cujas eficiências ficaram consideravelmente próximas.

Quanto ao cálculo da altura geométrica de sucção, percebe-se que houve uma maior discrepância nos valores encontrados. Essa diferença ocorre devido ao fato de que Viana (1987) utiliza um coeficiente de cavitação de Thoma para turbina Francis em seus cálculos. Enquanto que Chapallaz (1992) utiliza valores médios entre os coeficientes de bombas e turbinas para determinação da altura de sucção. Assim, Viana (2012) aconselha que sejam adotados os valores propostos por Chapallaz (1992), por questões de segurança.

Os resultados de ambos os métodos se apresentam aceitáveis, porém será adotado o método de Viana (1987), visto que em seu trabalho, o mesmo utilizou bombas de fabricação nacional para execução dos cálculos, o que permite melhores aproximações para os resultados esperados.

4.4 Viabilidade Econômica

Para os cálculos relacionados à viabilidade econômica, serão considerados os seguintes componentes: tarifa de energia, taxa de investimento, custo de implantação e manutenção, energia gerada e indicadores financeiros.

O custo de energia é composto pela tarifa da concessionária e tributos, sendo estes o PIS, COFINS e ICMS. A tarifa da concessionária contempla custos relativos aos encargos, transporte, energia, perdas técnicas, perdas não técnicas, custos operacionais, investimentos e subsídios. Os custos da CEMIG para o Grupo B e Subgrupo B3 – considerando novembro de 2021 como mês de referência e o município de Elói Mendes como local de referência – são expressos pela Tabela 10, apresentando o custo final da energia para cenários em diferentes bandeiras tarifárias.

Tabela 10 - Composição do custo tarifário de energia elétrica para o subgrupo B3

Bandeira	Tarifa CEMIG (R\$)	PIS	COFINS	ICMS	Total (R\$/kWh)
Verde	0,618050	0,70%	3,25%	18%	0,753712
Amarela	0,636790	0,70%	3,25%	18%	0,776565
Vermelha 1	0,657760	0,70%	3,25%	18%	0,802138
Vermelha 2	0,712970	0,70%	3,25%	18%	0,869467
Escassez Hídrica	0,760050	0,70%	3,25%	18%	0,926881

Fonte: Adaptado de CEMIG (2021)

Além dos valores constados na Tabela 10, incide sobre o custo final da energia a contribuição para iluminação pública e o custo de disponibilidade. A contribuição da iluminação pública varia de acordo com o mês, sendo necessária a

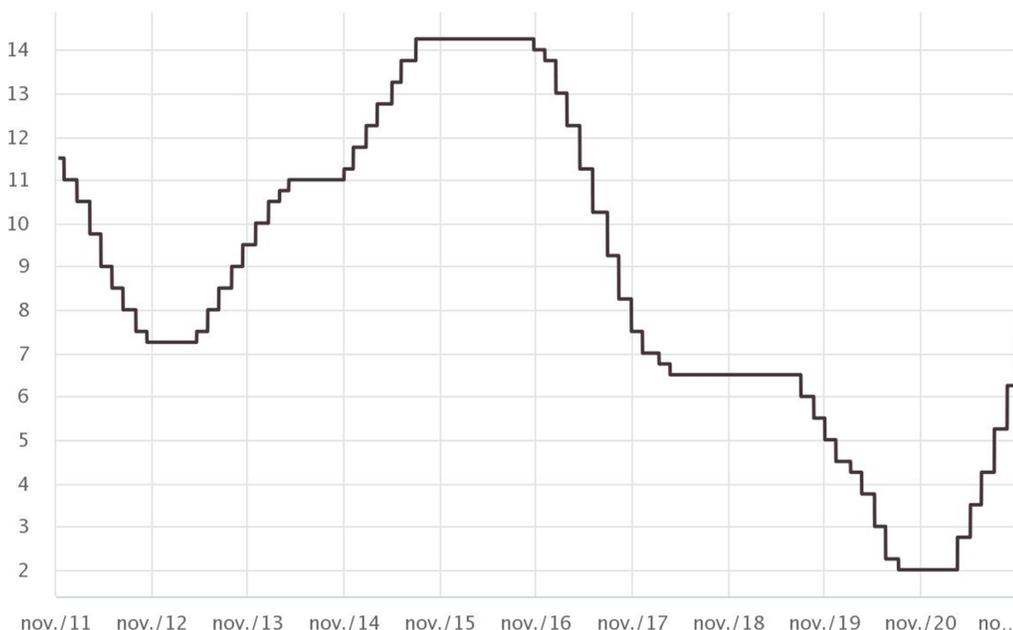
análise do custo médio para este ano através do SAAE de Elói Mendes, e o custo de disponibilidade é considerado em 100 kWh por ser abastecimento trifásico.

O sistema de compensação financeira é realizado através de créditos de consumo de energia elétrica, e os custos referentes aos tributos e bandeiras são aplicados apenas para a diferença entre a energia consumida e energia produzida.

A taxa de investimento utilizada para o cálculo da viabilidade econômica será a taxa Selic, que consiste na taxa básica de juros, sendo a média dos financiamentos diários do Sistema Especial de Liquidação e Custódia. A análise desta taxa viabiliza a comparação de rentabilidade financeira entre diferentes negócios.

O contexto do COVID-19 resultou em uma queda da taxa Selic, chegando em 2% em 2020, voltando a subir posteriormente e chegando em 7,75% em novembro de 2021 (BCB, 2021). O gráfico contido na Figura 30 apresenta a evolução da taxa Selic para os últimos 10 anos.

Figura 30 - Evolução da taxa Selic de 2011 a 2021



Fonte: Adaptado de Banco Central do Brasil (2021)

O custo de implantação do sistema é calculado pelos custos das bombas, custos dos inversores utilizados para injetar a energia gerada na rede, custos dos

equipamentos complementares, como os registros de gaveta, filtros, hidrômetros e VRPs auxiliares, custo das obras necessárias e custo de mão de obra para a instalação.

Para a definição dos custos, a bomba e o inversor devem ser escolhidos conforme a potência disponível para aproveitamento energético na seção em estudo, os equipamentos complementares e obras necessárias são estabelecidas conforme a infraestrutura existente nos pontos escolhidos, e os custos referentes à instalação com mão de obra podem ser calculados pelo mesmo valor do conjunto da bomba (LOPES e MARTINEZ, 2006). O custo de operação e manutenção também pode ser calculado através do custo do conjunto da bomba, sendo equivalente a 5% do custo do conjunto da bomba ao ano (LOPES e MARTINEZ, 2006).

A energia a ser gerada é calculada conforme a potência hidráulica disponível para redução, rendimento da BFT e horário de funcionamento das máquinas utilizadas. Devido à variação do consumo de água para diferentes horários do dia, e a limitação operacional das BFTs em relação ao intervalo de carga, será adotado como limite mínimo de operação 60% da carga máxima, e o perfil de consumo foi definido conforme análise de campo.

Para análise da viabilidade econômica na implantação de projetos energéticos, utiliza-se de indicadores que possibilitam comparações entre os mesmos. Os indicadores utilizados são: Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, *payback* e Análise pelo Custo Nivelado de Energia.

O Valor Presente Líquido (VPL) representa o valor corrigido da rentabilidade financeira do projeto, somando os custos e receitas que o projeto terá em sua vida útil. O cálculo do VPL é apresentado através da Equação (29), segundo Hadidi e Omer (2017):

$$VPL = \sum_{t=1}^m \frac{(E_n \cdot T) - C_{o\&m}}{(1+i)^n} - I_0 \quad (29)$$

Onde: m = tempo de vida adotado para o projeto (anos); t = tempo (anos); i = taxa SELIC (%); n = ano de análise; E_n - energia gerada anualmente (MWh); T = taxa de energia pela tarifa energética local (R\$/kWh); I_0 = investimento inicial (R\$); $C_{o\&m}$ = custo de operação e manutenção (R\$).

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de crescimento que o projeto terá em sua vida útil, e seu cálculo é o mesmo para o VPL, porém, para a TIR, iguala-se a Equação (29) a zero.

O *payback* consiste no tempo de retorno do valor do investimento inicial e custos de manutenção e operação somada às receitas geradas, resultando em quantos anos o projeto irá se pagar.

O Custo Nivelado de Energia, ou *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), relaciona o custo do kWh produzido no decorrer da vida útil do projeto, possibilitando a comparação entre diferentes tecnologias de geração e armazenamento de energia. Seu cálculo segundo Branker et al. (2011) é definido pelos custos ao longo da vida útil dividido pela energia gerada ao longo da vida útil, e pode ser expressa de forma matemática pela Equação (30).

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(M_t + F_t)}{(1+j)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+j)^t}} \quad (30)$$

Onde: LCOE é o custo nivelado de energia; I_0 [R\$] = custo de investimento no ano t ; M_t [R\$] = custos de manutenção e operação anual durante todo o período de t anos; F_t [R\$] = custo do combustível no ano t (seu valor será zero para a fonte de energia renovável, como a solar, eólica e hidráulica); E_t [kWh] = energia elétrica gerada no ano t ; j [%] = Taxa de desconto; e n = número de anos do projeto.

O tempo de vida útil utilizado para todos os cálculos da viabilidade econômica será de 25 anos, sendo este tempo utilizado para cálculos de pequenos aproveitamentos hidrelétricos no país.

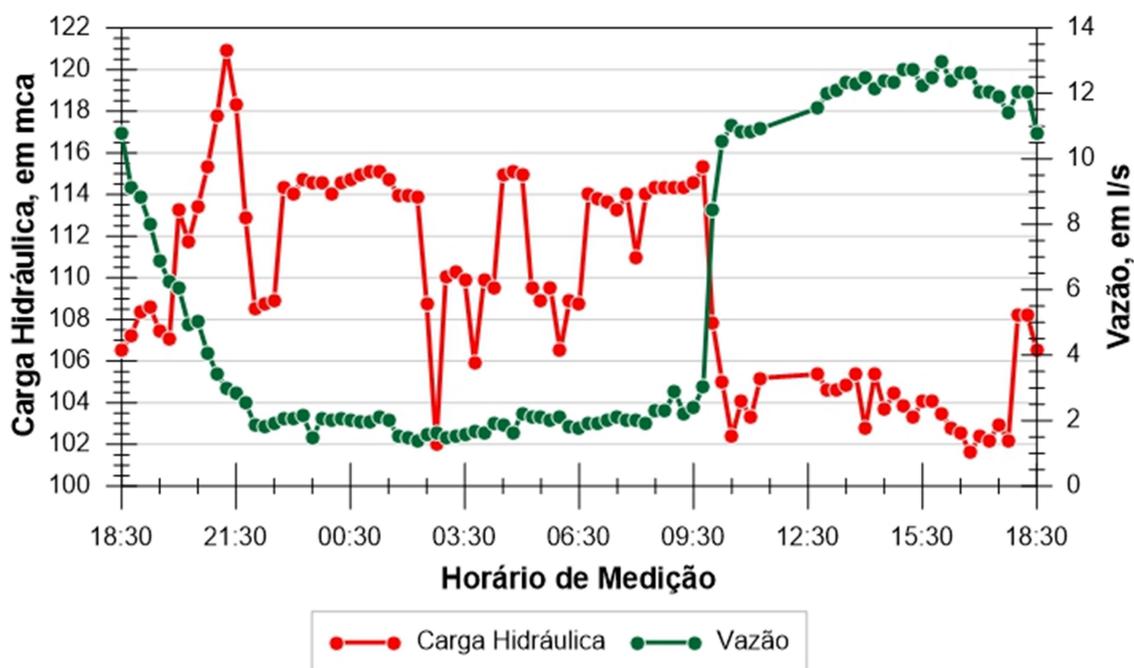
5. RESULTADOS

Os resultados são apresentados em quatro itens, sendo eles: dados coletados, definição do modelo da bomba, análise de custo de implantação e viabilidade econômica, conforme disposto a seguir.

5.1 Dados Coletados

Através dos dados coletados, é possível definir a potência disponível para cada horário. A Figura 31 apresenta o gráfico contendo os dados de pressão e vazão que foram coletados em campo, com frequência de 15 minutos.

Figura 31 - Dados de pressão e vazão coletados em campo

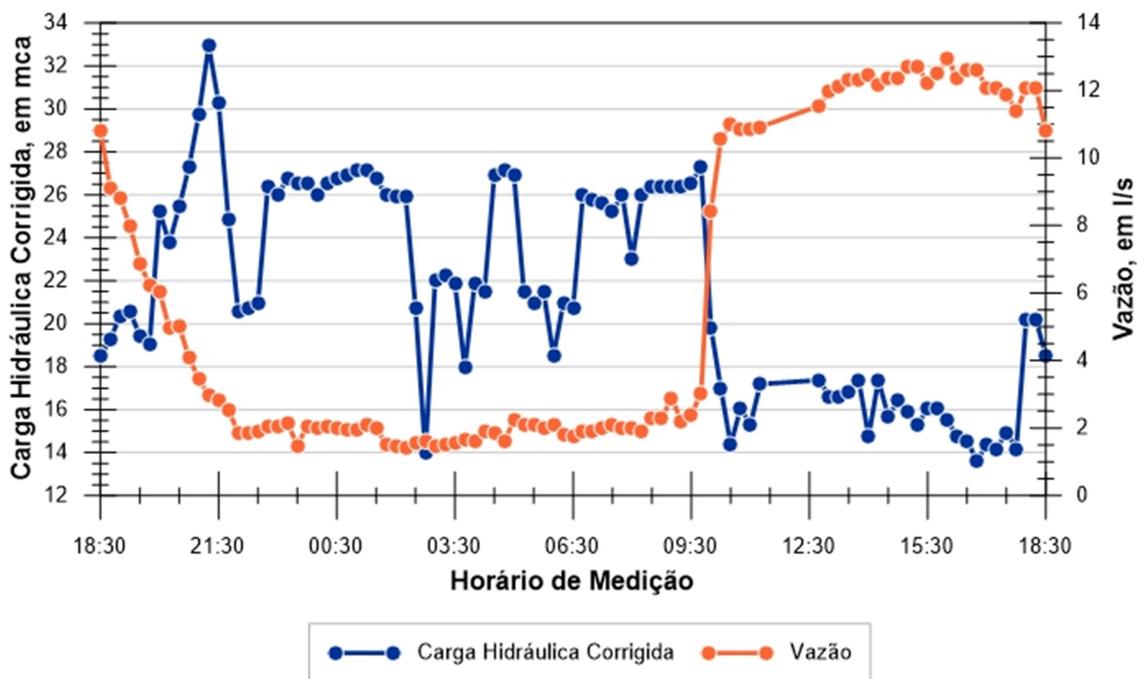


Fonte: Elaborado pelo autor

Os dados de vazão coletados foram condizentes com o perfil de consumo urbano, onde a maior demanda ocorre no período diurno e a menor vazão no período noturno, porém os dados de pressão apresentaram variações abruptas que podem ser resultado da variação na alimentação de energia do transmissor de pressão, do qual foi feito por uma fonte conectada a bateria de um carro, por não haver infraestrutura no local.

Devido a necessidade da seção em estudo abastecer outros reservatórios, o gráfico da Figura 32 apresenta os dados coletados com a subtração da diferença da cota piezométrica do ponto de coleta dos dados, com 822 m, e do reservatório a jusante com maior cota, com 910 m, resultando em uma diferença de 88 m.

Figura 32 - Dados de pressão e vazão corrigidos



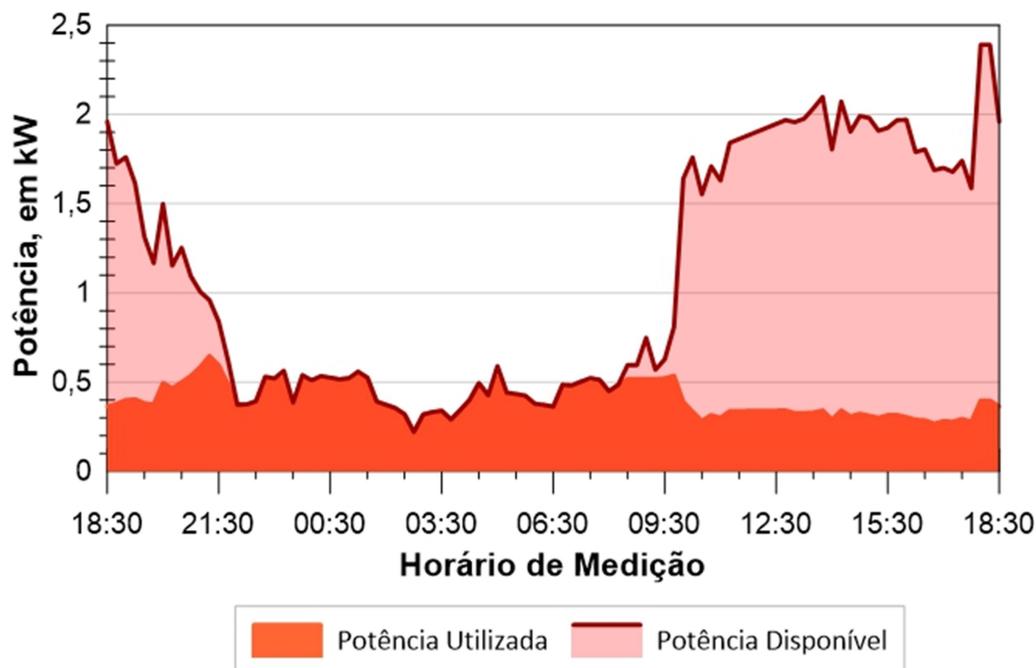
Fonte: Elaborado pelo autor

Devido a ausência de equipamentos de controle e regulação da vazão, optou-se por utilizar no projeto a vazão de maior frequência, de 2 l/s, equivalente a 7,2 m³/h.

Com os dados corrigidos, calcula-se a potência disponível para o reaproveitamento e a potência que será utilizada para a conversão em energia elétrica, tendo em vista as limitações físicas do sistema.

O gráfico da Figura 33 apresenta as curvas da potência disponível e da potência a ser convertida em energia elétrica. Vale ressaltar que a potência a ser convertida é a potência na entrada da BFT, necessitando multiplicar pelo rendimento da bomba utilizada para calcular a energia gerada.

Figura 33 - Potência disponível e potência utilizada

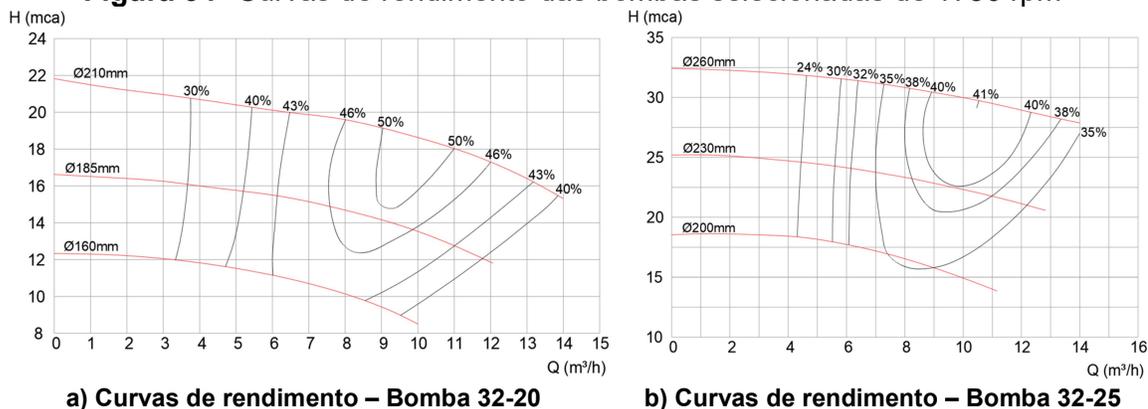


Fonte: Elaborado pelo autor

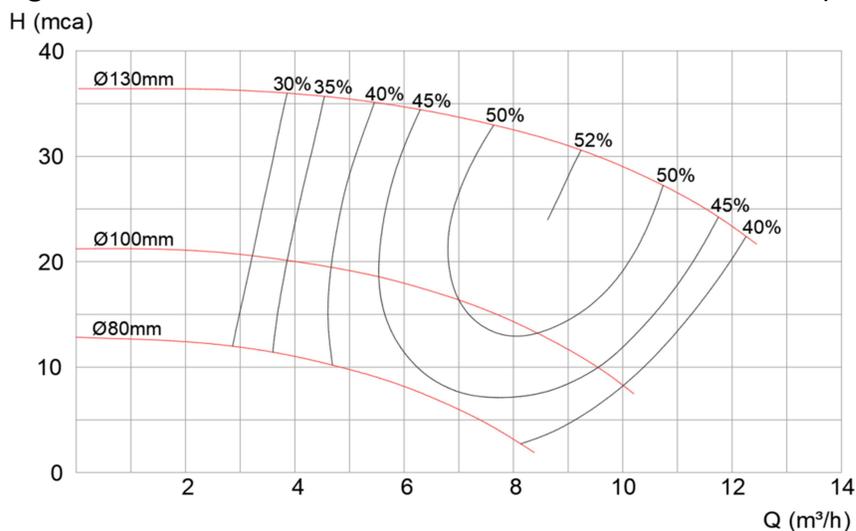
5.2 Definição do Modelo da Bomba e Geração Energética

A partir da definição dos dados de pressão e vazão, é necessário determinar o modelo da bomba que mais se adequa aos valores encontrados. Para isso, analisa-se as tabelas apresentadas na Figura 25 e Figura 26, adotando os dados de vazão em $7,2 \text{ m}^3/\text{h}$ e pressão no intervalo de 13 a 33 mca, conforme a medição realizada.

As bombas que atendem as condições de pressão e vazão do local de instalação da BFT são os modelos 32-20 e 32-25 para bombas de 1750 rpm (Figura 34) e o modelo 25-12 para bombas de 3500 rpm (Figura 35), conforme consta as curvas de rendimento de cada bomba nas figuras a seguir.

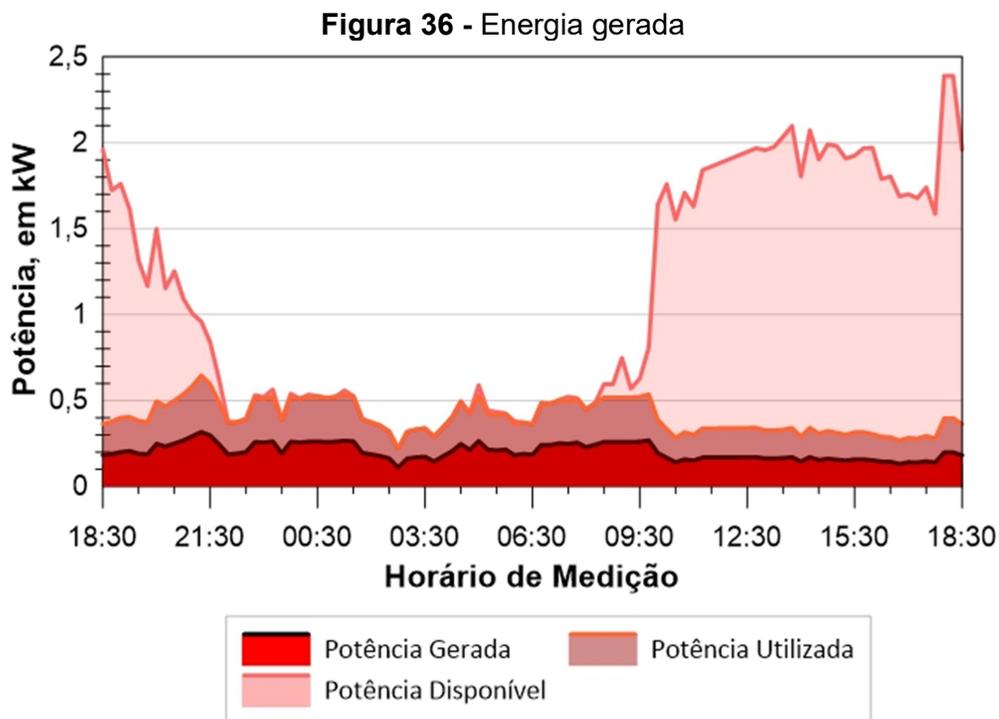
Figura 34 - Curvas de rendimento das bombas selecionadas de 1750 rpm

Fonte: Adaptado de EH bombas (s.d.)

Figura 35 - Curvas de rendimento da bomba 25-12 de 3.500 rpm

Fonte: Adaptado de EH bombas (s.d.)

Para a definição do modelo a ser utilizado, é necessário avaliar o melhor rendimento, diâmetro, faixa de operação e custo da bomba. A bomba que apresentou o melhor rendimento foi do modelo 25-12 de 3.500 rpm, além de abranger todo intervalo da variação de pressão e ser compatível com o diâmetro na seção de estudo. Segundo Viana (1990), as bombas de rotações maiores devem ser priorizadas devido ao custo reduzido que apresentam, enfatizando a escolha pela bomba de modelo 25-12 de 3.500 rpm. Com a definição do modelo a ser utilizado, calcula-se o rendimento da bomba com as condições de pressão e vazão para cada horário de medição, resultando na energia gerada (Figura 36).



5.3 Análise de Custo de Implantação

A análise do custo de implantação da BFT é realizada através do conjunto gerador, dos materiais e equipamentos hidráulicos e da obra civil, conforme especificado na revisão bibliográfica.

Para o conjunto gerador, foi considerado um inversor de 500 W da marca Hoymiles, modelo MI-500 e uma bomba do modelo EHF 25-12 de 3.500 rpm.

Para os materiais e equipamentos hidráulicos, foi considerada uma VRP do tipo proporcional da marca Bermad, modelo 720-PD 4", um filtro da mesma marca, modelo 70F, quatro flanges de PVC 110 mm para conexão com a BFT e a VRP, quatro válvulas esfera de PVC 110 mm, duas conexões Tê de PVC 110 mm, quatro curvas de 90° de PVC 110 mm, para possibilitar o encaixe na bomba selecionada e 12 m de tubo de PVC 110 mm. Além dos materiais e serviços apresentados, também é analisado o custo de instalação do conjunto gerador e do sistema hidráulico, considerando 24 horas de serviço de encanador e 8 horas de electricista.

Os custos dos serviços e materiais foram definidos através dos dados dos fornecedores e da tabela de preços do Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices (SINAPI, 2021) e da Secretaria de Estado de Transporte e Obras Públicas (SETOP, 2021), considerando as dimensões de 2,00 x 1,80 x 5,10 m (altura, largura e comprimento) para a caixa de proteção.

Para a escavação, terraplanagem e compactação do solo, foram consideradas 18,36 m³ de escavação mecânica, perfuração mecanizada de seis brocas com 2,0 m de profundidade e 25 cm de diâmetro e 15,0 m² de regularização e compactação de terreno com placa vibratória. Já para a construção da caixa de proteção, foi considerado: 0,59 m³ de concreto usinado 30 MPa e 48 m de barra de aço 10 mm para a fundação; 1,0 m³ de concreto usinado 30 MPa e 60 m de barra de aço 10 mm para a viga baldrame; 3,5 m³ de concreto usinado 30 MPa e 60 m de barra de aço 10 mm para o sistema estrutural; 9,18 m² de concreto usinado 30 MPa incluindo malha para o piso; 9,18 m² de laje pré-moldada e uma tampa de posto de visita para a laje; 2,0 m de escada de marinheiro para acesso; 100 kg de impermeabilizante; 80 horas de pedreiro e servente para a execução de toda a obra.

A Tabela 11 contém os custos unitários, totais e a quantidade de cada item apresentado. Além dos custos de implantação do sistema, devem ser considerados os custos de operação e manutenção, que segundo Lopes e Martinez (2006) são estimados em 5% do valor da BFT por ano.

Tabela 11 - Composição de custo de implantação da BFT

Classific.	Material/Serviço	Unidade	Qnt	Custo unit. (R\$)	Total (R\$)
Conjunto gerador	Inversor 500 W	Unidade	1	1.990,00	1.990,00
	Bomba EHF 25-12	Unidade	1	5.156,00	5.156,00
	Total				7.146,00
Materiais e equipam. hidráulicos	VRP 720-PD 4"	Unidade	1	10.568,75	10.568,75
	Filtro 70F 4"	Unidade	1	930,00	930,00
	Válvula esfera PVC 4"	Unidade	4	510,00	2.040,00
	Flange PVC 4"	Unidade	6	142,00	852,00
	Conexão Tê PVC 4"	Unidade	2	287,89	575,78
	Curva 90° PVC 4"	Unidade	4	234,53	942,12
	Tubo PVC Marrom 4"	M	12	102,47	1.229,64
	Berço – Perfil "I" aço laminado	kg	300	9,22	2.766,00
	Total				19.904,29
Obra civil	Escavação mecânica de vala	M³	18,	4,26	78,21
	Perfuração broca mecanizada	M	12	20,00	240,00
	Compactação de terreno	M²	15	2,47	37,05
	Concreto usinado 30 Mpa	M³	5,0	438,82	2.233,59
	Barra de aço 10 mm	kg	103	13,40	1.388,24
	Piso concreto usinado 30 Mpa	M²	9,1	160,87	1.476,78
	Laje pré-moldada	M²	9,1	87,44	802,70
	Tampa posto de visita	Unidade	1	104,20	104,20
	Escada marinho	M	2	163,31	326,62
	Impermeabilizante	M²	36,	18,36	675,28
	Total				7.362,67
Serviços	Encanador	Hora	24	19,15	459,60
	Eletricista	Hora	8	19,82	158,56
	Pedreiro	Hora	80	19,63	1.570,40
	Servente	Hora	80	14,10	1.128,00
	Total				3.316,56
Total geral					37.729,52

Fonte: Elaborado pelo autor

5.4 Viabilidade Econômica

O cálculo da viabilidade econômica foi feito adotando três cenários, sendo o primeiro com todos os materiais e serviços inclusos, o segundo com o conjunto gerador e os materiais e equipamentos hidráulicos e o terceiro apenas com o conjunto gerador, no intuito de analisar a viabilidade em diferentes condições de infraestrutura para o local de projeto. Considerando o modelo de compensação de energia adotado para o país, *net metering*, o cálculo do benefício anual foi realizado através do custo evitado da concessionária, com projeções para todas as bandeiras.

Para os cálculos, foram utilizadas as Equações (29) e (30), com os valores de juros de 7,75%, referente à taxa Selic para o mês de novembro de 2021, custo de operação e manutenção de R\$ 257,80 por ano, referente a 5% do valor da BFT, tempo de vida de 25 anos, referente a pequenos projetos hidrelétricos no país e 4,857 kWh/dia de energia gerada, conforme apresenta a área no gráfico da Figura 36. Devido a energia gerada anualmente (1,77 MWh) não atender ao consumo anual da concessionária (1.455,71 MWh), o custo de disponibilidade não foi aplicado.

5.4.1 Cenário 1

O Cenário 1 corresponde ao cenário real, em que será necessário instalar toda infraestrutura no local para inserir a BFT no sistema, contendo o conjunto gerador, materiais e equipamentos hidráulicos e obra civil. Foi considerado R\$ 37.729,52 de investimento inicial, apresentando como resultado para o Custo Nivelado de Energia R\$ 2,10/kWh para o tempo de 25 anos. Os resultados do VPL, TIR, *payback* e benefícios para todas as bandeiras são apresentados na Tabela 12.

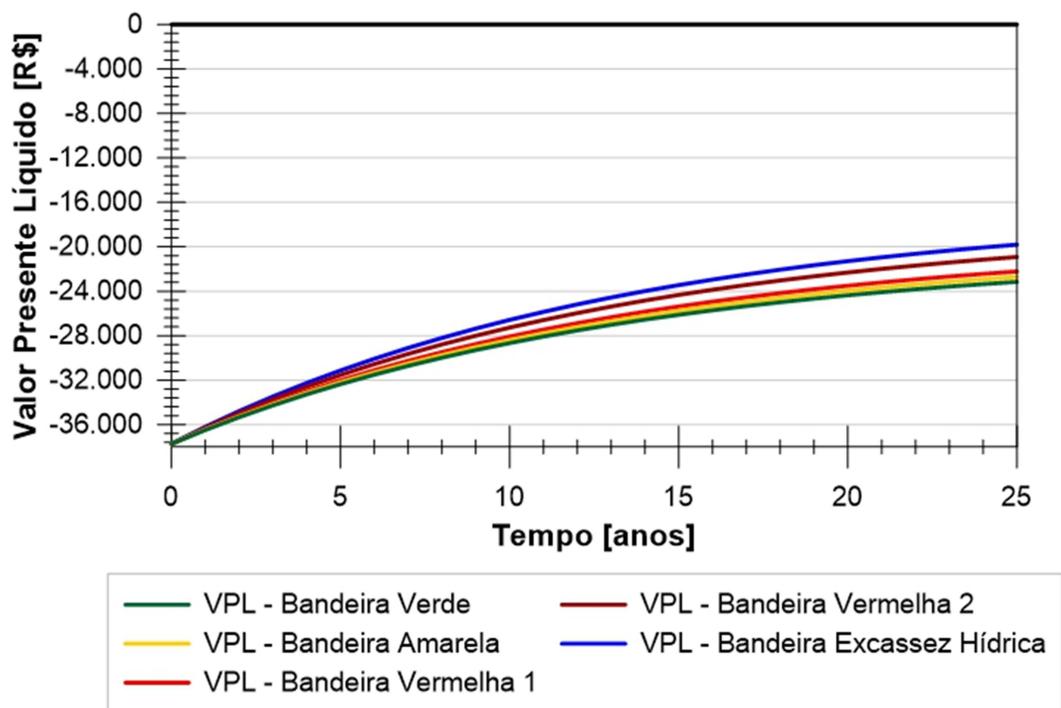
Tabela 12 - Resultados dos cálculos de viabilidade econômica para o Cenário 1

Bandeira	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2	Esc. Hídrica
VPL (R\$)	-23.156,06	-22.714,19	-22.219,72	-20.917,87	-19.807,74
TIR (%)	-1	-1	0	0	1
<i>Payback</i> (anos)	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável
Benefício anual (R\$)	1.336,19	1.376,70	1.422,04	1.541,40	1.643,18

Fonte: Elaborado pelo autor

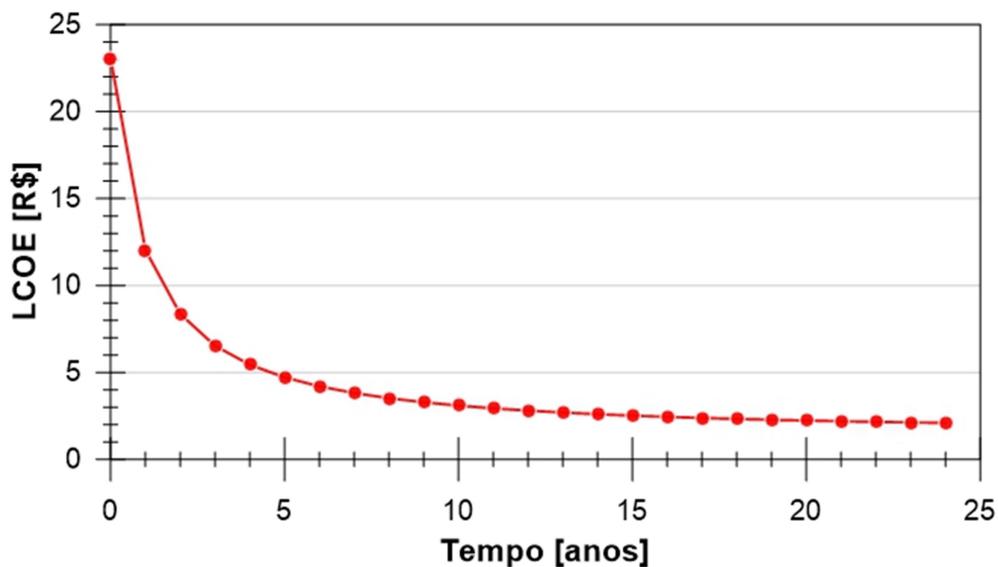
A Figura 37 mostra os valores do VPL no tempo de vida útil do sistema para as diferentes bandeiras e a Figura 40 mostra as curvas com a evolução do Custo Nivelado de Energia (LCOE) para o Cenário 1.

Figura 37 - VPL em função do tempo para o Cenário 1



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 38 - LCOE em função do tempo para o Cenário 1



Fonte: Elaborado pelo autor

5.4.2 Cenário 2

O Cenário 2 corresponde ao cenário em que a obra civil já existe, sendo necessário instalar o conjunto gerador e os materiais e equipamentos hidráulicos, junto com o serviço do encanador e eletricitista. Foi considerado R\$ R\$ 27.668,45 de investimento inicial, apresentando como resultado para o Custo Nivelado de Energia R\$ 1,58/kWh para o tempo de 25 anos. Os resultados do VPL, TIR, *payback* e benefício anual para as diferentes bandeiras são apresentados na Tabela 13.

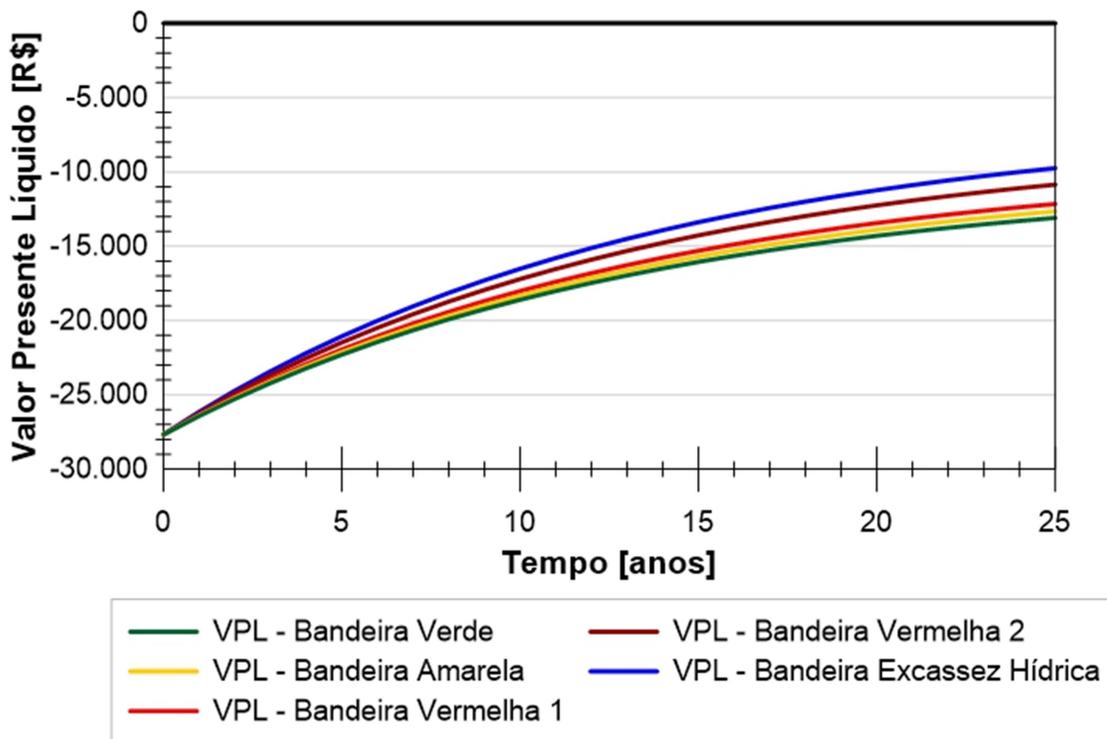
Tabela 13 - Resultados dos cálculos de viabilidade econômica para o Cenário 2

Bandeira	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2	Esc. Hídrica
VPL (R\$)	-13.094,99	-12.653,12	-12.158,65	-10.856,80	-9.746,67
TIR (%)	2	2	2	3	3
<i>Payback</i> (anos)	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável
Benefício anual (R\$)	1.336,19	1.376,70	1.422,04	1.541,40	1.643,18

Fonte: Elaborado pelo autor

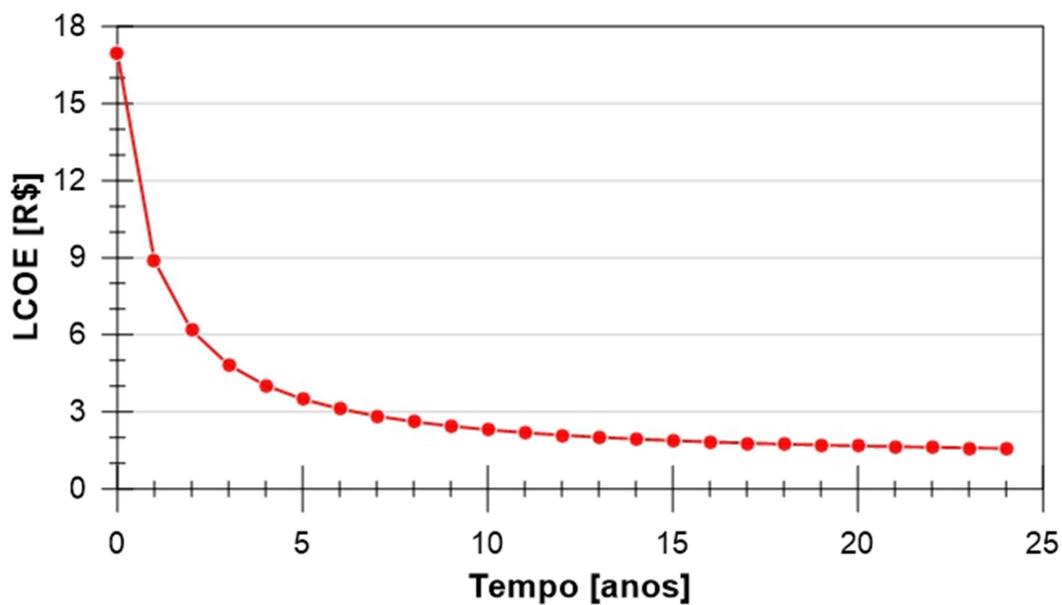
Os valores do Cenário 2 para o VPL no tempo de vida útil do sistema para as diferentes bandeiras são apresentados pela Figura 39, e os valores do Custo Nivelado de Energia (LCOE) são apresentados pela Figura 40.

Figura 39 - VPL em função do tempo para o Cenário 2



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 40 - LCOE em função do tempo para o Cenário 2



Fonte: Elaborado pelo autor

5.4.3 Cenário 3

O Cenário 3 corresponde ao cenário em que toda infraestrutura já existe, sendo necessário instalar apenas o conjunto gerador, junto com o serviço do encanador e eletricista. Foi considerado R\$ 7.764,45 de investimento inicial, apresentando como resultado para o Custo Nivelado de Energia R\$ 0,55/kWh para o tempo de 25 anos. Os resultados do VPL, TIR, *payback* e benefício anual para as diferentes bandeiras são apresentados na Tabela 14.

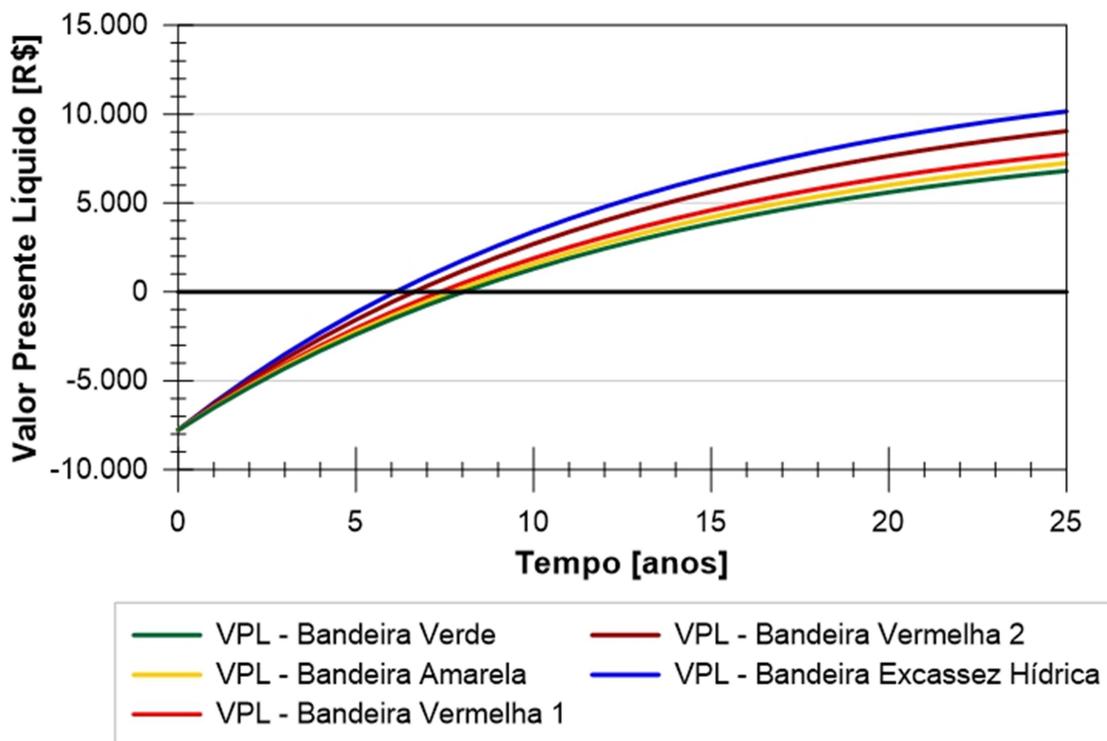
Tabela 14 - Resultados dos cálculos de viabilidade econômica para o Cenário 3

Bandeira	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2	Esc. Hídrica
VPL (R\$)	6.809,30	7.251,17	7.745,64	9.047,49	10.157,62
TIR (%)	17	17	18	20	21
<i>Payback</i> (anos)	8,01	7,39	7,21	6,39	6,06
Benefício anual (R\$)	1.336,19	1.376,70	1.422,04	1.541,40	1.643,18

Fonte: Elaborado pelo autor

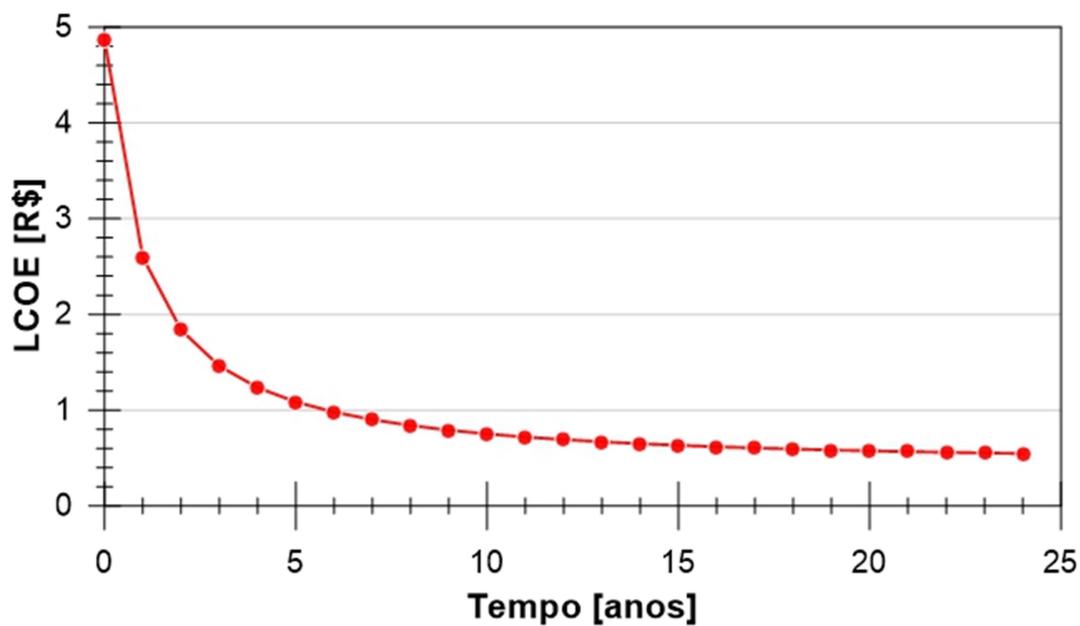
Os valores do Cenário 3 para o VPL no tempo de vida útil do sistema para as diferentes bandeiras são apresentados pela Figura 41 e os valores do Custo Nivelado de Energia (LCOE) são apresentados pela Figura 42.

Figura 41 - VPL em função do tempo para o Cenário 3



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 42 - LCOE em função do tempo para o Cenário 3



Fonte: Elaborado pelo autor

6. CONCLUSÕES

Devido a vazão de maior frequência apresentar um valor baixo para geração hidrelétrica, sendo de 2 l/s, e a necessidade de garantir o abastecimento de outros reservatórios com cota piezométrica mais elevada, a potência aproveitada para a geração de energia elétrica foi consideravelmente baixa se comparada aos trabalhos analisados no capítulo da revisão bibliográfica.

Os cenários econômicos são definidos de acordo com a bandeira aplicada, que pode variar conforme a política econômica e energética do país. Adotando a bandeira amarela como referência por ser o valor médio desde a implantação do sistema de bandeiras e a energia gerada anualmente para o ponto estudado, o projeto só apresenta viabilidade no Cenário 3, referente a condição de já existir toda infraestrutura no local. Como não há nenhuma infraestrutura no local de estudo, o projeto não tem viabilidade econômica de implantação.

O cenário que apresentou viabilidade econômica (Cenário 3) na bandeira amarela tem como VPL para 25 anos R\$ 7.251,17, TIR de 21%, Custo Nivelado de Energia de R\$ 0,55/kWh e *payback* de aproximadamente seis anos, mostrando que mesmo para baixas potências, a geração energética por BFTs em sistemas de abastecimento de água pode demonstrar vantagens com relação a outras tecnologias de energias renováveis, como a fotovoltaica.

O cenário real (Cenário 1) na bandeira amarela não apresentou viabilidade de implantação, resultando em um VPL negativo, de R\$ 22.714,19, TIR menor do que a taxa de juros, em -1%, Custo Nivelado de Energia de R\$ 2,10/kWh e *payback* de um tempo maior que a vida útil do projeto.

Os custos para a potência instalada no cenário real (Cenário 1) foram referentes a 18,95% para o conjunto gerador, 52,75% para os materiais e equipamentos hidráulicos, 19,51% para a obra civil e 8,79% para os serviços complementares, apresentando como maior parcela os materiais e equipamentos hidráulicos. Este valor reflete a necessidade da instalação do conjunto da VRP e do filtro, que representam 30,5% do valor total e 57,8% dos materiais e equipamentos hidráulicos.

Para continuação dos estudos, recomenda-se a realização de novos trabalhos em sistemas de abastecimento de água com diferentes níveis de infraestrutura, priorizando os sistemas que já apresentam equipamentos de controle para utilizar a mesma infraestrutura e seções que apresentem baixa variação de vazão para um melhor aproveitamento da potência disponível. Recomenda-se também que a coleta de dados seja realizada em períodos maiores, fornecendo dados de diferentes dias e em diferentes épocas do ano.

Apesar da pesquisa não apresentar viabilidade econômica para implantação em dois no total de três cenários, a metodologia desenvolvida possibilita a análise prévia do projeto em diferentes situações, apresentando relevância para tomadas de decisões em projetos com as condições da rede semelhantes que já contenham infraestrutura no local de instalação da BFT.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABES - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENGENHARIA SANITÁRIA E AMBIENTAL. **Perdas de Água**. ABES, São Paulo, 2015. Disponível em: <<http://abes-dn.org.br/pdf/Perdasdeagua2015.pdf>>. Acesso em 7 jul. 2020.

ABREU, M. W.; PEREIRA, G. A. A. **Para quem serve o sistema de bandeiras tarifárias?**. FGV Energia, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/22062/Coluna%20Opinio%20Marco%20-%20Sistema%20de%20bandeiras%20-%20Mariana%20e%20Guilherme.pdf>>. Acesso em: 14 jun. 2020.

ALATORRE-FRENK, C.; THOMAS, T. H. **The pumps-as-turbines approach to small hydropower**. World Congress on Renewable Energy, Proceedings of the 1st World Renewable Energy Congress. Pergamon Press, 5, 2914-8. 1990.

ALGIERI, A. et al. **Potential energy exploitation in collective irrigation systems using pumps as turbines: A case study in Calabria (Southern Italy)**. Journal of Cleaner Production, v. 257, p. 120538, 2020.

ALTOE, L.; COSTA, J. M., OLIVEIRA FILHO, D., MARTINEZ, F. J. R., FERRAREZ, A. H., VIANA, L. D. A. **Políticas públicas de incentivo à eficiência energética**. Estud. av., São Paulo, v. 31, n. 89, p. 285-297, Apr. 2017. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40142017000100285&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 13 mai. 2020.

ALVES, D. D. S. **Contribuição para o estudo e a aplicação de bombas funcionando como turbinas na geração descentralizada**. 2010, 120 p. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010. Disponível em: <<https://oatd.org/oatd/record?record=handle%3A1843%2FBUOS-8F9GPE>>. Acesso em: 20 mar. 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Acionamento e Adicional Bandeiras Tarifárias**. Superintendência de Gestão tarifária (SGT). 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorio-bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 25 out. 2021.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras Tarifárias**. Brasília: ANEEL, 2015b. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 12 mai. 2020.

ANEEL- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Cadernos temáticos ANEEL. **Micro e minigeração distribuída: Sistema de compensação de energia elétrica**. ANEEL, Brasil, n. CDU: 621.311, ed. 2, 2016. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>>. Acesso em: 10 mai. 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Despacho Nº 1.365, de 1º de maio de 2015**: Configurando a plena interligação do sistema Manaus ao SIN.

2015a. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_area/arquivos/48500.005936-2016-98.pdf>. Acesso em: 12 mai. 2020

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 247, de 21 de dezembro de 2006**: Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, comunidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências. 2006. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2006247.pdf>>. Acesso em: 11 mai. 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº414, de 9 de setembro de 2010**: Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 11 mai. 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº482, de 17 de abril de 2012**: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 11 mai. 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 547, de 16 de abril de 2013**: Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. 2013. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>>. Acesso em: 11 mai. 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 622, de 19 de agosto de 2014**: Dispõe sobre as garantias financeiras e a efetivação de registros de contratos de compra e venda de energia elétrica, associados à comercialização no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e dá outras providências. 2014. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014622.pdf>>. Acesso em: 11 mai. 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015**: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição –PRODIST. 2015c. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> >. Acesso em: 11 mai. 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº786, de 17 de outubro de 2017**: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 11 mai. 2020.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Estatísticas - Meta para Taxa Selic**. 2020. Disponível em: < <https://www.bcb.gov.br/estatisticas> >. Acesso em: 1 jul. 2020.

BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009, 110 p. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/publico/DissertRicardoBenedito.pdf>>. Acesso em: 14 mai. 2020.

BERMAD. **Catálogo de Válvula Controladora de Vazão**. Bermad Global & Subsidiaries, [s.d.] a. Disponível em: <https://www.bermad.com/app/uploads/sites/8/WW-VA-660_1.pdf>. Acesso em: 4 jul. 2020.

BERMAD. **Catálogo de Válvula de Controle**. Bermad Global & Subsidiaries, [s.d.] c. Disponível em: <<https://www.bermad.com/br/product/va-646/>>. Acesso em: 4 jul. 2020.

BERMAD. **Catálogo de Válvula Sustentadora e Redutora de Pressão**. Bermad Global & Subsidiaries, [s.d.] b. Disponível em: <<https://www.bermad.com/br/product/va-604/>>. Acesso em: 4 jul. 2020.

BOFF, D. **Sinal Econômico Tarifário como Ferramenta para a Eficiência das Distribuidoras de Energia Elétrica: um estudo de caso**. 2017, 73p. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 2017. Disponível em: <<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/168618/001044352.pdf?sequenc e=1>>. Acesso em: 14 mai. 2020

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. **A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity**. Renewable and sustainable energy reviews, Michigan Technological University, Michigan, v. 15, n. 9, p. 4470-4482, 2011. Disponível em:<[https://digitalcommons.mtu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1028&context=materials_ fp](https://digitalcommons.mtu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1028&context=materials_fp)>. Acesso em: 12 mai. 2020.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 30 jul. 2004. Seção 1, p.1. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5163.htm>. Acesso em: 12 ago. 2020.

BRASIL. Decreto nº 7.217, de 21 de junho de 2010. Regulamenta a Lei nº 11.445, de 5 de janeiro de 2007, que estabelece diretrizes nacionais para o saneamento básico, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 26 jun. 2010. Seção 1, p.1. Disponível em: <<http://www4.planalto.gov.br/legislacao/portal-legis/legislacao-1/decretos1/2020-decretos>>. Acesso em: 11 mai. 2020.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF.

Seção 1, p.10125. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm>. Acesso em: 11 mai. 2020.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Seção 1, p. 28653. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm>. Acesso em: 11 mai. 2020.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 16 mar. 2004. Seção 1, p.2
Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em: 11 mai. 2020.

BRASIL. Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018. Regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. **Diário Oficial da União**, Ministério de Minas e Energia, Brasília, v. 249, p. 443, 28 dez. 2018. Seção 1, pt.1. Disponível em: <https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754>. Acesso em: 11 mai. 2020.

BRUNO, D. C. N. **Os reflexos do sistema de bandeiras tarifárias em face do consumidor e concessionárias de energia elétrica**. 2019. 102p. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Direito, Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Sçao Leopoldo. 2019. Disponível em:
<http://www.repositorio.jesuita.org.br/bitstream/handle/UNISINOS/7793/Danielle%20Cristina%20Nunes%20Bruno_.pdf?sequence=1>. Acesso em: 13 mai. 2020.

CEMIG. **Valores de tarifas e serviços**. Companhia Energética de Minas Gerais. 2020. Disponível em: < https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx >. Acesso em: 22 mar. 2020.

CCEE-CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. ELÉTRICA, 2018. "**27º Leilão de Energia Nova contrata projetos renováveis com menores preços da história**". Disponível em:< <https://bit.ly/2BZLx3c>>. Acesso em: 10 mai. 2020.

CHAPALLAZ, J. M.; EICHENBERGER, P.; FISCHER, G.; **Manual on Pumps Used as Turbines**. MHPG Series. v. 11; Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH; Germany, 1992.

CHILDS, S. M. **Convert pumps to turbines and recover HP. Hydro- carbon Processing and Petroleum** ReJner, v. 41. n.1, 173-174p. [S.l.] out. 1962.

CORRÊA, S. S.; SILVA, L. C.; ALVES, I. M.; BEZERRA, S. T. M.; RIBEIRO, A. A. S. **Uso de bombas funcionando como turbinas como alternativa para o controle de pressão em sistemas de distribuição de água.** Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental. Natal, RN, xi, n. 99, p. 1-8, 2019. Disponível em: <<http://abes.locaweb.com.br/XP/XP-EasyArtigos/Site/Uploads/Evento45/TrabalhosCompletoPDF/XI-099.pdf>>. Acesso em: 29 abri. 2020.

DU, J. et al. **Micro hydro power generation from water supply system in high rise buildings using pump as turbines.** Energy, v. 137, p. 431-440, 2017.

EH BOMBAS. **Tabela de Seleção de Bombas (Rotor Fechado) 1750RPM - Bombas Centrífugas EHF.** Disponível em: <<http://ehbombas.com.br/bomba-modelo-ehf.php>>. Acesso em: 25 ago. 2019.

EH BOMBAS. **Tabela de Seleção de Bombas (Rotor Fechado) 3500RPM - Bombas Centrífugas EHF.** Disponível em: <<http://ehbombas.com.br/bomba-modelo-ehf.php>>. Acesso em: 25 ago. 2019.

FERREIRA, R. M. P. **Aproveitamento de energia em sistemas de abastecimento de água.** 2015, 145p. Dissertação apresentada ao Ciclo de Estudos Integrados Conducentes ao Grau de Mestre em Engenharia Civil, Universidade do Minho, Braga, Portugal. 2015. Disponível em: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/40480/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o_Ricardo_Pinheiro_2015.pdf>. Acesso em: 29 abri. 2020.

FERREIRA, J. F. H. **Avaliação do consumo e da despesa de energia elétrica no estudo de concepção de sistema de abastecimento de água.** 2019, 161 p. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2019. Disponível em: <<http://repositorio.ufpa.br/jspui/handle/2011/12022>>. Acesso em: 14 abri. 2020.

FONTANA, N., GIUGNI, M., PORTOLANO, D. **Losses reduction and energy production in water distribution networks.** 2012. J Water Res PI-ASCE, v. 138, n. 3, p. 237–244, 2012. Disponível em: <https://www.researchgate.net/profile/Maurizio_Giugni/publication/267509562_Losses_Reduction_and_Energy_Production_in_Water_Distribution_Networks/links/545123d90cf285a067c683e8.pdf>. Acesso em: 11 mai. 2020

FROSINA E., BUONO D., SENATORE A., **A Performance Prediction Method for Pumps as Turbines (PAT) Using a Computational Fluid Dynamics (CFD) Modeling Approach.** Energies 2017, v.10, n. 1, p.103-116. 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en10010103>>. Acesso em: 25 out. 2021.

GALVÃO, J. R. B. **Avaliação da relação pressão x consumo, em áreas controladas por válvulas redutoras de pressão (VRPs). Estudo de caso: rede** Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2007. Disponível em:

<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3147/tde-08012008-122840/publico/Dissertacao_JRBG_re_ed.pdf>. Acesso em: 22 mar. 2020

GONÇALVES, M. P. **Análise dos instrumentos de compensação e incentivo energético Net Metering e Feed-in Tariff no Brasil**. 2018, 88p. Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia, Universidade de Brasília, Brasília. 2018. Disponível em: <https://bdm.unb.br/bitstream/10483/20775/1/2018_MatheusPereiraGoncalves_tcc.pdf>. Acesso em: 2 jun. 2020

GROVER, K.M. **Conversion of pumps to turbines**. Katonah, New York 1980: GSA Inter Corp. 1980, pp. 125 138.

GUANAIS, A. L. R.; COHIM, E. B.; MEDEIROS, D. L. **Avaliação energética de um sistema integrado de abastecimento de água**. Eng. Sanit. Ambient., Rio de Janeiro, v. 22, n. 6, p. 1187-1196, Dec. 2017. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1413-41522017000601187&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 12 abri. 2020.

HADIDI, L. A.; OMER, M. M. **A financial feasibility model of gasification and anaerobic digestion waste-to-energy (WTE) plants in Saudi Arabia**. Waste Management, v. 59, p. 90–101, 2017.

HUANG S., GUANGQI Q., SU, X., CHEN, J., ZOU, W. **Performance Prediction of a Centrifugal Pump as Turbine Using Rotor-Volute Matching Principle**. Renewable Energy, v.108, p. 64-71. 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.045>>. Acesso em: 25 out. 2021.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Censo Demográfico**. 2010. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/home/cnt/brasilhttps://sidra.ibge.gov.br/home/cnt/brasil>>. Acesso em: 2 abri. 2020.

KNAPP, R. T. **Complete Characteristics of Centrifugal Pumps and Their Use in the Prediction of Transient Behavior**. Trans. ASME, 1939. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/040c/1c6d2402664250f84839fb380d32944cd049.pdf>>. Acesso em: 23 mar. 2020.

KNAPP R. T. **Centrifugal Pump Performance as Affected by Design Features**. Trans. ASME, 1941. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/ca11/c5411a64fbd7b97f6af42b55416729e78d33.pdf>> Acesso em: 11 ago. 2020.

KRAMER, M.; TERHEIDEN, K.; WIEPRECHT, S. **Pumps as turbines for efficient energy recovery in water supply networks**. Renewable energy, v. 122, p. 17-25, 2018.

LACCHINI, C. **Análise econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no contexto brasileiro, com foco nos indicadores financeiros e nas tarifas locais de energia elétrica**. 2017, 156p. Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil - PPGEC, para a obtenção do Título de Doutor em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

Disponível em:

<<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/181239/348629.pdf?sequenc e=1>>. Acesso em: 11 abri. 2020.

LENHS/UFPB – LABORATÓRIO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E HIDRÁULICA EM SANEAMENTO. **EPANET**. 2020. Disponível em:

<<http://ct.ufpb.br/lenhs/contents/menu/epanet>>

LEWINSKY, K. (1987) **Pumpen als turbinen fur kleinkraftwerke. Wasserwirtschaft**, 77(10), 531-37.

LIMA, G. M.; VIANA, A. N. C.; DIAS, R. S. C. **Eficiência Energética e Controle de Pressão Utilizando Bombas Funcionando como Turbina em Redes de Distribuição de Água**. The 9th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, São Paulo, 2013. Disponível em:

<https://www.academia.edu/download/40756717/clagtee2013_submission_105.pdf>.

Acesso em: 22 mar. 2020

LIMA, G. M. **Geração de Energia e Controle de Pressão em Redes de Abastecimento de Água Utilizando Bombas Funcionando como Turbina**. 2017, 138 p. Tese de Doutorado apresentada a Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017. Disponível em:

<http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/331097/1/Lima_GustavoMeirelles_D.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2020.

LIMA, G. M. **Microgeração em Sistemas de Abastecimento de Água**. 2013, 86p. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia, UNIFEI, Itajubá, 2013. Disponível em:

<<https://saturno.unifei.edu.br/bim/0039909.pdf>>. Acesso em: 30 nov. 2019.

LIMA, G.; JUNIOR, E.; BRENTAN, B. M. **Selection and location of Pumps as Turbines substituting pressure reducing valves**. *Renewable Energy*, v. 109, p. 392-405, 2017.

LIN, T., ZHU, Z., LI, X., LI, J., LIN, Y. **Theoretical, Experimental, and Numerical Methods to Predict the Best Efficiency Point of Centrifugal Pump as Turbine**.

Renewable Energy, v.168, p. 31-44. 2021. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.040>>. Acesso em: 25 out. 2021.

LOPES, R. E.; MARTINEZ, C. B. O Uso de Bombas Funcionando como Turbinas para Sistemas de Recalque de Água. VI Seminário Iberoamericano sobre Sistemas de Abastecimento Urbano de Água, João Pessoa, 2006. Disponível em:

<<http://www.lenhs.ct.ufpb.br/html/downloads/serea/6serea/TRABALHOS/trabalhoO.pdf>>. Acesso em: 3 abri. 2020.

LOPES, R. M. ALVES, A. C. F., FERREIRA, J. F. H., MARQUES, M. G., PEREIRA, J. A. R. **Determinação da despesa com energia elétrica na lavagem de filtro rápido de estação de tratamento de água**. *Eng. Sanit. Ambient.*, Rio de Janeiro, v. 25, n. 1, p. 145-155, jan. 2020. Disponível em:

<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1413-41522020000100145&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 13 jun. 2020.

MACINTYRE, A. J. **Máquinas Motrizes Hidráulicas**. Rio de Janeiro: Guanabara II, 1983.

MAKINO, D. L. **Eficiência energética em sistemas de abastecimento de água usando bombas de rotação variável**. 2012, 152 p. Dissertação de Mestrado apresentada à Comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Tecnologia, Universidade Estadual de Campinas, Limeira, 2012. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/267783/1/Makino_DanielLucas_M.pdf>. Acesso em: 2 jun. 2020.

MEDEIROS, D. M. **A utilização de bombas operando como turbinas e geradores de indução na geração de energia elétrica**. 2004, 152p. Dissertação Apresentada de Engenharia da Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004. Disponível em: <http://www.academia.edu/download/49712488/0030591_bomba_como_turbina.pdf>. Acesso em: 23 mar. 2020.

MORAES, F. A. C. **Impacto econômico das bandeiras tarifárias nos processos tarifários das distribuidoras de energia elétrica**. 2018, 102 p. Projeto de dissertação apresentado para a conclusão do Mestrado Profissional em Políticas Públicas e Desenvolvimento, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, Brasília, 2018. Disponível em: <http://www.mestradoprofissional.gov.br/sites/images/mestrado/turma2/felipe_augusto_cardoso_moraes.pdf>. Acesso em: 12 abri. 2020.

MOTTA, R. G. **Importância da setorização adequada para combate às perdas reais de água de abastecimento público**. 2010. 176 p. Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3147/tde-18082010-171334/publico/Dissertacao_Renato_Goncalves_Motta.pdf>. Acesso em: 14 ago. 2020.

MOURA, G. N. P. de. **A relação entre água e energia: gestão energética nos sistemas de abastecimento de água das companhias de saneamento básico do Brasil**. 2010, 222 p. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <<https://www.osti.gov/etdweb/servlets/purl/21429284>>. Acesso em: 13 mai. 2020.

NASCIMENTO, T. C.; MENDONÇA, A. T. B. B.; CUNHA, S. K. **Inovação e sustentabilidade na produção de energia: o caso do sistema setorial de energia eólica no Brasil**. Cad. EBAPE.BR, Rio de Janeiro, v. 10, n. 3, p. 630-651, set. 2012. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1679-39512012000300010&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 28 abri. 2020.

NEIRU - NÚCLEO ESTRATÉGICO INTERDISCIPLINAR EM RESILIÊNCIA URBANA. **Plano Municipal de Saneamento Básico - Santa Rita do Sapucaí - MG:**

Diagnóstico. Itajubá, 2019. Disponível em:
 <[https://neiru.org/files/shares/Santa%20Rita%20do%20Sapuca%C3%AD/Documentos%20Oficiais/PRODUTO%203%20%20-%20DIAGN%C3%93STICO%20\[VERS%C3%83O%20PR%C3%89VIA\].pdf](https://neiru.org/files/shares/Santa%20Rita%20do%20Sapuca%C3%AD/Documentos%20Oficiais/PRODUTO%203%20%20-%20DIAGN%C3%93STICO%20[VERS%C3%83O%20PR%C3%89VIA].pdf)>.
 Acesso em: 22 mar. 2020.

NEIRU - NÚCLEO ESTRATÉGICO INTERDISCIPLINAR EM RESILIÊNCIA URBANA. **PRODUTO 04: Diagnóstico Técnico e Participativo, Versão Oficial.** Itajubá, 2021. Disponível em:
 <<https://neiru.org/files/shares/Elói%20Mendes/PMSB/PRODUTO%204/Produto%204%20-%20Capítulos%201,2,3,4.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2021.

PEREIRA, L. C. **Análise de Políticas Públicas de incentivo às Fontes de Energia Renováveis através de um modelo econômico do Mercado Elétrico.** 2017, 123 p. Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017. Disponível em:
 <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/1073/dissertacao_pereira7_2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 2 jun. 2020.

PUGLIESE, F. et al. **Experimental characterization of two pumps as turbines for hydropower generation.** Renewable energy, v. 99, p. 180-187, 2016.

RIBEIRO, U. G. V. **Estudo de viabilidade econômica de instalação de fontes de energia renováveis baseadas em células fotovoltaicas para o uso residencial.** Monografia de trabalho de conclusão de curso apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação - Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2012. Disponível em:
 <http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-18042013-145705/publico/Ribeiro_Uire_Guimaraes_Vieira.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2020.

RODRÍGUEZ, C. R. C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: O caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002. Disponível em:
 <http://www.professores.uff.br/dulcemargarcia/wp-content/uploads/sites/39/2017/07/Tarifas_Energia.pdf>. Acesso em: 12 mai. 2020.

SAAE - SERVIÇO AUTÔNOMO DE ÁGUA E ESGOTO. **Diagnóstico do Sistema de Abastecimento de Água do Município de Elói Mendes no Ano de 2020.** Elói Mendes. 2020. Disponível em: <<https://www.saaeloimendes.com.br/wp-content/uploads/2020/06/Diagnostico.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2021.

SABESP. 2018. **Requisitos básicos para elaboração de projetos dos sistemas de água e esgotos em empreendimentos imobiliários.** 2018. Caderno técnico para elaboração de projetos dos sistemas de água e esgotos em empreendimentos imobiliários. São Paulo. v. 1, n. 1, p. 1-53, 2018. Disponível em: <
http://site.sabesp.com.br/site/uploads/file/asabesp_doctos/espaco_empendedor/orientador_empendedor_cadernotecnico_interior_litoral.pdf>. Acesso em: 11 abr. 2020

SAMPAIO FILHO, G.; ALCALDE, J. L. **Análise de Qualidade de Energia e Eficiência Energética em Sistemas de Água e Saneamento**. Anais do IV SEREA–Seminário Hispano Brasileiro sobre Sistemas de Abastecimento Urbano de Água, João Pessoa-Brasil, CD-ROM, 2004. Disponível em: <http://www.lenhs.ct.ufpb.br/html/downloads/serea/4serea/artigos/analise_de_qualidade_de_energia_co.pdf>. Acesso em: 14 mai. 2020.

SCHMIEDL, E. **Serial centrifugal pumps operating as turbines; section a-6 “pumps as turbines”**. In: Pump Congress Karlsruhe. 1988.

SHARMA, K.R. **Small hydroelectric projects-use of centrifugal pumps as turbines**. Kirloskar Electric. Co., Bangalore, India, 1985.

SHI, G., LIU X., WANG, Z., LIU, Y., **Conversion Relation of Centrifugal Pumps as Hydraulic Turbines Based on the Amplification Coefficient**. Advances in Mechanical Engineering 2017, v.9. p. 1-8. 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1177/1687814017696209>>. Acesso em: 25 out. 2021.

SILVA, L. L. **A compensação financeira das usinas hidrelétricas como instrumento econômico de desenvolvimento social, econômico e ambiental**. 2007, 157 p. Dissertação apresentada para o título de Mestre em Economia - Gestão Econômica do Meio Ambiente, Universidade de Brasília, Brasília, 2007. Disponível em: <https://repositorio.unb.br/bitstream/10482/2850/1/2007_LudimilaLimadaSilva.PDF>. Acesso em: 14 abri. 2020.

SILVA, C. V. **Contratação de energia elétrica: aspectos regulatórios e econômicos**. CEP, v. 70830, p. 030, 2011. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/02_TDSE25.pdf>. Acesso em: 14 abri. 2020.

SNIS - SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE SANEAMENTO (Brasil). Ministério do Desenvolvimento Regional. 2019. **Diagnóstico dos Serviços de Águas e Esgotos**, Brasília: SNS/MDR, ano 180, 2018.

SODEK, D. B. **Impacto da redução de pressão em redes de abastecimento de água no perfil de consumo**. 2019, 156p. Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Civil Arquitetura e Urbanismo na área de Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2019. Disponível em: <http://taurus.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/334774/1/Sodek_DanielaBonazzi_M.pdf>. Acesso em: 12 mai. 2020.

SOUSA, R. **Uso de válvulas redutoras de pressão na otimização de rede setorizada de distribuição de água**. 2017, 70 p. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2017. Disponível em: <<https://repositorio.ufpb.br/jspui/bitstream/123456789/12883/1/Arquivototal.pdf>>. Acesso em: 23 mar. 2020.

STEPANOFF, J. A. **“Centrifugal and Axial Flow Pumps”**. John Wiley and Sons, Inc. 2nd edition, New York 1957.

THOMA, D.; KITTREDGE, C. P. **Centrifugal pumps operated under abnormal conditions**. Power, v. 73, p. 881-884, 1931.

TIAGO FILHO, G. L.; VIANA, A. N. C.; LEITE, F. **Viabilidade das Bombas Centrifugas Funcionando como Turbinas**, para Microcentrais Hidrelétricas. Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico, v. XI, N, p. 53-62, 1985.

TOPOGRAPHIC-MAP. **Elói Mendes, Microrregião Varginha, Mesorregião Sul/Sudoeste de Minas, Minas Gerais, Região Sudeste, Brasil (-21.60945 - 45.56602)**. Disponível em: < <https://pt-br.topographic-map.com/maps/gi60/EI%C3%B3i-Mendes/>>.

VIANA, A. N. C. **Comportamento de bombas centrífugas funcionando como turbinas hidráulicas**. 1987. 125 p. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 1987.

VIANA, A. N. C.; Bortoni, E. D. C., NOGUEIRA, F. J. H., HADDAD, J., NOGUEIRA, L. A. H., VENTURINI, O. J., & YAMACHITA, R. A. **Eficiência energética: fundamentos e aplicações**. Elektro, Universidade Federal de Itajubá, Excen, Fupai, v. 1, 2012.

VIANA, A. N. C.; NOGUEIRA, F. J. H. **Bombas de Fluxo Operando como Turbinas - Procedimento de Seleção**. UNIFEI, 1990. Disponível em: <<http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n4v1/033.pdf>>. Acesso em: 22 mar. 2020.

VIANA, A. N. C. **Bombas funcionando como turbinas**. Rio de Janeiro: Synergia. 2012.

VILANOVA, M. R. N. **Estudo de grupos moto-bomba operando como grupos geradores em microcentrais hidrelétricas**. 2007, 240 p. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá. 2007. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/1736/dissertacao_0032608.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 22 mar. 2020.

WILLIAMS, A. A. **The turbine performance of centrifugal pumps: a comparison of prediction methods**. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, v. 208, n. 1, p. 59-66, 1994.

WORLD BANK. **The Challenge of Reducing Non-Revenue Water (NRW) in Developing Countries How the Private Sector Can Help: A Look at Performance-Based Service Contracting**. World Bank, Washington, DC, 2006. Disponível em: <<http://documents1.worldbank.org/curated/en/385761468330326484/pdf/394050Reducing1e0water0WSS81PUBLIC1.pdf>>. Acesso em 11 mai. 2020.