

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Estudo de Viabilidade Técnica e Financeira da Implantação de
Sistemas de Geração de Energia Elétrica Distribuída em
Tubulações de Água no Setor de Mineração**

Andrey Guedes Chagas

Belo Horizonte, Maio de 2020

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Andrey Guedes Chagas

**Estudo de Viabilidade Técnica e Financeira da Implantação de
Sistemas de Geração de Energia Elétrica Distribuída em
Tubulações de Água no Setor de Mineração**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Área de Concentração:

Compatibilidade Eletromagnética e Qualidade da Energia

Orientador:

Sidelmo Magalhães Silva

Belo Horizonte, Maio de 2020

C433e

Chagas, Andrey Guedes.

Estudo de viabilidade técnica e financeira da implantação de sistemas de geração de energia elétrica distribuída em tubulações de água no setor de mineração [recurso eletrônico] / Andrey Guedes Chagas. - 2020.

1 recurso online (112 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Sidelmo Magalhães Silva.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Bibliografia: f. 106-112.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Engenharia de abastecimento de água - Teses. 3. Mineração – Brasil - Teses. 4. Energia elétrica – Produção – Teses. I. Silva, Sidelmo Magalhães. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)

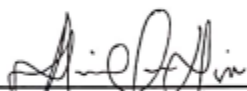
**"Estudo de Viabilidade Técnica e Financeira da Implantação de
Sistemas de Geração de Energia Elétrica Distribuída Em
Tubulações de Água No Setor de Mineração"**

ANDREY GUEDES CHAGAS

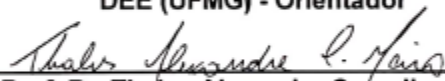
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 27 de fevereiro de 2020.

Por:



Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva
DEE (UFMG) - Orientador



Prof. Dr. Thales Alexandre Carvalho Maia
(UFMG)



Prof. Dr. Igor Amariz Pires
(UFMG)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**ATA DA 1188ª DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO do aluno **ANDREY GUEDES CHAGAS** - registro de matrícula de número 2017719328. Às 14:00 horas do dia 27 do mês de fevereiro de 2020, reuniu-se na Escola de Engenharia da UFMG a Comissão Examinadora da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO para julgar, em exame final, o trabalho intitulado "Estudo de Viabilidade Técnica e Financeira da Implantação de Sistemas de Geração de Energia Elétrica Distribuída Em Tubulações de Água No Setor de Mineração" da Área de Concentração em Engenharia de Potência, Linha de Pesquisa Compatibilidade Eletromagnética e Qualidade de Energia. O Prof. Sidelmo Magalhães Silva, orientador do aluno, abriu a sessão apresentando os membros da Comissão e, dando continuidade aos trabalhos, informou aos presentes que, de acordo com o Regulamento do Programa no seu Art. 8.16, será considerado APROVADO na defesa da Dissertação de Mestrado o candidato que obtiver a aprovação unânime dos membros da Comissão Examinadora. Em seguida deu início à apresentação do trabalho pelo Candidato. Ao final da apresentação seguiu-se a arguição do candidato pelos examinadores. Logo após o término da arguição a Comissão Examinadora se reuniu, sem a presença do Candidato e do público, e elegeu o Prof. Sidelmo Magalhães Silva para presidir a fase de avaliação do trabalho, constituída de deliberação individual de APROVAÇÃO ou de REPROVAÇÃO e expedição do resultado final. As deliberações individuais de cada membro da Comissão Examinadora foram as seguintes:

Membro da Comissão Examinadora	Instituição de Origem	Deliberação	Assinatura
Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva - Orientador	DEE (UFMG)	APROVADO	
Prof. Dr. Thales Alexandre Carvalho Maia	(UFMG)	APROVADO	
Prof. Dr. Igor Amariz Pires	(UFMG)	APROVADO	

Tendo como base as deliberações dos membros da Comissão Examinadora a Dissertação de Mestrado foi APROVADA. O resultado final de APROVAÇÃO foi comunicado publicamente ao Candidato pelo Presidente da Comissão, ressaltando que a obtenção do Grau de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA fica condicionada à entrega do TEXTO FINAL da Dissertação de Mestrado. O Candidato terá um prazo máximo de 30 (trinta) dias, a partir desta data, para fazer as CORREÇÕES DE FORMA e entregar o texto final da Dissertação de Mestrado na secretaria do PPGE/UFMG. As correções de forma exigidas pelos membros da Comissão Examinadora deverão ser registradas em um exemplar do texto da Dissertação de Mestrado, cuja verificação ficará sob a responsabilidade do Presidente da Banca Examinadora. Nada mais havendo a tratar o Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada pelo Presidente da Comissão Examinadora. Belo Horizonte, 27 de fevereiro de 2020.

ASSINATURA DO PRESIDENTE DA COMISSÃO EXAMINADORA

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida, pela saúde que tenho e por tantas conquistas ao longo desta caminhada. Ele está sempre presente!

Aos meus pais, que são os principais responsáveis por eu ter chegado até aqui. Os exemplos de amor ao próximo, honestidade e trabalho me seguirão por toda a vida.

À Carol, pelo incondicional apoio durante a execução deste trabalho, e pelo amor, carinho e paciência nas horas mais difíceis.

Aos professores Sidelmo Magalhães Silva e Igor Amariz Pires pela dedicação, profissionalismo e amizade durante minha vida acadêmica na UFMG.

RESUMO

A hidroeletricidade é um tipo de energia renovável consolidada e competitiva que desempenha um papel estratégico na matriz energética mundial e apresenta várias vantagens sobre a maioria das outras fontes de energia elétrica, como um alto nível de confiabilidade, tecnologia comprovada, alta eficiência, baixos custos operacionais e de manutenção e flexibilidade. Recentemente, devido ao desenvolvimento de microturbinas hidráulicas, compactas e específicas para uso urbano é possível aproveitar a energia da água em tubulações do sistema de distribuição de água, no setor industrial ou centros urbanos para geração de energia. Estas turbinas são capazes de operar em uma ampla gama de condições de fluxo das tubulações de 80 até 1500mm de diâmetro e podem ser utilizadas em série para aumentar a produção de energia.

A energia elétrica gerada em tubulações tem se tornado uma alternativa interessante para a integração de fontes de energia renováveis e para o cenário de geração distribuída de energia, somada aos sistemas fotovoltaicos e eólicos. Trata-se de uma fonte de energia limpa, contínua e sem impactos ambientais, não possuindo, na maioria dos casos, a intermitência da geração de energia, como nos casos das energias eólica e solar.

Outra vantagem deste sistema é referente aos problemas de alta pressão nas tubulações de água que atualmente são solucionados com válvulas de redução de pressão. Estas válvulas podem ser substituídas por turbinas hidráulicas instaladas nas tubulações, produzindo energia elétrica.

Este trabalho objetiva avaliar a aplicação dessa forma de geração distribuída de energia no Brasil, onde o tema é muito pouco explorado e possui vasto campo de aplicação, através de um estudo de viabilidade baseado no setor de distribuição de água e realizando um levantamento do potencial de geração de energia hidrelétrica em uma mineração do ramo de minério de ferro, comparando a viabilidade da aplicação de turbinas x bombas funcionando como turbina (BFT), além da comparação de viabilidade destas com outras fontes de geração de energia distribuída.

ABSTRACT

Hydroelectricity is a consolidated and competitive type of renewable energy that plays a strategic role in the global energy matrix and presents several advantages over most other sources of electricity, such as high reliability, proven technology, high efficiency, low maintenance costs and flexibility. Recently, due to the development of compact and specific microturbines for urban application, it is possible to harness the energy of the water in pipes of the water distribution system, in the industrial sector or urban centers for power generation. These turbines are capable of operating in a wide range of flow conditions from pipes from 80mm up to 150mm diameter and can be used in series to increase power output.

The electricity generated in pipes has become an interesting alternative for the integration of renewable energy sources and the scenario of distributed generation of energy, added to the photovoltaic and wind systems. It is a source of clean energy, continuous and without environmental impacts, not having, in most cases, the intermittent generation of energy, as in the case of wind and solar energy.

Another advantage of this system is related to the high pressure issues in the water pipes that are currently solved with pressure reduction valves. These valves can be replaced by hydraulic turbines installed in the pipes, producing electrical energy.

The aim of this work is to evaluate the application of this form of distributed energy generation in Brazil, in which the subject is very little explored and has a wide field of application, through a feasibility study based on the water distribution sector and conducting a survey of the potential of generation hydroelectric power generation in an iron ore mining, comparing the feasibility of applying turbines x pumps as turbine (PaT), and comparing their viability with other sources of distributed power generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1– Matriz Elétrica Mundial 2016.	14
Figura 1.2– Matriz Elétrica Brasileira por fonte em 2018.....	15
Figura 1.3– Comparação entre geração convencional e distribuída.	16
Figura 2.1 – Principais partes de uma usina.	22
Figura 2.2–(a) Turbina Francis de grande porte (b) Turbina Francis compacta.....	26
Figura 2.3 (a) Turbina do tipo Hélice (b) Rotor de uma turbina Hélice (pás fixas).	26
Figura 2.4–Turbina Kaplan.....	27
Figura 2.5 –Turbina Pelton.	28
Figura 2.6–Burbinas Michell Banki.	29
Figura 2.7–Gráfico de rendimento x divisão do rotor baseado na variação da vazão.	29
Figura 2.8 - Aplicação de miniturbinas para relações entre queda e vazão.....	30
Figura 2.9 - Aplicação de miniturbinas para relações entre queda (net head) e vazão (discharge), considerando a de Fluxo cruzado.....	30
Figura 2.10 - Curva de Eficiência x porcentagem da vazão nominal.....	31
Figura 2.11– Custos para turbinas hidráulicas, quedas de (◇) 5 m, (+) 10 m, (×) 15 m, (*) 20 m e (O) 30 m, para (Δ) BFTs e para (□) turbinas Michell Banki x Potência.....	31
Figura 2.12– Curva de Conjugado x Escorregamento.....	33
Figura 2.13–Fluxo de água na bomba quando da operação de bombeamento (a).....	35
Figura 2.14–Sentidos de vazão, pressão e potência para bomba e BFT.....	36
Figura 2.15– Curvas características normalizadas, velocidade constante	37
Figura 2.16– Comparação entre a operação de uma bomba com sua operação como turbina.	38
Figura 2.17– Coeficientes de vazão e altura.....	39
Figura 2.18- Seleção de tipos de bombas mais apropriadas para uso como turbinas (BFT).	40
Figura 2.19– Metodologia de seleção de BFT.....	41
Figura 2.20 - Faixa de Desempenho das Turbinas KSB.....	42
Figura 2.21– Faixa de Desempenho das BFTs Andritz séries ACT e FPT.	42

Figura 2.22– Alcance de trabalho das BFTs Andritz séries ACT, FPT e HPT.	43
Figura 2.23– Faixa de Desempenho das Turbinas KLB.	43
Figura 3.1– Unidades básicas de um sistema de abastecimento de água.	46
Figura 3.2– Princípio da Conservação da massa -equação da continuidade.	48
Figura 3.3- Princípio de Bernoulli em tubulação com escoamento permanente.	50
Figura 3.4– Aplicação de uma fonte geradora na chegada de um reservatório.	52
Figura 3.5– Aplicação de uma fonte geradora entre a captação de água por gravidade associada a um sistema de adutoras.	53
Figura 3.6– Aplicação de uma fonte geradora substituído as VRPs.	54
Figura 3.7– Aplicação de uma fonte geradora substituído as VRPs (<i>bypass</i>).	54
Figura 3.8– Sistemas internos de geração de energia.	54
Figura 3.9– (a) Microturbina Fuji (b) Microturbina Hydro-Coil 600.	55
Figura 3.10– Turbina da LucidEnergy.	55
Figura 3.11– UCHA- Turbogenerador Higrá.	56
Figura 3.12– Sistemas externos de geração de energia em tubulações.	56
Figura 3.13 Turbina externa Rentricity flow to wire system.	56
Figura 3.14– Turbina Leviathan benkatina OG2.	57
Figura 3.15– Turbina Rentricity em Keene.	57
Figura 3.16– Turbina LucidEnergy em Riverside.	58
Figura 3.17– Turbina LucidEnergy em Portland.	58
Figura 3.18– Turbina Hidro Spin em Israel.	59
Figura 3.19– UCHA Higrá –Projeto Sabesp.	59
Figura 3.20– BFT KSB Itajubá- MG.	61
Figura 3.21– BFT KSB’s Powerhouse –Projeto Sabesp Tamboré.	62
Figura 3.22– Custo dos equipamentos eletromecânicos utilizando (BFTs) X potência.	62
Figura 4.1– Esquema de utilização de água em mineradoras de minério de ferro.	71
Figura 4.2– Esquema de abastecimento de água entre tanques.	73
Figura 4.3– Fotos dos tanques (a) TQ-205 e (b) TQ-201.	73
Figura 4.4– Fotos dos tanques (a) TQ-13N e (b) TQ-1000.	74
Figura 4.5– Modelagem hidráulica das principais adutoras, tanques e barragem.	76
Figura 4.6– (a) Croqui do sistema de interligação entre TQ-205 e TQ-1000/TQ-201 e (b) Entrada da tubulação no tanque TQ-1000.	77
Figura 4.7– Modelagem hidráulica TQ-205 a TQ-201.	78

Figura 4.8–Detalhe das adutoras na chegada do TQ-201 e TQ-1000.....	78
Figura 4.9–Dados dos nós e tanques – Trecho TQ-201 a TQ-205.	79
Figura 4.10–Dados das tubulações e válvulas - Trecho TQ-201 a TQ-205.	79
Figura 4.11 Curvas características BFT linha FP.	80
Figura 4.12–BFT linha FP.	81
Figura 4.13–BFT linha FP – Exemplo de instalação.	81
Figura 4.14–Curva de performance da BFT- modelo FP40-700.	82
Figura 4.15–Sensores instalados no turbogerador nacional.	83
Figura 4.16–Esquemático de 2 turbogeradores instalados em paralelo.	84
Figura 4.17–Corte transversal do turbogerador 2.	84
Figura 4.18–Turbogerador 2(em laranja) instalado em outro local.	85
Figura 4.19– Detalhes da turbina Michell Banki.	86
Figura 4.20– Foto de uma turbina Michell Banki instalada.	86
Figura 4.21–Sistema de interligação entre TQ-13N, TQ-1080 para TQ-1000.....	88
Figura 4.22– Modelagem hidráulica TQ-13N ao TQ-1000.	88
Figura 4.23–Dados dos nós e tanques - TQ-13N ao TQ-1000.	89
Figura 4.24–Dados das tubulações- TQ-13N ao TQ-1000.	89
Figura 4.25– (a) Croqui de interligação entre Barragem Principal e rio Principal e (b) foto do local.....	90
Figura 4.26– Modelagem hidráulica Barragem ao rio Principal.	90
Figura 4.27–Detalhe de chegada da tubulação no final do canal.	91
Figura 4.28–Dados dos nós e reservatórios - Barragem ao rio Principal.	91
Figura 4.29–Dados das tubulações- Barragem ao rio Principal.	91
Figura 4.30 –BFT linha ACT.....	92
Figura 4.31–BFT linha ACT – Exemplo de instalação.	92

LISTA DE TABELA

Tabela 2.1– Classificação das principais turbinas hidráulicas.	24
Tabela 3.1– Exemplos de BFTs instaladas no mundo.....	60
Tabela 3.2– Características e performances comparando sistema de geração hidráulico em tubulações(turbinas), turbinas eólicas e módulos fotovoltaicos.	64
Tabela 3.3- Comparação entre turbina hidráulica em tubulação, geração fotovoltaica e geração eólica para a mesma potência de saída.	65
Tabela 3.4– Comparação entre produtividade de turbina eólica e sistema fotovoltaico	66
Tabela 3.5– Custos de geração nos 3 sistemas e custos de obra civil.	67
Tabela 4.1– Resumo das informações técnicas e de custos – Primeiro Trecho	96
Tabela 4.2– Estudo de viabilidade – Turbogenerador 1- Nacional.....	96
Tabela 4.3– Estudo de viabilidade – Turbogenerador 2 -Espanhol.	97
Tabela 4.4– Estudo de viabilidade – Turbina.....	98
Tabela 4.5– Estudo de viabilidade – BFT.	99
Tabela 4.6– Resumo dos Resultados das Análises de Viabilidade- Primeiro Trecho.....	99
Tabela 4.7– Resumo das informações técnicas e de custos – Terceiro Trecho.....	100
Tabela 4.8– Estudo de viabilidade – Turbogenerador 1- Nacional.....	101
Tabela 4.9– Estudo de viabilidade – Turbina Pelton.....	102
Tabela 4.10– Estudo de viabilidade – BFT	103
Tabela 4.11– Resumo dos Resultados das Análises de Viabilidade – Terceiro Trecho.....	103

LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES

IEA – Internacional Energy Agency

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CA – Corrente Alternada

BFT – Bomba Funcionando como Turbina

CC – Corrente Contínua

GD – Geração Distribuída

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

kV – *Kilo Volt*

kWh– *Kilo Watt hora*

MT – Média Tensão (< 69 kV)

MVA – *Mega Volt-Ampere*

Mvar – *Mega Volt-Ampere* Reativo

MW – *Mega Watt*

PIE – Produtor Independente de Energia Elétrica

SAA - Sistema de Abastecimento de Água

SE – Subestação

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

TQ - Tanque

VRP – Válvula redutora de Pressão

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	14
1.1	A MATRIZ ELÉTRICA MUNDIAL E BRASILEIRA.....	14
1.2	CENÁRIO ATUAL DE GD NO MUNDO E NO BRASIL	15
1.3	JUSTIFICATIVA/MOTIVAÇÃO	18
1.4	OBJETIVOS DO TRABALHO	19
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	19
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1.	ENERGIA HIDRÁULICA - REVISÃO TEÓRICA.....	21
2.2.	USINAS HIDRELÉTRICAS	21
2.3.	TURBINAS HIDRÁULICAS	23
2.4.	CLASSIFICAÇÃO DAS TURBINAS.....	24
2.5.	TIPOS DE TURBINAS.....	25
2.5.1.	TURBINAS FRANCIS	25
2.5.2.	TURBINAS HÉLICE OU PROPELLER.....	26
2.5.3.	TURBINAS KAPLAN.....	26
2.5.4.	TURBINAS PELTON.....	27
2.5.5.	TURBINAS DE FLUXO CRUZADO – MICHELL BANKI.....	28
2.5.6.	COMPARATIVO ENTRE AS PRINCIPAIS TURBINAS	29
2.6.	GERADORES SÍNCRONOS E ASSÍNCRONOS	32
2.7.	BOMBA FUNCIONANDO COMO TURBINA (BFT)	34
2.7.1.	BREVE HISTÓRICO DOS ESTUDOS DE BFT	35
2.7.2.	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA BFT	35
2.7.3.	SELEÇÃO DE BFT	36
2.7.4.	APLICAÇÕES E FORNECEDORES DE BFT	41
2.7.5.	VANTAGENS E DESVANTAGENS DA BFT	44
3.	GD EM SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA	46
3.1.	SISTEMA DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA (SAA)	46
3.2.	VARIÁVEIS DO DIMENSIONAMENTO DOS SAA	47
3.2.1.	PRESSÃO E VRP EM SAA	47
3.2.2.	VAZÃO E EQUAÇÃO DA CONTINUIDADE	48

3.2.3.	EQUAÇÃO DE BERNOULLI.....	49
3.2.4.	PERDAS DE CARGA	50
3.3.	POTENCIAIS PONTOS DE GERAÇÃO NO SAA.....	52
3.3.1.	ENTRE RESERVATÓRIOS.....	52
3.3.2.	CAPTAÇÃO DE RIOS E QUEDAS DE ÁGUA.....	53
3.3.3.	SUBSTITUINDO VRP	53
3.4.	CLASSIFICAÇÃO DOS TIPOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA EM SAA	54
3.5.	PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA UTILIZANDO TURBINAS NO SAA 57	
3.6.	PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA UTILIZANDO BFT NO SAA.....	59
3.7.	VIABILIDADE ECONÔMICA DA GD COM BFT E TURBINAS.....	62
3.8.	COMPARATIVO (BFT E TURBINA) X OUTRAS GDs	63
3.8.1.	COMPARATIVO TÉCNICO	64
3.8.2.	COMPARATIVO ECONÔMICO.....	67
3.9.	COMPARATIVO TURBINAS X BFT.....	67
4.	ESTUDO DE CASO	71
4.1.	MINERAÇÃO E A UTILIZAÇÃO DE ÁGUA	71
4.2.	DADOS HÍDRICOS DA INFRAESTRUTURA EXISTENTE.....	72
4.3.	MODELAGEM HIDRÁULICA UTILIZANDO EPANET	75
4.4.	LEVANTAMENTO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA E DIMENSIONAMENTO	76
4.4.1.	ADUTORAS DO TQ-205 AO TQ-201 -PRIMEIRO TRECHO	76
4.4.2.	ADUTORAS DO TQ-13N AO TQ-1000 - SEGUNDO TRECHO	87
4.4.3.	BARRAGEM PRINCIPAL -TERCEIRO TRECHO	90
4.5.	ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA.....	94
4.5.1.	ADUTORAS DO TQ-205 AO TQ-201 - PRIMEIRO TRECHO	95
4.5.2.	BARRAGEM PRINCIPAL -TERCEIRO TRECHO	100
5.	CONCLUSÕES.....	104
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	106

1. INTRODUÇÃO

1.1 A MATRIZ ELÉTRICA MUNDIAL E BRASILEIRA

A energia elétrica é um recurso indispensável para a manutenção e desenvolvimento das sociedades contemporâneas. Desde grandes consumidores, como indústrias, centros comerciais, irrigantes e grandes produtores rurais, até pequenos e médios consumidores, como condomínios, edifícios e residências. Todos dependem da energia elétrica para exercer suas atividades.

A matriz elétrica é formada pelo conjunto de fontes disponíveis apenas para a geração de energia elétrica. A geração de energia elétrica no mundo ainda é baseada predominantemente, em combustíveis fósseis, como carvão, óleo e gás natural e em termelétricas, conforme demonstra a figura 1[1].

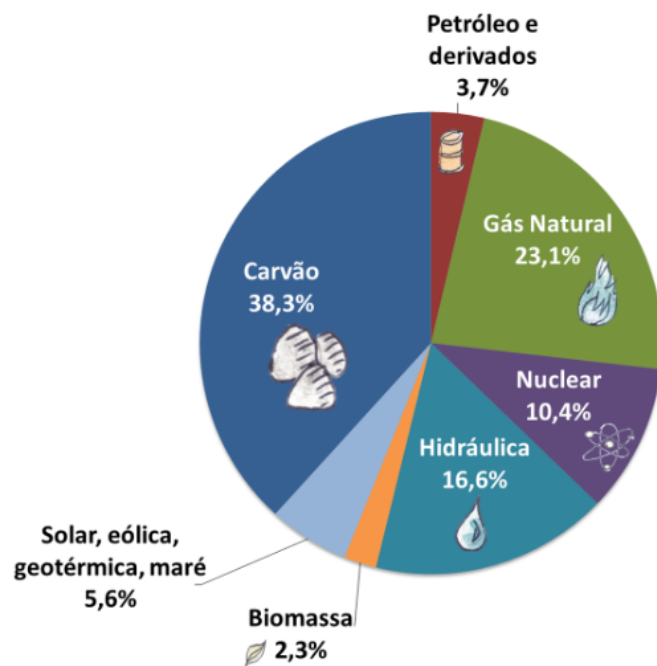


Figura 1.1– Matriz Elétrica Mundial 2016.

Fonte: Adaptado IEA.

Entretanto, nos últimos anos, cada vez mais o aumento da energia renovável é verificado no mundo. Em 2017, as fontes de energia renováveis contribuíram com um aumento de 178 GW na matriz elétrica, representando mais de dois terços do crescimento da capacidade líquida global de eletricidade. A capacidade fotovoltaica em 97 GW, mais da metade da qual

ocorreu na China. Enquanto isso, as adições de eólicas diminuíram no mundo, com menor crescimento de capacidade na China e nos Estados Unidos. As adições de energia hidrelétrica também diminuíram, devido à desaceleração dos projetos desta fonte nos principais mercados, como China e Brasil [7].

A matriz elétrica brasileira é composta por mais fontes renováveis, sendo predominante a geração de energia hidráulica. Percebe-se um aumento significativo da descentralização da geração de energia elétrica através da geração distribuída de energia e da utilização de fontes renováveis, como a biomassa, pequenas centrais elétricas e solar. A figura 1.2 ilustra a composição da matriz elétrica brasileira no ano de 2018.

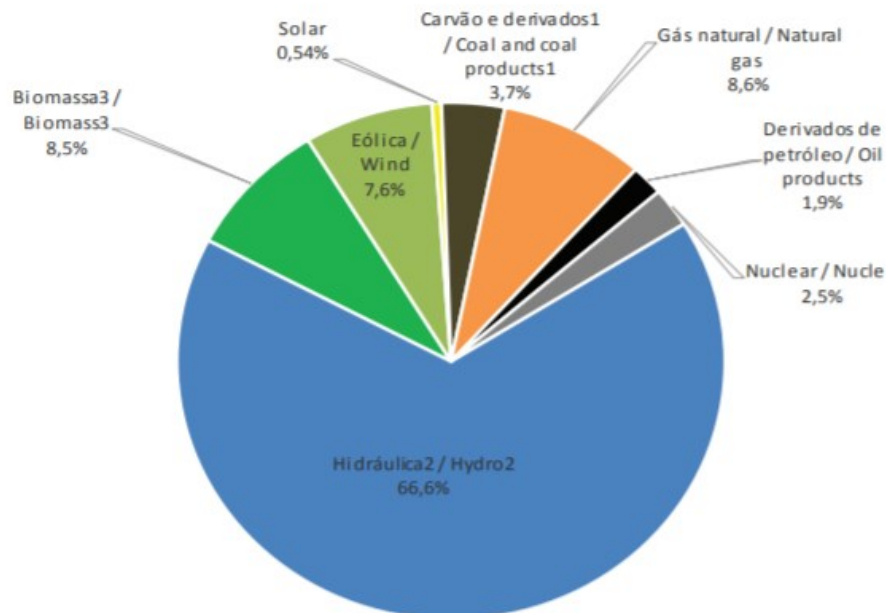


Figura 1.2– Matriz Elétrica Brasileira por fonte em 2018.
Fonte: [2].

1.2 CENÁRIO ATUAL DE GD NO MUNDO E NO BRASIL

A energia elétrica produzida no Brasil apresenta uma característica predominantemente hidráulica. Apesar de ser considerada confiável, robusta e, principalmente, renovável, a produção hidrelétrica se torna cada vez mais dependente das afluências, que resultam das chuvas.

Considerando que a maioria dos novos projetos não possuem grandes reservatórios, verifica-se com o passar do tempo uma perda da capacidade de regularização plurianual. A

estiagem verificada no Brasil nos verões de 2014 e 2015 levou o ONS a despachar uma quantidade considerável de usinas termelétricas para garantir o fornecimento e atendimento à ponta de carga do sistema interligado nacional [19].

Além do eminente risco associado de racionamento, verificou-se uma elevação do custo da geração de energia no curto prazo, que penalizou as distribuidoras, que por sua vez repassaram a conta para os consumidores. O custo do despacho das termelétricas, sabidamente maior que o das hidrelétricas, foi calculado pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADDEE em valores próximos a R\$ 12 bilhões em 2014 [20].

Estes e outros motivos evidenciam a necessidade de uma maior diversificação da matriz energética brasileira, com a inserção de outras fontes de geração de energia distribuída, como a eólica, a solar, da biomassa entre outras.

Geração distribuída (GD) são centrais geradoras de energia elétrica com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas, conforme figura 1.3.



Figura 1.3– Comparação entre geração convencional e distribuída.

Fonte: [39].

A presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, como a postergação de investimentos em expansão nos

sistemas de distribuição e transmissão, o baixo impacto ambiental, a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada, redução das perdas devido à geração próxima das cargas e a diversificação da matriz energética. Por outro lado, há algumas desvantagens, como o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico e a eventual incidência de tributos. [6].

Os sistemas de GD no mundo normalmente usam fontes de energia renováveis, incluindo centrais geradoras hidrelétricas, biomassa, biogás, energia solar, energia eólica e energia geotérmica, e cada vez mais desempenham um papel importante para o sistema de distribuição de energia elétrica.

No Brasil, a modalidade de geração distribuída foi regulamentada em 2012 pela ANEEL, através da Resolução Normativa (REN) nº 482 e 517, que institui o modelo de compensação no país. Em 2015, o regulamento foi aprimorado, de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à geração distribuída para um número maior de unidades consumidoras. O aumento do poder de escolha tem se materializado através da popularização das tecnologias de geração distribuída, sendo classificadas em micro e minigeração distribuída.

A microgeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [5].

Já a minigeração distribuída é a central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW, que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [5].

A REN nº 517 institui o sistema de compensação de energia elétrica, no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora, onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo CPF ou CNPJ junto ao Ministério da Fazenda.

Dentro deste contexto de GD, além das formas de aproveitando das fontes convencionais e renováveis de energia, atualmente a geração de energia utilizando microturbinas ou bombas funcionando como turbinas (BFT) em tubulações dos sistemas de distribuição de água urbanos ou em áreas industriais estão se tornando particularmente

interessantes em locais nos quais o excesso de pressão do sistema possa ser transformado em energia limpa e sustentável [8].

O aproveitamento das redes de distribuição de água é uma medida interessante, pois as cidades que necessitam de mais energia, são aquelas que possuem sistemas de abastecimento desenvolvidos e, conseqüentemente, maiores chances de apresentar viabilidade na instalação de mini e microaproveitamentos.

Sabe-se que a instalação de microturbinas ou BFT na rede de distribuição de água aumenta a perda de carga, o que poderia comprometer as pressões e as vazões em pontos específicos. O desafio a ser enfrentado é o de determinar as condições técnicas em termos de dimensionamento, localização e condições operacionais para se obter a maior eficiência na produção de energia, sem comprometer o desempenho do sistema hidráulico.

1.3 JUSTIFICATIVA/MOTIVAÇÃO

Os sistemas de geração de energia hidráulicos em tubulações provêm energia limpa, na maioria dos casos, sem intermitência se comparado a outras fontes, como solar e eólica, além de não gerarem grandes impactos ambientais na sua construção, pois são instalados principalmente em sistemas subterrâneos ou locais nos quais já existem sistemas de distribuição de água.

Trata-se de uma tecnologia pouco explorada até o momento no mundo, sendo que no Brasil o tema é bastante incipiente e possui um vasto mercado para aplicação da tecnologia, incluindo as concessionárias de distribuição de água potável e o setor industrial. Sendo assim, trata-se de uma alternativa inovadora, desafiadora e com grande potencial de geração de energia distribuída nos centros urbanos, contribuindo para o aumento da eficiência energética.

A Geração Distribuída através da microgeração traz grandes benefícios podendo ser elevados quando a energia está sendo desperdiçada no processo. No caso de sistemas de abastecimento de água, as perdas podem ser resultado do controle de pressão nas tubulações, seja através de válvulas redutoras de pressão ou reservatórios. Os custos da geração de energia nestes casos são reduzidos, pois diversos componentes necessários já existem no local, tais como tubulações e válvulas.

Porém, devido à baixa potência disponível encontrada em alguns locais, o custo dos equipamentos de geração, representados pelo conjunto turbina e gerador, pode aumentar o custo do projeto ou até inviabilizá-lo. Uma alternativa encontrada para reduzir o custo é utilizar uma

bomba funcionando como turbina (BFT) e a máquina de indução como gerador. Esses equipamentos, por serem fabricados em série e escala, apresentam menores custos, têm sua robustez e tecnologia de produção difundida, representando uma vantagem econômica sobre grupos geradores convencionais, normalmente fabricados a partir das especificações definidas para um empreendimento em estudo.

Diante desta escassez de trabalhos e projetos neste tipo de geração de energia, amplo campo de aplicação, alto potencial de geração de energia e a possibilidade de utilizar BFT para reduzir os custos desta microgeração, este trabalho explora a geração de energia utilizando microturbinas e BFTs em tubulações do sistema de distribuição de água e no setor industrial, levantando a viabilidade e potencial desta tecnologia.

1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral deste trabalho consiste em desenvolver uma nova forma de geração distribuída de energia, que atualmente é pouca explorada, baseada na utilização de tubulações existentes de distribuição de água. A ideia é converter o excesso de pressão em tubulações de água em energia limpa e renovável.

O objetivo específico é a realização de um estudo de viabilidade, baseado em diversos cenários no setor de distribuição de água e nas indústrias, comparando os custos e infraestrutura necessária com outras formas de geração distribuída de energia, como fotovoltaica e eólica e o comparativo de viabilidade real utilizando BFT e turbogeradores no sistema de distribuição de água de uma mineradora de minério de ferro.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho está organizado da seguinte forma: o capítulo 1 apresenta a introdução da dissertação, descrevendo basicamente a matriz elétrica mundial e do Brasil, além de uma rápida abordagem sobre geração distribuída. No capítulo também é apresentada a motivação e os objetivos desta dissertação.

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre as formas de geração de energia elétrica tradicionais, dando ênfase na geração de energia elétrica hidráulica e as formas de GD atuais, destacando a geração distribuída utilizando turbinas e BFTs.

Uma revisão sobre geração de energia em sistemas de abastecimento de água é apresentada no capítulo 3, levantando os custos médios da tecnologia de geração de energia

utilizando turbinas e da utilização de bombas como turbinas, além da realização de um estudo de comparação como outras formas de GD, como fotovoltaica e eólica.

O capítulo 4 traz um estudo de caso real utilizando BFTs, turbinas e turbogeradores no setor de mineração. É realizado uma análise do processo e desenvolvido um estudo de viabilidade econômica.

Finalmente, no capítulo 5 são apresentadas as considerações finais do trabalho, com as conclusões.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. ENERGIA HIDRÁULICA - REVISÃO TEÓRICA

O fluxo das águas é o combustível da geração de eletricidade a partir da fonte hidráulica. A energia hidrelétrica é utilizada desde os princípios da civilização como forma de transformar a energia cinética dos corpos d'água em energia cinética para utilização em suas produções locais como no caso de rodas d'água movimentando engrenagens para a utilização em moinhos.

A partir da descoberta da energia elétrica foi então utilizada para a transformação da energia cinética em energia elétrica, para os mais diversos tipos de utilização. A energia das águas pode ser convertida na forma de energia mecânica (rotação de um eixo) através de turbinas hidráulicas e as turbinas, por sua vez, são usadas como acionamento de equipamentos industriais, como compressores ou de um geradores elétricos, com a finalidade de prover energia elétrica para as redes de energia. A transformação de energia cinética em qualquer outro tipo de energia citado pode ser expressa em energia potencial de um corpo hídrico.

O potencial de um grupo gerador de energia hidráulica tem a potência elétrica nominal útil determinada pela equação (1).

$$Pu = \eta t. Q. Hu. \gamma \quad (1)$$

sendo:

- Pu : Potência útil do sistema;
- ηt rendimento total da planta geradora, adimensional;
- γ : peso específico da água, igual a 9,8 kN/m³;
- Q : vazão turbinada expressa em m³/s;
- Hu : queda útil expressa em metros (queda teórica subtraindo as perdas de cargas localizadas e as perdas de carga distribuídas).

9572118597295

2.2. USINAS HIDRELÉTRICAS

Uma usina hidrelétrica é um conjunto de obras e equipamentos cuja finalidade é a geração de energia elétrica, através de aproveitamento do potencial hidráulico existente. O potencial hidráulico é proporcionado pela vazão hidráulica e concentração dos desníveis

existentes ao longo do rio. Basicamente, uma usina hidrelétrica compõe-se das seguintes partes, conforme figura 2.1:

- a) Barragem;
- b) Sistemas de captação e adução de água;
- c) Turbina;
- d) Casa de força com gerador;
- e) Rotor.

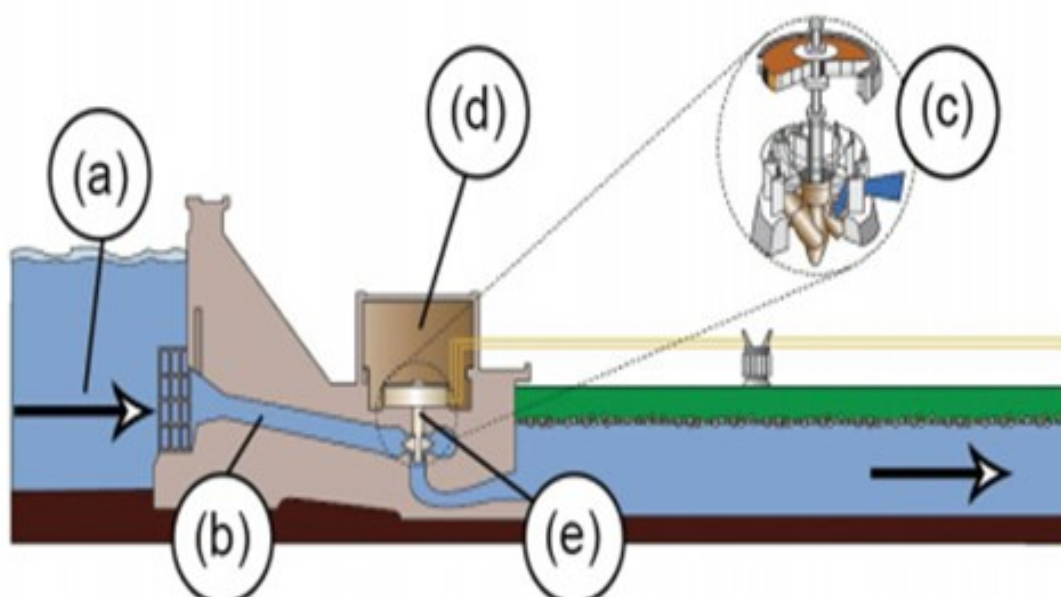


Figura 2.1 – Principais partes de uma usina.

Fonte: [9].

O arranjo básico de uma central hidrelétrica é formado pela barragem que dá origem ao reservatório, o canal de adução que leva a água à turbina e seu rotor acoplado a um gerador que está na casa de máquinas.

A classificação de uma usina hidrelétrica pode ser feita em função das seguintes variáveis: altura das quedas, potência instalada e tipo de reservatório.

Não há limites muito precisos para a classificação do tipo de queda, portanto, os valores variam entre fontes e autores. Uma classificação considera baixa queda uma instalação com altura de até 15 m; instalações com alturas superiores a 150 m são consideradas de alta queda e instalações com altura entre esses dois valores são consideradas de média queda [9].

A potência instalada determina o porte de uma usina, conforme abaixo [9]:

- Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGH, (até 1 MW de potência instalada);

- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH, (entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada);
- Usina Hidrelétrica de Energia - UHE, (com mais de 30 MW de potência instalada).

Com relação ao tipo de reservatório tem-se três tipos, sendo de acumulação, fio d'água e reversível. No caso da acumulação, geralmente as usinas ficam localizados nas cabeceiras dos rios e em locais de alta queda. Dado a seu grande porte permitem grande acúmulo de água, que nos períodos de estiagem funcionam como estoque e, como são localizadas a montante das demais centrais hidrelétricas, regulam a vazão de água que irá passar pelas outras, permitindo uma operação integrada do conjunto de usinas [9].

As usinas reversíveis são usinas que podem gerar energia elétrica, através da queda da água de um reservatório localizado a montante para outro a jusante, ou armazenar água em um nível mais elevado, através do bombeamento da água de um reservatório a jusante para outro a montante. Às vezes, pode existir mais de dois reservatórios e apenas uma usina de bombeamento é utilizada para elevar a água num sistema de reservatórios [9].

As usinas a fio d'água não possuem um reservatório significativo, operam com queda constante e vazão não controlada. O reservatório de acumulação é apenas suficiente para uma regularização diária ou semanal [9].

2.3. TURBINAS HIDRÁULICAS

A energia hidráulica é principalmente convertida em energia elétrica através de turbinas e geradores. A turbina realiza a transformação da força e pressão da água em energia cinética de rotação. As turbinas hidráulicas são máquinas motrizes que transformam a energia hidráulica em energia mecânica, resultado no torque com o qual o eixo da máquina gira. Elas estão compostas por um rotor inserido em uma câmara que recebe e orienta o fluxo d'água. Essa câmara pode ser aberta, em forma de caixa; ou fechada, em forma de tubulações ou em uma espiral. Ao passar pelo rotor ela varia sua velocidade em magnitude e direção devido ao contato com as pás, que recebem a ação das forças exercidas, entregando potência mecânica ao eixo [10].

O rotor, que é uma das partes móveis da turbina, é constituído por um conjunto de pás, fixas ou não. O eixo do rotor é acoplado a um sistema de controle do regulador de velocidade. Este sistema de controle, por sua vez, atua no sistema de distribuição do fluxo d'água, instalado na entrada do rotor, denominado de distribuidor. O rotor recebe o fluxo, transforma a energia hidráulica disponível em energia mecânica, traduzida pelo torque no eixo.

A água, após passar pelo rotor, é direcionada pelo tubo de sucção para o canal de restituição, localizado sob o piso da casa de máquinas. O torque do rotor, transmitido ao seu eixo, é utilizado para acionar o rotor do gerador elétrico. Esse, por sua vez, cria um campo magnético no interior das bobinas do estator, que transforma o torque mecânico em energia elétrica [10].

2.4. CLASSIFICAÇÃO DAS TURBINAS

As turbinas podem ser classificadas de várias maneiras, de acordo com diferentes parâmetros. As classificações mais esclarecedoras dizem respeito à forma de atuação da água sobre o rotor e à direção do movimento da água em relação ao rotor.

Quanto à forma de atuação da água sobre o rotor têm-se as turbinas de reação, que realizam torque a partir da combinação da ação das energias de pressão e cinética da água em energia mecânica no rotor da turbina, sendo que a pressão no rotor varia durante a conversão hidromecânica de energia. As turbinas de ação transformam a energia potencial de queda em energia cinética através de um ou mais jatos de água em alta velocidade sendo, em seguida, essa energia convertida em energia mecânica no rotor da turbina, na qual a conversão da energia hidráulica em mecânica ocorre com o escoamento no rotor à pressão constante [11]. Como exemplo de turbinas de ação temos as Pelton e a Michell Banki sem tubo de sucção (convencional) e como exemplos de turbinas de reação temos a Kaplan, Francis, Hélice (Propeller) e Michell Banki com tubo de sucção.

Quanto à direção do movimento da água em relação ao rotor, as turbinas podem ser classificadas como turbinas radiais, axiais e tangenciais. Nas turbinas tangenciais, o rotor não opera submerso, diferentemente das turbinas radiais e axiais, que operam com rotor submerso. As turbinas radiais são aquelas onde o fluxo de água, em sua ação sobre o rotor, mantém-se aproximadamente sobre um plano normal ao eixo da turbina. Nas turbinas axiais o fluxo de água percorre trajetórias helicoidais em torno do eixo da turbina. As turbinas tangenciais, por sua vez, são aquelas em que a água é lançada em forma de jato sobre as pás do rotor, segundo direção tangente ao seu contorno [11]. Como exemplo de turbina axial temos a Hélice e Kaplan, como radial a turbina Francis e como tangencial a turbina Pelton. Um resumo da classificação das turbinas pode ser visto na tabela 2.1. Na próxima seção serão detalhados os principais tipos de turbinas utilizadas na geração hidrelétrica.

Tabela 2.1– Classificação das principais turbinas hidráulicas.

Turbina	Ação/Reação	Radial/Axial/Tangencial
Francis	Reação	Radial

Pelton	Ação	Tangencial
Hélice	Reação	Axial
Kaplan	Reação	Axial
Bulbo	Reação	Axial
Michell Banki(sem tubo de sucção)	Ação	Tangencial

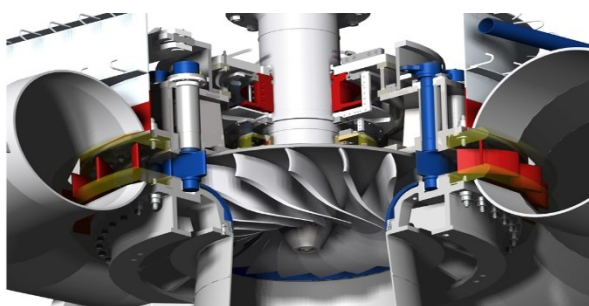
Fonte: Do autor.

2.5. TIPOS DE TURBINAS

Existe uma grande variedade de turbinas hidráulicas que são usadas para grandes centrais hidrelétricas como para CGH, onde todos os tipos de turbina têm um funcionamento comum: a água entra pela tomada de água e é levada através de um conduto forçado ou tubulação até a entrada da turbina. A seguir serão detalhados os principais tipos de turbinas.

2.5.1. TURBINAS FRANCIS

A turbina Francis é caracterizada por um rotor de pás fixas que recebe o fluxo, na direção radial, e o orienta na direção axial para o tubo de sucção, transformando a energia hidráulica disponível em energia mecânica, traduzida pelo torque no eixo [11]. A turbina Francis trabalha em pressão e por isso está dentro da classificação de turbinas a reação. Ela trabalha com pressões diferentes em cada estágio da passagem da água dentro da estrutura de ingresso (distribuidor), até a saída do rotor, não tendo contato direto com a pressão atmosférica, trabalhando sempre sob pressão. As turbinas Francis são o tipo de turbina hidrelétrica mais utilizado no mundo devido à sua flexibilidade e eficiência e possuem seu melhor desempenho em quedas médias para altas, possuindo eficiência alta, próximo de 90%. Exemplos de turbinas Francis podem ser verificados na figura 2.2.



(a)



(b)

Figura 2.2–(a) Turbina Francis de grande porte (b) Turbina Francis compacta.
Fonte: [12][13].

2.5.2.TURBINAS HÉLICE OU PROPELLER

A Propeller ou Hélice foi criada a partir da necessidade de obtenção de turbinas com velocidades consideráveis em baixas quedas e médias vazões, com quedas entre 5 e 80 m e sua eficiência cai bruscamente quando a potência se afasta do seu valor ideal. O rotor assumiu a forma de uma hélice de propulsão, o que explica o nome dado a estas turbinas [29][73].

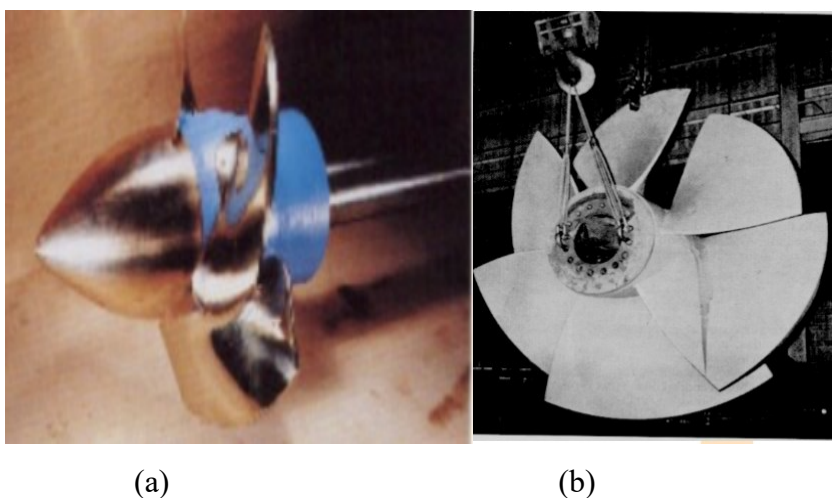


Figura 2.3 (a) Turbina do tipo Hélice (b) Rotor de uma turbina Hélice (pás fixas).
Fonte: [73].

2.5.3.TURBINAS KAPLAN

A turbina Hidráulica tipo Kaplan é uma turbina de reação projetada para operar com seu melhor desempenho em quedas baixas e grandes vazões, tendo rendimento superior a 90%. Trata-se de uma evolução da turbina hélice, mas com pás orientáveis e móveis. Como possui um mecanismo que permite variar o ângulo de inclinação das pás, o rendimento não é tão reduzido fora do pico de eficiência, entretanto a tecnologia empregada a torna uma turbina significativamente mais cara que a Hélice.

A turbina Kaplan, geralmente tem eixo vertical, porém é possível encontrar com eixo horizontal envolto por uma cápsula hermética, sendo o conjunto imerso no fluxo d'água e designadas por turbinas Bulbo [14].

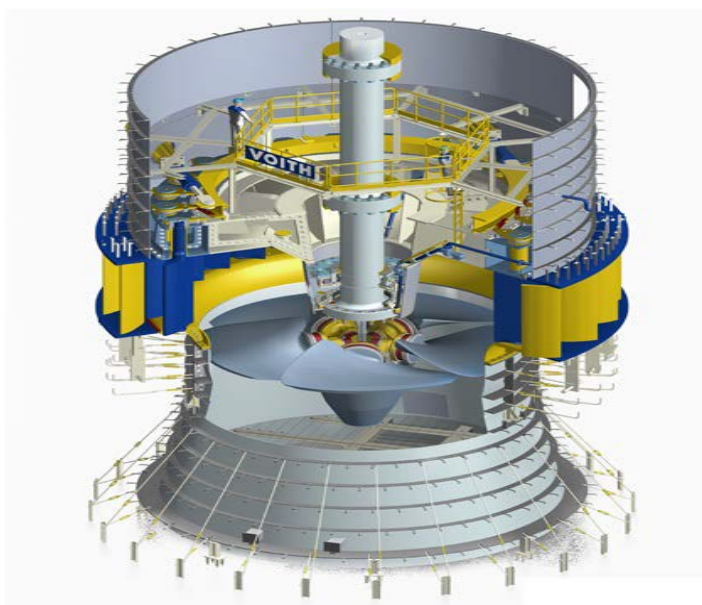


Figura 2.4–Turbina Kaplan.
Fonte: [16].

2.5.4. TURBINAS PELTON

As turbinas Pelton são do tipo de ação e é constituída por um rotor onde são fixadas conchas duplas com aresta diametral sobre a qual incide o jato d'água, produzindo um desvio simétrico na direção axial, buscando o equilíbrio dinâmico de forma a eliminar os esforços axiais.

Dependendo da potência da turbina, são utilizados um ou mais injetores distribuídos uniformemente na periferia do rotor. Os injetores possuem válvulas com agulhas controladas pelo regulador de velocidade que regulam a vazão da água que impulsiona o rotor e, conseqüentemente, controlam a potência produzida pela turbina com o mínimo de variação da frequência. Existem duas opções de eixo para as turbinas Pelton, o eixo horizontal e o vertical e são utilizados em situações de pequenas vazões e elevadas quedas úteis (100 a 500m) em potências que variam de 500 a 12.500 kW e possuem rendimentos próximo de 90% [14]. Exemplo de turbina Pelton pode ser verificado na figura 2.5.



Figura 2.5 –Turbina Pelton.

Fonte: [15].

2.5.5.TURBINAS DE FLUXO CRUZADO – MICHELL BANKI

A turbina de fluxo cruzado ou *Cross-Flow* foi inventada em 1903 por A.G.M. Michel e construída/ otimizada em 1918 por Banki. Também chamada de turbina Michell Banki, esta turbina possui atuação similar à Pelton, no entanto, a água utilizada para mover o rotor tem ação tanto na entrada quanto na saída do rotor. Como o fluxo que passa pelas pás tem um ângulo de entrada próximo ou igual ao de saída, ao final do percurso tem sua energia majorada, melhor utilizando a pressão da água nas pás. Ela é indicada para rede com poucas elevações, da ordem de 10 a 200 metros, retornando também baixas potências, dependendo da altura da queda. Uma particularidade destas turbinas é a possibilidade de controlar o fluxo de entrada, podendo regular a potência gerada ou mantendo a mesma potência com o controle das vazões. Portanto, esta turbina é considerada bastante flexível em relação à janela de atuação de vazões e quedas [71].

Assim, diferentemente de uma turbina Pelton, em presença de vazões significativas e de pressões baixas, a turbina de fluxo cruzado pode ser empregada, além de ter a característica de ser mais facilmente empregada que as turbinas Pelton. Porém, a turbina Michell Banki apresenta uma velocidade de rotação mais baixa, o que faz necessário introduzir um multiplicador de giro entre a turbina e o gerador elétrico, resultando neste caso em um rendimento inferior ao de uma Pelton.

A principal característica da turbina de fluxo cruzado é que o jato d'água que passa pelo rotor, chega em cada pá duas vezes, uma a cada fluxo de água. Primeiro a água flui de fora para dentro e, em seguida, de dentro para fora, sendo assim, uma turbina com dois estágios de velocidade, enchendo apenas uma parte do rotor em cada estágio, conforme figura 2.6

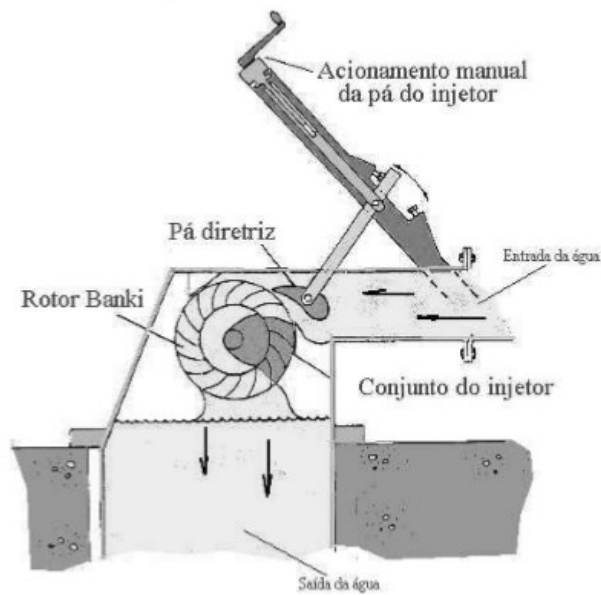


Figura 2.6–Burbinas Michell Banki.

Fonte: [71].

Como facilidade adicional, a turbina Michell-Banki pode operar a um, dois ou três terços de sua capacidade total, graças à sua construção multicelular que funciona com a divisão do rotor em células (segmentos longitudinais do rotor) na proporção 1:2 [71]. Esta divisão pode ser vista na figura 2.7

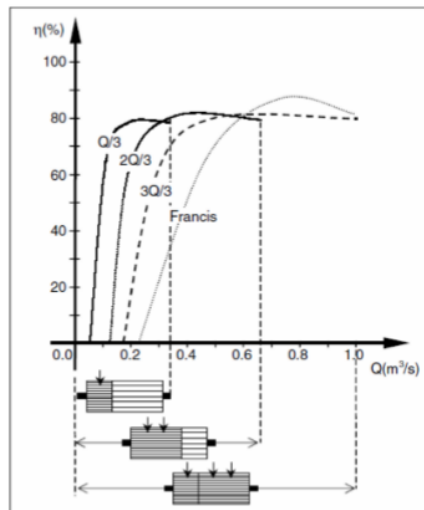


Figura 2.7–Gráfico de rendimento x divisão do rotor baseado na variação da vazão.

Fonte: [71].

2.5.6.COMPARATIVO ENTRE AS PRINCIPAIS TURBINAS

A relação de queda (altura) e vazão é um das formas de seleção do tipo de turbina a ser utilizada em uma aplicação específica e é ilustrado na figura 2.8, ou seja, uma turbina para

“alta queda” (por exemplo, Pelton) é mais apropriada para uma relação de queda / vazão maior, e uma turbina para “baixa queda” (por exemplo, Kaplan) é mais apropriada para uma relação de queda / vazão menor.

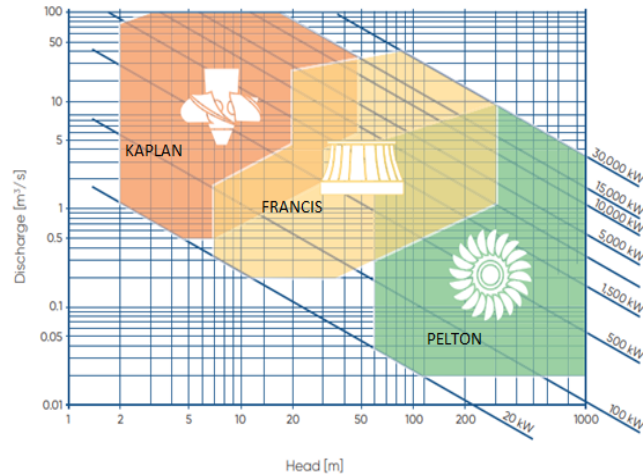


Figura 2.8 - Aplicação de miniturbinas para relações entre queda e vazão.

Fonte: [17].

Na figura 2.9, vemos o gráfico de seleção de turbinas considerando também a turbina de fluxo cruzado.

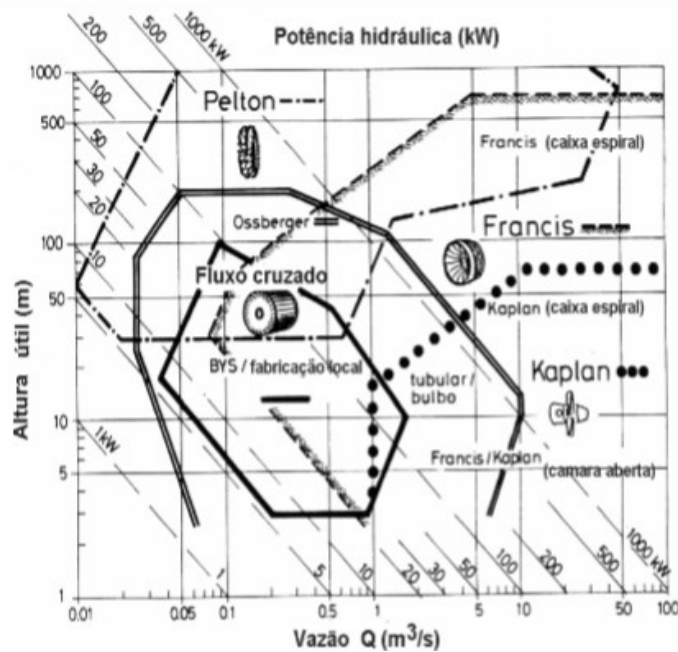


Figura 2.9 - Aplicação de miniturbinas para relações entre queda (net head) e vazão (discharge), considerando a de Fluxo cruzado.

Fonte: [71].

Outro fator a ser verificado é a curva de eficiência x vazão, conforme figura 2.10. Uma curva plana significa que a eficiência cai pouco em vazões abaixo ou acima da vazão

nominal da turbina, e uma curva brusca significa que a eficiência cai mais rapidamente em vazões abaixo ou acima da vazão nominal.

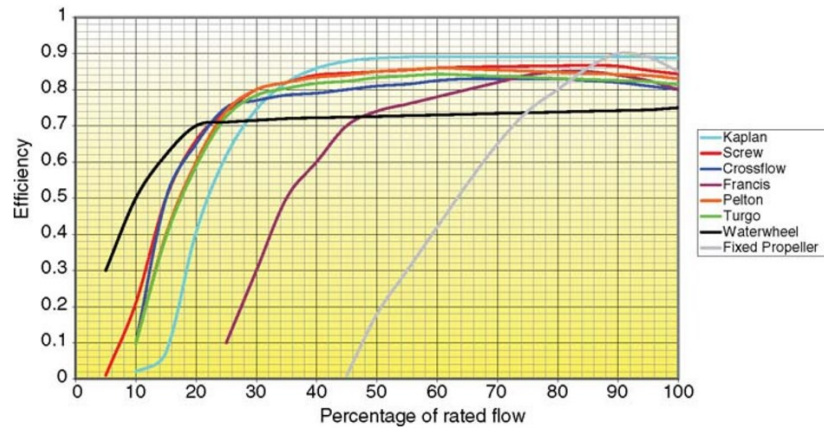


Figura 2.10 - Curva de Eficiência x porcentagem da vazão nominal.

Fonte: [17].

A figura 2.11 compara custos entre turbinas tradicionais (Francis e Pelton), BFTs e a turbina Michell Banki. Devido a maior complexidade e individualidade dos projetos das turbinas tradicionais, estas turbinas apresentam altos valores de rendimento e custos. As turbinas Michell Banki tipicamente apresentam rendimentos da ordem de 65%, com custos próximos ao das BFTs, sendo que as BFTs apresentam rendimentos um pouco inferiores às turbinas hidráulicas tradicionais, mas com custos bastante inferiores, devido a serem produzidos em larga escala [71].

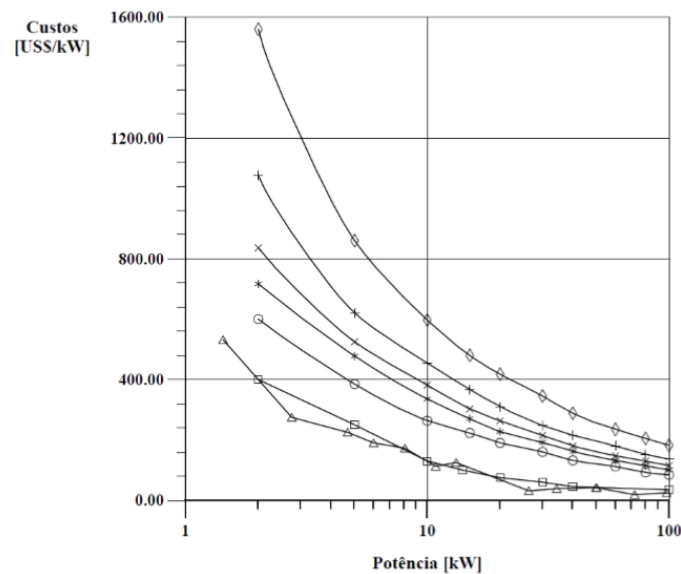


Figura 2.11– Custos para turbinas hidráulicas, quedas de (◇) 5 m, (+) 10 m, (×) 15 m, (*) 20 m e (O) 30 m, para (Δ) BFTs e para (□) turbinas Michell Banki x Potência.

Fonte: [71].

2.6. GERADORES SÍNCRONOS E ASSÍNCRONOS

Os geradores têm a função de transformar a energia mecânica proveniente das turbinas em energia elétrica. Atualmente são utilizadas duas categorias de geradores, sendo os geradores síncronos e assíncronos.

Os geradores síncronos operam com velocidade constante, em sincronia com a frequência da tensão alternada aplicada em seus terminais. A variação do campo magnético necessária à indução eletromagnética é obtida através da rotação do rotor, constituído de material ferromagnético envolto em um enrolamento. Os enrolamentos do estator são alimentados por tensões alternadas. O gerador ou alternador síncrono recebe energia mecânica (potência de eixo) vinda da máquina hidráulica, cuja rotação deve ser constante e controlada, uma vez que a frequência da tensão trifásica é função dessa velocidade. Como já mencionado, o enrolamento de campo do rotor deve ser alimentado por uma fonte de tensão contínua, de forma que, ao girar, o campo magnético gerado pelos pólos do rotor tenha um movimento relativo aos condutores dos enrolamentos do estator. Esse movimento relativo produz a variação do campo magnético necessária à indução de tensão em seus terminais [30].

Os geradores síncronos possuem um regulador de tensão associado ao aparato de excitação de modo que a energia gerada esteja já na mesma tensão, frequência e ângulo de fase requerida pelo sistema, independente da carga. Devido a sua grande versatilidade e valores altos de rendimento, estes geradores são os mais utilizados nos sistemas tradicionais de geração de energia hidráulica. As máquinas síncronas possuem um custo maior que máquinas assíncronas, podendo se tornar inviável economicamente em instalações de baixa potência [74].

As máquinas assíncronas não possuem a capacidade de regular a tensão e geram uma tensão e frequência equivalentes à sua velocidade de giro. Portanto, devem ser conectados a uma rede em conformidade com estes valores. O campo girante também opera na velocidade síncrona com a rede. Entretanto, ao ser aplicado um conjugado externo ao gerador, o seu rotor diminuirá a velocidade, o que gera um aumento da corrente induzida, esta gerada pela diferença de rotação entre o campo girante e o rotor. Este aumento se limita à produção de um conjugado eletromagnético de mesma intensidade ao aplicado pela carga, porém de sentido oposto. A diferença de velocidade é chamada de escorregamento e pode ser expresso por [64]:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (2)$$

sendo,

s – Escorregamento;
 ω_r – velocidade angular do rotor;
 ω_s – velocidade angular do estator.

A figura 2.12 mostra as regiões de operação da máquina assíncrona, trabalhando como motor, gerador ou freio.

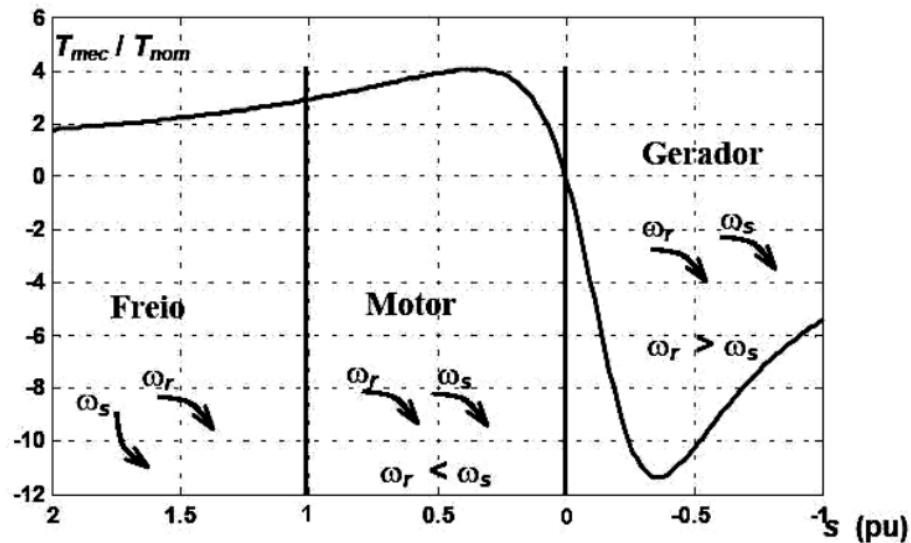


Figura 2.12– Curva de Conjugado x Escorregamento.

Fonte: [30].

Conforme figura 2.12, a máquina assíncrona trabalhando como motor ($0 < s < 1$), recebe energia elétrica da rede. Como gerador ($s < 0$), a máquina recebe potência mecânica e entrega potência elétrica para o sistema na qual o estator está conectado. Como freio ($1 < s < 2$), a máquina recebe potência elétrica e desenvolve conjugado no sentido contrário ao de rotação [30].

Estes geradores devem ser conectados à rede, pois não tem a capacidade de prover sua própria corrente de excitação. Em sistemas isolados, esta excitação pode ser realizada através de banco de capacitores.

O transitório da autoexcitação é chamado de escorvamento. Pode-se definir velocidade do eixo do rotor, valor do capacitor e a carga como características. Tais características tornam a saturação magnética complexa, pois qualquer mudança em uma delas causa diferença na saturação magnética. O circuito magnético para alcançar o equilíbrio, ou seja, a saturação magnética necessita que haja uma interceptação entre a curva de magnetização e a reta de reatância capacitiva. A interceptação em um sistema de autoexcitação ocorre apenas se a máquina possui um magnetismo residual, pois a adição deste magnetismo com a rotação

do eixo da máquina a uma velocidade permite que uma corrente reativa circule pelos enrolamentos do estator através da indução de uma tensão alternada. Um fluxo de reação de armadura é então produzido através desta corrente reativa, que é acrescido ao magnetismo residual inicial. A tensão induzida é proporcional a este fluxo. Logo é iniciado um processo cíclico que tem como ápice a interceptação entre a curva de magnetização e a reta de reatância capacitiva. Com isso, o equilíbrio do circuito magnético é alcançado [18].

A máquina de indução somente opera fornecendo potência ativa para o sistema se conectada a uma fonte externa de potência reativa, como a rede ou um banco de capacitores.

Os geradores síncronos são mais comumente utilizados para geração de energia elétrica. Isto se deve à facilidade de controle das potências ativa e reativa, frequência e tensão. Apesar dessas facilidades, para quantidades menores de produção de energia se torna mais lógico o uso de outro tipo de solução, visto que, pode tornar-se inviável sua instalação devido ao seu custo ser maior que do assíncrono, requisitos de manutenção e operação mais complexos, além da necessidade de sincronismo com a rede. [74].

2.7. BOMBA FUNCIONANDO COMO TURBINA (BFT)

O grupo gerador formado por uma turbina hidráulica, gerador e regulador de velocidade é um dos componentes mais importantes de uma central hidrelétrica, podendo representar até 40 % de seu custo global [25].

O alto custo dos grupos geradores recai principalmente sobre as turbinas hidráulicas, devido à existência de poucos fabricantes nacionais e pelas especificidades de cada aproveitamento. As bombas hidráulicas, por sua vez, são equipamentos fabricados em série, de larga utilização, quer na indústria, na irrigação, no saneamento, assim como no dia a dia dos edifícios e residências. Assim, o custo de uma bomba tende a ser inferior ao de uma turbina com potência e dimensões semelhantes.

Vários países europeus e E.U.A vem utilizando as bombas hidráulicas de fluxo desde as centrífugas de vários estágios, de um estágio, mistas, até as axiais, em reverso como turbinas (BFT), substituindo as turbinas Pelton, Hélice e Francis, para gerar energia em pequenos recursos hidroenergéticos. A razão disso é devido ao bom funcionamento das bombas como turbinas e seus baixos custos se comparadas com as turbinas convencionais para mesma potência [24].

2.7.1. BREVE HISTÓRICO DOS ESTUDOS DE BFT

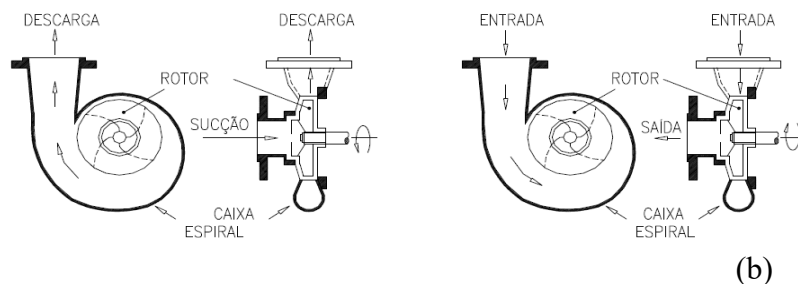
Na década de 50 com o conceito de usinas reversíveis, principalmente nos países desenvolvidos, as bombas funcionando como turbinas encontraram importantes aplicações. Em alguns processos químicos e em redes de distribuição de água aplicações semelhantes na qual era necessário a redução da pressão, esta tecnologia mostrou-se aplicável. [14].

Como testar todas as bombas na sua operação como turbina poderia ser inviável e com custo elevado, fabricantes e pesquisadores trabalharam na tentativa de caracterizar o comportamento da bomba como turbina baseando em suas características quando funcionando como bomba [26].

Entre os primeiros trabalhos que contribuíram estão [27] e [28]. Posteriormente, outras técnicas surgiram como evolução das primeiras e mais recentemente, mostram que a bomba hidráulica funcionando como turbina é economicamente viável para aplicações em sistemas de pequeno porte, limitados a um patamar em torno de 150 a 200 kW de potência [26].

2.7.2. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA BFT

Bombas são máquinas geratrizes, convertendo energia mecânica, fornecida pelo motor, primeiramente em energia cinética (de velocidade) e, finalmente, em energia de pressão. Já uma turbina realiza o processo oposto, convertendo a energia hidráulica disponível em potência no eixo, sendo considerada uma máquina motriz. Observando-se as características, construtivas e hidráulicas de bombas e de turbinas, percebe-se que estes equipamentos são bastante semelhantes, desempenhando, porém, processos opostos quando em reverso. A Figura 2.13, ilustra uma bomba centrífuga funcionando como bomba e como turbina, bem como suas partes principais [21].



(a) (b)
 Figura 2.13–Fluxo de água na bomba quando da operação de bombeamento (a) e da geração de energia mecânica (b).

Fonte: [21].

No caso do funcionamento como bomba, figura 2.13(a), o líquido entra na sucção à baixa pressão, transforma energia de velocidade em pressão através do rotor e sai pela descarga. No funcionamento como turbina, figura 2.13(b), o líquido entra com energia de pressão, aciona o rotor em reverso e sai com baixa pressão. Para que a bomba centrífuga funcione como turbina, o sentido do fluxo de escoamento de água inverter-se-á e, por consequência, haverá a inversão no sentido de rotação. O mesmo processo é demonstrado na figura 2.14.

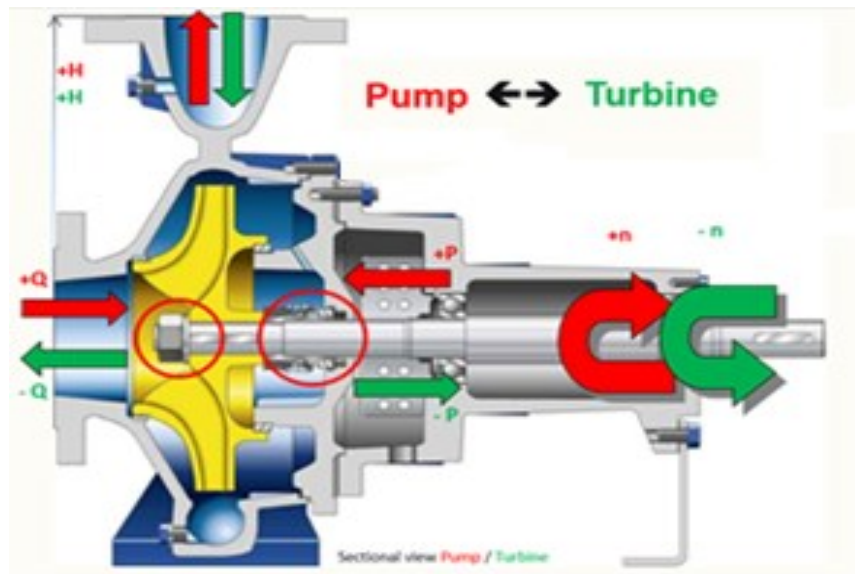


Figura 2.14—Sentidos de vazão, pressão e potência para bomba e BFT.
Fonte: [66].

2.7.3. SELEÇÃO DE BFT

Na seleção da melhor bomba para funcionar como turbina, o ideal seria o fabricante apresentar os resultados experimentais como bomba e como turbina, da linha padrão de fabricação. Os fabricantes possuem em seus catálogos resultados como bombas de fabricação seriada. Como no Brasil e no mundo isto não ocorre, a seleção do equipamento constitui-se numa etapa importante na concepção de um projeto, sob pena de elevados prejuízos por rendimentos muito distantes dos imaginados, principalmente quando o projetista se deixa levar unicamente pelas curvas de vazão x altura para o equipamento dimensionado para gerar fluxo e não força motriz.

Um dos mais sérios problemas que dificultam a aplicação de bombas funcionando como turbinas é a imprecisão associada às metodologias de seleção desenvolvidas até agora. Desta forma, os trabalhos de pesquisa relacionados ao estudo de bombas funcionando como

turbinas se direcionaram predominantemente para o desenvolvimento e aprimoramento das metodologias de seleção. Vários métodos foram propostos e iremos adotar neste trabalho o Método de Viana (1987) [26].

Os coeficientes de correção da vazão e da altura podem ser obtidos da figura 2.15 e são representados por:

$$k_q = Q_b / Q_t \quad (3)$$

$$k_a = H_b / H_t \quad (4)$$

onde:

k_q = coeficiente de vazão;

Q_b = vazão da bomba com rotação constante, em m^3/s ;

Q_t = vazão da bomba como turbina com rotação constante, em m^3/s ;

k_a = coeficiente de altura;

H_b = altura manométrica da bomba com rotação constante, em metros;

H_t = altura manométrica da bomba como turbina com rotação constante, em metros.

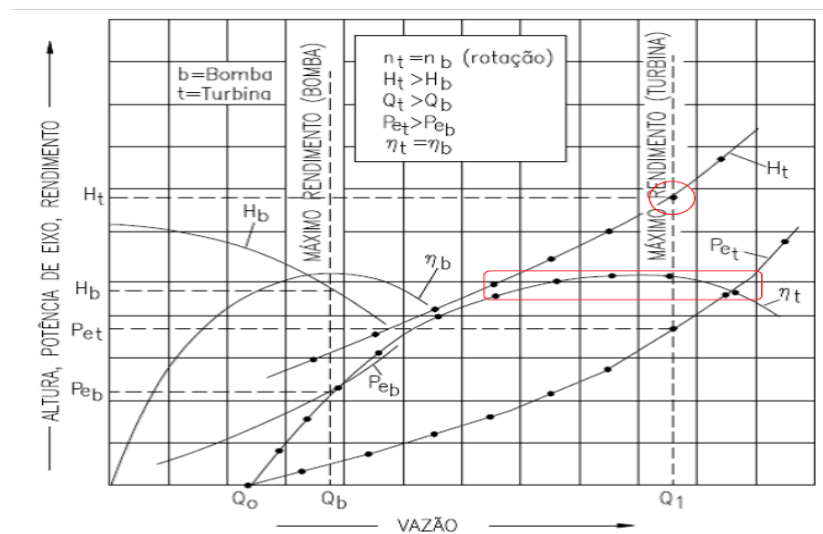


Figura 2.15– Curvas características normalizadas, velocidade constante
Fonte: [25]

Esses coeficientes devem ser obtidos experimentalmente, visto que a grande maioria dos fabricantes não disponibilizam as curvas para as bombas operando como turbinas.

Observa-se que o ponto de melhor rendimento para a BFT, ponto dentro do círculo em vermelho na figura 2.15, ocorre para valores de altura H_t e vazão Q_1 maiores que os correspondentes ao ponto de melhor rendimento como bomba. O valor de máximo rendimento é essencialmente o mesmo para ambos os modos de funcionamento, sendo que, para o funcionamento como turbina, ele apresenta variações pequenas para uma faixa maior de valores

de vazão menos pronunciada, pontos dentro do retângulo em vermelho. Esta mesma relação pode ser verificada na figura 2.16.

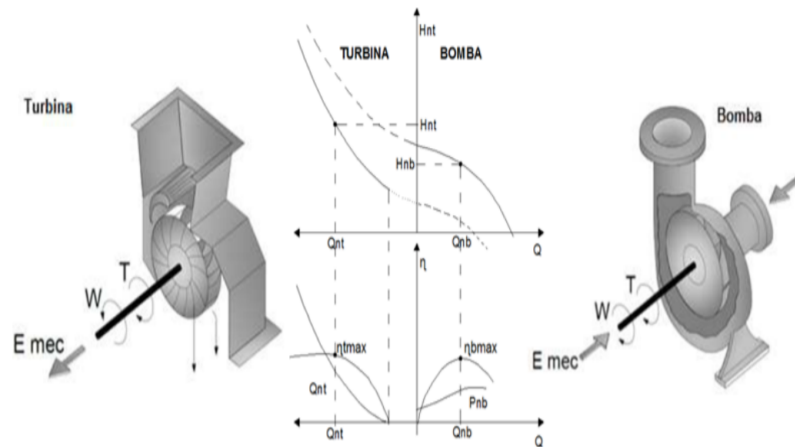


Figura 2.16– Comparação entre a operação de uma bomba com sua operação como turbina.

Fonte: [35].

Para o rendimento na operação como turbina ser o mesmo da operação como bomba é necessário que a altura e vazão da bomba como turbina sejam maiores do que os valores obtidos para bomba, tendo como consequência o aumento da potência de eixo quando a máquina estiver operando como turbina.

O Método de seleção desenvolvido por Viana consiste na definição da altura e vazão de bombas comerciais para operar em reverso, através de coeficientes obtidos pelo autor e outros trabalhos relacionados a rotação específica da BFT. O método é aplicável para a rotação específica na faixa de 40 a 200. A rotação específica é calculada pela equação 5 [25].

$$n_{qa} = \frac{10^3 \cdot n_t \cdot \sqrt{Q_t}}{(H_t \cdot g)^{0,75}} \quad (5)$$

Onde:

n_{qa} [1] - rotação específica;

n_t [rps] - rotação da BFT;

Q_t [m³/s] - vazão da BFT;

H_t [m] - altura de queda líquida da BFT;

g [m/s²] - aceleração da gravidade.

O valor de n_t inicialmente é 3600 rpm e caso o valor de n_{qa} esteja fora da faixa de rotação (40 a 200), utiliza-se o valor de 1800 rpm. Calcula-se a rotação específica, pela figura 2.17 obtemos os valores de k_a e k_q . Utilizando-se as equações 3 e 4, encontra-se os valores de vazão e altura da bomba e faz-se a seleção da BFT. Devido ao escorregamento, precisa-se

corrigir a vazão e a altura encontradas para a rotação nominal da bomba, conforme equação 6[35].

$$Q_{bc} = \frac{n_{nb} \cdot Q_b}{n_t}; \quad H_{bc} = \left(\frac{n_{nb}}{n_t}\right)^2 \cdot H_b \quad (6)$$

Onde:

Q_{bc} [m³/s] – vazão da bomba corrigida;

n_{nb} [rpm] - rotação nominal da bomba (catálogo do fabricante);

n_t [rpm] – rotação da BFT (preferência 3600 rpm ou 1800 rpm);

Q_b [m³/s] – vazão da bomba;

H_{bc} [m] – altura da bomba corrigida;

H_b [m] – altura da bomba;

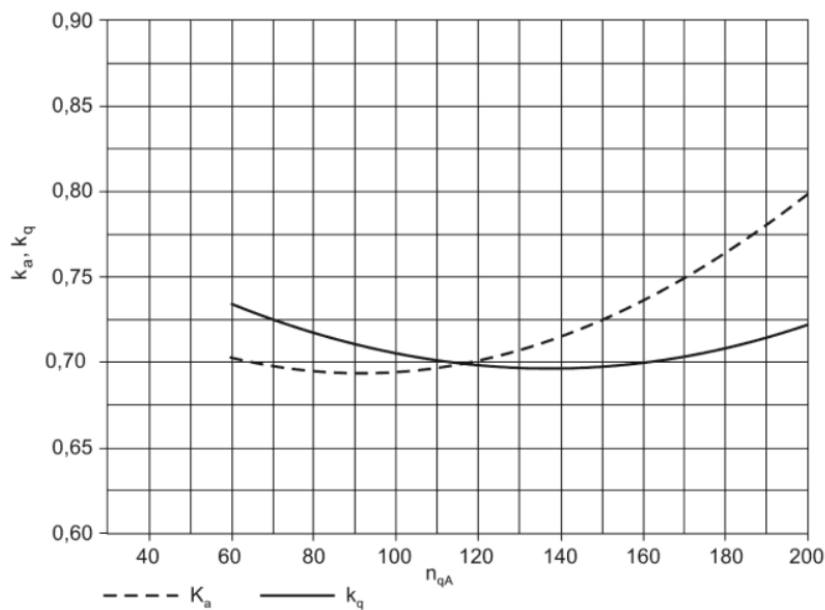


Figura 2.17– Coeficientes de vazão e altura.

Fonte: [35].

Pelo método de Chapallaz (1992), o tipo de bomba para ser utilizada como turbina pode ser selecionada pela pressão e vazão, conforme figura 2.18 [35]. Este método não será detalhado neste trabalho. O campo de aplicação das bombas multiestágios, centrífugas com um rotor simples e as de fluxo axial podem ser comparadas com as turbinas Pelton, Francis e Kaplan, respectivamente [56].

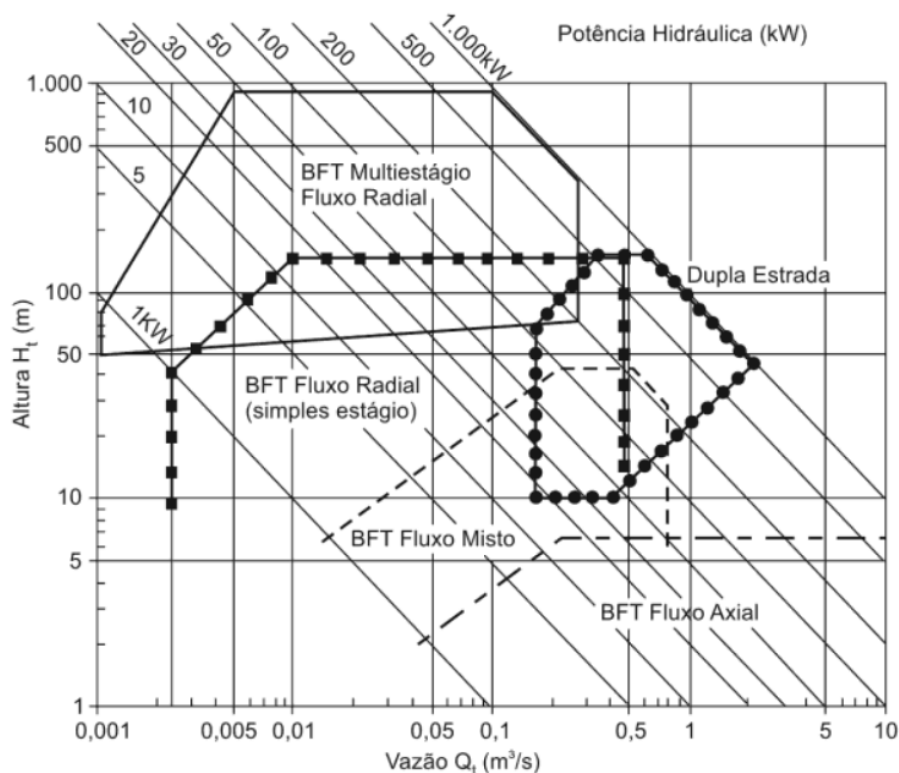


Figura 2.18- Seleção de tipos de bombas mais apropriadas para uso como turbinas (BFT).

Fonte: [35].

A grande maioria das BFTs em operação tratam-se de estudos científicos, acadêmicos e no atendimento à algumas áreas isoladas no mundo, sendo que os estudos e projetos estão evoluindo muito devagar ao longo dos anos. Uma das dificuldades para a consolidação da tecnologia vem da dificuldade do dimensionamento correto da BFT para uma aplicação específica devido à falta de fornecimento e geração de informações dos fabricantes.

Muitos estudos teóricos e experimentais foram realizados para prever o desempenho da BFT, mas ainda é necessário explorar essa área mais profundamente, pois os resultados previstos por esses métodos não são confiáveis para bombas com diferentes velocidades e capacidades específicas. As tentativas mais recentes de prever o desempenho das BFTs foram feitas usando a dinâmica de fluido computacional (CFD).

No caso de variações da vazão e pressão no local de instalação da BFT, alguns critérios podem ser utilizados para seleção da BFT. Por exemplo, no caso de pequenas variações da vazão, seleciona-se apenas uma turbina mais adequada para o caso. No caso de grandes variações da vazão e, conseqüentemente, no rendimento e do melhor ponto de operação, seleciona-se uma turbina para o mínimo valor de vazão e divide-se o restante da vazão com outras BFTs. Pode ser visto pela figura 2.19, que ocorrendo uma variação da pressão, varia-se

a velocidade de rotação da BFT e mantermos o rendimento (ETA%) em valores elevados, tendo uma boa eficiência média em comparação com turbinas [17]. Neste caso, foi realizado a variação de velocidade de 1000 rpm para menores valores de vazão, sendo que a curva de H x Q para esta rotação possui valores menores de pressão. Aumentando-se a vazão, o equipamento poderia operar em 1500 rpm, objetivando manter o rendimento elevado, até o ponto na qual o rendimento começaria a cair, podendo ser necessário instalar um *bypass* com o excesso de vazão, mantendo a vazão e potência constante na BFT.

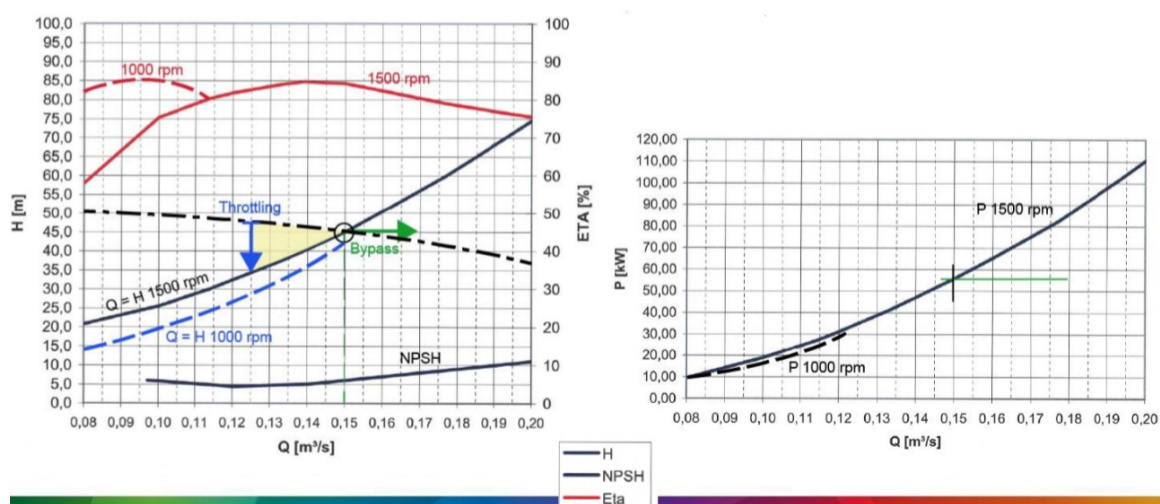


Figura 2.19– Metodologia de seleção de BFT.

Fonte: [17].

2.7.4. APLICAÇÕES E FORNECEDORES DE BFT

Existem várias aplicações para o uso de BFT, como em locais afastados sem eletrificação utilizando uma planta autônoma autossuficiente, nas tubulações do sistema de abastecimento de água potável e de processo industrial, construção de Micro centrais hidrelétricas conectadas em paralelo com a rede, na recuperação de energia em aplicações industriais, em pequenas centrais elétricas de armazenamento de água bombeado, como reserva de energia para o horário de pico em instalações *off-grid* na qual existe uma intermitência no recurso, como uma planta de geração fotovoltaica que durante o dia possui uma produção alta (realiza-se o bombeamento da água para um reservatório em nível superior) e no horário de pico (a bomba é utilizada como turbina para gerar energia e como estações redutoras de pressão[17].

Em todo o mundo, há anos vários fabricantes de bombas e turbinas têm investido em estudos do uso da BFT e possuem projetos instalados de microgeração em locais nas quais este tipo de geração é viável, como em sistemas de abastecimento e distribuição de água. A

empresa KSB é um destes fabricantes de bombas que têm investido em pesquisas com BFT de 5 kW a 750 kW, conforme figura 2.20, além de possuírem uma solução completa de fornecimento de BFT, inversores de frequência e equipamentos de controle instalados em um container chamada de KSB Power House [53].

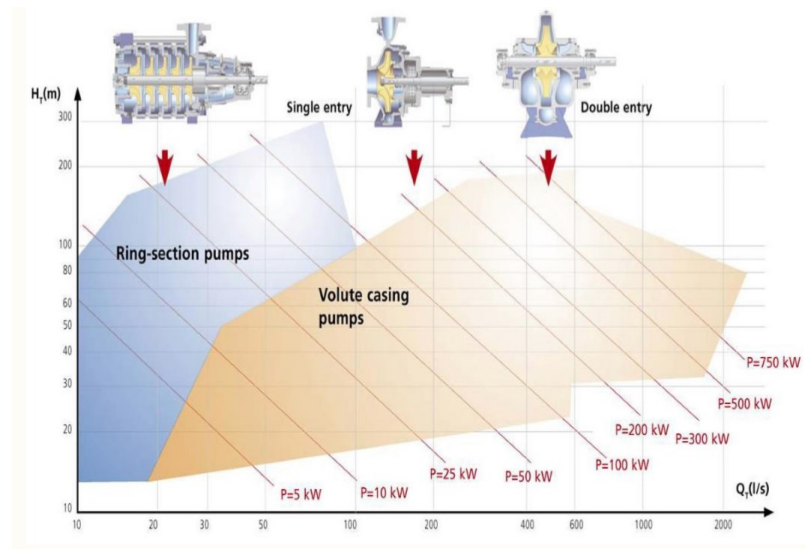


Figura 2.20 - Faixa de Desempenho das Turbinas KSB.

Fonte: [53].

A Andritz Hidro é um fornecedor global de sistemas eletromecânicos para plantas de hidrogeração elétrica com mais de 170 anos de experiência em desenvolvimento de turbinas. As bombas centrífugas são utilizadas como turbinas em microgeração hidrelétrica e possuem 3 linhas de bombas apropriadas para serem utilizadas no modo turbina, sendo a série ACT, FPT e HPT, de 5 kW a 500 kW, com eficiência de até 86%, conforme figura 2.21 e 2.22[17].

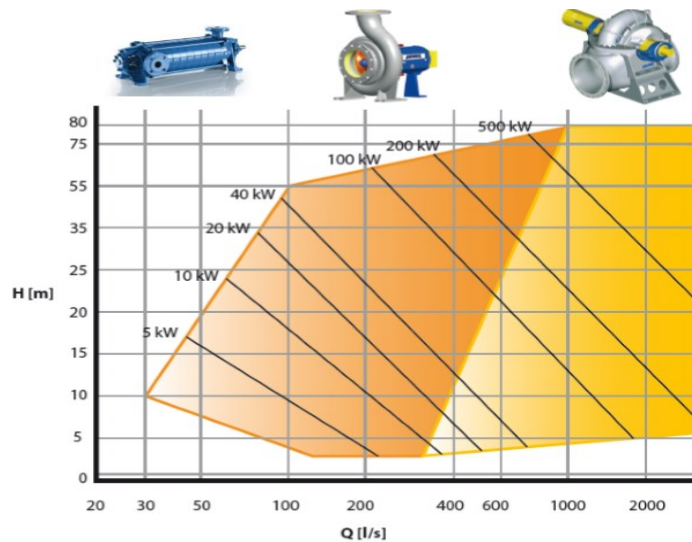


Figura 2.21– Faixa de Desempenho das BFTs Andritz séries ACT e FPT.

Fonte: [17].

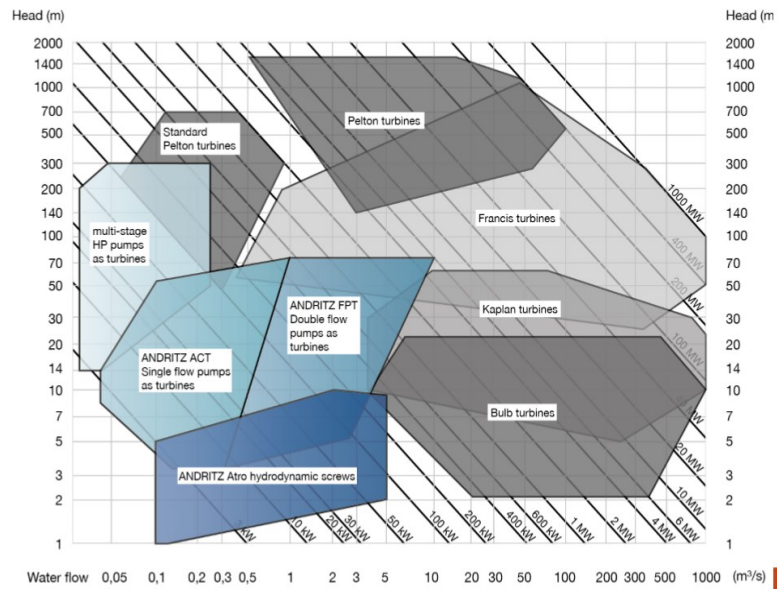


Figura 2.22– Alcance de trabalho das BFTs Andritz séries ACT, FPT e HPT. Fonte: [17].

A KLB é um fornecedor de equipamentos hidráulicos da Índia, como bombas, turbinas e válvulas, fornecendo várias turbinas para sistemas de mini e microgeração hidrelétrica, além de também ter em seu portfólio de produtos uma linha de BFT de 5 kW até 100 kW, conforme figura 2.23 [67].

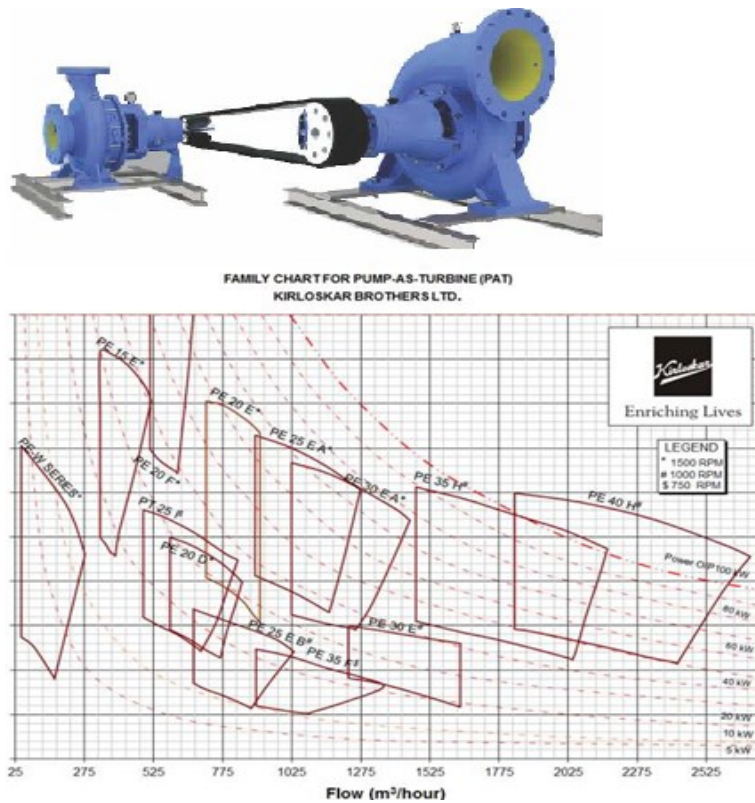


Figura 2.23– Faixa de Desempenho das Turbinas KLB. Fonte: [67].

2.7.5. VANTAGENS E DESVANTAGENS DA BFT

Algumas vantagens da utilização de BFT em substituição às turbinas convencionais em pequenos aproveitamentos são:

- Bombas e motores podem ser adquiridos em conjunto, formando um grupo gerador completo.
- A disponibilidade de bombas e suas peças de reposição é muito maior do que de turbinas.
- As bombas são simples e robustas, não exigindo conhecimento técnico altamente qualificado para sua manutenção e instalação.
- Bombas são mais baratas que turbinas, uma vez que seu mercado consumidor é muito amplo, ocorrendo, portanto, produção em série, o que não acontece com turbinas.
- Bombas comercialmente apresentam uma ampla faixa de tamanhos e potências, atendendo aos mais diversos tipos de aproveitamento, desde 0,3 kW até 300 kW.
- O tempo de entrega de bombas é menor que o de turbinas.
- Grupos moto-bomba, com acoplamento direto, reduzem as perdas na transmissão de potência.

Desvantagens também são relacionadas quando do emprego de BFTs:

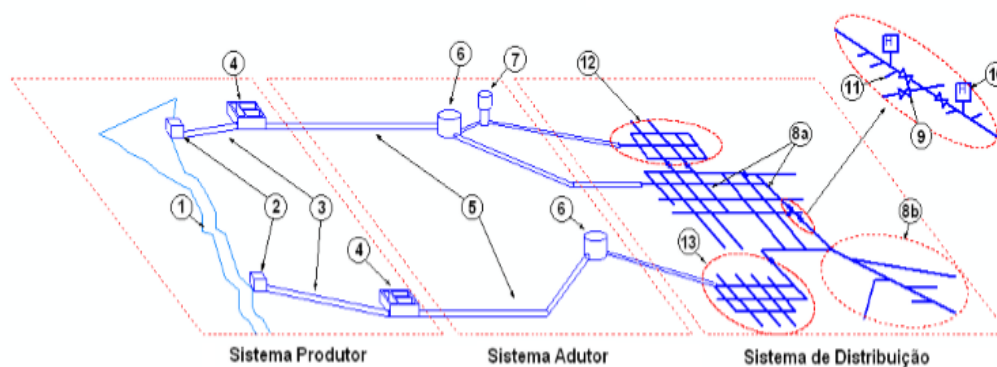
- A grande maioria dos produtos no mercado não possui sistemas de regulação de carga e controle de vazão.
- Dificuldades no dimensionamento correto das BFTs para uma determinada aplicação específica, pela falta de informações fornecidas pelos fabricantes e conseqüentemente, sendo necessário utilizar métodos e literaturas existentes.
- Devem operar com potência constante, não admitindo variações de carga (a não ser que se utilize um regulador de carga). Se considerarmos a instalação em um sistema isolado, a falta de distribuidores para controle do fluxo da água e, conseqüentemente da potência gerada, poderá ser um problema. Entretanto, sob a ótica da legislação atual da GD interligada ao sistema, a operação à velocidade constante não seria um problema.

- Possuem rendimento inferior, se comparado ao rendimento das turbinas convencionais, além do rendimento ser menor quando operando fora das condições ideais.
- Necessária avaliação das partes internas da BFT para verificar suportabilidade do equipamento à nova condição do gerador de energia (por exemplo, aumento de pressão), na qual a bomba não foi concebida inicialmente para esta função.

3. GD EM SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA

3.1. SISTEMA DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA (SAA)

O sistema de abastecimento de água consiste no conjunto de obras, equipamentos e serviços com o objetivo de levar água potável para uso no consumo doméstico, indústria, serviço público, entre outros [31]. É constituído pelos sistemas produtor, adutor e de distribuição que engloba os mananciais, captação, estação de tratamento, estação elevatória, reservatórios, adutoras e rede de distribuição, conforme figura 3.1.



Legenda: 1. Manancial; 2. Captação; 3. Adutora de água bruta; 4. ETA; 5. Adutora; 6. Reservatório superficial; 7. Torre; 8. Rede de Distribuição; 9. Válvula de isolamento; 10. Hidrante; 11. Ramal domiciliar; 12. Zona Alta; 13. Zona baixa

Figura 3.1—Unidades básicas de um sistema de abastecimento de água.

Fonte: [32].

A captação consiste em um leito de rio, um reservatório, artificial ou não, ou um poço artesiano. É composto por estruturas e dispositivos, tais como barragem, comporta e canais que auxiliam a retirada de água do manancial. As estações elevatórias são formadas por um ou mais conjuntos motobomba, normalmente ligados em paralelo, com o objetivo de fornecer energia à água. Desta forma, atinge-se a pressão necessária para vencer os desníveis topográficos e perdas de carga, permitindo que o abastecimento seja feito com uma pressão adequada [31].

A estação de tratamento é o local onde a água bruta torna-se adequada para o consumo, através da melhoria de suas características físicas, químicas e organolépticas, respeitando os parâmetros de qualidade.

As funções dos reservatórios em sistemas de abastecimento de água são atender às variações de consumo horário, atender casos de emergência e interrupções no sistema de suprimento de água, regularização do funcionamento das bombagens, no caso de o reservatório

estar associado a uma estação elevatória, equilíbrio de pressões nas redes de distribuição (manter pressão mínima ou constante na rede) e homogeneização de características da água distribuída quando a qualidade da água na origem é variável[33].

Geralmente o sistema de distribuição de água é composto por um sistema principal e de um secundário. As adutoras representam as ligações entre os reservatórios, mananciais, estações de tratamento com os consumidores conectando às redes de distribuição. Composta de condutos e tubulações de maior diâmetro, protegidas e controladas por válvulas e dispositivos acessórios, compreendendo o sistema principal.

O dimensionamento das adutoras deve levar em conta, além dos aspectos técnicos, os aspectos econômicos. No caso de adutoras por gravidade deve ser selecionado o menor diâmetro possível para a vazão desejada e que todo o potencial (queda) seja convertido em perda de carga. As adutoras que transportam água de estações elevatórias, devem ser levados em conta, além dos gastos com a tubulação, os gastos com energia elétrica [32].

A rede de distribuição representa a fase secundária e final de um sistema de abastecimento de água, na qual se procede ao fornecimento de água potável aos consumidores. O sistema constitui-se de condutos, reservatórios, bombas e acessórios que são distribuídos conforme as condições locais e necessidades de cada região [33].

3.2. VARIÁVEIS DO DIMENSIONAMENTO DOS SAA

3.2.1.PRESSÃO E VRP EM SAA

A pressão é definida como a relação entre uma força e área de aplicação desta força. Para um líquido em repouso, a força atuante corresponde ao peso de líquido sobre a superfície dividido pela área de contato. Como o peso específico (γ) da água é praticamente constante nas aplicações práticas, é usual exprimir-se a pressão em termos da altura de líquido (mca), conforme (7)

$$P = \frac{Fn}{A} = \gamma \cdot H \quad \text{ou} \quad \frac{P}{\gamma} = H(\text{mca}) \quad (7)$$

Baseado na NBR 12218 – Projeto de Redes de Distribuição de água para abastecimento público, as redes de abastecimento de água devem ser projetadas para que se obtenha uma pressão estática máxima de 50 mca, enquanto a pressão dinâmica mínima deve ser de 10 mca que representa o requisito necessário para o abastecimento domiciliar. Sendo

assim, a resistência das tubulações deverá suportar estas tensões e em pontos na qual esta pressão é superior aos limites, deverão ser tomadas ações para redução da pressão, por meio da disposição e instalação de reservatórios, bombas elevatórias e dispositivos de segurança/redução de pressão como registros e válvulas [34].

A válvula de redução de pressão (VRP) promove a perda de carga localizada, reduzindo as pressões para jusante das tubulações. O princípio de funcionamento de uma VRP baseia-se na atuação de uma válvula que é ativada sempre que a pressão limite da rede a jusante é atingida, aumentando a perda de carga do sistema e interrompendo seu funcionamento quando as pressões a jusante não são suficientes para atender aos requisitos do sistema. O controle das VRPs pode ser feito mecanicamente ou eletronicamente, permitindo realizar o controle para um único valor de pressão ou para diferentes situações de consumo, o que permite uma gestão mais eficiente da pressão de serviço e um melhor desempenho hidráulico do sistema [35].

3.2.2. VAZÃO E EQUAÇÃO DA CONTINUIDADE

A Vazão (Q) é a quantidade em volume que escoar através de certa seção em um intervalo de tempo considerado. Sendo assim, seu cálculo pode ser dado pelo produto da velocidade de escoamento do fluido pela área da seção ou tubulação. O conhecimento da vazão através das tubulações é muito importante na prática, principalmente para determinação do consumo de água, sendo feito principalmente através de medidores de descarga ou hidrômetros.

Baseado no princípio de conservação da massa, a soma algébrica das vazões nos nós deve ser igual a zero, ou seja, as vazões que entram no nó devem ser iguais às vazões que saem do mesmo nó, conforme apresentado em (8) e na figura 3.2.

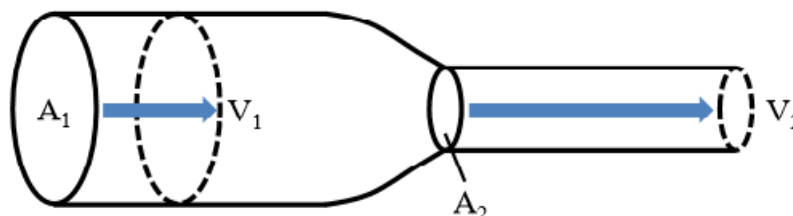


Figura 3.2–Princípio da Conservação da massa -equação da continuidade.

Fonte: Adaptado de [34].

$$A_1 V_1 = A_2 V_2 = Q_1 = Q_2 = \text{constante}; \quad (8)$$

Onde:

A: área da seção transversal (m^2);

V: velocidade média do fluxo (m/s);

Q: vazão (m³/s).

3.2.3.EQUAÇÃO DE BERNOULLI

A equação da Energia ou equação de Bernoulli estabelece que nos escoamentos dos fluidos, em regime permanente, a soma das energias de pressão, cinética e potencial é igual a uma constante, conforme (9) [36].

$$\frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2 = \text{constante}; \quad (9)$$

Onde:

P: pressão (N/m²);

γ : peso específico do líquido (N/m³);

V: velocidade média (m/s);

g: aceleração da gravidade (9,81 m/s²);

Z: cota (altura) em relação ao nível de referência (m).

A Equação de Bernoulli é aplicada para um fluido sem atrito e incompressível, em regime permanente e ao longo de uma linha de corrente, como nos sistemas de distribuição de água.

Entre os pontos 1 e 2 da figura 3.3, pode ser adicionada energia ao fluido através de uma máquina, tal como uma bomba (H_b), ou retirada energia através de uma turbina (H_t), somado a perda de energia gerada pelos atritos internos do fluido e pelos atritos entre este e a tubulação, o que chamamos de perda de carga (H_f). Na ausência de H_b , a energia do ponto final é sempre inferior a do ponto inicial. Assim, para manter a igualdade da relação anterior, faz-se necessário computar essas parcelas. Assim, a equação de Bernoulli generalizada torna-se [36]:

$$\frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 + H_b - H_f + H_t = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2 \quad (10)$$

Onde:

H_b : Energia/peso fornecida por bombas(m);

H_f : Energia/peso perdida (perdas de carga em (m));

H_t : Energia/peso extraída por turbinas (m).

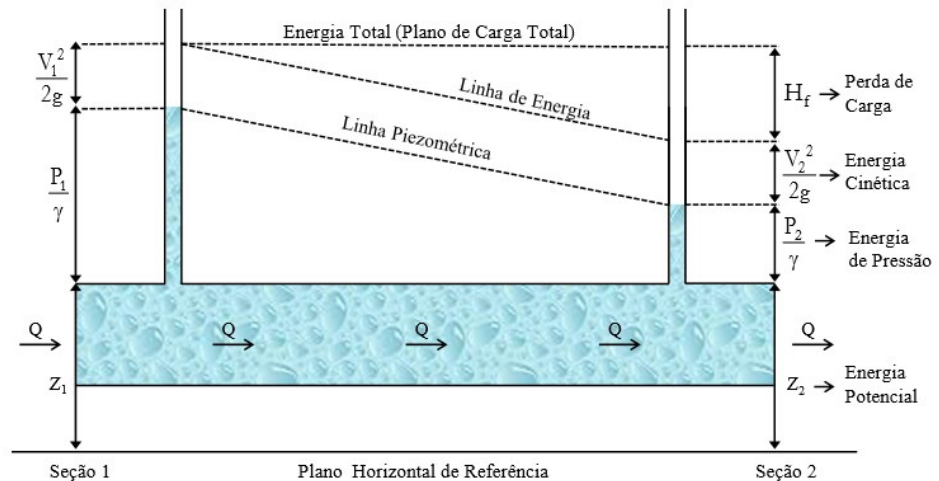


Figura 3.3- Princípio de Bernoulli em tubulação com escoamento permanente.

Fonte: [34].

Na Figura 3.3 as três parcelas de energia podem ser observadas em duas seções de escoamento distintas. Cada uma das parcelas possui dimensão linear e são denominadas de carga (energia por unidade de peso). A soma da energia de pressão com a energia potencial dá origem à Linha Piezométrica. A soma das três parcelas de energia forma a Linha de Energia que representa a constante de Bernoulli. O Plano de Carga Total traduz o escoamento ideal, caso não houvesse as perdas [36].

3.2.4. PERDAS DE CARGA

A Equação 10 apresenta a fórmula de Bernoulli generalizada considerando as perdas de carga possíveis. A perda de carga em uma instalação existente sem perdas por turbinas ou energia fornecida por bombeamento pode ser calculado pela equação 11.

$$H_f = \left(\frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2 \right) - \left(\frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 \right) \quad (11)$$

As perdas de carga em uma tubulação na etapa de projeto podem ser calculadas e são de dois tipos, as perdas lineares ou distribuídas, que resultam do atrito interno do fluido e o deste com as paredes dos tubos, e as perdas singulares ou localizadas, que ocorrem nos acessórios (válvulas, curvas, reduções, etc.) [34].

Existem várias fórmulas para calcular a perda de carga linear e as duas fórmulas mais utilizadas são de Darcy-Weisbach (recomendado pela NBR 12218 para qualquer líquido e tipo de tubulação) ou fórmula universal e Hazen-Williams, muito utilizado no cálculo de adutoras acima de 50mm de água fria pela sua simplicidade. A fórmula Universal é dada pela equação 12 [36].

$$H_f = \frac{8f}{\pi^2 g} L \frac{Q^2}{D^5} \quad (12)$$

Onde:

H_f : perda de carga linear desenvolvida por Darcy-Weisbach (mca);

L: comprimento do tubo (m);

D: diâmetro interno do tubo (m);

g: aceleração da gravidade (9,81 m/s²);

Q: vazão volumétrica (m³/s);

f: fator de atrito¹⁰ (adimensional).

A fórmula de Hazen-Williams é dada pela equação 13 [36].

$$H_f = \alpha \frac{L}{D^{4,871}} \left(\frac{Q}{C}\right)^{1,852} \quad (13)$$

Onde:

H_f : perda de carga linear desenvolvida por Hazen-Williams (mca);

α : igual a 10,6792, valor utilizado pelo EPANET (Programa de cálculo hidráulico);

L: comprimento do tubo (m);

D: diâmetro interno do tubo (m);

Q: vazão volumétrica (m³/s);

C: coeficiente de rugosidade de Hazen-Williams¹¹ (adimensional).

Para facilitar o cálculo das perdas de carga singulares, estas perdas podem ser calculadas através dos comprimentos equivalentes, fornecidos para diversos acessórios. Utiliza-se o comprimento equivalente de cada peça e soma-se os mesmos ao comprimento físico da tubulação pela fórmula de perda de carga linear.

3.3. POTENCIAIS PONTOS DE GERAÇÃO NO SAA

A geração de energia no sistema de distribuição de água pode ser realizada em diferentes pontos do sistema de distribuição de água, aproveitando-se das peculiaridades e potenciais específicos, dependendo de variáveis como vazão, pressão, perdas de carga das tubulações e da turbina ou BFT, além do tempo de funcionamento das turbinas. A escolha do funcionamento deve ao consumo de água ter um comportamento cíclico, com picos de consumo, portanto picos de vazão que coincidem com os menores valores de pressão em alguns pontos da rede.

Algumas características dos sistemas de abastecimento de água devem ser levadas em consideração, como velocidades médias de 1,5m/s em sistemas de distribuição de água em cidades. A redução da pressão deverá ser tal que não influencie no sistema e em sistemas urbanos, a questão de espaço para instalação deverá ser um ponto crucial [38].

Existem algumas instalações típicas com maior possibilidade de utilização da geração de energia, como nas adutoras, entre reservatórios de abastecimento utilizando-se os desníveis topográfico na chegada dos reservatórios, na saída de barragens, rios e cachoeiras, na saída ou entrada de estações de tratamento de água e substituindo as válvulas de redução de pressão (VRP) [38]. Estas aplicações típicas são detalhadas nas seções seguintes.

3.3.1. ENTRE RESERVATÓRIOS

Uma das aplicações da utilização de turbinas em tubulações do sistema de distribuição de água seria entre reservatórios, caso exista um desnível geográfico entre os mesmos. Um dos pontos mais recomendados seriam em locais com grandes desníveis e altas pressões, diminuindo a possibilidade de rompimento das adutoras ou na entrada do tanque com menor desnível, conforme figura 3.4.

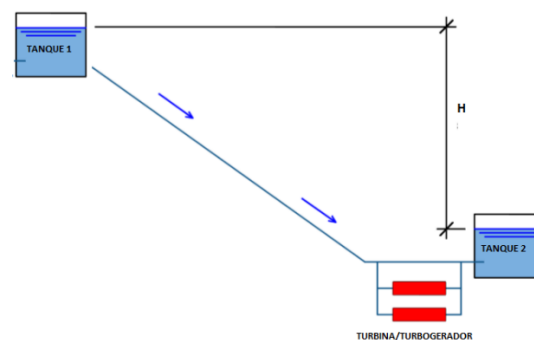


Figura 3.4– Aplicação de uma fonte geradora na chegada de um reservatório.

Fonte: [39].

3.3.2. CAPTAÇÃO DE RIOS E QUEDAS DE ÁGUA

As captações de água dos rios, cachoeiras e quedas de água devem estar localizadas em um nível superior àquele da estação de tratamento. As turbinas poderiam ser instaladas antes das estações de tratamento de água, sendo que nestes casos não existe um reservatório na capacitação, reduzindo os custos da implementação, conforme figura 3.5. Os pontos negativos desta configuração são a sua distância dos centros de consumo de energia, uma vez que as estações de tratamento de água normalmente encontram-se distantes das cidades e próximas das captações. Entretanto a energia gerada pode ser utilizada nas estações de tratamento ou também conectadas diretamente no sistema de distribuição de água [38]

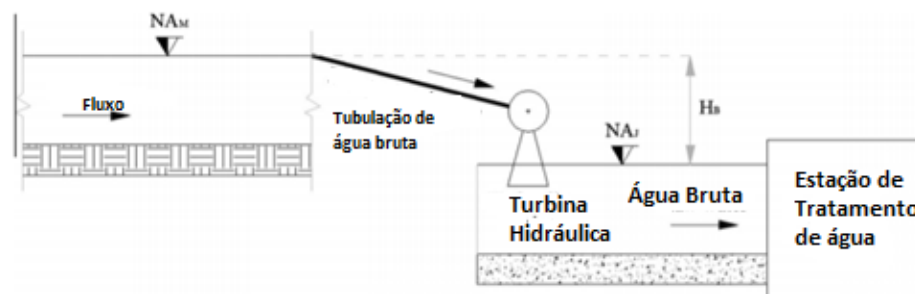


Figura 3.5– Aplicação de uma fonte geradora entre a captação de água por gravidade associada a um sistema de adutoras.

Fonte: [38].

3.3.3. SUBSTITUINDO VRP

Uma possibilidade da utilização de turbinas, turbogeradores ou BFTs é na substituição de VRPs (Válvulas Redutoras de Pressão) em sistemas de abastecimento de água, realizando o controle da pressão requerida na saída e aproveitando a energia antes dissipada pelas válvulas, para a geração de energia elétrica. A figuras 3.6 demonstra os possíveis pontos de instalação da GD e a figura 3.7 demonstra a forma de instalação em uma tubulação paralela à tubulação com a VRP. Deve ser feito um estudo hidráulico e verificados os pontos na qual a pressão está acima de valores pré-definidos ou por definição de normas e poderão ser utilizadas as turbinas ou BFT ao invés das VRPs.

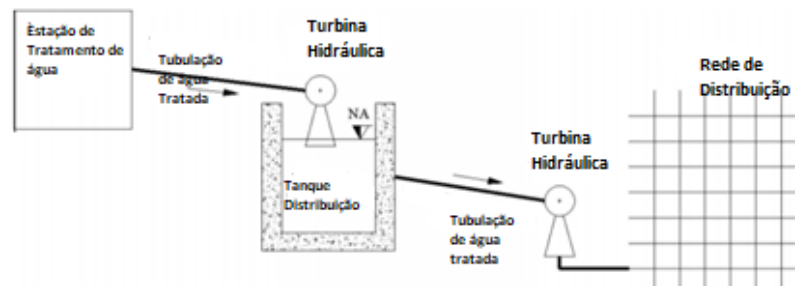


Figura 3.6– Aplicação de uma fonte geradora substituído as VRPs.
Fonte: Adaptado de [38].

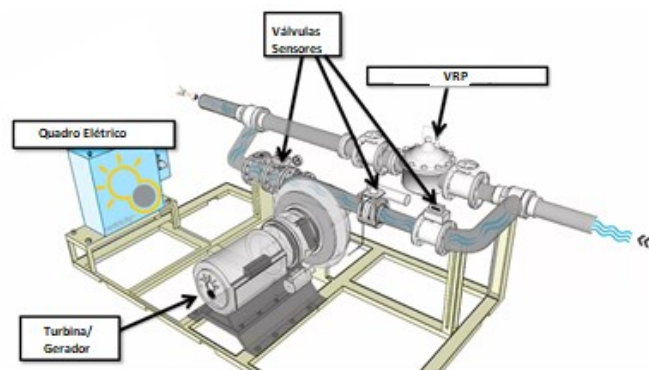


Figura 3.7– Aplicação de uma fonte geradora substituído as VRPs (*bypass*).
Fonte: Adaptado de [41].

3.4. CLASSIFICAÇÃO DOS TIPOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA EM SAA

Nas redes de distribuição de água, os sistemas de geração de energia hidráulica podem ser divididos em dois tipos, sendo os sistemas internos, na qual a turbina está totalmente dentro da seção principal da tubulação e o gerador pode ser externo ou interno à tubulação e os sistemas externos, na qual existe uma tubulação secundária que contorna a principal [37].

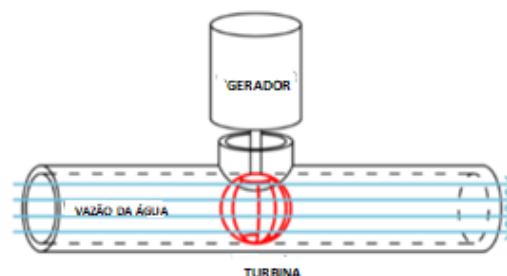


Figura 3.8– Sistemas internos de geração de energia.
Fonte: [37].

Os sistemas internos são mais compactos e exigem menos obras para sua instalação, conforme figura 3.8. Os sistemas internos são baseados em impulsores de linha tradicionais,

como as microturbinas tubulares como da figura 3.9 (a) e das turbinas Archimedes da Figura 3.9(b), todas com eixo horizontal paralelo ao fluxo de água. Os geradores da LucidEnergy usam turbinas de eixo vertical Gorlov (figura 3.10), tendo um projeto mais simples devido ao eixo da turbina já estar alinhado com o gerador [37][40]. As turbinas da LucidEnergy são instaladas em tubulações de 24”, 42” e 60”, com vazões de 1,26 m³/s a 3,15 m³/s com potência de até 100 kW por turbina.

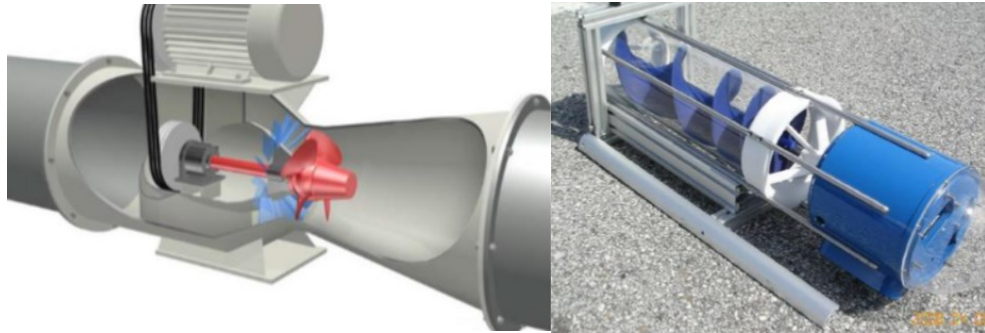


Figura 3.9– (a) Microturbina Fuji (b) Microturbina Hydro-Coil 600.
Fonte: [37].

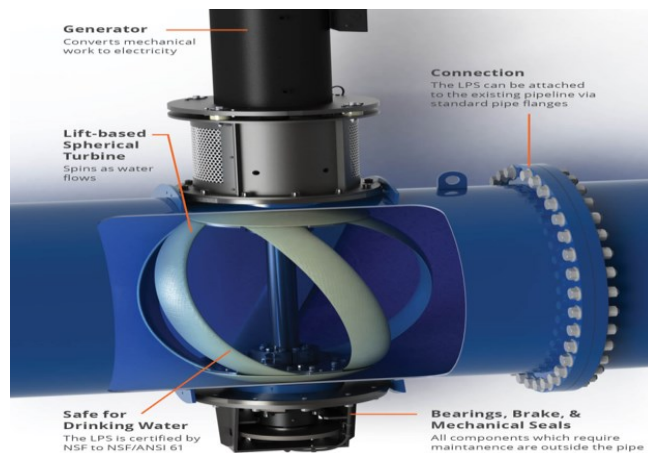


Figura 3.10– Turbina da LucidEnergy.
Fonte: [40].

Outro exemplo de sistema interno é a Usina Compacta de Hidrogeração Anfíbia (UCHA), conforme figura 3.11.

A UCHA é um equipamento integrado, incluindo gerador elétrico e turbina. O gerador elétrico é do tipo submerso molhado, sendo refrigerado pelo próprio fluido que passa pela máquina. Os turbogeradores trabalham com uma potência de geração de 20 kW a 500 kW, vazões de até 6000 m³/h e quedas de 8 a 200 mca [39].

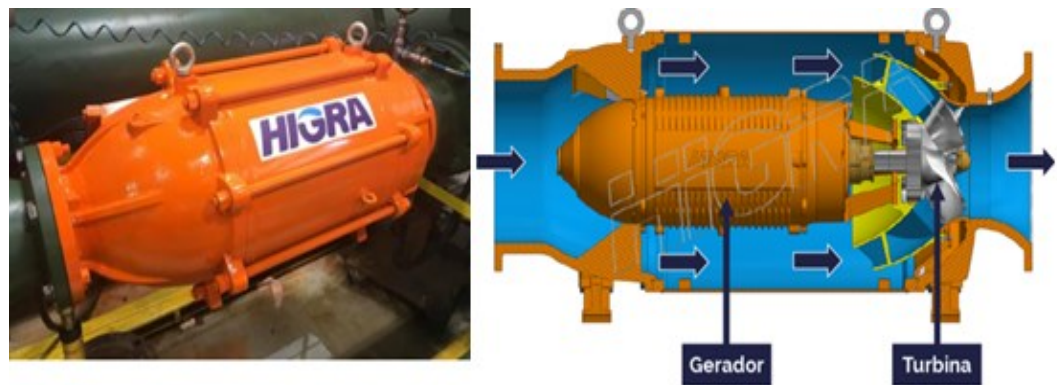


Figura 3.11– UCHA- Turbogenerador Higma.

Fonte: [39].

Os sistemas externos não dependem tão estritamente do tamanho da tubulação, pois existe um conduto auxiliar fechado, permitindo maior flexibilidade, conforme figura 3.12.

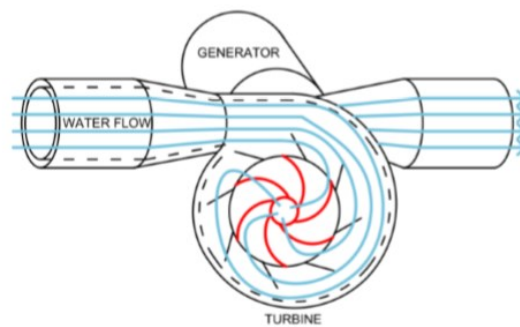


Figura 3.12– Sistemas externos de geração de energia em tubulações.

Fonte: [37].

Existem alguns produtos no mercado, como a solução da empresa Rentricity e da Leviathan Benkatina, utilizam turbinas Francis com uma potência nominal que vai de 3-10 kW (Benkatina OG2) a 5-30 kW (Rentricity SEMS), enquanto para maiores potências (30-350 kW) são atendidas pela solução da Rentricity Flow to Wire Systems. As figuras 3.13 e 3.14 demonstram algumas destas turbinas.



Figura 3.13 Turbina externa Rentricity flow to wire system.

Fonte: [37].



Figura 3.14– Turbina Leviathan benkatina OG2.
Fonte: [37][42].

3.5. PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA UTILIZANDO TURBINAS NO SAA

A crescente necessidade de produzir energia, somada aos altos custos da energia elétrica, da necessidade de projetos sustentáveis e do desenvolvimento de mini e microturbinas, a instalação deste tipo de turbinas na rede de distribuição de água passou a ser considerada em diversos estudos de viabilidade econômica e de cunho tecnológico e vários projetos pelo mundo têm sido implementados.

A Rentricity, empresa americana criada em 2003, possui vários projetos instalados em cidades americanas e do Canadá, como Halifax, Grand Lake, Barre, Ferron, Oneida Valley, abrangendo uma faixa de potência de 5 a 350 kW, com os sistemas Flow-to-Wire e SEMS. Na estação de tratamento de água da cidade de Keene, New Hampshire (Figura 3.15), foram instaladas duas turbinas para substituir válvulas de redução de pressão (VRP) gerando de 50 a 55 kW [41].



Figura 3.15– Turbina Rentricity em Keene.
Fonte: [41].

Em Janeiro de 2012, a empresa LucidEnergy instalou em Riverside, Califórnia (figura 3.16), uma turbina de eixo vertical em uma tubulação de água de 42” com produção de 60 MWh por ano. Em 2015, na cidade de Portland (figura 3.17), quatro turbinas de eixo vertical de 42”, 50 kW de potência por turbina e com uma geração de 900 MWh por ano foram instaladas pela LucidEnergy [40].



Figura 3.16– Turbina LucidEnergy em Riverside.

Fonte: [40].



Figura 3.17– Turbina LucidEnergy em Portland.

Fonte: [40].

A empresa Hydro Spin de Israel, implementou em 2015 várias microturbinas para alimentar equipamentos de monitoramento como medidores de pressão e vazão e toda a rede inteligente de distribuição de água na cidade de Sosnowiec na Polônia. Este sistema pode ser instalado em tubulações de diâmetro de 3” a 8”, gerando até 20 W para manter o controle e monitoramento em tempo real dos equipamentos, ou seja, a energia gerada é utilizada nos equipamentos de monitoramento e a sobra é armazenada em baterias. Trata-se de uma fonte alternativa de energia para alimentação da instrumentação, que no sistema tradicional seria feita via rede pública de fornecimento de energia, o que poderia gerar gastos excessivos com cabeamento e burocracia para o atendimento e fornecimento de energia elétrica em todos os pontos de monitoramento do sistema de qualidade da água. A figura 3.18 mostra a microturbina utilizada na Polônia [43].



Figura 3.18– Turbina Hidro Spin em Israel.

Fonte: [43].

A empresa Higma desenvolveu a partir de 2017 a UCHA. Um projeto executado foi a instalação na SABESP em dezembro de 2018, em São Bernardo/SP (figura 3.19). A turbina foi instalada após a estação de tratamento que por gravidade faz a distribuição da água, sendo utilizado a UCHA para reduzir a pressão e, consequentemente, gerar energia com capacidade de 20 MWh/mês [39].



Figura 3.19– UCHA Higma –Projeto Sabesp.

Fonte: [39].

3.6. PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA UTILIZANDO BFT NO SAA

As mini e microturbinas hidrelétricas possuem os maiores custos na construção do que na sua operação. O problema mais enfrentado é o preço mais alto em comparação com as turbinas de grande escala, pois é necessário projetos específicos e em pequena escala, conforme a necessidade do local de instalação. Em grandes projetos hidrelétricos, os equipamentos eletromecânicos custam em média 20% do custo total, enquanto mini e microgeração custam em torno de 40% dos projetos, podendo chegar até 70% em alguns casos específicos [48].

Diante disto, a utilização de BFT torna-se uma solução atraente para a geração de energia em sistemas de distribuição de água. Estudos para utilização de bombas como turbinas para geração de energia elétrica não são recentes, sendo seu uso justificado por serem mais fáceis de instalar, manter e operar, além de serem produzidas em grande escala, sendo facilmente encontradas no mercado, em diversos modelos e fabricantes [45].

A primeira instalação de BFT foi em uma fazenda remota em Yorkshire Dales, no norte da Inglaterra, em 1930. Na tabela 3.1 temos alguns exemplos de BFTs. No Brasil, em 1988, surgiu o projeto BFT (Bombas Funcionando com Turbinas), coordenado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI), com o objetivo de desenvolver pesquisas e testes com vários tipos de bombas e apresentá-las como uma alternativa simples para a eletrificação do meio rural.

Tabela 3.1– Exemplos de BFTs instaladas no mundo.

Localização	Capacidade da planta	Ano de Instalação
Laos, Xiagnabouli province, South East Asia	2 kW	2008
Thima, Kenya	2.2 kW	2001
Mae Wei village, Thailand	3 kW	2008
Barnacre, North-west of England	3.5 kW ^a	1996
West Java, Indonesia	4.5 kW	1992
Kinko village, Lushoto District, Tanzania	10 kW	2006
Fazenda Boa Esperanca, Brazil	45 kW	2007
Ambootia Micro-Hydro Project, Darjeeling, India	50 kW	2004
British Columbia, Canada	200 kW	-
Breech, Germany	300 kW ^a (8 units)	2006
Vysni Lhoty power station, Czech Republic	332 kW (1 × 90 + 1 × 110 + 1 × 132)	2008

^a No Sistema de fornecimento de água

Fonte: [59].

No caso de projetos implantados do uso de BFTs no sistema de abastecimento de água, na grande maioria dos casos temos apenas estudos demonstrando a viabilidade. Em 1999, pesquisadores de Lisboa demonstraram uma das primeiras aplicações do uso de BFT para produzir energia em sistemas de abastecimento de água [47]. Em 2012, na Cidade de Nápoles, Itália, um estudo relacionou a instalação das turbinas diretamente com a redução das pressões e, conseqüentemente, com a redução das perdas, sendo bastante atrativa a solução [45].

Recentemente, pesquisadores estão desenvolvendo metodologias para o controle de pressão em redes hidráulicas que adotem bombas funcionando como turbinas em substituição às VRPs. Como exemplo, verifica-se a viabilidade da instalação de BFT no sistema de distribuição de água de Creta, Grécia, comparando este tipo de geração com outras possibilidades de geração distribuída, como fotovoltaica e demonstra a viabilidade do uso de BFT, conciliando o controle de pressão, que aumenta a eficiência hidráulica do sistema, com a geração de energia elétrica [45][46].

Em 2016, na cidade de Palermo, Itália, foi realizado uma análise de viabilidade econômica de instalação de BFT quando comparado às turbinas tradicionais, mostrando ganhos financeiros quando da utilização de BFT. O retorno do investimento foi de cerca de 2 a 12 anos, em função da posição de instalação das BFTs, sendo que quando as BFTs são instaladas nas tubulações principais (adutoras) ao invés do sistema de distribuição de água, os ganhos econômicos e técnicos são bem mais significativos, pois a potência gerada é maior e não existe muita variação da vazão e pressão, que são comuns nos sistemas de distribuição que dependem do consumo variável. O estudo mostra também que, em alguns casos, o investimento é economicamente inviável por ter um retorno muito longo [49].

No Brasil, foi desenvolvido outro estudo no Município de Cruzeiro, São Paulo e em Campo Grande, Mato Grosso do Sul em 2012. Foram encontrados pontos positivos e negativos para indicar a viabilidade do empreendimento e utilização de BFT, sendo possível aproveitar as grandes quedas provocadas pelo relevo para gerar energia na rede de distribuição de água em trechos com vazões mais altas, que são as adutoras centrais do sistema de abastecimento de água. O custo dos equipamentos eletromecânicos no sistema de distribuição secundário não compensaria a utilização das BFTs ao invés das VRPs [50].

Outro estudo desenvolvido pela Universidade de Itajubá, consiste na instalação de uma BFT de 45kW na Fazenda Boa Esperança. O sistema foi implantado em 2007 e continua com boa performance até os dias atuais [55]. Esta BFT pode ser verificada na figura 3.20.



Figura 3.20– BFT KSB Itajubá- MG.

Fonte: [55].

A Sabesp-SP em conjunto com a empresa KSB, implementou em 2018 na entrada do reservatório Barueri-Tamboré, uma BFT de 90 kW através da solução KSB Powerhouse, tendo uma economia de R\$ 25.000,00 por mês na conta de energia. Existem estudos da Sabesp com potencial de até 2400 kW, substituindo VRPs por BFT, tendo um retorno do investimento de aproximadamente 3,7 anos [53][54]. A instalação pode ser vista na figura 3.21.



Figura 3.21– BFT KSB's Powerhouse –Projeto Sabesp Tamboré.
Fonte: [53][54].

3.7. VIABILIDADE ECONÔMICA DA GD COM BFT E TURBINAS

Em [60], foi desenvolvida uma metodologia para estimar o custo das BFTs utilizadas em microcentrais hidrelétricas, que possam ser usadas em estudos preliminares de novos aproveitamentos hidrelétricos, para potências até 50 kW, quedas de 6 a 100 m, vazões de 0,02 a 0,25 m³/s, sendo este o campo de aplicação de BFTs,

Por meio da regressão aplicada aos modelos linearizados de custos, gerou-se a curva da Figura 3.22, que fornece as estimativas de custo para os equipamentos eletromecânicos utilizando BFTs para as potências estudadas. O resultado mostrou que o custo dos equipamentos eletromecânicos por kW instalado diminui com o aumento da potência quando se utilizam BFT. Estes dados podem ser utilizados para cálculos preliminares de viabilidade do empreendimento de microgeração utilizando BFT.

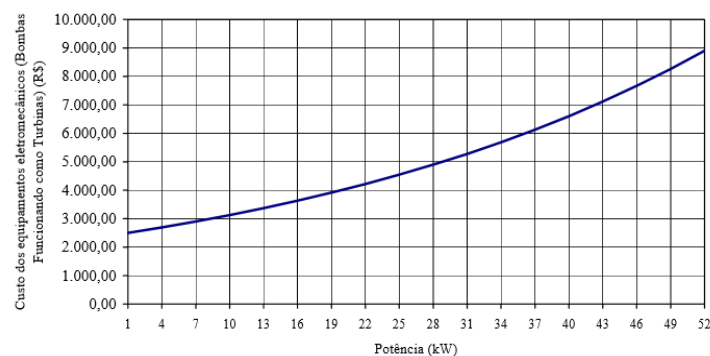


Figura 3.22– Custo dos equipamentos eletromecânicos utilizando (BFTs) X potência.
Fonte: [60].

Estudos realizados no sistema de distribuição de água de Murcia e Elche, na Espanha em 2010, demonstraram que o uso de BFT com potências até 100kW nas adutoras principais em substituição de VRP são viáveis e os parâmetros de predição de máxima eficiência

desenvolvidos por vários pesquisadores foram muito próximo dos valores medidos nestes locais, demonstrando ser economicamente viável a utilização de BFT pelas companhias fornecedoras de água [57].

Um outro ponto a ser verificado é o desempenho de BFT na substituição de VRPs nas adutoras dos sistemas de distribuição de água. Como a BFT não possui paletas para regular a entrada de água, caso tenhamos variações de pressões na entrada da BFT, o equipamento não conseguirá manter uma pressão constante na saída, como é feito pelas VRPs. Este excesso de pressão na saída das BFTs pode gerar problemas como rompimento das tubulações e perda de eficiência do sistema. Esta situação pode ser verificada pela figura 3.23 e deve ser analisada quando do estudo de viabilidade técnica da utilização da BFT, além dos custos necessários de obras civis para a substituição das VRPs, sendo que este custo poderá influenciar na viabilidade econômica do projeto [58].

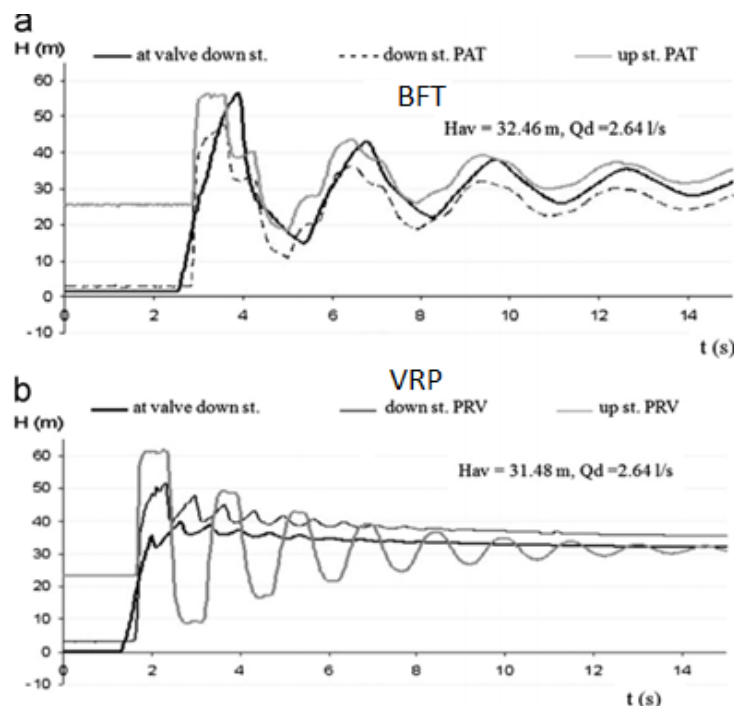


Figura 3.23– Comportamento dinâmico de uma a) BFT e b) VRP diante de uma variação de pressão na entrada do equipamento.

Fonte: [58].

3.8. COMPARATIVO (BFT E TURBINA) X OUTRAS GDs

Inicialmente, é feito uma comparação técnica da produtividade e da área necessária para implantação de projetos de geração de energia baseado em um estudo realizado na Itália em 2015 utilizando turbinas reais nas tubulações do sistema de abastecimento de água, um projeto

de turbina eólica e um projeto de geração fotovoltaica. Posteriormente, será demonstrado um estudo existentes de viabilidade econômica da instalação de BFTs em tubulações, comparando-o a outras formas de geração de energia distribuídas e sustentáveis.

3.8.1.COMPARATIVO TÉCNICO

A produção de energia elétrica em tubulações do sistema de abastecimento de água em grande parte não é afetada pelas condições climáticas, desde que as tubulações de água tenham pressão suficiente. Um estudo desenvolvido pela Universidade de Roma em 2015, demonstra o potencial da geração de energia no sistema de distribuição de água utilizando microturbinas comparado com instalações fotovoltaicas e eólicas. Foram utilizadas turbinas da empresa Lucidpipe (tensão de saída de 240 V, trifásico), turbinas eólicas de eixo vertical Gorlov e um módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, realizando uma comparação em termos de energia, produtividade elétrica e área necessária para instalação do projeto. Os dados utilizados na análise estão na tabela 3.2 [8].

Tabela 3.2– Características e performances comparando sistema de geração hidráulico em tubulações(turbinas), turbinas eólicas e módulos fotovoltaicos.

In-pipe Hydro Power System						
Producer	Model	Rated Power kW	Productivity kWh/year (60% capacity)	Pipe diameter mm	Rated Water Flow m ³ /s	Rated water head pressure m
Lucidenergy	Lucidpipe	14	73584	600	1.0	32
Lucidenergy	Lucidpipe	50	262800	1000	2.7	35
Lucidenergy	Lucidpipe	100	525600	1500	5.6	27
Gorlov Design Wind Turbine						
Producer	Model	Power kW (m/s)	Productivity kWh/year (m/s)	Height m	Swept area m ²	Minimum production speed m/s
UGE	4K GT	4.0 (12)	10000 (7)	4.6	13.8	3.5
Photovoltaic Module						
Producer	Model	Power Wp	Module efficiency	Cell type	Solar cells per module	Module size mm
Schott	Perform Mono 250	250	14.9%	Monocrystalline Silicon	60	993 x 1685

Fonte: [8].

A tabela 3.3 mostra a comparação entre as áreas requeridas para instalação dos 3 sistemas em estudo, considerando a mesma potência de saída. Vemos que a área requerida para instalação da turbina em tubulações é bem menor do que nos outros sistemas.

Tabela 3.3- Comparação entre turbina hidráulica em tubulação, geração fotovoltaica e geração eólica para a mesma potência de saída.

Sistema	Potência	Área ou Relação área/potência	Nr.elementos para fornecer a mesma potência	Área total para fornecer a mesma potência
Lucidpipe Power systems (600 mm)	14 kW	10 m ²	1 turbina	10 m ²
UGE 4k	4 kW	25 m ² /kW	4 turbinas	400 m ²
Schott Solar Perform Mono 250	250 W	7 m ² /kW	56 painéis	98 m ²

Fonte: Adaptado de [8].

A potência gerada em uma turbina instalada em uma tubulação de diâmetro específico é função da vazão e da velocidade da água. A figura 3.24 mostra a relação da potência gerada e da redução de pressão em uma tubulação de 1000 mm para uma turbina de 50 kW, numa vazão avaliada de 2,7m³/s [8].

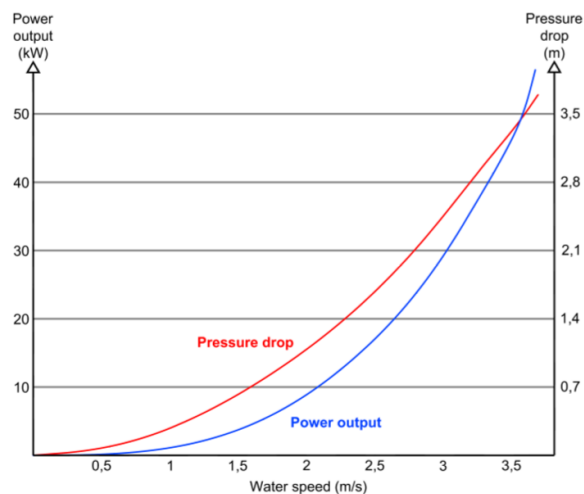


Figura 3.24– Gráfico de potência/queda de pressão na Turbina LucidPipe de 1000mm. Fonte: [8].

A tabela 3.4 demonstra a produtividade do sistema eólico e do sistema fotovoltaico para diferentes cenários de velocidade do vento e de irradiância solar, realizando um cálculo de produtividade para os mesmos.

Tabela 3.4– Comparação entre produtividade de turbina eólica e sistema fotovoltaico

UGE 4K GT Wind Turbine4 kW					Schott Perform MONO 250W PV Panel			
Average Annual Wind Speed m/s	Productivity kWh _e /kW	Produced Energy kWh _e /yr	Productivity kWh _e /m ²	Required area m ² /MWh _e	Annual Solar Irradiance kWh/m ²	Productivity kWh _e /kWp	Productivity kWh _e /mq	Required area m ² /MWh _e
1	0	0	-	-	500	446	63.71	15.70
2	250	1000	8.84	113.12	750	669	95.57	10.46
3	500	2000	17.6	56.56	1000	893	127.57	7.84
4	750	3000	26.52	37.70	1250	1116	159.43	6.27
5	1250	5000	44.20	22.62	1500	1339	191.29	5.23
6	1875	7500	66.30	15.08	1750	1562	223.14	4.48
7	2500	10000	88.40	11.31	2000	1785	255.00	3.92
8	3250	13000	114.92	8.13	2250	2008	286.86	3.49
9	4000	16000	141.44	7.07	2500	2231	318.71	3.14
10	4000	16000	141.44	7.07	2750	2454	350.57	2.85
≥11	4000	16000	141.44	7.07	3000	2678	382.57	2.61

Fonte: [8]

A figura 3.25 sintetiza os resultados de produtividade (kWh_{yr}/kW) para os três sistemas em estudo. Em todos os cenários de velocidade do vento e irradiância solar, a geração de energia em tubulações possui maior produtividade. A energia fotovoltaica e energia eólica variam sua produtividade dependendo do local de sua instalação e da estação do ano, tendo uma produção de energia sazonal. Além disto, vemos que a área necessária para implantação do sistema de geração de energia em tubulações é bem menor se comparado aos outros dois sistemas, sendo um ponto positivo para explorar e utilizar o excesso de pressão das tubulações nos sistemas de adução e distribuição das cidades no lugar das válvulas reguladoras de pressão. Sendo assim, o sistema de produção de energia em tubulações mostrou-se tecnicamente superior aos demais sistemas, com uma quantidade maior de energia produzida (produtividade) do que os demais sistemas em estudo, maior confiabilidade e estabilidade, por ser menos dependente de condições climáticas dos locais de instalação do sistema, além de ser necessária uma área menor para sua implantação.

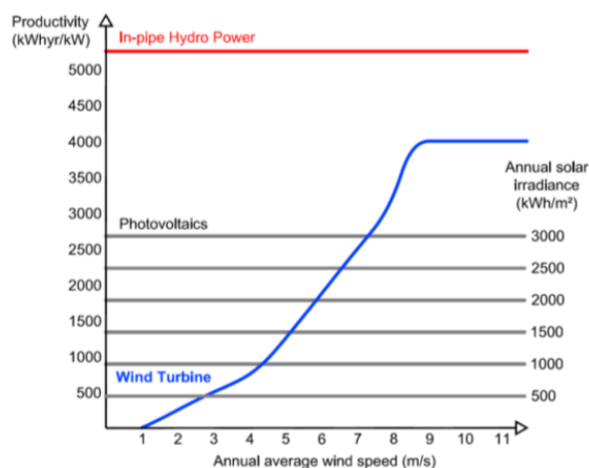


Figura 3.25– Comparação de produtividade dos 3 sistemas de energia.

Fonte: [8].

3.8.2.COMPARATIVO ECONÔMICO

Na República do Laos em 2010, foi realizado uma análise de 3 sistemas para geração de energia *off-grid*, com potência de 2 kW para uma comunidade de 500 pessoas, sendo os sistemas formados por geração via turbina, BFT e solar. Os custos de equipamentos eletromecânicos (EGE) e custo com obra civil (CW) estão indicados na tabela 3.5, e foram menores para a BFT, provando ser viável a geração de energia com BFT para microgeração de energia elétrica [65] se comparado com outras formas de geração de energia sustentáveis.

Tabela 3.5– Custos de geração nos 3 sistemas e custos de obra civil.

Equipment	Capacity	EGE (US\$)	CW+Transm. line (US\$)	EGE+CW (US\$)	EGE (US \$/kW)	EGE+CW (US\$/kW)
Proposed PAT	2.0 kW	2545	3665	6210	1275	3105
Vietnamese turbine	2.0 kW	4800	3665	8465	2400	4235
PV panels	2.0 kW _p	9000	-	9000	4500	4500

Fonte: [65]

3.9. COMPARATIVO TURBINAS X BFT

A eficiência da BFT é menor do que das turbinas, mas podem ser uma boa alternativa devido ao seu baixo investimento inicial e baixos custos de manutenção. Os custos iniciais do uso de turbinas em um projeto de microgeração influenciam no investimento inicial da obra. Entretanto o uso de uma BFT com baixo rendimento poderá influenciar negativamente em toda a vida do projeto. Sendo assim, antes de verificar a viabilidade ou fazer uma escolha por uma turbina ou BFT, devemos analisar vários parâmetros financeiros e técnicos [59].

Pela figura 3.26, vemos que os custos em equipamentos, o que engloba principalmente o custo da turbina, de uma grande planta hidrelétrica está em torno de 20% do valor do empreendimento, enquanto para microgeração hidráulica, está em torno de 40%. Sendo assim, a utilização de BFT torna-se uma opção para reduzir os custos de investimentos iniciais com equipamentos.

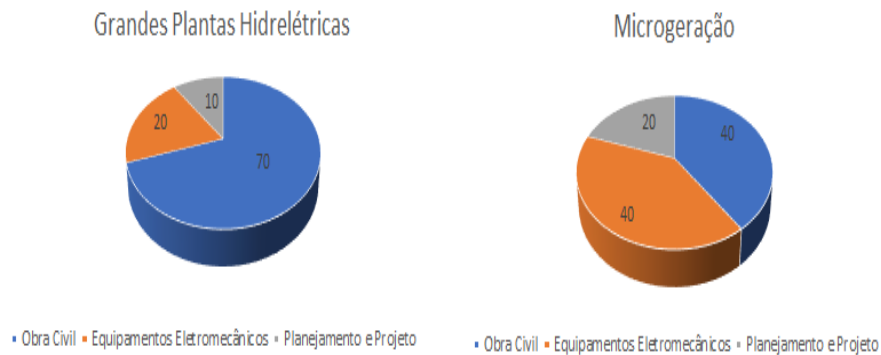


Figura 3.26– Distribuição dos custos distribuídos para a) Grandes plantas hidrelétricas b) microgeração hidrelétrica.

Fonte: Adaptado de [56].

Muitos pesquisadores e estudos de viabilidade econômica do uso de BFTs, ao invés de turbinas na mini e microgeração hidrelétrica divergem, no limite superior de potência aplicável para o uso de BFTs, sendo que alguns pesquisadores atestam o limite superior como sendo a potência na qual os equipamentos são tratados como de prateleira e de fácil aquisição, sendo que alguns tratam em torno de 100 kW e ou 250 kW. Entretanto, outros estudiosos afirmam que se a BFT foi fabricada para uma aplicação típica, a BFT continuará sendo mais econômica que as turbinas, sendo mencionado em alguns estudos a viabilidade até alguns MW. [59].

Alguns pesquisadores desenvolveram gráficos de seleção de turbinas e de BFT para mini e microgeração hidráulica. Para potências de 1 a 1000 kW as BFTs podem substituir as turbinas Pelton, turbinas de fluxo cruzado e pequenas turbinas Francis. Entretanto para aplicações de altas pressões e baixas vazões, as turbinas Pelton são mais eficientes e mais atrativas financeiramente que as BFTs. As aplicações de BFTs são mais favoráveis para pressões médias, na qual os custos de aquisição são inferiores às turbinas. Isto pode ser verificado na figura 3.27[56].

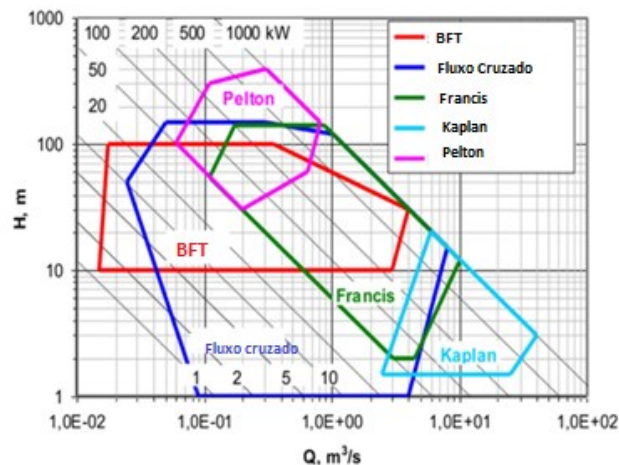


Figura 3.27 – Gráficos de Seleção de turbinas e BFTs.

Fonte: [56].

Em outro estudo de mini e microgeração até 500 kW, o custo do investimento com as turbinas é considerado alto, sendo que a utilização da BFT pode reduzir o custo na proporção de 10 para 1. Entretanto, faz-se necessário uma análise da redução da eficiência ao utilizar a BFT. O *payback* do investimento pode ser de 15 anos utilizando turbinas na microgeração, sendo que com a utilização da BFT podemos reduzir o *payback* para 2 anos, utilizando a mesma capacidade [56].

Na microcentral hidrelétrica Boa Esperança, MG, foi feito um estudo em 2004 de comparação entre o custo de um grupo gerador síncrono funcionando com uma turbina Michell-Banki acoplada a um gerador de 25 kW e um gerador assíncrono operando com uma BFT, que foi dimensionado para uma potência 31,9 kW. O estudo demonstrou que os custos totais dos equipamentos eletromecânicos foram mais viáveis para a BFT e motor assíncrono, sendo o custo dos equipamentos com a turbina e o gerador síncrono mais que o dobro do caso de BFT com motor assíncrono. O que mais chama a atenção é o custo da turbina Michell-Banki, que está em torno de quatro vezes mais que da bomba. No caso da comparação do motor assíncrono e do gerador síncrono, mesmo com a adaptação do banco de capacitores para a excitação da máquina, o custo do motor assíncrono é 1,6 vezes menor do que o gerador síncrono [64].

Um dos pontos mais importantes e críticos no uso da BFT é sua seleção apropriada baseado nas condições das instalações e realiza uma predição da performance da bomba funcionando como turbina. Como os fabricantes, na sua maioria, não fornecem dados da bomba como turbina, precisamos utilizar estudos de pesquisadores e CFD para termos um melhor rendimento do conjunto [62].

Nos sistemas de abastecimento de água existem variações nas vazões e pressões das tubulações, podendo influenciar na eficiência das BFTs, pois as mesmas possuem uma limitação de trabalharem na eficiência máxima somente de 80% a 100% da vazão dimensionada, enquanto as turbinas podem trabalhar de 20% a 90%, conforme demonstra a figura 3.28. Esta restrição pode ser superada utilizando-se de BFTs em paralelo e através de controles de acionamento delas, conforme variação dos parâmetros do sistema. Além do paralelismo, outra forma é utilização de tanques intermediários que mantem constante as variáveis do sistema e, conseqüentemente, faz-se a geração e acionamento da BFT intermitentemente [63].

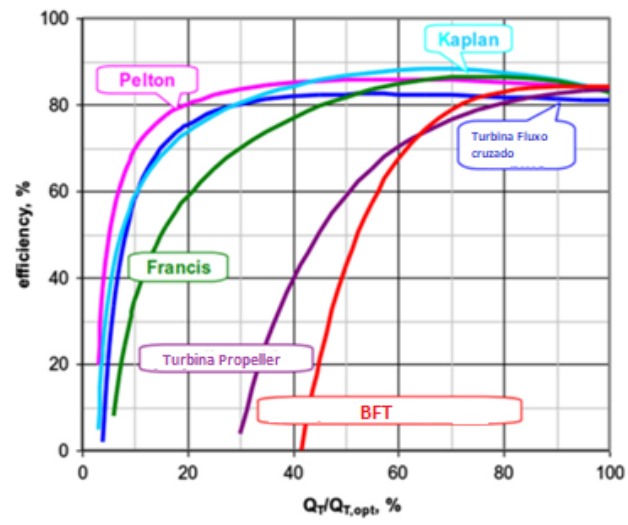


Figura 3.28– Características de performance de turbinas e BFT.
Fonte: [56].

4. ESTUDO DE CASO

4.1. MINERAÇÃO E A UTILIZAÇÃO DE ÁGUA

Atualmente, os recursos minerais têm uma extrema importância para o desenvolvimento de diversos segmentos do setor industrial do país, além de contribuir significativamente para a geração de riquezas. Diante disso, o minério de ferro, por ser um dos minerais mais abundantes da crosta terrestre, tem uma grande responsabilidade econômica e é considerado um importante componente industrial, pois é matéria-prima básica para a fabricação do aço que é utilizado em muitas linhas de produção.

A água está presente em quase todas as etapas do processo produtivo da mineração de minério de ferro, desde a etapa de pesquisa mineral, que antecede o estabelecimento de uma mina, seguida pelas etapas de lavra e tratamento do minério. A figura 4.1 apresenta de forma geral a utilização de água em minerações de minério de ferro, em que os volumes de água reutilizada atingem índices da ordem de 80% e a água nova é proveniente de captações superficiais ou subterrâneas, como por exemplo em poços artesianos.

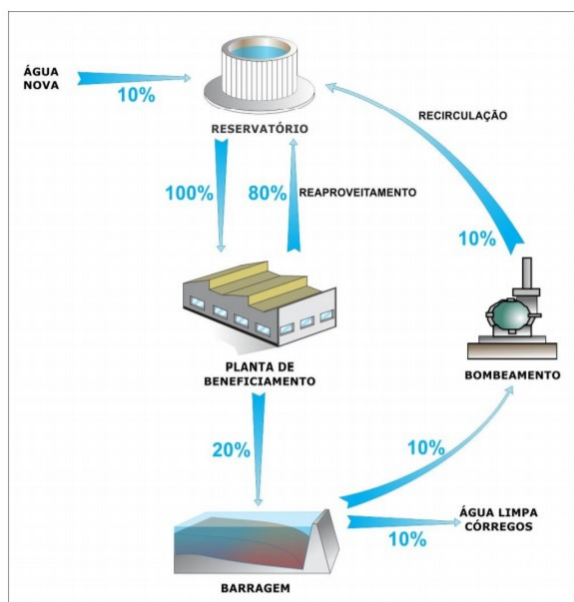


Figura 4.1– Esquema de utilização de água em mineradoras de minério de ferro.
Fonte: [68].

Mesmo com a otimização da recirculação de água no processo produtivo, o consumo de água na mineração de minério de ferro ainda apresenta volumes expressivos quando comparada com o consumo de outras atividades, enquadrando o setor na categoria de consumidor de grande porte [68].

Diante do exposto, uma mineradora de minério de ferro possui um sistema de abastecimento de água complexo e de extrema importância para seu processo produtivo, sendo que em alguns casos a captação e o consumo de água podem ser superiores a sistemas de várias cidades.

Este estudo de caso consiste em uma análise do sistema de abastecimento de água de uma mina de minério de ferro, situada em Congonhas, MG, com o objetivo de levantar potenciais pontos para a instalação de BFT ou turbinas/geradores de energia elétrica em adutoras de água, explorando principalmente o excesso de pressão nas tubulações. A mineradora em questão é alimentada em 138 kV, consumidor livre e possui uma potência instalada de aproximadamente 40 MW. A distribuição de energia elétrica é feita via redes de 13,8 kV. Atualmente, o valor médio do kWh pago pela mineradora é de R\$ 0,35/ kWh, englobando neste custo a parcela de demanda e de consumo efetivo. Em toda a análise será considerado que a energia gerada será entregue em redes de 13,8 kV e que a energia gerada será consumida internamente (demanda muito maior que a geração).

4.2. DADOS HÍDRICOS DA INFRAESTRUTURA EXISTENTE

A água nova desta mina em análise provém de poços artesianos, sendo que os poços têm a função de prover o rebaixamento do lençol freático para os avanços de lavra (processo de extração do minério) e, conseqüentemente, esta água é bombeada e utilizada no processo de beneficiamento. A água nova bombeada é armazenada em alguns tanques intermediários estratégicos, como o TQ-13N e, posteriormente, por gravidade ou por bombeamento, a água é enviada para o tanque de água potável principal da planta (TQ-1000). Após o beneficiamento, a água do processo é encaminhada para as barragens e, posteriormente, bombeadas novamente para um tanque principal de água de processo (TQ-205) para sua reutilização. Deste, por gravidade, a água de processo é encaminhada para o TQ-201 e reutilizada no beneficiamento. A configuração do sistema existente pode ser vista na figura 4.2.

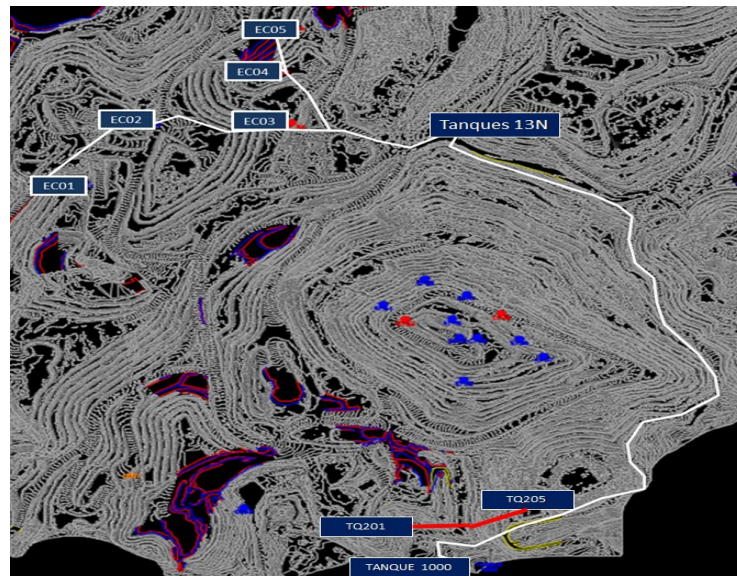


Figura 4.2– Esquema de abastecimento de água entre tanques.

Fonte: Do autor.

Primeiramente, foi levantado todo o sistema de captação de água dos poços e encaminhamento das adutoras principais deste sistema até os reservatórios intermediários e os principais. Foram levantados 3 trechos com potencial para instalação de geração de energia nas tubulações do sistema de abastecimento de água, que serão detalhados à frente.

O primeiro trecho estudado corresponde ao trecho entre o TQ-205 e o TQ-201. O tanque TQ-205 possui uma capacidade de 35.000 m^3 . A adutora que sai do TQ-205 interliga este tanque ao tanque TQ-201, sendo a adutora de aço carbono helicoidal de diâmetro de 900 mm (36”), com uma pequena redução do diâmetro próximo da chegada no TQ-201 para 800 mm (32”), sendo que a adutora possui um comprimento de aproximadamente 400 m . O tanque TQ-201 possui uma capacidade de 8000 m^3 . O tanque TQ-205 e o TQ-201 podem ser vistos na figura 4.3.



(a)

(b)

Figura 4.3– Fotos dos tanques (a) TQ-205 e (b) TQ-201.

Fonte: Do autor.

O segundo trecho corresponde ao sistema do tanque TQ-13N até o TQ-1000. Os tanques da 13N (TQ-13N) possuem individualmente a capacidade de 263 m^3 e 3 metros de altura, sendo 3 tanques interligados e somados possuem uma capacidade de 789 m^3 . Estes tanques são abastecidos por poços artesianos bombeados que fazem o rebaixamento do lençol freático na mina. A adutora que sai do tanque TQ-13N interliga este tanque ao tanque TQ-1000, sendo a adutora de aço carbono helicoidal de diâmetro de 261mm (10'') com comprimento de aproximadamente 3 km. O tanque TQ-1000 possui uma capacidade de 1000 m^3 , com uma altura de 5 m. O tanque TQ13N e o TQ-1000 podem ser vistos na figura 4.4



Figura 4.4— Fotos dos tanques (a) TQ-13N e (b) TQ-1000.

Fonte: Do autor.

O terceiro trecho levantado difere dos 2 anteriores que eram baseados na instalação de geração entre tanques, pois trata-se de explorar a água que verte continuamente da barragem de rejeito principal da mineradora. Esta água precisa ser vertida para o rio principal da cidade, pois trata-se de uma condicionante ambiental de $200 \text{ m}^3/\text{h}$. Neste caso não existe uma adutora instalada e sim um canal, sendo que este canal possui 600 m de comprimento e um desnível de 65 m.

A etapa de bombeamento de água de processo da barragem para o TQ-205 não foi levantada, em virtude dessa ser uma reutilização de água bombeada. O processo de devolução de água para os rios após a barragem também foi mapeado para verificação de potencial da utilização do desnível entre a barragem e o rio para utilização da pressão em excesso.

Com todos os dados do sistema de captação e distribuição de água discutidos acima, foi necessário realizar uma modelagem hidráulica para levantamento dos parâmetros do sistema e análise dos potenciais pontos de viabilidade da instalação da GD.

4.3. MODELAGEM HIDRÁULICA UTILIZANDO EPANET

O EPANET é um modelo de simulação matemática que possibilita a simulação de redes complexas de distribuição de água, utilizando um conjunto de ferramentas de cálculo que dão consistência à modelagem hidráulica, sendo sua disponibilidade sem custos. A versão do programa EPANET 2.0 BRASIL, de 2009, é uma iniciativa do Laboratório de Eficiência Energética e Hidráulica em Saneamento (LENHS), pertencente à UFPB.

Uma rede é constituída por tubulações, bombas, válvulas, reservatórios de nível fixo e reservatórios de nível variável. O EPANET permite obter os valores da vazão em cada tubulação, da pressão em cada nó, da altura de água em cada reservatório, dentre outras variáveis. Dentre as características que se destacam são citadas no seu manual [69]:

- Dimensão ilimitada do número de componentes da rede analisada
- Cálculo da perda de carga utilizando as fórmulas de Hazen-Williams, Darcy-Weisbach ou Chezy-Manning.
- Consideração das perdas de carga singulares em curvas, alargamentos, estreitamentos, etc.
- Modelagem de bombas de velocidade constante ou variável.
- Cálculo da energia de bombeamento e do respectivo custo.
- Modelagem dos principais tipos de válvulas, incluindo válvulas de seccionamento, de retenção, reguladoras de pressão e de vazão.
- Modelagem de reservatórios de armazenamento de nível variável de formas diversas, através de curvas de volume em função da altura de água.
- Múltiplas categorias de consumo nos nós, cada uma com um padrão próprio de variação no tempo.
- Modelagem da relação entre pressão e vazão efluente de dispositivos emissores (aspersores de irrigação, ou consumos dependentes da pressão).
- Possibilidade de basear as condições de operação do sistema em controles simples, dependentes de uma só condição (p.ex., altura de água num reservatório de nível variável, tempo), ou em controles com condições múltiplas.

Foi utilizado o EPANET para realizar a modelagem matemática, sendo calculadas todas as variáveis do sistema hidráulico, como vazão, pressão e velocidade da água nas tubulações. A modelagem pode ser vista na figura 4.5.

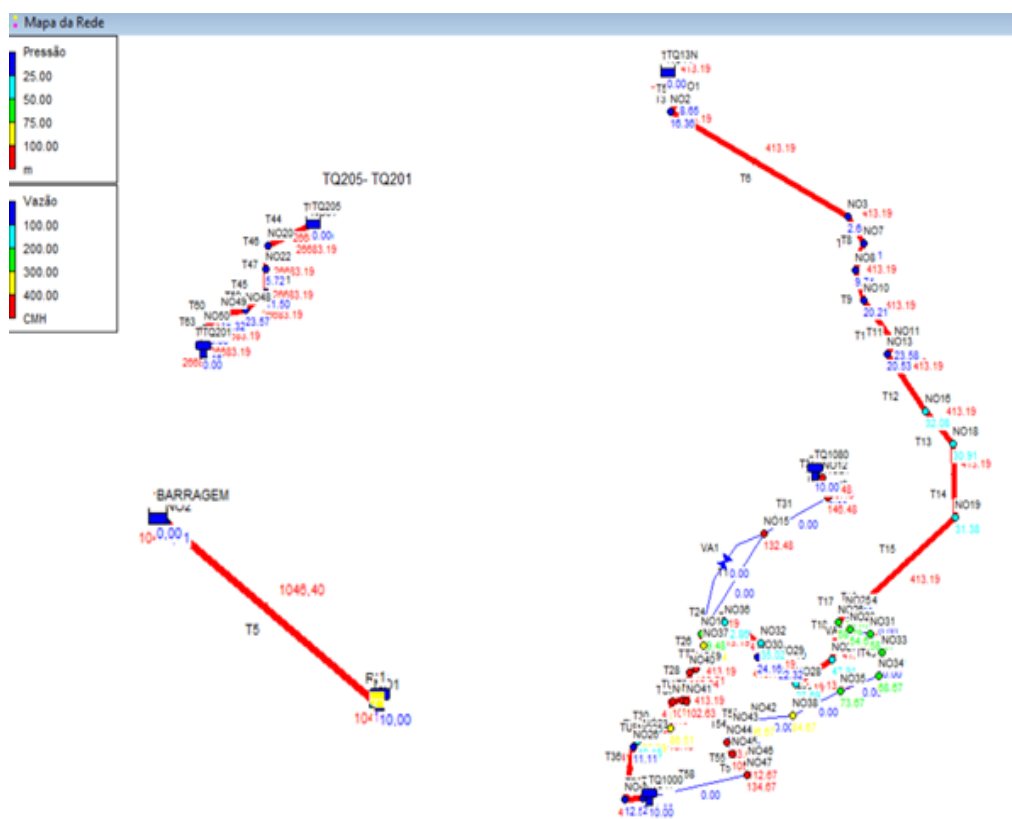


Figura 4.5– Modelagem hidráulica das principais adutoras, tanques e barragem.
Fonte: Do autor.

4.4. LEVANTAMENTO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA E DIMENSIONAMENTO

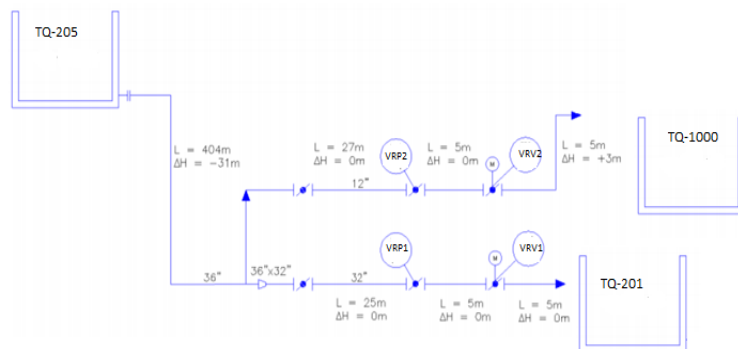
4.4.1. ADUTORAS DO TQ-205 AO TQ-201 -PRIMEIRO TRECHO

A linha adutora de 36" que sai do TQ-205 é responsável pelo abastecimento de água de processo da usina, alimentando pela ação da gravidade o tanque TQ-201. Caso o sistema de bombeamento do rebaixamento do lençol freático não esteja em funcionamento deve também ser alimentado o tanque secundário (TQ-1000), sendo uma contingência do sistema. A vazão demandada pelo TQ-201 é de 5527m³/h e o tanque Secundário (TQ-1000) é de 656m³/h.

Foi adotado o diâmetro de 36 polegadas para a linha principal. A velocidade de escoamento correspondente à vazão máxima demandada para este diâmetro foi de 2,7 m/s. Para a linha de abastecimento do tanque TQ-201 foi adotado o diâmetro de 32 polegadas. A velocidade de escoamento na situação de vazão máxima demandada foi de 3,05 m/s. Devido à

diferença de elevação entre o tanque TQ-205 e o TQ-201 poderão ser utilizado válvulas de controle de pressão (VRP1 e VRP2) ou turbinas/BFT para redução da pressão ou geração de energia elétrica, pois a vazão e a velocidade do escoamento livre seriam muito altas. Além das VRPs, existem válvulas de controle de vazão (VRV1 e VRV2), para adequar a vazão de abastecimento do TQ-201 e TQ-1000 à vazão demandada em função da operação da planta, evitando que o tanque transborde ou se esvazie.

A figura 4.6 demonstra o fluxograma de processo de interligação dos tanques em estudo. Além da tubulação de 32" de diâmetro (800 mm) de aço carbono helicoidal para alimentação do TQ-201, próximo do mesmo existe uma derivação para o tanque TQ-1000 de 12" de diâmetro (300 mm). O sistema foi modelado no EPANET, conforme figura 3.31 e 3.32 e simulado seu funcionamento. Como a derivação para o TQ-1000 é uma contingência para falhas no fornecimento de água do rebaixamento do lençol freático de mina, esta interligação não foi considerada na viabilidade da instalação de turbinas/BFT, pois o período de utilização do sistema seria somente em casos de emergência ou manutenção do sistema da Mina.



(a)



(b)

Figura 4.6– (a) Croqui do sistema de interligação entre TQ-205 e TQ-1000/TQ-201 e (b) Entrada da tubulação no tanque TQ-1000.

Fonte: Do autor.

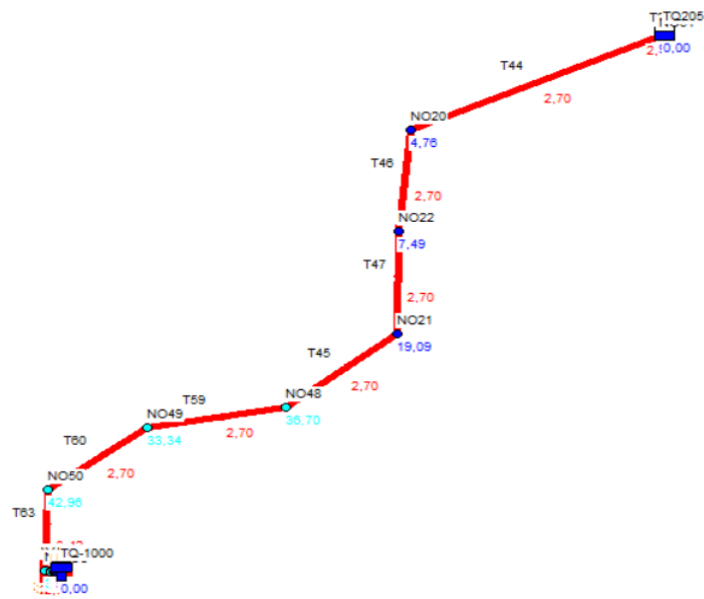


Figura 4.7– Modelagem hidráulica TQ-205 a TQ-201.
Fonte: Do autor.

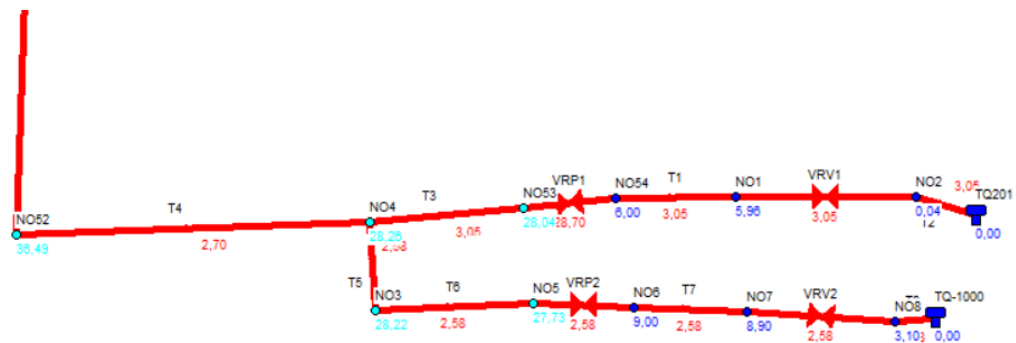


Figura 4.8–Detalhe das adutoras na chegada do TQ-201 e TQ-1000.
Fonte: Do autor.

Os resultados da simulação dos nós, tubulações, válvulas e tanques podem ser vistos nas figuras 4.9 e 4.10. Pela figura 4.8 e 4.10, vemos que a válvula VRP1 reduz a pressão em 22,04 mca, pressão esta que pode ser utilizada em uma microgeração de energia com BFT ou turbinas/geradores. Sendo assim, baseado na expressão 1, e utilizando um rendimento global hipotético de um conjunto turbina/gerador de 70%, 22,04 mca de pressão e uma vazão de 5527 m³/h, temos um potencial de geração de 231 kW, se substituirmos a VRP1 por um conjunto de turbinas/geradores. Vale ressaltar que o tanque TQ-201 está ao lado da SE-PRINCIPAL, ou seja, existem várias redes próximas na qual a geração de energia poderia ser conectada.

Identificador do Nó	Cota m	Carga Hidráulica m	Pressão m
Nó N050	1126	1168,96	42,96
Nó N052	1132	1168,49	36,49
Nó N048	1133	1169,70	36,70
Nó N049	1136	1169,34	33,34
Nó N02	1140	1140,04	0,04
Nó N05	1140	1167,73	27,73
Nó N03	1140	1168,22	28,22
Nó N07	1140	1148,90	8,90
Nó N08	1140	1143,10	3,10
Nó N06	1140	1149,00	9,00
RNV TQ201	1140	1140,00	0,00
Nó N01	1140	1145,96	5,96
Nó N053	1140	1168,04	28,04
Nó N054	1140	1146,00	6,00
Nó N04	1140	1168,26	28,26
RNV TQ-1000	1143	1143,00	0,00
Nó N021	1151	1170,09	19,09
Nó N051	1161	1170,99	9,99
Nó N022	1163	1170,49	7,49
Nó N020	1166	1170,76	4,76
RNF TQ205	1171	1171,00	0,00

Figura 4.9–Dados dos nós e tanques – Trecho TQ-201 a TQ-205.

Fonte: Do autor.

Identificador do Trecho	Comprimento m	Diâmetro mm	Vazão CMH	Velocidade m/s	Perda de Carga m/km	Estado
Tubulação T62	1	900	6183,00	2,70	5,88	Open
Tubulação T8	5	300	656,00	2,58	19,53	Open
Tubulação T7	5	300	656,00	2,58	19,53	Open
Tubulação T5	2	300	656,00	2,58	19,53	Open
Tubulação T6	25	300	656,00	2,58	19,53	Open
Válvula VRP2	#N/A	300	656,00	2,58	18,73	Active
Válvula VRV2	#N/A	300	656,00	2,58	5,80	Active
Tubulação T2	5	800	5527,00	3,05	8,51	Open
Tubulação T1	5	800	5527,00	3,05	8,51	Open
Válvula VRP1	#N/A	261	5527,00	28,70	22,04	Active
Válvula VRV1	#N/A	800	5527,00	3,05	5,91	Active
Tubulação T3	25	800	5527,00	3,05	8,51	Open
Tubulação T59	60	900	6183,00	2,70	5,90	Open
Tubulação T44	40	900	6183,00	2,70	5,90	Open
Tubulação T46	45	900	6183,00	2,70	5,90	Open
Tubulação T47	68	900	6183,00	2,70	5,90	Open
Tubulação T60	64	900	6183,00	2,70	5,90	Open
Tubulação T4	40	900	6183,00	2,70	5,90	Open
Tubulação T63	45	800	6183,00	3,42	10,47	Open
Tubulação T45	67	900	6183,00	2,70	5,90	Open

Figura 4.10–Dados das tubulações e válvulas - Trecho TQ-201 a TQ-205.

Fonte: Do autor.

Para estes mesmos dados hidráulicos, iremos dimensionar uma BFT, dois turbogeradores (um fabricante nacional e um importado) e um conjunto turbina e gerador síncrono para este local e comparar a geração de energia e os investimentos envolvidos em cada solução.

BFT:

Para a solução utilizando BFT, primeiramente pela figura 3.28, observa-se que baseado nas variáveis hidráulicas (pressão e vazão), uma BFT é aplicável. Considerando uma vazão de $5527 \text{ m}^3/\text{h}$ ($1,53 \text{ m}^3/\text{s}$), uma pressão residual de 22 mca e baseado na figura 2.18 (seleção de

BFT), vemos que a bomba de fluxo duplo ou carcaça bipartida é a recomendada. Foi selecionada uma linha de bombas comercializada especialmente para trabalhar como BFT de uma empresa Multinacional com atuação no Brasil, linha FP, conforme pode ser visto na no gráfico de seleção da figura 4.11. Pela análise da figura 4.11, o modelo que cobre a vazão nominal e pressão é a linha FP 40-700. O modelo FP 40-700 significa que a BFT possui uma pressão ótima de 40 mca e uma largura nominal de 700 mm.

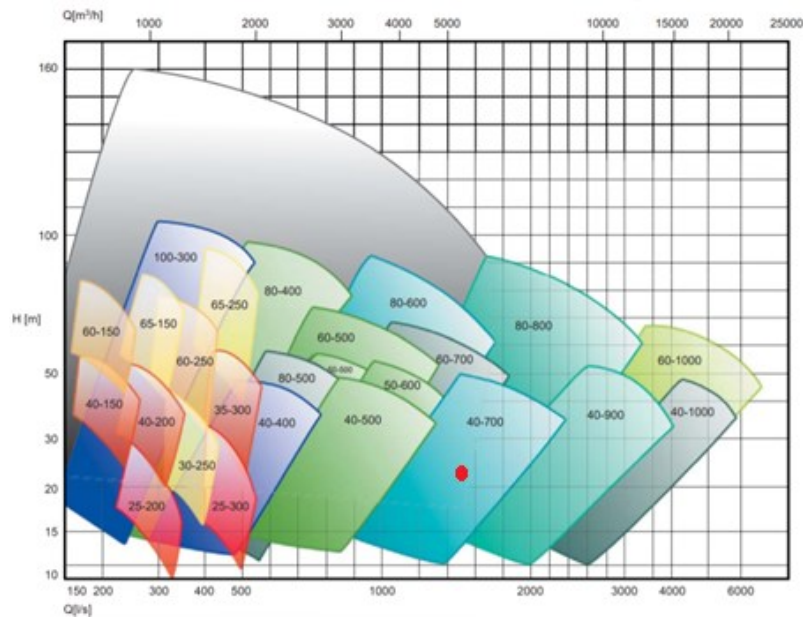


Figura 4.11 Curvas características BFT linha FP.

Fonte: [70].

A figura 4.12 demonstra as partes da BFT bipartida/dupla sucção e na figura 4.13 vemos uma foto real de um modelo da linha FP instalado. Baseado nos dados elétricos e considerando o modelo de BFT utilizada citado anteriormente, foi dimensionado uma geração de potência de saída de 260 kW no conjunto BFT/gerador assíncrono e 276 kW de saída da BFT no modelo FP 40-700, considerando uma eficiência de 83% da BFT, em 600 rpm. Se considerarmos o rendimento da máquina assíncrona/acoplamento (94%), teremos um rendimento global de 78%.

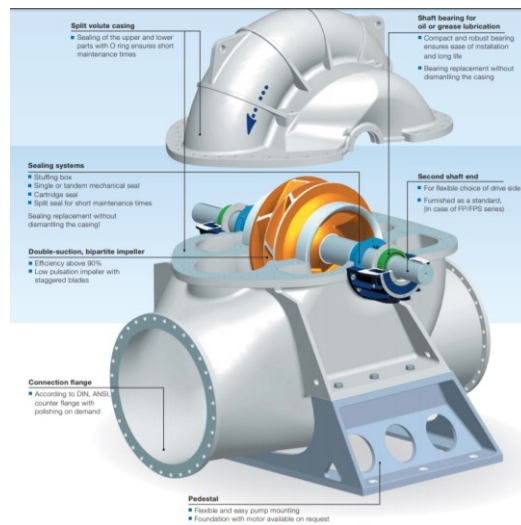


Figura 4.12–BFT linha FP.

Fonte: [70].

A figura 4.14 mostra a curva de performance da bomba funcionando como turbina. Percebe-se que com a variação da vazão, temos uma variação na eficiência da BFT e o menor valor de 62% próximo de $1,2 \text{ m}^3/\text{s}$, sendo ainda um valor de rendimento considerável e 83% no ponto de operação, considerando $5,3 \text{ m}^3/\text{s}$ ($5527 \text{ m}^3/\text{h}$). Se compararmos este equipamento com a figura 3.29, que demonstra a relação de rendimento para turbinas e BFT genéricos, vemos que o valor máximo de eficiência da BFT escolhida está próximo do valor padrão para BFT, entretanto com uma variação da vazão de 22% ($1,53$ para $1,2 \text{ m}^3/\text{s}$), temos uma redução do rendimento para 62%, valor abaixo do esperado de 70% no gráfico padrão, demonstrando que a variação da vazão influencia bastante no rendimento da BFT.



Figura 4.13–BFT linha FP – Exemplo de instalação.

Fonte: [70].



Figura 4.14—Curva de performance da BFT- modelo FP40-700.
Fonte: [70].

TURBOGERADOR 1 – FABRICANTE NACIONAL:

Considerando uma vazão de 5527 m³/h (1,53 m³/s), uma pressão residual de 22 mca, foi selecionado um turbogerador de uma empresa Nacional, de 230 kW de saída, com um rendimento global 70%, utilizando uma turbina do tipo propeller (hélice). O turbogerador possui um sistema de controle de potência através do inversor regenerativo, tensão de saída de 440V, sistema de filtros de proteções contra transientes (harmônicas) e sistema de automação com CLP (Controlador Lógico Programável).

O inversor regenerativo realiza o controle do fornecimento de potência reativa para o gerador assíncrono, além de manter a pressão de saída constante, independentemente do valor de pressão à montante, através da variação da velocidade do equipamento. Este controle é muito importante para não termos problemas nos parâmetros hidráulicos requeridos para que o sistema de abastecimento de água não seja influenciado pelo turbogerador. O mesmo também possui sensores para monitoramento de várias variáveis, como pressão, temperatura do motor, nível de fluido, vibração e rotação do eixo, conforme figura 4.15, sendo que toda esta instrumentação é monitorada no CLP.

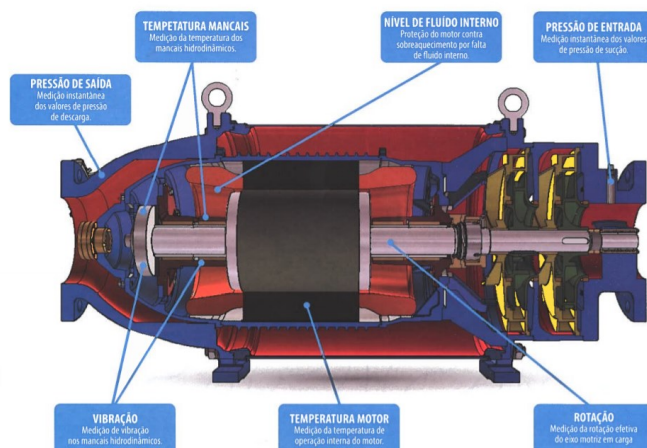


Figura 4.15–Sensores instalados no turbogerador nacional.
Fonte: [75].

TURBOGERADOR 2 – FABRICANTE ESPANHOL:

Os turbogeradores 2 são fabricados por uma empresa espanhola situada em Múrcia. A solução proposta consiste em 2 turbogeradores compactos de 111 kW, devido à vazão de 5527 m³/h especificada ser muito maior que o limite máximo de suportabilidade dos turbogeradores deste fabricante. Sendo assim, optou-se por dividir em 2 turbogeradores em paralelo e tendo uma vazão de 2763 m³/h por turbogerador. Os mesmos consistem em um conjunto de turbinas e geradores assíncronos trifásicos alojados dentro de invólucros metálicos feitos de aço carbono, revestido no interior e no exterior com resina epóxi. Os turbogeradores serão instalados em paralelo (turbina, gerador e invólucro) usando dois flanges padrão soldados às extremidades do tubo metálico. A potência total do sistema projetado é de 222 kW.

A energia elétrica gerada flui através dos cabos instalados no gerador e que passam pelo flange a montante até o painel de proteção e controle, do qual eles estão conectados à rede de distribuição elétrica. Foi considerado um sistema regulador e uma válvula de bloqueio instalada a montante do turbogerador para fins de manutenção. O funcionamento do turbogerador e do dispositivo regulador não requer mão de obra permanente, pois o equipamento possui um PLC que exibe certas leituras do sensor (vazão, pressão, tensão, intensidade, potência, temperatura, etc) e que emite alarmes e instruções em relação à regulação e a abertura/fechamento do dispositivo regulador, além da conexão/desconexão do próprio turbogerador. A figura 4.16 demonstra o esquemático da solução proposta com 2 turbogeradores.

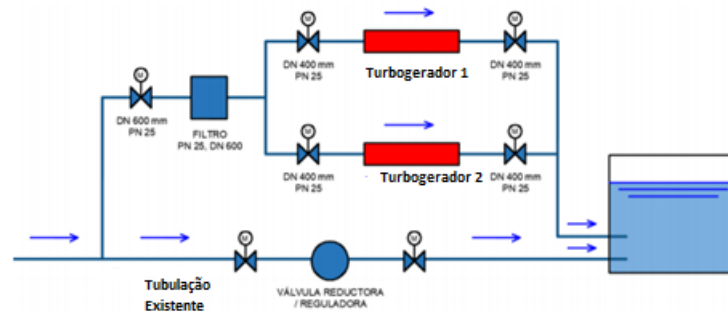


Figura 4.16–Esquemático de 2 turbogeradores instalados em paralelo.
Fonte: [76].

A figura 4.17 é um corte transversal do turbogerador 2 e na figura 4.18 verifica-se uma instalação do turbogerador.

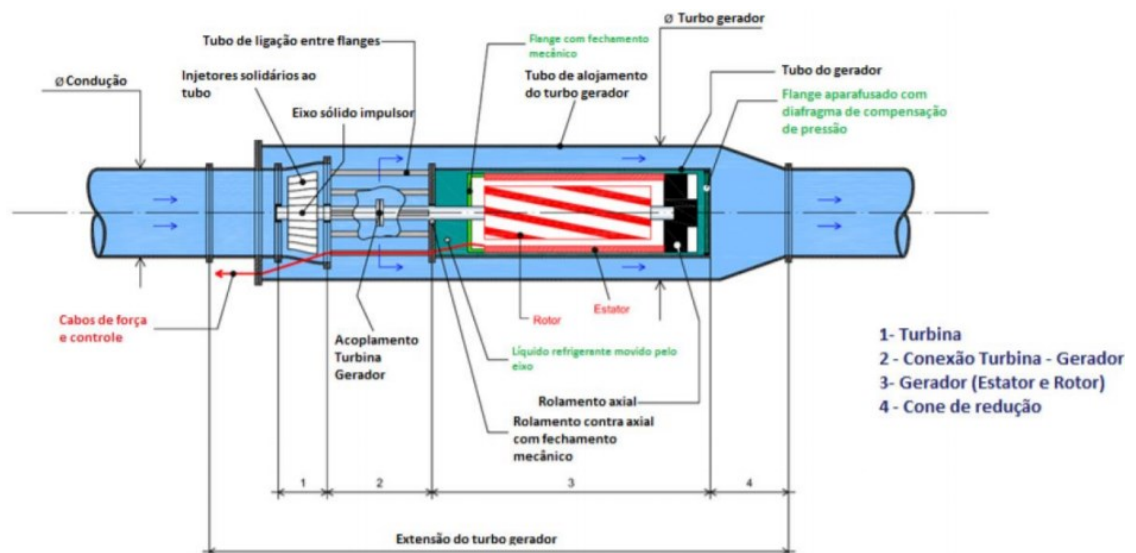


Figura 4.17–Corte transversal do turbogerador 2.
Fonte: [76].

A turbina será de estágio único e consistirá em um difusor e um impulsor. O difusor das turbinas será do tipo perfilado, com pás fixas que direcionam a entrada da água ao impulsor com a direção mais adequada para minimizar as perdas de carga. O resfriamento é realizado pela própria água turbinada (não são usadas graxas e óleos para lubrificação). O gerador consiste em um motor trifásico assíncrono com tensão de saída de 440 volts. É submersível, com um índice de proteção IP68 e a velocidade nominal é de 1.800 rpm. A conexão entre o eixo da turbina e o eixo do gerador é feita através de um acoplamento direto e rígido (sem multiplicador).

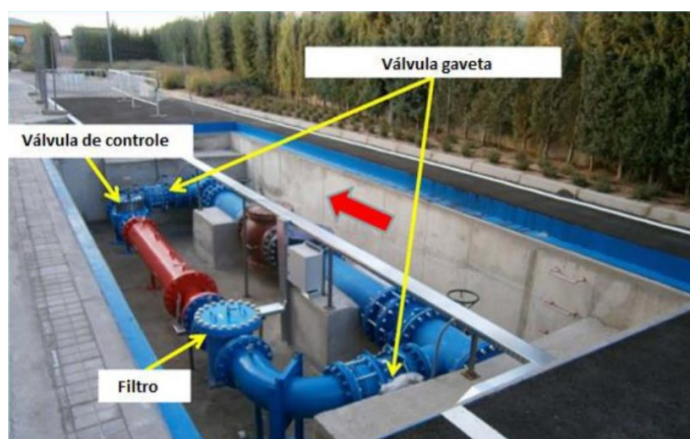


Figura 4.18–Turbogenerador 2(em laranja) instalado em outro local.
Fonte: [76].

É contemplado no fornecimento um painel de controle, comando e proteção, incluindo os seguintes elementos: medidor de frequência, analisador de redes, banco de capacitores, relés de proteção e CLP. O rendimento global do turbogenerador é de 67%.

TURBINA:

Para a solução utilizando turbinas, primeiramente pela figura 3.23, observa-se que baseado nas variáveis hidráulicas (pressão e corrente), as turbinas aplicáveis seriam do tipo Cross Flow (fluxo cruzado – Michell BANKI) ou Francis. Foi selecionada uma solução de turbina Michell Banki modelo 4080 do fabricante Nacional de Turbinas com potência prevista de 225 kW na saída do gerador. O gerador é do tipo síncrono, com sistema de excitação Brushless (Sem Escovas), 1.800 rpm, potência nominal 282 kVA, possuindo caixa de engrenagens multiplicadora de rotação. O sistema é fornecido também com regulador de velocidade e paralelismo, com sincronoscópio.

Especificações Técnicas do Modelo 4080:

Queda líquida no eixo do rotor da turbina: 22 mca;

- Vazão máxima turbinada: 1550 l/s;
- Potência Nominal: 282 KVA;
- Potência na saída do gerador: 225 kW;
- Rotação nominal eixo turbina: 238 rpm;
- Rendimento considerado para a turbina: 80%;
- Rendimento do gerador: 93%;
- Rendimento da caixa de engrenagens: 96%.

- Rendimento global: 72%

À frente será detalhado a turbina, o regulador de tensão do gerador e o sincronoscópio.

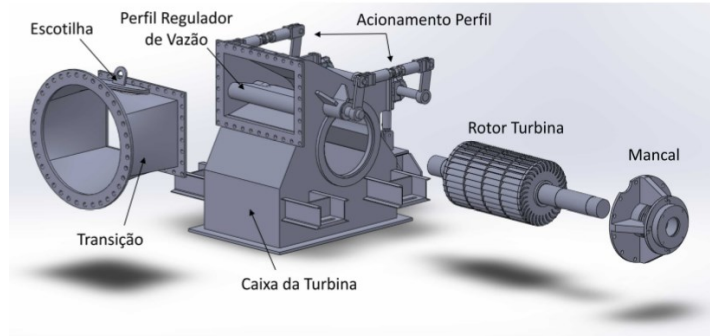


Figura 4.19– Detalhes da turbina Michell Banki.

Fonte: [71].

A válvula borboleta assume as funções da comporta de emergência da tomada d'água, interrompendo o fluxo de água e protegendo a unidade, em caso de falha do mecanismo de controle da turbina. Este modelo possui válvula borboleta tipo Waffer com acionamento por Redutor, instalada na entrada da Turbina. As partes da turbina podem ser verificadas na figura 4.19 e 4.20.



Figura 4.20– Foto de uma turbina Michell Banki instalada.

Fonte: [71].

O Sistema de Controle de Excitação Digital é um eletrônico, em estado sólido, baseado em um microprocessador que tem a função de monitorar e regular a tensão de saída de Geradores, atuando sobre o campo de excitação do Gerador Brushless. Está apto para operação singela, em paralelo com outros geradores e/ou com a rede da concessionária (Cogeração). O Regulador de Tensão do Gerador possui controles como:

- Regulação automática de tensão;
- Regulação automática ou manual da corrente de campo;

- Regulação do fator de Potência;
- Regulação da Potência reativa.
- Controle automático de estabilidade programável.
- Controle automático da Corrente e Tensão de Campo;
- Rampa de subida/descida ajustável para todas as referências de controle;
- Controle automático de Potência Reativa;
- Controle automático de sobreexcitação e do Fator de Potência;
- Proteção contra sobretensão e Subfrequencia.

O sincronoscópio permite efetuar automaticamente o sincronismo da máquina com o barramento onde será conectada. Para a conexão, executa automaticamente ajustes automático da tensão, verifica frequência entre fases, verifica ângulo de fase, faz a compensação reativa e a compensação reativa diferencial. Estando as condições de sincronismo satisfeitas, ou seja, parâmetros iguais aos valores de referência, o disjuntor tripolar, motorizado conecta o gerador ao barramento. Quando um ou mais parâmetros como queda na tensão de barramento, instabilidade na tensão de barramento devido a sobre ou subtensão, instabilidade na tensão de barramento devido a sobre ou subfrequência, forem detectados, o conjunto será desconectado automaticamente do barramento.

O Regulador de Velocidade SoftSpeed recebe o sinal de rotação do Pick-up Magnético e sinal de potência de um transdutor, ambos enviados para o CLP que após análise emite um sinal de controle analógico atuando na válvula proporcional instalada na central óleo hidráulica, realizando assim o controle de velocidade da turbina hidráulica para as condições quaisquer condições de operação, desde em vazio à potência máxima.

4.4.2.ADUTORAS DO TQ-13N AO TQ-1000 - SEGUNDO

TRECHO

A linha adutora de 10" que sai do TQ-13N possui aproximadamente 3 km e alimentará pela ação da gravidade o tanque TQ-1000. Os tanques da 13N (TQ-13N) possuem 789 m³ de capacidade e o tanque TQ-1000 possui uma capacidade de 1000 m³, com uma altura de 5 m. Esta adutora será um backup e/ou reforço para o sistema de bombeamento do TQ-1080 para o TQ-1000, podendo suprir a necessidade do TQ-1000 em caso de falta do bombeamento do TQ-1080 ou fornecer água, caso a vazão do TQ-1080 reduza. A figura 4.21 demonstra a interligação

entre os tanques. Vale ressaltar que o tanque TQ-1000 está ao lado da SE-PRINCIPAL, ou seja, existem várias redes próximas na qual a geração de energia poderia ser conectada.

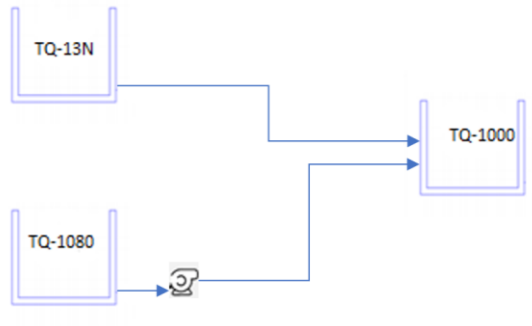


Figura 4.21–Sistema de interligação entre TQ-13N, TQ-1080 para TQ-1000.
Fonte: Do autor.

O sistema foi modelado no EPANET, conforme figura 4.22 e simulado seu funcionamento.



Figura 4.22– Modelagem hidráulica TQ-13N ao TQ-1000.
Fonte: Do autor.

Os resultados da simulação dos nós, tubulações e tanques podem ser vistos nas figuras 4.23 e 4.24. Pela figura 4.23, vemos que em alguns nós a pressão é muito alta, como no nó 19, entretanto em vários outros nós a pressão é negativa. Esta pressão negativa, demonstra que para a energia existente no sistema para vencer as perdas de cargas nas tubulações (aproximadamente 3 km), acessórios e os desníveis geográficos, não é suficiente. Sendo assim, faz-se necessário refazer um estudo do encaminhamento da tubulação ou redimensionamento do sistema projetado ou será necessário a instalação de uma bomba reforçadora na linha. Diante deste cenário, não foi encontrado potencial de geração de energia neste trecho.

Identificador do Nó	Cota m	Carga Hidráulica m	Pressão m
Nó N027	1155	1145.00	-10.00
Nó N01	1292	1299.04	7.04
Nó N02	1283	1296.86	13.86
Nó N03	1283	1267.60	-15.40
Nó N07	1281	1263.28	-17.72
Nó N08	1276	1259.53	-16.47
Nó N010	1264	1255.35	-8.65
Nó N011	1258	1248.13	-9.87
Nó N013	1245	1246.35	1.35
Nó N016	1245	1236.91	-8.09
Nó N018	1244	1230.95	-13.05
Nó N019	1171	1221.27	50.27
Nó N024	1204	1201.65	-2.35
Nó N025	1209	1200.72	-8.28
Nó N014	1298	1303.00	5.00
Nó N023	1209	1199.16	-9.84
Nó N031	1205	1195.55	-9.45

Figura 4.23–Dados dos nós e tanques - TQ-13N ao TQ-1000.

Fonte: Do autor.

Identificador do Trecho	Comprimento m	Diâmetro mm	Vazão CMH	Velocidade m/s	Perda de Carga m/km
Tubulação T3	88.46	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T4	0.01	261	-712.30	3.70	44.65
Tubulação T5	48.50	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T6	653	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T7	96.32	261	712.30	3.70	44.82
Tubulação T8	83.64	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T9	93.42	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T10	161.15	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T11	39.62	261	712.30	3.70	44.82
Tubulação T12	210.72	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T13	132.99	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T14	215.95	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T15	437.83	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T16	20.71	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T43	80.5024	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T48	83.096	261	712.30	3.70	44.81
Tubulação T49	83	261	712.30	3.70	44.81

Figura 4.24–Dados das tubulações- TQ-13N ao TQ-1000.

Fonte: Do autor.

4.4.3. BARRAGEM PRINCIPAL - TERCEIRO TRECHO

A barragem Principal de rejeito verte continuamente para o rio principal da cidade, 200 m³/h. Neste caso, não existe uma adutora instalada e sim um canal, sendo que este canal possui 600 m de comprimento e um desnível de 65 m. Sendo assim, foi realizado uma modelagem e estudo da instalação de uma adutora de 10” interligando a barragem ao final do canal e verificado o potencial de geração de energia elétrica.

A figura 4.25 demonstra o fluxograma de processo de interligação e o local.

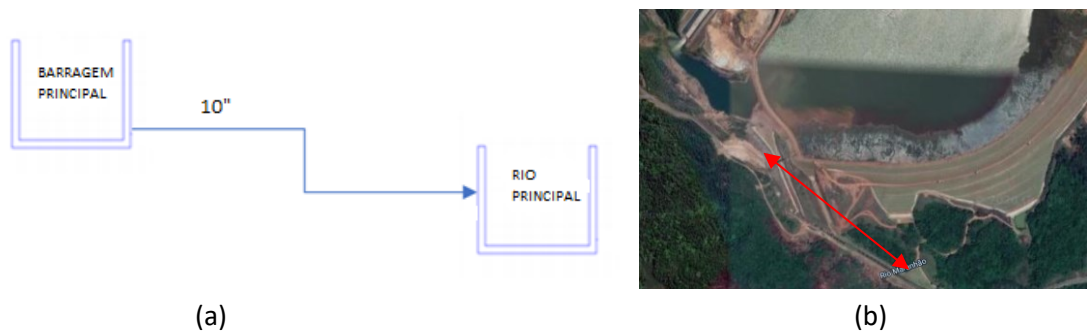


Figura 4.25– (a) Croqui de interligação entre Barragem Principal e rio Principal e (b) foto do local

Fonte: Do autor.

O sistema foi modelado no EPANET, conforme figura 4.26 e 4.27 e simulado seu funcionamento.

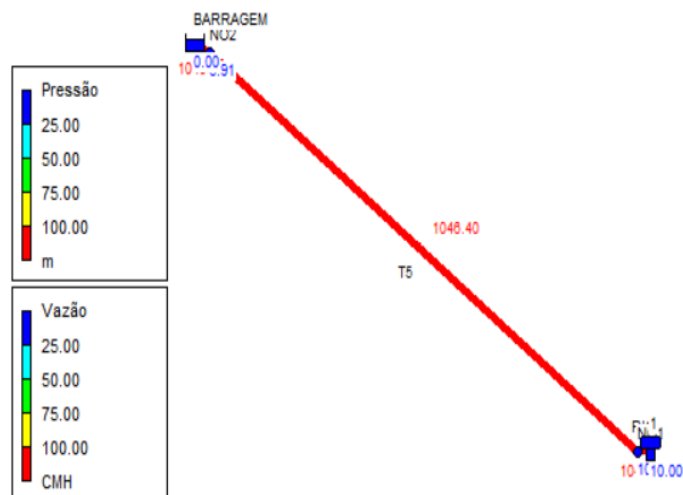


Figura 4.26– Modelagem hidráulica Barragem ao rio Principal.

Fonte: Do autor.

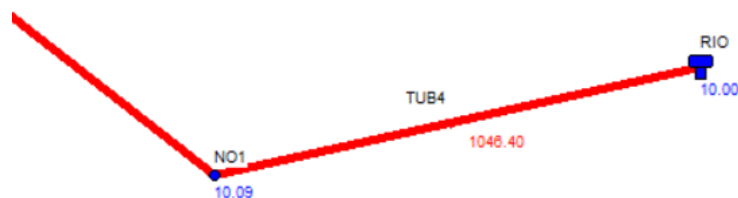


Figura 4.27–Detalhe de chegada da tubulação no final do canal.

Fonte: Do autor.

Temos uma vazão disponível de 1046 m³/h e uma pressão residual de 10 mca no final da tubulação, conforme figura 4.26 e 4.27. Vemos que esta pressão residual pode ser utilizada em uma microgeração de energia com BFT ou turbinas/geradores. Sendo assim, baseado na expressão 1, e utilizando um rendimento global hipotético de um conjunto turbina/gerador de 70%, 10 mca de pressão e uma vazão de 1046 m³/h, temos um potencial de geração de 20 kW. Vale ressaltar que próximo da Barragem principal existe uma rede interna de 13,8 kV que poderia ser utilizada para conexão desta geração distribuída. As figuras 4,28 e 4.29 mostram os valores hidráulicos nós e tubulações.

Identificador do Nó	Cota m	Carga Hidráulica m	Pressão m
RNV RIO	860	870.00	10.00
Nó NO1	860	870.09	10.09
Nó NO2	921	924.91	3.91
RNF BARRAGEM	925	925.00	0.00

Figura 4.28–Dados dos nós e reservatórios - Barragem ao rio Principal.

Fonte: Do autor.

Identificador do Trecho	Comprimento m	Diâmetro mm	Vazão CMH	Velocidade m/s	Perda de Carga m/km
Tubulação TUB4	1	261	1046.40	5.43	91.31
Tubulação T4	1	261	1046.40	5.43	91.38
Tubulação T5	600	261	1046.40	5.43	91.36

Figura 4.29–Dados das tubulações- Barragem ao rio Principal.

Fonte: Do autor.

Para estes mesmos dados hidráulicos, iremos dimensionar uma BFT, um turbogerador nacional e um conjunto turbina/gerador assíncrono para este local e comparar a geração de energia e os investimentos envolvidos em cada solução. O fornecedor de turbogerador

estrangeiro informou que seus equipamentos precisam de pelo menos 20 mca, sendo que a pressão disponível é somente 10 mca. Sendo assim, para este aproveitamento, não foi realizado o orçamento do segundo turbogerador.

BFT:

Para a solução utilizando BFT, primeiramente pela figura 3.28, observa-se que baseado nas variáveis hidráulicas (pressão e vazão), uma BFT é aplicável. Considerando uma vazão de 1046,4 m³/h (0,3 m³/s), uma pressão residual de 10 mca e baseado na figura 2.18 (seleção de BFT), vemos que a bomba que fluxo simples é a recomendada. Foi selecionada uma linha de bombas comercializada especialmente para trabalhar como BFT do fabricante Nacional de BFT, linha ACT de fluxo simples, conforme pode ser visto na no gráfico de seleção da figura 2.23.

A figura 4.30 demonstra as partes da BFT de fluxo simples e na figura 4.31 vemos uma foto real de um modelo da linha ACT. Baseado nos dados elétricos e considerando o modelo de BFT utilizada citado anteriormente, foi verificado um potencial de geração de 20 kW, considerando uma eficiência de 83% da BFT. Se considerarmos o rendimento da máquina assíncrona/acoplamento (94%), teremos um rendimento global de 78%.

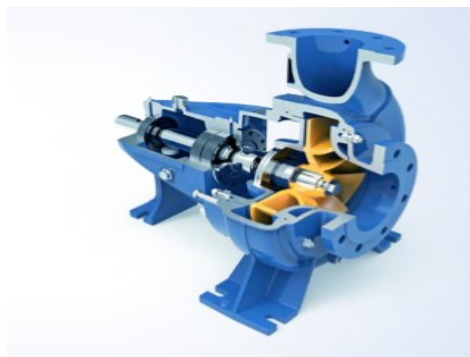


Figura 4.30 –BFT linha ACT.

Fonte: [70].



Figura 4.31–BFT linha ACT – Exemplo de instalação.

Fonte: [70].

TURBOGERADOR 1 – FABRICANTE NACIONAL:

O turbogerador anfíbio do fabricante nacional é um equipamento integrado, incluindo gerador elétrico assíncrono (tipo gaiola de esquilos), turbina e sistema elétrico de controle. O gerador elétrico é do tipo submerso molhado, sendo refrigerado pelo próprio fluido que passa pela máquina. Considerando uma vazão de 1046,4 m³/h (0,3 m³/s), uma pressão residual de 10 mca, foi selecionado um turbogerador de uma empresa Nacional, de 20 kW de saída, com um rendimento global 70%.

O inversor regenerativo realiza o controle do fornecimento de potência reativa para o gerador assíncrono, além de manter a pressão de saída constante, independentemente do valor de pressão à montante, através da variação da velocidade do equipamento. Este controle é muito importante para não termos problemas nos parâmetros hidráulicos requeridos para que o sistema de abastecimento de água não seja influenciado pelo turbogerador. O mesmo também possui sensores para monitoramento de várias variáveis, como pressão, temperatura do motor, nível de fluido, vibração e rotação do eixo, conforme figura 4.15, sendo que toda esta instrumentação é monitorada no CLP.

TURBINA:

Para a solução utilizando turbinas, primeiramente pela figura 3.23, observa-se que baseado nas variáveis hidráulicas (pressão e corrente), as turbinas aplicáveis seriam do tipo Pelton. Foi selecionada uma solução de turbina Pelton, modelo P450 do fabricante Nacional de turbinas. O alternador é do tipo assíncrono, com sistema de excitação Brushless (Sem Escovas), 1.800 rpm, potência nominal 27 KVA, possuindo caixa de engrenagens multiplicadora de rotação. O sistema é fornecido também com regulador de velocidade e paralelismo, com sincronoscópio.

Especificações Técnicas do Modelo P450:

- Queda líquida no eixo do rotor da turbina: 10 mca;
- Vazão máxima turbinada: 1046 m³/h;
- Potência Nominal: 27 KVA;
- Potência na saída do gerador: 20 kW;
- Rotação nominal eixo turbina: 238 rpm;
- Rendimento considerado para a turbina: 80%;

- Rendimento do gerador: 93%;
- Rendimento da caixa de engrenagens: 96%;
- Rendimento global: 72%;

4.5. ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

O estudo de viabilidade financeira baseou-se em alguns parâmetros e premissas, descritas à frente. No caso dos turbogeradores, por serem equipamentos compactos e integrados (motor e turbina) e cuja instalação requer poucas intervenções, foi considerado o valor de 3% do investimento inicial para obras, como serviços de solda na qual a empresa possui uma estrutura e equipe para realização destas atividades. Para a BFT, como a bomba é desacoplado da máquina assíncrona e seriam necessárias mais obras para adequação e adequação do espaço com obras civis, consideramos 15% do investimento inicial. No caso das turbinas convencionais, trata-se de um equipamento maior, com sistemas de regulação mecânicos e desacoplados que precisam de uma estrutura civil fechada e coberta para instalação da turbina, máquina síncrona e equipamentos elétricos, consideramos uma verba de 30% do valor do investimento. Vale ressaltar que estes valores são estimados e baseado no cenário existente na mineradora em estudo, sendo que o local onde seriam instalados estes equipamentos é repleto de interferências elétricas, como pórticos, subestação e escritórios e a questão da necessidade de pouco espaço é um diferencial para as soluções e também influenciará no custo estimado.

Além destes custos, foi considerado valores anuais de recursos para manutenção de 1% para turbogeradores e 2% para BFT e Turbina, sendo que os valores são menores para os turbogeradores, pois tanto a turbina e gerador encontram-se acoplados dentro da tubulação, sendo necessário muito pouca manutenção nestes equipamentos. Ressalta-se também que os custos de manutenção do turbogerador foram baseados em várias bombas anfíbias do mesmo fornecedor em utilização na empresa, na qual o custo de manutenção é muito baixo. Outro fato importante é que os turbogeradores em operação possuem pouco tempo de operação e poucos dados disponíveis, sendo que a comparação entre bombas e o turbogerador pode-se mostrar no futuro diferente do considerado neste trabalho. Importante também frisar que a mineradora já possui uma equipe que realiza manutenção em bombas anfíbias e que já possui expertise na manutenção de equipamento similares, sendo que o custo de manutenção também é reduzido se comparado com a manutenção de turbinas e BFT, na qual seria necessário treinar ou contratar uma equipe especializada.

Os rendimentos, potências e dados técnicos foram obtidos juntamente dos fornecedores. Os custos dos equipamentos foram levantados juntamente aos fabricantes, sendo que em alguns casos foi necessário realizar algumas estimativas, baseadas na experiência de projetos e manutenção de equipamentos da empresa mineradora. Vale ressaltar que a empresa em estudo possui infraestrutura interna para manutenção hidráulica e intervenções no sistema de abastecimento de água. No caso de obras civis, a empresa precisa realizar uma contratação *spot*, que em alguns casos podem gerar atrasos nos projetos e também um custo elevado.

4.5.1. ADUTORAS DO TQ-205 AO TQ-201 - PRIMEIRO TRECHO

Foram levantados os custos de investimento em equipamentos, adequações civis, custos de manutenção, sendo que estas informações foram resumidas na tabela 4.1.

Foi considerado que a energia gerada seria conectada em uma rede interna de 13,8kV, que se encontra muito próxima do local de instalação da geração distribuída. A energia gerada será utilizada para consumo interno, tendo em vista o alto consumo de energia pela mineradora.

No caso do turbogerador 1, todo o controle elétrico é realizado via CLP e com um inversor regenerativo. Como o gerador é uma máquina assíncrona, a rede suprirá a energia reativa, sendo o inversor responsável por este controle, além de realizar o controle de pressão a jusante via ajustes de rotação. O turbogerador 2 não possui este controle de pressão constante à jusante, sendo um ponto que pode interferir no sistema de distribuição de água, caso a pressão a montante se altere.

Baseado nos dados da tabela 4.1, foi realizado um estudo de viabilidade para instalação das 4 opções de GD. Algumas premissas foram utilizadas, como um horizonte e vida útil de 10 anos, considerando também a depreciação do equipamento no período de 10 anos. A taxa de atratividade mínima considerada foi de 11,96%, o valor do kWh sendo R\$ 0,35 e IPCA de 4% ao ano. Vale lembrar que as premissas citadas anteriormente tratam-se de parâmetros utilizados na mineradora em estudo. A análise financeira consiste que o Valor líquido Presente (VPL) seja positivo, a taxa interna de retorno (TIR) deve ser maior que a taxa de atratividade mínima e o retorno do investimento descontado (*payback*) seja compatível com a vida útil e também com a estratégia da empresa.

Tabela 4.1– Resumo das informações técnicas e de custos – Primeiro Trecho

Fornecedor	Rendimento Total do Conjunto	DF/mês(h)	Potência Saída do Conjunto [kW]	Automação Controle	Conjunto [R\$]	Trafo e Paineis de Alta [R\$]	Obras/Adequações [R\$]	Total [R\$]	R\$/kW
Turbogerador 1	70%	672	230,00	CLP e Inversor Regenerativo	R\$ 2.100.000,00	R\$ 130.000,00	R\$ 66.900,00	R\$ 2.296.900,00	R\$ 9.986,52
Turbogerador 2	67%		222,00	CLP e sistema regulador	R\$ 2.107.692,00	R\$ 130.000,00	R\$ 67.130,76	R\$ 2.304.822,76	R\$ 10.382,08
Turbina BANKI	72%		225,00	CLP, Regulador de velocidade, tensão e sincronismo da SCEPP	R\$ 800.000,00	R\$ 130.000,00	R\$ 279.000,00	R\$ 1.209.000,00	R\$ 5.373,33
BFT	78%		260,00	CLP e Inversor Regenerativo	R\$ 1.400.000,00	R\$ 130.000,00	R\$ 229.500,00	R\$ 1.759.500,00	R\$ 6.767,31

Fonte: Do autor.

A tabela 4.2 trata o estudo de viabilidade do turbogerador 1 – Nacional. Vemos que o VPL é positivo e igual a R\$1.474.000,00, a TIR é igual a 19,76 % e maior que a taxa mínima de atratividade (WACC) e que o *payback* é de 4,4 anos. Como o VPL é positivo e a TIR é maior que a WACC, o investimento é viável. Referente ao *payback*, se comparado com outros investimentos em GD, vemos que 4,4 anos é um tempo aceitável, entretanto a avaliação de investir ou não nesta eficiência do processo dependerá da estratégia da empresa de mineração.

Tabela 4.2– Estudo de viabilidade – Turbogenerador 1- Nacional.

TURBOGERADOR 1 - NACIONAL											
Período	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
IPCA	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	
Acumulado	1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	2,00	2,08	2,16	2,25	2,34	
Unidade	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Ganho	649	649	649	649	649	649	649	649	649	649	
Energia gerada	kWh 1.854.720	1.854.720	1.854.720	1.854.720	1.854.720	1.854.720	1.854.720	1.854.720	1.854.720	1.854.720	
Receita	R\$ mil 649	649	649	649	649	649	649	649	649	649	
Custo	Qtz R\$/Ano 39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	
Mão-de-obra	1 R\$ mil 17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
Custo Anual de Manutenção	R\$ mil 22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
EBITDA	R\$ mil 610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	
Depreciação/Amortização	R\$ mil 230	221	212	204	196	115	110	106	102	98	
Lucro Bruto	R\$ mil 380	389	398	406	414	495	500	504	508	512	
Imposto de Renda	34%										
Lucro Líquido	R\$ mil 380	389	398	406	414	495	500	504	508	512	
Investimentos	R\$/Ano 2.296.900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	R\$ mil 2.297										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Fluxo de caixa livre	R\$ mil (1.687)	610	610	610	610	610	610	610	610	610	
Fluxo de caixa descontado	R\$ mil (1.507)	487	435	388	347	328	293	261	234	209	
Fluxo de caixa descontado acumulado	R\$ mil (1.507)	(1.020)	(585)	(197)	150	477	770	1.032	1.265	1.474	
Período	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	
Fator de desconto	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9	2,1	2,3	2,6	2,9	
WACC-	11,96%										
VPL	R\$ mil 1.474										
Payback	anos 4,43										
	meses 53,18										
TIR	% 19,76%										

Fonte: Do autor.

A tabela 4.3 trata o estudo de viabilidade do turbogerador 2 – Espanhol. Vemos que o VPL é positivo e igual a R\$1.336.000,00, a TIR é igual a 17,77 % e maior que a taxa mínima

de atratividade (WACC) e que o *payback* é de 4,18 anos. Como o VPL é positivo e a TIR é maior que a WACC, o investimento é viável. Referente ao *payback*, se comparado com outros investimentos em GD, vemos que 4,18 anos, menor que o caso do turbogerador 1 nacional, é um tempo aceitável, entretanto a avaliação de investir ou não nesta eficiência do processo dependerá da estratégia da empresa de mineração. Comparando as duas soluções com turbogerador, o VPL e a TIR do fornecedor nacional são maiores que do fornecedor espanhol. Outro ponto que colabora pra o turbogerador 1 – Nacional é a existência de representantes do fabricante em MG, o que não ocorre com o turbogerador 2 – Espanhol, que não possui representantes no Brasil.

Tabela 4.3– Estudo de viabilidade – Turbogenerador 2 -Espanhol.

TURBOGERADOR 2 -FORNECEDOR ESPANHOL											
	Período	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
IPCA		4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Acumulad		1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	2,00	2,08	2,16	2,25	2,34
	Unidade	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ganho		627	627	627	627	627	627	627	627	627	627
Energia gerada	kWh	1.790.208	1.790.208	1.790.208	1.790.208	1.790.208	1.790.208	1.790.208	1.790.208	1.790.208	1.790.208
Receita	R\$ mil	627	627	627	627	627	627	627	627	627	627
Custo	Qtd	R\$/Ano	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Mão-de-obra	1	R\$ mil	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Custo Anual de Manutenção		R\$ mil	22	22	22	22	22	22	22	22	22
EBITDA		R\$ mil	587	587	587	587	587	587	587	587	587
Depreciação/Amortização		R\$ mil	230	222	213	205	197	115	111	107	102
Lucro Bruto		R\$ mil	357	366	374	382	390	472	477	481	489
Imposto de Renda			34%								
Lucro Líquido		R\$ mil	357	366	374	382	390	472	477	481	489
Investimentos		R\$/Ano	2.304.823	-	-	-	-	-	-	-	-
		R\$ mil	2.305								
			1	2	3	4	5	6	7	8	9
Fluxo de caixa livre		R\$ mil	(1.717)	587	587	587	587	587	587	587	587
Fluxo de caixa descontado		R\$ mil	(1.534)	469	419	374	334	316	282	252	201
Fluxo de caixa descontado acumulado		R\$ mil	(1.534)	(1.065)	(647)	(273)	61	376	658	910	1.135
Período			1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	5,5	6,5	7,5	8,5
Fator de desconto			1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9	2,1	2,3	2,6
WACC			11,96%								
VPL		R\$ mil	1.336								
Payback		anos	4,18								
		meses	50,19								
TIR		%	17,77%								

Fonte: Do autor.

A tabela 4.4 trata o estudo de viabilidade da turbina BANKI. Vemos que o VPL é positivo e igual a R\$ 2.385.000,00, a TIR é igual a 46% e maior que a taxa mínima de atratividade (WACC) e que o *payback* é de 2,85 anos. Como o VPL é positivo e a TIR é maior que a WACC, o investimento é viável. Referente ao *payback* e VPL se comparado com outros dois turbogeradores, vemos que a turbina possui os melhores indicadores de viabilidade.

Um ponto relevante na comparação da turbina com os turbogeradores é a influência destas soluções no sistema de abastecimento de água, que é a atividade fim das tubulações e

reservatórios. O turbogerador 1 – Nacional possui um controle via inversor regenerativo da pressão a jusante do mesmo, ou seja, o turbogerador irá adequar sua geração para não influenciar no sistema. Este controle pode ser crucial na tomada de decisão da tecnologia a ser utilizada, pois a ideia da GD neste caso é aumentar a eficiência energética do sistema de abastecimento de água.

Tabela 4.4– Estudo de viabilidade – Turbina.

TURBINA											
Período	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
ÍPCA	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	
Acumulado	1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	2,00	2,08	2,16	2,25	2,34	
Unidade	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Ganho	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	
Energia gerada	kWh 1.814.400	1.814.400	1.814.400	1.814.400	1.814.400	1.814.400	1.814.400	1.814.400	1.814.400	1.814.400	
Receita	R\$ mil 635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	
Custo	Qtd	R\$/Ano	35	35	35	35	35	35	35	35	
Mão-de-obra	1	R\$ mil	17	17	17	17	17	17	17	17	
Custo Anual de Manutenção		R\$ mil	19	19	19	19	19	19	19	19	
EBITDA		R\$ mil	600	600	600	600	600	600	600	600	
Depreciação/Amortização		R\$ mil	121	116	112	107	103	60	58	56	
Lucro Bruto		R\$ mil	479	483	488	492	496	539	542	544	
Imposto de Renda		34%									
Lucro Líquido		R\$ mil	479	483	488	492	496	539	542	544	
Investimentos		R\$/Ano	1.209.000	-	-	-	-	-	-	-	
		R\$ mil	1.209								
			1	2	3	4	5	6	7	8	
Fluxo de caixa livre		R\$ mil	(609)	600	600	600	600	600	600	600	
Fluxo de caixa descontado		R\$ mil	(544)	478	427	382	341	322	288	257	
Fluxo de caixa descontado acumulado		R\$ mil	(544)	(66)	361	743	1.084	1.406	1.694	1.951	
Período			1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	5,5	6,5	7,5	
Fator de desconto			1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9	2,1	2,3	
WACC			11,96%								
VPL		R\$ mil	2.385								
Payback		anos	2,85								
		meses	34,15								
TIR		%	77,35%								

Fonte: Do autor.

A tabela 4.5 trata o estudo de viabilidade da BFT. Vemos que o VPL é positivo e igual a R\$ 2.395.000,00, a TIR é igual a 46% e maior que a taxa mínima de atratividade (WACC) e que o *payback* é de 2,16 anos. Como o VPL é positivo e a TIR é maior que a WACC, o investimento é viável. O *payback* e o VPL da BFT são os melhores dentre as demais opções, demonstrando o grande potencial da utilização de BFT e aplicabilidade desta tecnologia, conforme tabela 4.6.

Neste estudo foram dimensionadas BFTs de um fabricante que possui uma linha própria de bombas funcionando como turbinas e não apenas foi dimensionado uma bomba via métodos existentes. Sendo assim, estas bombas foram testadas no modo turbina e temos mais assertividade no dimensionamento das BFTs. Somado a isto, particularidades que devem ser verificadas antes da aplicação da BFT, como possíveis problemas estruturais devido ao aumento de pressão quando invertemos o sentido do fluxo da água, foram verificadas pelo fabricante.

Um ponto negativo é que o sistema com BFT não possui sistemas de regulação de controle de vazão e grandes variações da vazão trarão perdas grandes no rendimento, mas possui um controle do reativo a ser fornecido para o gerador assíncrono, além do controle de pressão a jusante via ajuste de velocidade.

Tabela 4.5– Estudo de viabilidade – BFT.

		BFT									
Período		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
IPCA		4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Acumulado		1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	2,00	2,08	2,16	2,25	2,34
	Unidade	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ganho		734	734	734	734	734	734	734	734	734	734
Energia gerada	kWh	2.096.640	2.096.640	2.096.640	2.096.640	2.096.640	2.096.640	2.096.640	2.096.640	2.096.640	2.096.640
Receita	R\$ mil	734	734	734	734	734	734	734	734	734	734
Custo	Qtd	R\$/Ano	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Mão-de-obra	1	R\$ mil	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Custo Anual de Manutenção		R\$ mil	31	31	31	31	31	31	31	31	31
EBITDA		R\$ mil	686	686	686	686	686	686	686	686	686
Depreciação/Amortização		R\$ mil	176	169	163	156	150	88	85	81	78
Lucro Bruto		R\$ mil	510	517	524	530	536	598	602	605	611
Imposto de Renda		34%									
Lucro Líquido		R\$ mil	510	517	524	530	536	598	602	605	611
Investimentos		R\$/Ano	1.759.500	-	-	-	-	-	-	-	-
		R\$ mil	1.760								
			1	2	3	4	5	6	7	8	9
Fluxo de caixa livre		R\$ mil	(1.073)	686	686	686	686	686	686	686	686
Fluxo de caixa descontado		R\$ mil	(958)	548	489	437	390	369	329	294	263
Fluxo de caixa descontado acur		R\$ mil	(958)	(411)	78	515	905	1.274	1.603	1.898	2.160
Período			1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	5,5	6,5	7,5	8,5
Fator de desconto			1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9	2,1	2,3	2,6
WACC			11,96%								
VPL		R\$ mil	2.395								
Payback		anos	2,16								
		meses	25,92								
TIR		%	46,20%								

Fonte: Do autor.

Tabela 4.6– Resumo dos Resultados das Análises de Viabilidade- Primeiro Trecho

GD	VPL (R\$)	TIR (%)	PAYBACK (anos)
Turbogerador 1	R\$ 1.474.000,00	19,76%	4,43
Turbogerador 2	R\$ 1.336.000,00	17,77%	4,18
Turbina	R\$ 2.385.000,00	77,35%	2,85
BFT	R\$ 2.395.000,00	46,20%	2,16

Fonte: Do autor.

Analisando tecnicamente, existem algumas particularidades que precisam ser discutidas, como as possíveis variações nos parâmetros hídricos. O fato de a BFT não ter um controle de vazão de entrada e pressão de saída pesa negativamente na escolha do sistema. No caso da turbina BANKI, um ponto positivo é seu controle com difusor da vazão, entretanto a área e estrutura necessária para sua instalação é bem maior do que para a BFT e turbogeradores.

Como no local previsto para instalação da GD o espaço é restrito, com vários tanques, pátios de saídas de redes aéreas e a Subestação Principal da Mineradora, a área necessária para a instalação da turbina é um ponto negativo para esta solução. Outro ponto negativo da turbina é a necessidade de termos mão de obra especializada e treinada para manutenção da turbina e motor síncrono, o que não ocorre no caso das BFTs e turbogeradores, na qual as equipes de manutenção já estão familiarizadas com a manutenção em máquinas assíncronas e bombas.

4.5.2.BARRAGEM PRINCIPAL -TERCEIRO TRECHO

Foram levantados os custos de investimento em equipamentos, adequações civis, custos de manutenção, sendo que estas informações foram resumidas na tabela 4.7. Todos os percentuais de obras civil e manutenção, foram utilizados os mesmos percentuais do Primeiro Trecho. Foi considerado que a energia gerada seria conectada em uma rede interna de 13,8kV, que se encontra muito próxima do local de instalação da geração distribuída. A energia gerada será utilizada para consumo interno, tendo em vista o alto consumo de energia pela mineradora.

No caso do turbogerador 1, todo o controle elétrico é realizado via CLP e com um inversor regenerativo. Como o gerador é uma máquina assíncrona, a rede suprirá a energia reativa, sendo o inversor responsável por este controle, além de realizar o controle de pressão a jusante via ajustes de rotação. O turbogerador 2 não possui este controle de pressão constante à jusante, sendo um ponto que pode interferir no sistema de distribuição de água, caso a pressão a montante se altere.

Tabela 4.7– Resumo das informações técnicas e de custos – Terceiro Trecho

	Rendimento Total do Conjunto	DF/mês(h)	Potência Saída do Conjunto [kW]	Automação Controle	Conjunto [R\$]	Trafo e Pannel de Alta [R\$]	Obras/Adequações [R\$]	Total [R\$]	R\$/kW
Turbogerador 1	70%	672	19,85	CLP e Inversor Regenerativo	R\$ 200.000,00	R\$ 30.000,00	R\$ 6.900,00	R\$ 236.900,00	R\$ 11.845,00
Turbina Pelton	72%		21,27	CLP, Regulador de velocidade, tensão e	R\$ 160.000,00	R\$ 30.000,00	R\$ 57.000,00	R\$ 247.000,00	R\$ 12.350,00
BFT	78%		22,12	CLP e Inversor Regenerativo	R\$ 135.000,00	R\$ 30.000,00	R\$ 24.750,00	R\$ 189.750,00	R\$ 7.590,00

Fonte: Do autor.

Baseado nos dados da tabela 4.7, foi realizado um estudo de viabilidade para instalação das 3 opções de GD. Algumas premissas foram utilizadas, como um horizonte e vida útil de 10 anos, considerando também a depreciação do equipamento no período de 10 anos. A taxa de atratividade mínima considerada foi de 11,96%, o valor do kWh sendo R\$ 0,35 e IPCA de 4%

ao ano. A análise financeira consiste que o Valor líquido Presente (VPL) seja positivo, a taxa interna de retorno (TIR) deve ser maior que a taxa de atratividade mínima e o retorno do investimento descontado (*payback*) seja compatível com a vida útil e também com a estratégia da empresa. Vale ressaltar que a tabela 4.8 trata o estudo de viabilidade do turbogerador 1. Vemos que o VPL é positivo e igual a R\$ 4.000,00, a TIR é igual a 0,55 % e menor que a taxa mínima de atratividade (WACC) e que o *payback* é de 4,44 anos.

Tabela 4.8– Estudo de viabilidade – Turbogenerador 1- Nacional

TURBOGERADOR 1 - NACIONAL											
	Período	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
IPCA		4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Acumula		1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	2,00	2,08	2,16	2,25	2,34
	Unidad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ganho		56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Energia gerada	kWh	161.280	161.280	161.280	161.280	161.280	161.280	161.280	161.280	161.280	161.280
Receita	R\$ mil	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Custo	Qtd	R\$/Ano	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Mão-de-obra	1	R\$ mil	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Custo Anual de Manutenção		R\$ mil	2	2	2	2	2	2	2	2	2
EBITDA		R\$ mil	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Depreciação/Amortização		R\$ mil	24	23	22	21	20	12	11	11	10
Lucro Bruto		R\$ mil	14	15	15	16	17	26	26	26	27
Imposto de Renda		34%									
Lucro Líquido		R\$ mil	14	15	15	16	17	26	26	27	27
Investimentos		R\$/Ano	236.900	-	-	-	-	-	-	-	-
		R\$ mil	237								
Fluxo de caixa livre		R\$ mil	(200)	37	37	37	37	37	37	37	37
Fluxo de caixa descontado		R\$ mil	(178)	30	27	24	21	20	18	16	14
Fluxo de caixa descontado acumulado		R\$ mil	(178)	(148)	(122)	(98)	(77)	(57)	(39)	(23)	(9)
Período			1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	5,5	6,5	7,5	8,5
Fator de desconto			1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9	2,1	2,3	2,6
WACC			11,96%								
VPL		R\$ mil	4								
Payback		anos	9,33								
		meses	111,97								
TIR		%	0,55%								

Fonte: Do autor.

A tabela 4.9 trata o estudo de viabilidade da turbina Pelton. Vemos que o investimento é inviável, pois o VPL é negativo, a TIR é negativa e o *payback* é maior que 10 anos. Para a instalação de uma turbina os investimentos iniciais são altos se comparados com os valores baixos de geração de energia (20 kW).

A tabela 4.10 trata o estudo de viabilidade da BFT. Vemos que o VPL é positivo e igual a R\$ 122.000,00, a TIR é igual a 19,82 % e maior que a taxa mínima de atratividade (WACC) e que o *payback* é de 4,44 anos. Como o VPL é positivo e a TIR é maior que a WACC, o investimento é viável.

Das 3 opções, apenas a BFT foi viável para o aproveitamento de 20 kW, conforme verifica-se na tabela 4.11. Como a potência deste aproveitamento é bem menor que no trecho 1, o fato da necessidade de obras e da instalação de controles, como no caso dos turbogeradores,

colaboram para a inviabilidade do uso destas tecnologias. Outro fato que contribuiu para a inviabilidade da turbina e turbogeradores é o valor de R\$ 0,35/ kWh, que é considerado baixo se comparado a algumas empresas que não são autoprodutores e consumidores livres. Ressalta-se que o local a ser instalado trata-se de uma reposição de água de uma barragem de rejeitos e que variações nos valores de pressão e vazão por alguns períodos, não comprometeriam o sistema, sendo assim a deficiência do controle de pressão e vazão das BFTs não seria um empecilho, apesar do equipamento poder trabalhar com rendimentos menores. Outra particularidade deste local é que apesar de possuir uma rede interna de 13,8 kV próxima, trata-se de um local ermo, com possibilidade de ocorrência de furtos ou vandalismo, sendo necessário um sistema de segurança.

Neste estudo foram dimensionadas BFTs de um fabricante que possui uma linha própria de bombas funcionando como turbinas e não apenas foi dimensionado uma bomba via métodos existentes. Sendo assim, estas bombas foram testadas no modo turbina e temos mais assertividade no dimensionamento das BFTs. Somado a isto, particularidades que devem ser verificadas antes da aplicação da BFT, como possíveis problemas estruturais devido ao aumento de pressão quando invertemos o sentido do fluxo da água, foram verificadas pelo fabricante.

Tabela 4.9– Estudo de viabilidade – Turbina Pelton

TURBINA PELTON											
Período	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
IPCA	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	
Acumulad	1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	2,00	2,08	2,16	2,25	2,34	
Unidade	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Ganho	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	
Energia gerada	kWh	161.280	161.280	161.280	161.280	161.280	161.280	161.280	161.280	161.280	
Receita	R\$ mil	56	56	56	56	56	56	56	56	56	
Custo	Qtd	R\$/Ano	21	21	21	21	21	21	21	21	
Mão-de-obra	1	R\$ mil	17	17	17	17	17	17	17	17	
Custo Anual de Manutenção		R\$ mil	4	4	4	4	4	4	4	4	
EBITDA		R\$ mil	36	36	36	36	36	36	36	36	
Depreciação/Amortização		R\$ mil	25	24	23	22	21	12	11	11	
Lucro Bruto		R\$ mil	11	12	13	14	15	23	24	25	
Imposto de Renda		34%									
Lucro Líquido		R\$ mil	11	12	13	14	15	23	24	25	
Investimentos		R\$/Ano	247.000	-	-	-	-	-	-	-	
		R\$ mil	247								
Fluxo de caixa livre		R\$ mil	(211)	36	36	36	36	36	36	36	
Fluxo de caixa descontado		R\$ mil	(189)	29	26	23	20	19	17	14	
Fluxo de caixa descontado acumulado		R\$ mil	(189)	(160)	(134)	(112)	(91)	(72)	(55)	(39)	
Período			1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	5,5	6,5	7,5	
Fator de desconto			1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9	2,1	2,3	
WACC		11,96%									
VPL		R\$ mil	(13)								
Payback		anos	0,00								
		meses	0,00								
TIR		%	-1,68%								

Fonte: Do autor.

Tabela 4.10– Estudo de viabilidade – BFT

BFT												
		Período	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
		IPCA	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
		Acumulado	1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	2,00	2,08	2,16	2,25	2,34
		Unidade	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ganho			71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Energia gerada	kWh		201.600	201.600	201.600	201.600	201.600	201.600	201.600	201.600	201.600	201.600
Receita	R\$ mil		71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Custo	Qtd	R\$/Ano	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Mão-de-obra	1	R\$ mil	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Custo Anual de Manutenção		R\$ mil	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
EBITDA		R\$ mil	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Depreciação/Amortização		R\$ mil	19	18	18	17	16	9	9	9	8	8
Lucro Bruto		R\$ mil	31	32	33	34	34	41	41	42	42	42
Imposto de Renda		34%										
Lucro Líquido		R\$ mil	31	32	33	34	34	41	41	42	42	42
Investimentos		R\$/Ano	189.750	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		R\$ mil	190									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Fluxo de caixa livre		R\$ mil	(139)	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Fluxo de caixa descontado		R\$ mil	(124)	40	36	32	29	27	24	22	19	17
Fluxo de caixa descontado acumulado		R\$ mil	(124)	(84)	(48)	(16)	13	40	64	86	105	122
Período			1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5
Fator de desconto			1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9	2,1	2,3	2,6	2,9
WACC			11,96%									
VPL		R\$ mil	122									
Payback		anos	4,44									
		meses	53,27									
TIR		%	19,82%									

Fonte: Do autor.

Tabela 4.11– Resumo dos Resultados das Análises de Viabilidade – Terceiro Trecho

GD	VPL (R\$)	TIR (%)	PAYBACK (anos)
Turbogerador 1	R\$4.000,00	0,55	9,33
Turbina	Negativo	-1,68%	>10 anos
BFT	R\$ 122.000,00	19,82%	4,44

Fonte: Do autor.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho demonstrou uma forma de geração de energia distribuída ainda pouco explorada no Mundo, com um grande potencial e com alguns projetos implementados e em estudo, inclusive no Brasil, devido principalmente às resoluções que regulamentam a compensação de energia. O sistema de abastecimento de água nos proporciona vários pontos potenciais para utilização desta tecnologia, sendo que foi explorado neste trabalho principalmente a instalação de BFTs, turbinas e turbogeradores para aproveitar a pressão excedente disponível em adutoras.

Foi verificado que em vários cenários, a geração de energia em tubulações possui maior produtividade que a energia fotovoltaica e energia eólica, devido à produtividade destas tecnologias dependerem do local de sua instalação e da estação do ano, tendo uma produção de energia sazonal. Outro ponto a favor da geração de energia hidrelétrica em tubulações é que sua área de implantação é bem menor se comparado aos outros dois sistemas. Somado as vantagens técnicas, o custo médio por kWh da geração de energia em tubulações é muito inferior às demais formas de geração distribuídas, além de ter um custo de manutenção muito inferior e possuir um custo de instalação inferior ao solar e próximo da utilização de baterias.

Para microgeração e minigeração em sistemas de distribuição de água, turbinas tradicionais podem não ser a melhor opção, devido aos altos custos dos equipamentos e obras civis e mecânicas necessárias. A utilização de BFTs para estas aplicações é uma opção financeiramente viável e atrativa, principalmente quando as BFTs são instaladas nas tubulações adutoras, pois a potência gerada é maior e não existe muita variação da vazão e pressão. Como a BFT não possui paletas para regular a entrada de água, caso tenhamos variações de pressões na entrada da BFT, o equipamento não conseguirá manter uma pressão constante na saída. Um dos pontos mais importantes e críticos no uso da BFT é sua seleção apropriada baseado nas condições das instalações. Este dimensionamento na maioria das vezes é feito baseado em métodos e experimentos. Um ponto positivo deste trabalho é que foram encontrados fornecedores que comercializam linhas padronizadas de BFT, aumentando a assertividade do dimensionamento, devido a existência de testes e dados técnicos reais do equipamento.

Uma evolução das BFTs são os turbogeradores internos que são compactos, exigem menos obras civis e mecânicas para sua instalação e pouca manutenção. Os rotores são dimensionados especialmente para a aplicação de geração de energia em tubulações. Alguns turbogeradores possuem o controle de vazão e pressão, funções que podem ser essenciais para

a tomada de decisão de qual tecnologia utilizar, pois a instalação da GD nestes sistemas trata-se de uma ação de eficiência energética, sendo que a atividade primária é a distribuição de água sempre com as variáveis hidráulicas atendidas.

No estudo de caso do sistema de distribuição de água de uma mineradora, através da modelagem do sistema, dos 3 trechos estudados, apenas dois trechos tinham potencial de instalação de geração de energia hidrelétrica nas tubulações. No caso do trecho 1, todas as opções de BFT, turbogeradores e turbina foram viáveis financeiramente. A opção utilizando-se BFT foi a com melhor análise financeira, seguida pela turbina BANKI e, posteriormente, os turbogeradores. Além da análise financeira, verificou-se as questões técnicas, como manutenção, confiabilidade, operação e interferências existentes no local a ser instalado os equipamentos. Os turbogeradores, apesar de serem a opção menos viável financeira no trecho 1, nestes últimos quesitos, trata-se de uma opção bem competitiva e confiável. No caso do turbogerador 1 – Nacional, o suporte técnico no Brasil e, particularmente, em MG, é um diferencial.

No caso do trecho 3, apenas a opção com BFT foi viável financeiramente. Como a potência deste aproveitamento é bem menor que no trecho 1, o fato da necessidade de obras e da instalação de controles, como no caso dos turbogeradores, colaboram para a inviabilidade do uso destas tecnologias. Ressalta-se que o estudo de viabilidade, premissas e parâmetros adotados refletem a realidade e o modelo de negócio da mineradora em estudo, o que pode variar para outras empresas. Outro fato que contribuiu para a inviabilidade da turbina e turbogeradores é o valor de R\$ 0,35/ kWh, que é considerado baixo se comparado a algumas empresas que não são autoprodutores e consumidores livres. A BFT por sua simplicidade e custos menores, apresenta-se como uma opção viável tecnicamente e economicamente para aumentar a eficiência energética do processo.

Foi constatado a aplicabilidade e viabilidade das BFTs na geração de energia em tubulações, principalmente na microgeração e verificado um avanço tecnológico com a aplicação dos turbogeradores, que utilizam muitas das tecnologias de controle das turbinas, mas em menor escala. O sistema de abastecimento de água das cidades e de empresas do setor industrial possuem um potencial de geração de energia elétrica distribuída significativo e, que se bem explorado, auxiliará no aumento da eficiência energética.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEA. IEA's Electricity Information. Disponíveis em <<https://www.iea.org/statistics/electricity/>>. Acesso em: 01 de maio de 2019.
- [2] EPE. Balanço Energético Nacional 2019 – Ano base 2018. Disponíveis em <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>>. Acesso em: 01 de Março de 2020.
- [3] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. Palo Alto, Califórnia, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [4] ILIC, M.; GALIANA, F.; FINK, L. J. *Power Systems Restructuring: engineering and economics*. Norwell: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [5] ANEEL. *Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015*. Disponíveis em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 05 de maio de 2019.
- [6] ANEEL. *Cadernos Temáticos ANEEL, Micro e Minigeração Distribuída*. Disponíveis em <http://www.aneel.gov.br/documents/656835/16505063/2016_CadernosTematicosANEELMicro2ed.pdf/01be3063-b1fe-a27f-cdc0-a9d81369391d>. Acesso em: 05 de maio de 2019.
- [7] IEA. *Renewables 2018, Market analysis and forecast from 2018 to 2023*. Disponíveis em <<https://www.iea.org/renewables2018/power/>>. Acesso em: 06 de maio de 2019.
- [8] Department of Planning, Design, and Technology of Architecture (PDTA), Sapienza University of Rome, Via Flaminia 72, 00196 – Rome, Italy and M. Casini, “Harvesting energy from in-pipe hydro systems at urban and building scale,” *Int. J. Smart Grid Clean Energy*, 2015.
- [9] ANEEL. Capítulo 3 - Energia Hidráulica.: Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 3ª Edição, 2008. Disponíveis em <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 06 de maio de 2019.
- [10] S. L. Dixon, B. Eng., Ph.D., C. A. Hall, Ph.D. Fluid Mechanics and thermodynamics of turbomachinery. 6 ed.
- [11] BARRETO, Eduardo José Fagundes; FILHO, Geraldo Lúcio Tiago. Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos. Soluções energéticas para a Amazônia. 1. Amazônia, 2008.
- [12] Voith HydroPower. Disponível em: < <http://www.voith.com/br/produtos-e-servicos/energia-hidreletrica/turbinas/turbinas-francis-561.html>>. Acesso em: 10/5/2019.

- [13] Techydro. Disponível em: < http://www.techydro.com.br/thw_inustrial/turbina-francis/>. Acesso em: 10/5/2019.
- [14] GOMES, Carla da Gama S. *Noções de geração de energia utilizando algumas fontes de baixo impacto ambiental*. 2010. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
- [15] Voith HydroPower. Disponível em: < https://voith.com/corp-en/2013-05-27_voith_pelton_turbines.pdf>. Acesso em: 10/5/2019.
- [16] Voith HydroPower. Disponível em: < <https://voith.com/corp-en/turbines-generators/turbines/kaplan-turbines.html>>. Acesso em: 10/5/2019.
- [17] Andritz HYDRO. Disponível em: <https://www.andritz.com/resource/blob/33446/d2118386d6a8dbbec556c6e159391c64/hy-small-and-mini-hydropower-solutions-en-data.pdf>>. Acesso em: 10/5/2019.
- [18] PEDRO HENRIQUE FALQUETO DIAS; Simulação do gerador de Indução Trifásico Autoexcitado por meio de capacitores, UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA 2012
- [19] CHIPPE, H. Em Busca do Equilíbrio e da Expansão do Setor Elétrico Nacional – ONS. *Anais do XII Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico Brasileiro – ENASE*. Rio de Janeiro, 2015.
- [21] VIANA, A. N. C. *Comportamento de bombas centrífugas funcionando como turbinas hidráulicas*. 1987. Dissertação (M[20] LEITE, N. F. Panorama do Setor de Distribuição de Energia Elétrica – ABRADÉE. *Anais do XII Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico Brasileiro – ENASE*. Rio de Janeiro, 2015.
- estrado em Engenharia Mecânica) – Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, 1987.
- [22] VIANA, A. N. C. *Bombas de fluxo operando como turbina: Por que usá-las?* PCHNotícias e SHP News, Itajubá, ano 4, n. 12, jan. 2002. ISSN 1676-0220.
- [23] VIANA, A.N.C.; Nogueira, F. J. H.; *Bombas Centrífugas Funcionando como Turbinas*. Trabalho de pesquisa. Departamento de Mecânica. EFEI. Itajubá/MG. Março/1990.
- [24] VIANA, Augusto Nelson Carvalho., NOGUEIRA, Fábio José Horta, *Bombas de fluxo operando como turbinas - procedimento de seleção*, <www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n4v1/033.pdf>, Acessado em 24 de Maio de 2019.

- [25] VIANA, A. N. C., *Bombas Funcionando como Turbinas*. Rio de Janeiro Synergia; Acta Minas Gerais: 2012.
- [26] ALVES, Danilo Derick Silva. *Contribuições para o estudo e a aplicação de bombas funcionando como turbinas na geração descentralizada*. Dissertação de mestrado: UFMG, 2010.
- [27] STEPANOFF, A. J., *Centrifugal and Axial Flow Pumps*, 2a ed., 462p. New York: John Wiley and Sons, 1967
- [28] KITTREDGE, C.P. Centrifugal Pumps Used a Hydraulic Turbines. *Journal of Engineering for Power*. pp. 74-78. Trans. ASME. January / 1961.
- [29] COLNAGO, G. R. *Contribuição para a Otimização de Turbinas em Usinas Hidrelétrica: Especificação e Operação*. 2011. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.
- [30] PEREIRA, Valmir Machado. *Estudo e modelagem dinâmica de gerador de indução acionado por máquina de combustão interna com controle de tensão e de frequência por meio de inversor PWM*. 2003. 139p. Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Eletrica e de Computação, Campinas, SP. Disponível em: <<http://www.repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/260333>>. Acesso em: 15 dez. 2019.
- [31] Netto, A.J.M.; Fernandez Y Fernandez, M.; Araujo, R. de; Ito, A.E.- *Manual de hidráulica*. ed 9. São Paulo: Blücher, 2015.
- [32] SARZEDAS, G. L. *Planejamento para a Substituição de Tubulações em Sistemas de Abastecimento de Água. Aplicação na Rede de Distribuição de Água da Região Metropolitana de São Paulo*. 114 p. Dissertação para obtenção do título de mestre em Engenharia- Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.
- [33] Vilas-Boas, P. *Modelação De Uma Rede De Distribuição De Água*. Dissertação de Mestrado, Faculdade De Engenharia Do Porto, 2008
- [34] GOUVEIA, Roberta Macêdo Marques. *Computational model of optimization for sizing of water distribution networks supplied by multiple pumping*.. 2012. 188 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2012.
- [35] LIMA, Gustavo Meirelles. *Microgeração em Sistemas de Abastecimento de Água*. 2013. 70 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2013.

- [36] GOMES, H. P.; CARVALHO, P. S. O. *Manual de sistemas de bombeamento - Eficiência energética*. João Pessoa/PB: Editora Universitária – UFPB, 2012. 189 p.
- [37] CASINI, Marco. (2015). *Harvesting energy from in-pipe hydro systems at urban and building scale*. International Journal of Smart Grid and Clean Energy. 4. 10.12720/sgce.4.4.316-327.
- [38] Vilanova M. R. N. e Balstieri J. A. P. (2014). *Hydropower recovery in water supply systems: Models and case study*. *Energy Conversion and Management*. Volume 84, August 2014, Pages 414–426.
- [39] Hígra. Disponível em: < <http://www.higra.com.br/pt-br/usina-compacta-de-hidrogeracao-anfibia>>. Acesso em: 29/11/2019.
- [40] LucidEnergy. Disponível em: < <http://lucidenergy.com/how-it-works/>>. Acesso em: 29/11/2019.
- [41] Rentricity. Disponível em: < <https://rentricity.com/offerings/equipment/>>. Acesso em: 29/11/2019.
- [42] Leviathan Energy Hydroelectric, Ltd. Disponível em: <http://benkatina.com/images/A4_Leviathan.pdf>. Acesso em: 29/11/2019.
- [43] Hydro Spin- Hydro-Power Solutions. Disponível em: <<http://www.h-spin.com/wp-content/uploads/2016/04/Hydrospin-case-study-2016.pdf>>. Acesso em: 29/11/2019.
- [44] Nicola Fontana; Maurizio Giugni; and Davide Portolano, *Losses Reduction and Energy Production in Water-Distribution Networks*, DOI: 10.1061/(ASCE)WR.1943- 5452.0000179. American Society of Civil Engineers, 2012
- [45] FONTANA, N.; GIUGNI, M.; GLIELMO, L.; MARINI, G. *Real time control of a prototype for pressure regulation and energy production in water distribution networks*. *Journal of Water Resources Planning and Management*, v. 142, n. 7, jun, 2016
- [46] Pouliezios, Anastasios & Kanellos, Fotis & Papaefthimiou, Spiros & Katsigiannis, Yiannis. (2016). *Energy Management System for Water Distribution Systems: Application to Crete*. 10.22618/TP.EI.20163.389030.
- [47] RAMOS, H.; BORGA, A. Pumps as turbines: An Unconventional Solution to Energy Production. *Urban Water*, v. 1, n. 3, p. 261-3, 1999.

- [48] Maxime, Binama & Su, Wen-Tao & Li, Xiao-Bin & Li, Feng-Chen & Zhao, Yue. (2016). Investigation on pump as turbine (PAT) selection and performance prediction for micro hydropower schemes: A review.
- [49] De Marchis, Mauro & Milici, Barbara & Volpe, Roberto & Messineo, Antonio. (2016). Energy Saving in Water Distribution Network through Pump as Turbine Generators: Economic and Environmental Analysis. *Energies*. 9. 877. 10.3390/en9110877.
- [50] Silva B. L. A., 2012. Levantamento do Potencial Energético e Estudo da Viabilidade da Geração Hidrelétrica Utilizando a Rede Pública de Distribuição de Água – Estudo de Caso: Sistema de Abastecimento de Água de Pato Branco. Biblioteca de teses e dissertações, UTFPR, 2012
- [51] Lima, G.M., Microgeração em Sistemas de Abastecimento de Água, dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá, 2013.
- [52] Vilanova M. R. N. e Balstieri J. A. P. (2014). Hydropower recovery in water supply systems: Models and case study. *Energy Conversion and Management*. Volume 84, August 2014, Pages 414–426
- [53] ksb, Ltd. Disponível em: < https://www.ksb.com/ksb-en/Press_and_News/magazine/ksb-powerhouse/1287212/>. Acesso em: 29/11/2019.
- [54] Portal Tratamento de água - Artigo Distribuição do sistema São Lourenço aproveitamento energético por obras de setorização e instalação de bomba funcionando como turbina (BFT) disponível em: < <https://www.tratamentodeagua.com.br/wp-content/uploads/2019/03/9606.pdf>>. Acesso em: 29/11/2019.
- [55] Hydropower from pumps-as-turbines:14-5<<http://csmres.co.uk/cs.public.upd/article-downloads/Hydropower-from-pumps-as-turbines.pdf>>. Acesso em: 29/11/2019.
- [56] Patel, Rajesh & Jain, Sanjay. (2014). *Investigations on pump running in turbine mode: A review of the state-of-the-art*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 30. 841-868. 10.1016/j.rser.2013.11.030.
- [57] Pérez-García, José & Marco, Antonio & Nevado-Santos, Simón. (2010). *Use of Centrifugal Pumps Operating as turbines for Energy Recovery in Water Distribution Networks. Two Case Study*. *Advanced Materials Research*. 107. 87-92. 10.4028/www.scientific.net/AMR.107.87.

- [58] Fecarotta, Oreste & Carravetta, Armando & Ramos, Helena. (2011). *CFD and comparisons for a pump as turbine: Mesh reliability and performance concerns*. International Journal of Energy and Environment. 2.
- [59] Patel, Rajesh & Jain, Sanjay. (2014). *Investigations on pump running in turbine mode: A review of the state-of-the-art*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 30. 841-868. 10.1016/j.rser.2013.11.030.
- [60] Balarim, Carlos & Targa, Luiz & Virgens Filho, Jorim & Filho, Alceu & Wiecheteck, Giovana. (2004). *Custo de bombas centrífugas funcionando como turbinas em microcentrais hidrelétricas*. Engenharia Agrícola. 24. 219-225. 10.1590/S0100-69162004000100025.
- [61] LOPES, R.E & MARTINEZ, C. B. *O uso de bombas funcionando como turbinas para sistemas de recalque de água – Seminário Iberoamericano sobre Sistemas de Abastecimento Urbano de Água João Pessoa (Brasil), 5 a 7 de junho de 2006*.
- [62] P. Singh, "Optimization of internal hydraulics and of 11 system design for PUMPS AS TURBINES with field implementation and evaluation," Diss. Institut für Wasserwirtschaft und Kulturtechnik, Universität Karlsruhe (TH), 2005.
- [63] Alatorre-Frenk C. *Cost minimization in micro hydro system using pump as turbine [PhDME Thesis]*. University of Warwick; 1994
- [64] VIANA, A. N. C.; REZEK, A. J. J.; MEDEIROS, D. M. *A Utilização de Geradores de Indução Acionados por BFTs na Geração de Energia Elétrica*. 10p. AGRENER GD, 2004.
- [65] Arriaga M. *Pump as turbine – A pico-hydro alternative in Lao People's Democratic Republic*. Renew Energy 2010; 35:1109-
- [66] Aleixo, Nuno-Pump as Turbine - Ksb Bombas - WatefCON2018. Disponível em <<https://www.watefnetwork.co.uk/files/default/WatefCon18/KSBPaT-WatefCON2018.pdf>>
Acesso em: 29/11/2019.
- [67] kbl. Disponível em: <<http://www.kirloskarpumps.com/pumps.aspx>>. Acesso em: 29/11/2019.
- [68] FREITAS, Sérgio Pinheiro de. *O Impacto do Uso e do Consumo de Água na Mineração sobre o Bloco de Energia Assegurada em Empreendimentos Hidrogeradores: Estudo de Bacias da PCH Bicas*. Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.
- [69] Rossman, L. (2000) EPA, EPANET 2 User Manual. Office of Water. United States

Environmental Protection Agency. EPA/600/R-00/057, September 2000.

[70] ANDRITZ Double-Suction Split Case Pump FP/FPS/SFWP Series. Disponível em: <http://www.deltapompen.com/files/Andritz-FP.pdf>>. Acesso em: 10/12/2019.

[71] MELLO JUNIOR, Antonio Gonçalves de. A Turbina de Fluxo (Michell-Banki) como Opção para Centrais Hidráulicas de Pequeno Porte. 2000. Dissertação (Mestrado em Energia) - Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000. doi:10.11606/D.86.2000.tde-15052013-144737. Acesso em: 2019-12-22.

[72] Farret, F.A., “Aproveitamento de Pequenas Fontes de Energia Elétrica”, Ed. Da UFSM, Santa Maria, Brasil, 245p.

[73] ALÉ, J. Apostila de Turbinas Hidráulicas – Capítulo 1. PUCRS, 2001

[74] SILVA, Bruno Leonardo Alves da. Levantamento do potencial energético e estudo da viabilidade econômica da geração hidroelétrica utilizando a rede pública de distribuição de água – estudo de caso: sistema de abastecimento de água de Pato Branco. 2012. 196 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2012.

[75] FIES. Disponível em: < http://www.fies.org.br/sgw/upload/2018-08-01_10-57-30_1.pdf >. Acesso em: 28/01/2020.

[76] PERGA INGENIEROS. Disponível em: < <https://www.cieperga.com/> >. Acesso em: 28/01/2020.