

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO PROFISSIONAL
EM ENGENHARIA HÍDRICA

USO DE BOMBAS FUNCIONANDO COMO TURBINAS PARA A OPERAÇÃO DE
MINIUSINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

RAPHAEL FUEZI MIRANDA

ITAJUBÁ, FEVEREIRO DE 2024

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO PROFISSIONAL
EM ENGENHARIA HÍDRICA

RAPHAEL FUEZI MIRANDA

USO DE BOMBAS FUNCIONANDO COMO TURBINAS PARA A OPERAÇÃO DE
MINIUSINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação Profissional em Engenharia Hídrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Hídrica.

Área de Concentração: Geração Hidrelétrica

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho

Coorientador: Prof. Dr. Oswaldo Honorato de Souza Junior

ITAJUBÁ, FEVEREIRO DE 2024

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO PROFISSIONAL
EM ENGENHARIA HÍDRICA

RAPHAEL FUEZI MIRANDA

USO DE BOMBAS FUNCIONANDO COMO TURBINAS PARA A OPERAÇÃO DE
MINIUSINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

Dissertação aprovada por banca examinadora em 15 de dezembro de 2023, conferindo ao autor o título de *Mestre em Ciências em Engenharia Hídrica*.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho (Orientador)
Prof. Dr. Oswaldo Honorato de Souza Junior
(Coorientador)
Prof. Dr. Augusto Nelson Carvalho Viana
Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos
Profa. Dra. Regina Mambeli Barros

ITAJUBÁ, FEVEREIRO DE 2024

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha sincera gratidão às pessoas que tornaram este trabalho possível.

Ao Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho, pela oportunidade e pelos ensinamentos que remontam ao nosso primeiro contato em 2017 e, sobretudo ao longo do mestrado, pelo incentivo e motivação para que eu não deixasse a bola cair.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Oswaldo Honorato de Souza Junior, pelas aulas que me motivaram a seguir nesta área de pesquisa.

À minha esposa, Mariana, pelo incentivo em ser melhor a cada dia e pela compreensão da rotina cansativa ao conciliar trabalho e estudo.

Aos meus queridos e amados pais, Marcos Miranda (*in memoriam*), Alice Fuezi, e à avó e segunda mãe, Ivete Fuezi (*in memoriam*), que me supriram de todo amor e incentivo para que eu conquistasse meus sonhos.

Ao Ricardo Malaquias, que me proporcionou o treinamento na FUPAI em 2017, e pelo apoio e orientação quanto à linha de pesquisa.

Ao André Luiz, pela disponibilidade e paciência em compartilhar conhecimento, mesmo que em meio às nossas trajetórias profissionais, tenham havido algumas discussões (!) que não comprometeram a estima e o respeito que tenho por sua pessoa.

À POWERCHINA pela oportunidade de aprender com profissionais excelentes e pela experiência de vida que transcende barreiras culturais.

À UNIFEI, que mesmo em meio à difícil jornada da promoção da ciência no Brasil, continua deixando sua marca de excelência em seus alunos.

A escrita deste trabalho foi auxiliada pelo uso de ferramentas de inteligência artificial para correção da gramática e da ortografia do texto. Reconheço a contribuição da tecnologia no processo de revisão, porém ressalto que o conteúdo é de autoria própria.

RESUMO

Historicamente, a matriz elétrica brasileira foi predominantemente renovável, e essa característica tende a permanecer na próxima década. No entanto, observa-se uma redução gradual da capacidade relativa de armazenamento de energia do sistema elétrico, devido à crescente inserção de fontes renováveis não despacháveis e à falta de novas usinas hidrelétricas de armazenamento. Uma alternativa para o incremento da capacidade de armazenamento de energia do sistema elétrico nacional, que apresenta comprovado sucesso internacional, são as usinas hidrelétricas reversíveis (UHR). O presente trabalho é um estudo de caso com o objetivo de analisar a viabilidade técnica e econômica da implantação de uma miniusina hidrelétrica reversível de aproximadamente 200 kW de potência nominal. Foi desenvolvido um estudo comparativo teórico entre duas configurações de grupo gerador: bomba funcionando como turbina (BFT) e turbina hidráulica convencional. A UHR opera com carregamento por 15 horas através do conjunto motobomba alimentado pela rede elétrica via tarifação fora de ponta e geração por 6 horas na ponta via arbitragem de energia. Os resultados indicaram que a configuração da UHR com BFT é mais vantajosa do ponto de vista econômico do que com turbina convencional. No cenário atual, a mini UHR proposta possui maior atratividade econômica do que sistemas de armazenamento de energia em baterias, todavia as projeções apontam reduções significativas de custos das baterias ao longo da próxima década, devido ao desenvolvimento tecnológico e ganhos de escala associados. Assim,   possível que as baterias se tornem mais econômicas em comparação com a mini UHR.

Palavras chave: Bomba funcionando como turbina (BFT), usinas hidrelétricas reversíveis (UHR), custo nivelado de armazenamento de energia (LCOS), energia renovável.

ABSTRACT

Historically, the Brazilian electrical matrix has been predominantly renewable, and this tends to remain the case over the next decade. However, there is a gradual reduction in the relative energy storage capacity of the electrical system due to the growing insertion of non-dispatchable renewable sources and the lack of new hydropower storage plants. An alternative for increasing the energy storage capacity of the national electrical system, with proven international success, is pumped storage hydropower plants (PSH). This work is a case study aimed at analyzing the technical and economic feasibility of implementing a mini pumped storage hydropower with an installed capacity of approximately 200 kW. A theoretical comparative study was conducted between two generator group configurations: pump as turbine (PAT) and conventional hydraulic turbine. The PSH operates with a 15-hour charging cycle through the pump unit powered by the electrical grid with off-peak pricing, and a 6-hour generation cycle during peak hours through energy arbitrage. The results indicated that the PAT PSH configuration is more economically advantageous than the conventional turbine. In the current scenario, the proposed mini PSH is more economically attractive than battery energy storage systems, however projections indicate significant cost reductions for batteries over the next decade, due to technological development and associated economies of scale. Thus, it is possible that batteries become more economical compared to the mini PSH.

Keywords: Pump as turbine (PAT), pumped storage hydropower (PSH), levelized cost of storage (LCOS), renewable energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira 2022	17
Figura 2 – Evolução da capacidade instalada por fonte da matriz elétrica brasileira.....	18
Figura 3 – Evolução da capacidade instalada de UHR com potência superior a 1 GW.....	20
Figura 4 – Arranjo típico de UHR.....	21
Figura 5 – Eficiência típica de UHR e perdas em seus componentes nas etapas de bombeamento e geração.....	24
Figura 6 – Distribuição de custos de centrais de (a) grande e (b) pequeno porte.....	26
Figura 7 – Bombas centrífugas funcionando como bomba e como turbina	27
Figura 8 – Bomba funcionando como bomba (a) e bomba funcionando como turbina (b)	28
Figura 9 – Comparação das curvas da BFB e BFT na rotação constante.....	29
Figura 10 – Coeficientes de vazão e altura.....	31
Figura 11 – Gráfico de pré-seleção da BFT	33
Figura 12 – Estimativa de rendimento da BFT	34
Figura 13 – Coeficiente de conversão da altura	34
Figura 14 – Coeficiente de conversão da vazão	35
Figura 15 – Coeficiente de cavitação de turbinas, bombas e BFTs.....	37
Figura 16 – Fluxograma da metodologia.....	38
Figura 17 – Postos tarifários.....	43
Figura 18 – Ciclo intradiário de operação da usina reversível	44
Figura 19 – Arranjo esquemático da UHR proposta	46
Figura 20 – Fluxograma das etapas de dimensionamento dos conjuntos turbina-gerador e motobomba.....	48
Figura 21 – Gráfico de pré-seleção de turbinas hidráulicas a partir dos parâmetros da instalação	51
Figura 22 – Gráfico de pré-seleção da BFT do método de Chapallaz a partir dos parâmetros da instalação	52
Figura 23 – Fluxograma do método de Viana para seleção de BFT	53
Figura 24 – Fluxograma do método de Chapallaz para seleção de BFT.....	54
Figura 25 – Coeficientes de correção de vazão e altura de Viana.....	68
Figura 26 – Estimativa de rendimento da BFT	70
Figura 27 – Coeficiente de altura de Chapallaz.....	70
Figura 28 – Coeficiente de vazão de Chapallaz	71

Figura 29 – Coeficiente de cavitação da BFT	73
Figura 30 – Exemplo de revestimento de reservatório com geomembrana PEAD	75
Figura 31 – Eficiência do ciclo de armazenamento da UHR e perdas energéticas no bombeamento e geração (a) UHR Turbina, (b) UHR BFT	77
Figura 32 – Potências da BFB, Turbina e BFT em cada etapa do ciclo de operação da UHR	78
Figura 33 – Composição dos custos de implantação da UHR proposta.....	82
Figura 34 – Composição dos custos de implantação da UHR por categoria.....	83
Figura 35 – VPL em função da relação tarifa geração/consumo.....	86
Figura 36 – TIR em função da relação tarifa geração/consumo.....	87
Figura 37 – <i>Payback</i> em função da relação tarifa geração/consumo	88
Figura 38 – Referências na literatura e custos verificados por categoria	90
Figura 39 – Custo instalado (\$/kWh) por tecnologia	92
Figura 40 – Projeções de redução de custos de baterias íon-lítio para sistemas de armazenamento de 6 horas	93
Figura 41 – Comparação do LCOS (\$/MWh) por tecnologia de armazenamento	95
Figura 42 – LCOS em função da tarifa de recarga do armazenamento.....	97
Figura 43 – Vida útil e eficiência de ciclo por tecnologia de armazenamento.....	98
Figura 44 – PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste de 2018 a 2023	100

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Classificação e tipologia de UHR.....	22
Quadro 2 – Cenários de dimensionamento de uma usina hidrelétrica reversível.....	40
Quadro 3 – Caracterização do arranjo e principais estruturas da usina reversível proposta	46
Quadro 4 – Premissas econômicas adotados na análise de viabilidade da UHR	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Premissas técnicas adotadas no dimensionamento da UHR.....	41
Tabela 2 – Pré-dimensionamento dos parâmetros técnicos do modo geração e do armazenamento.....	62
Tabela 3 – Dimensionamento dos parâmetros técnicos do modo bombeamento.....	64
Tabela 4 – Configuração do conjunto operando como bomba (BFB).....	64
Tabela 5 – Dimensionamento dos parâmetros técnicos da turbina convencional.....	65
Tabela 6 – Configuração do conjunto turbina-gerador convencional.....	66
Tabela 7 – Dimensionamento da rotação específica da BFT – Método de Viana.....	66
Tabela 8 – Parâmetros para seleção do modelo a ser usado como BFT – Método de Viana...	67
Tabela 9 – Configuração da bomba escolhida para operar como BFT segundo o Método de Viana.....	67
Tabela 10 – Parâmetros técnicos da BFT escolhida segundo o Método de Viana.....	68
Tabela 11 – Altura geométrica de sucção da BFT segundo o Método de Viana.....	69
Tabela 12 – Dimensionamento da rotação específica da BFT – Método de Chapallaz.....	69
Tabela 13 – Parâmetros para seleção do modelo a ser usado como BFT – Método de Chapallaz.....	71
Tabela 14 – Configuração da bomba escolhida para operar como BFT – Método de Chapallaz.....	72
Tabela 15 – Parâmetros técnicos da BFT escolhida segundo o Método de Chapallaz.....	72
Tabela 16 – Altura geométrica de sucção da BFT – Método de Chapallaz.....	72
Tabela 17 – Comparativo dos resultados obtidos pelos dois métodos.....	73
Tabela 18 – Dimensionamento do reservatório superior.....	76
Tabela 19 – Características técnicas do sistema de adução.....	76
Tabela 20 – Volume energético do reservatório superior e balanço energético da UHR.....	80
Tabela 21 – Custos operacionais anuais da UHR.....	84
Tabela 22 – Resultados econômicos da UHR para $VPL=0$	85
Tabela 23 – Orçamento de implantação da UHR nas duas configurações estudadas.....	108

SUMÁRIO

1	Introdução.....	12
1.1	Justificativa.....	14
1.2	Objetivos.....	15
1.3	Estrutura da Dissertação	16
2	Revisão Bibliográfica	17
2.1	Matriz Elétrica Nacional.....	17
2.2	Usinas Hidrelétricas Reversíveis	19
2.3	Bombas Funcionando como Turbinas	25
2.3.1	Métodos de seleção de BFT.....	29
2.3.2	Método de Viana (1987).....	30
2.3.3	Método de Chapallaz (1992)	32
2.3.4	Submersão e cavitação em turbinas, bombas e BFTs	35
3	Metodologia	38
3.1	Definição das premissas de projeto	39
3.1.1	Parâmetros técnicos de projeto	39
3.1.2	Modo de operação da UHR	42
3.1.3	Arranjo e estruturas da UHR	44
3.2	Análise da viabilidade técnica	47
3.2.1	Pré-dimensionamento do grupo gerador.....	47
3.2.2	Dimensionamento do armazenamento.....	49
3.2.3	Dimensionamento do grupo operando como bomba	49
3.2.4	Dimensionamento do grupo operando com turbina convencional.....	51
3.2.5	Dimensionamento do grupo operando com BFT.....	52
3.2.6	Dimensionamento de outros componentes da UHR	55
3.3	Análise da viabilidade econômica	57
3.3.1	Tempo de Recuperação do Investimento (<i>payback</i>).....	58
3.3.2	Valor Presente Líquido (VPL).....	58
3.3.3	Taxa Interna de Retorno (TIR)	59
3.3.4	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	59
3.3.5	Custo por capacidade instalada (\$/kWh)	59
3.3.6	Custo Nivelado de Armazenamento de Energia (LCOS)	60
4	Estudo de caso	62
4.1	Análise da viabilidade técnica	62

4.1.1	Pré-dimensionamento do grupo gerador e do armazenamento	62
4.1.2	Dimensionamento do grupo operando como bomba	63
4.1.3	Dimensionamento do grupo operando com turbina convencional.....	65
4.1.4	Dimensionamento da BFT - Método de Viana	66
4.1.5	Dimensionamento da BFT - Método de Chapallaz.....	69
4.1.6	Comparativo dos resultados e seleção da BFT	73
4.1.7	Dimensionamento de outros componentes da UHR	74
4.1.8	Potências e rendimentos	77
4.1.9	Armazenamento e balanço energético	79
4.1.10	Custo de implantação da UHR	80
4.2	Análise da viabilidade econômica	83
5	Discussão dos resultados.....	89
5.1	Considerações sobre as alternativas de grupo gerador	89
5.2	Comparação com outras tecnologias de armazenamento	91
5.3	Considerações sobre o modo de operação da UHR.....	99
6	Conclusões.....	101
6.1	Recomendação para trabalhos futuros	102
7	Referências bibliográficas	104
ANEXO	108

1 Introdução

O cenário mundial atual passa por uma transição energética, migrando de uma matriz baseada em combustíveis fósseis para uma fundamentada em fontes renováveis, com o objetivo de atingir o patamar de zero emissões líquidas de carbono (*net zero*). Historicamente, o Brasil manteve uma matriz limpa, uma vez que as matrizes energética e elétrica do país são compostas, respectivamente, por 47% e 85% de fontes renováveis, com perspectivas de alcançar 48% e 83% até 2031 (EPE, 2022a).

Essa configuração foi viabilizada pela ampla disponibilidade e exploração do potencial hidrelétrico, especialmente com a implementação de usinas hidrelétricas (UHE) de regularização. No entanto, essa abordagem já não se configura como uma solução ambientalmente viável. Desde a entrada em operação da UHE Serra da Mesa no final da década de 90, não foram construídas novas usinas com volumes de reservatórios significativos para o sistema elétrico. Além disso, as usinas a fio d'água que têm sido instaladas desde então, não possuem condições de armazenamento.

A manutenção da característica renovável da geração elétrica brasileira foi possível devido à grande inserção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) ao longo dos anos 2000, ao aumento do número de empreendimentos de energia eólica a partir dos anos 2010 e, mais recentemente, à ampla disseminação de usinas solares fotovoltaicas na matriz elétrica nacional.

As perspectivas de expansão do parque gerador indicam a continuidade da significativa incorporação de fontes renováveis intermitentes na próxima década. No entanto, dado que essas fontes não são despacháveis e não estão sendo construídas novas usinas hidrelétricas de armazenamento, observa-se uma diminuição progressiva da capacidade de armazenamento de energia do sistema elétrico.

Neste contexto de transição energética e crescente participação das fontes renováveis de geração variável, não controlável e de previsibilidade limitada, os sistemas de armazenamento de energia têm ganhado destaque como meio de equilibrar a geração e o consumo, trazendo benefícios reconhecidos relacionados à qualidade e confiabilidade dos sistemas elétricos. Essa conjuntura permitiu o renascimento do interesse de diversos países nas Usinas Hidrelétricas

Reversíveis (UHR), consideradas uma tecnologia de armazenamento madura, econômica e eficiente para aplicação em escala sistêmica (EPE, 2021).

Tendo em vista a abundante disponibilidade hídrica no território nacional, as UHRs se configuram como uma opção de ampla aplicação para o aumento do armazenamento de energia. Esse tipo de usina pode funcionar como uma espécie de *bateria hidráulica*, armazenando a energia na forma de potencial hídrico no reservatório superior. Isso está associado a um circuito de geração que direciona o volume acumulado para o reservatório inferior, possibilitando o subsequente bombeamento e a repetição do processo.

A EPE (2015) constatou que consumidores do subgrupo tarifário A4, atendidos em tensões de 2,3 kV a 44 kV, apresentam uma significativa redução de carga durante o horário de ponta. Isso ocorre devido ao fato de consumidores de alta tensão estarem sujeitos a tarifas horo-sazonais com diferenciação entre horário de ponta e fora ponta, e muitos deles recorrerem a geradores a diesel para evitar o consumo de energia diretamente da rede elétrica durante o horário de ponta. Neste contexto, sistemas de armazenamento também podem ser empregados como uma medida de gerenciamento energético para deslocamento do consumo.

Embora as UHRs sejam uma tecnologia madura e mundialmente difundida, a implantação de centrais hidrelétricas reversíveis no Brasil carece de um modelo regulatório e comercial que incentive e viabilize investimentos neste segmento. A estruturação do mercado de energia, que atualmente remunera apenas o atributo da energia gerada, sem contemplar os serviços ancilares providos ao sistema elétrico, não é suficiente para viabilizar a operação de grandes usinas reversíveis no país, capazes de aumentar a eficiência energética do sistema elétrico.

Segundo Viana (2012), as Bombas Funcionando como Turbinas (BFT) e o Motor de Indução operando como Gerador (GI) configuram uma solução simples e de baixo custo para gerar energia em micro aproveitamentos. Em países como EUA, França, Alemanha, Áustria e outros da Europa, essa tecnologia tem sido comumente aplicada em aproveitamentos de até 1 MW (BARBARELLI et al., 2017a).

Convencionalmente, utiliza-se máquinas reversíveis bomba-turbina em usinas reversíveis. No entanto, não é comum o dimensionamento de uma máquina hidráulica reversível com capacidade compatível para a mini geração. Desse modo, o presente trabalho tem como objetivo

investigar qual a relação entre tarifa ponta x tarifa fora ponta que viabiliza um projeto de mini-hidrelétrica reversível. Este projeto é composto por um sistema de bombeamento convencional operando no horário fora ponta para enchimento do reservatório, em paralelo a um sistema de bomba para turbinar a água no sentido inverso e injetar energia no sistema no horário de ponta.

1.1 Justificativa

Historicamente, a matriz elétrica brasileira apresenta predominância hidrelétrica, no entanto, em 2021, ocorreram mudanças devido à escassez hídrica ao longo do ano. A insuficiência de chuvas provocou uma redução do nível dos reservatórios das principais hidrelétricas do país e, conseqüentemente, a redução da oferta de hidroeletricidade. Essa redução foi, em parte, compensada pelo aumento da geração termelétrica e pelo incremento na oferta das fontes eólica e solar fotovoltaica (EPE, 2022b).

Com a redução da geração hidráulica, as fontes eólica e solar contribuíram para a manutenção da renovabilidade da oferta de energia. Contudo, devido à característica não despachável dessas fontes intermitentes, o parque termelétrico precisou ser acionado em regime de acompanhamento de carga.

A operação contínua das termoelétricas por longos períodos configura-se um modelo oneroso de oferta de energia elétrica, devido aos elevados preços de comercialização dessa energia no mercado de curto prazo. Esse cenário resulta em um aumento das tarifas nas contas de energia, além do impacto ambiental ocasionado pela utilização de combustíveis fósseis, como carvão, óleo e gás natural.

Embora o parque gerador brasileiro apresente características renováveis bastante superiores em comparação aos demais países, a diminuição da capacidade de armazenamento do sistema elétrico revela a fragilidade dessa renovabilidade e a dependência das térmicas para atendimento dos picos de carga.

De acordo com a IHA (2018), as usinas reversíveis representam 94% do armazenamento de energia no mundo, e enquanto a tecnologia de baterias não tiver uma redução substancial de custos, haverá espaço para desenvolvimento das UHRs. Ainda assim, no futuro, quando as baterias se tornarem uma solução competitiva, inclusive proporcionando benefícios nas escalas

de transmissão e distribuição, as usinas reversíveis de grande capacidade continuarão com importância estratégica para a regulação da geração e da carga no sistema.

A geração descentralizada é aquela em que a energia é gerada próxima ao usuário, contribuindo para a diminuição das perdas no sistema interligado e adiando novos investimentos em linhas de transmissão. A expansão da geração de energia descentralizada no Brasil contribui para o aumento da eficiência energética do sistema, uma vez que reduz a dependência da geração centralizada, oriunda das grandes usinas hidrelétricas e termelétricas.

Na atual conjuntura de transição energética, a avaliação de usinas hidrelétricas reversíveis inseridas no contexto da geração descentralizada para a gestão da carga consiste em uma temática relevante para o planejamento e expansão do setor elétrico no Brasil nos próximos anos.

1.2 Objetivos

O objetivo geral do presente trabalho é analisar a viabilidade técnica e econômica da implantação de uma miniusina hidrelétrica reversível, cuja unidade geradora é composta por uma bomba funcionando com o fluxo ao reverso, como turbina (BFT). Essa análise foi comparada com a aplicação de uma turbina convencional para o mesmo arranjo de central hidrelétrica. Para alcançar o objetivo geral, são estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- Dimensionar uma usina reversível para geração no horário de ponta e enchimento do reservatório no horário fora ponta;
- Dimensionar o arranjo do grupo motor composto por uma bomba funcionando como bomba (BFB) e do grupo gerador nas configurações BFT e turbina convencional;
- Analisar a diferenciação tarifária nos horários de ponta e fora ponta necessária para viabilizar economicamente a mini UHR em cada configuração de grupo gerador;
- Analisar a viabilidade econômica da configuração proposta por meio dos indicadores *payback*, TIR, VPL, custo por capacidade instalada (R\$/kWh) e custo nivelado de armazenamento de energia (LCOS).

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos.

O capítulo 1, **Introdução**, apresenta a contextualização geral do tema da pesquisa, a justificativa de sua realização e os objetivos geral e específicos da dissertação.

O Capítulo 2, **Revisão Bibliográfica**, aborda o panorama atual da matriz elétrica nacional, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil e no mundo, os princípios básicos de funcionamento, as tipologias e classificações, bem como os benefícios e desafios para sua inserção no mercado de energia nacional. Este capítulo também estabelece as bases teóricas do princípio de bombas funcionando como turbina.

O Capítulo 3, **Metodologia**, apresenta as premissas de projeto e detalha os métodos propostos para estudo do tema de pesquisa.

O Capítulo 4, **Estudo de caso**, apresenta os resultados obtidos da aplicação da metodologia descrita no capítulo anterior.

O Capítulo 5, **Discussão dos Resultados**, analisa as especificidades e performance verificada para cada configuração de grupo gerador analisada, compara o sistema proposto com outras tecnologias de armazenamento e discute a viabilidade das premissas de projeto adotadas quanto ao modo de operação da usina hidrelétrica reversível.

Finalmente, no Capítulo 6, são apresentadas as **Conclusões** decorrentes dos resultados desta pesquisa, bem como suas limitações e recomendações para futuros trabalhos.

2 Revisão Bibliográfica

O presente capítulo contextualiza o escopo da pesquisa e fornece a fundamentação teórica na qual a metodologia se baseia.

2.1 Matriz Elétrica Nacional

A matriz elétrica é composta pelo conjunto de fontes utilizadas para geração de energia elétrica, e o Brasil possui uma matriz elétrica predominantemente renovável. Destaca-se a fonte hídrica, que representa mais da metade dos 206 GW de capacidade instalada do parque gerador nacional, conforme ilustrado na Figura 1 (EPE, 2023).

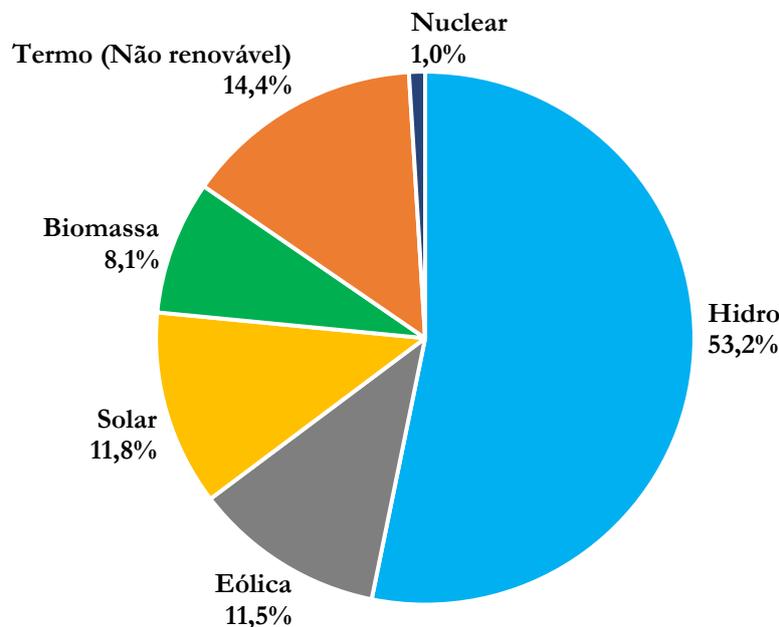


Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira 2022

Fonte: Adaptado de EPE (2023)

A diversificação da matriz elétrica é importante para segurança energética, evitando a dependência exclusiva de uma única fonte. Como evidenciado na Figura 2, durante o período de 2015 a 2022, as fontes eólica e solar contribuíram significativamente para expansão do sistema, adicionando mais de 40 GW de capacidade instalada.

É importante salientar que as Figuras 1 e 2 também consideram a potência instalada adicionada pela micro e minigeração distribuída (MMGD), que atingiu um total de 17.325 MW em 2022, dos quais 98,5% são referentes à fonte solar fotovoltaica. A MMGD refere-se à modalidade na

qual a central geradora de energia elétrica está conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora, e que através de mecanismos regulatórios estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida (*net metering*).

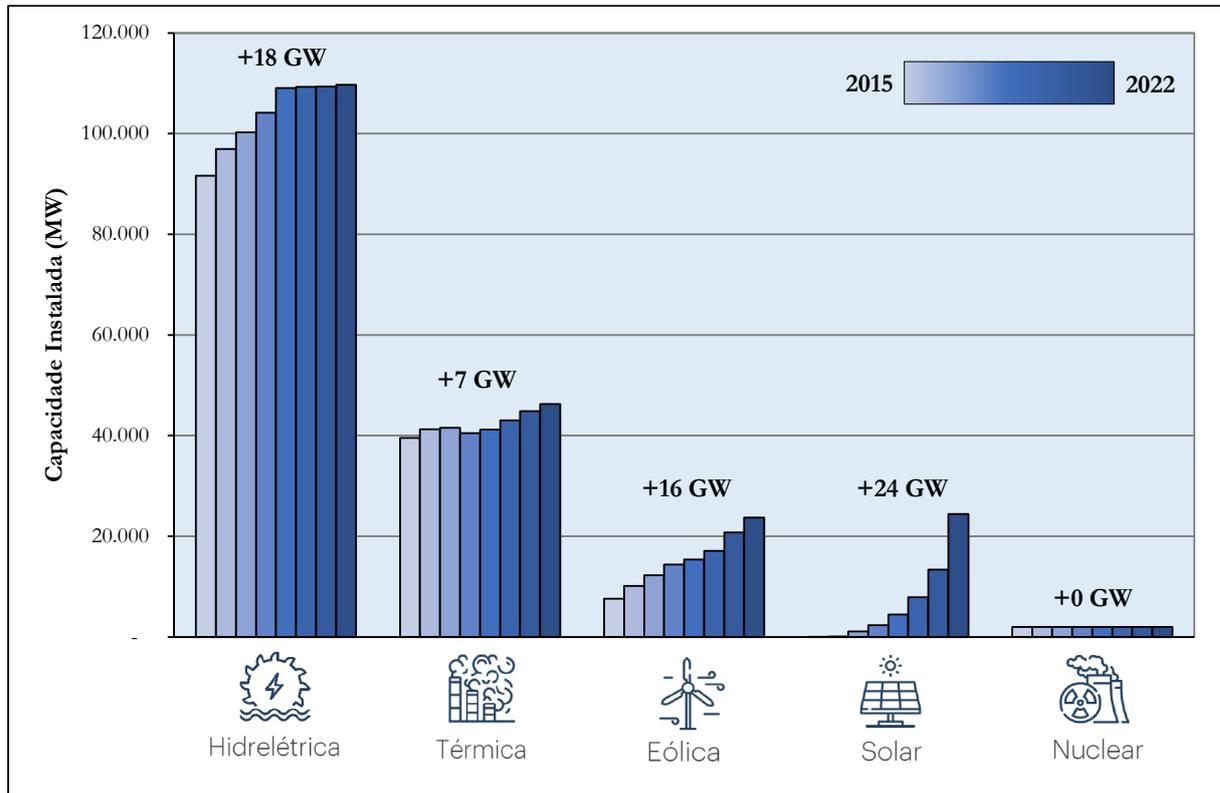


Figura 2 – Evolução da capacidade instalada por fonte da matriz elétrica brasileira

Fonte: Adaptado de EPE (2023)

Nas últimas duas décadas, o Brasil enfrentou três crises energéticas (2001, 2014 e 2021) em virtude da escassez de chuvas durante esses períodos. Isso resultou em reservatórios de regularização com níveis baixos, o que por sua vez levou à redução do armazenamento e à diminuição da oferta de energia no sistema.

No ano de 2001, o parque gerador essencialmente hidrelétrico, associado à insuficiência de linhas de transmissão integrando os subsistemas, ocasionou o momento mais crítico do setor elétrico brasileiro, o apagão elétrico, que motivou a política de racionamento de energia elétrica.

Já em 2014, o Brasil possuía novas linhas de transmissão que permitiram a exportação de energia entre regiões do Sistema Interligado Brasileiro (SIN). O reforço advindo do parque

termelétrico instalado desde a última crise energética e a inserção de outras fontes renováveis permitiram o atendimento da carga sem cortes de fornecimento, porém a um custo elevado.

Em 2021, o país apresentava uma matriz elétrica mais diversificada, com uma participação crescente das fontes intermitentes eólica e solar. No entanto, a capacidade de armazenamento relativo do sistema em relação à capacidade instalada total diminuiu progressivamente ao longo das duas décadas do século XXI, e mais uma vez a geração térmica subsidiou o atendimento de carga. Devido ao maior custo de geração por esta fonte, o consumidor foi impactado com o aumento das tarifas de energia.

As fontes eólica e solar constituem a base da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil. No entanto, devido à sua natureza variável e não controlável, essas fontes introduzem complexidades operacionais ao sistema. Neste cenário, os sistemas de armazenamento de energia se configuram como uma alternativa para lidar com a variabilidade dessas fontes, visando garantir a estabilidade, flexibilidade e eficiência do sistema elétrico.

2.2 Usinas Hidrelétricas Reversíveis

Embora as primeiras UHRs tenham sido implantadas entre as décadas de 1890 e 1900, seu crescimento mais significativo ocorreu a partir da década de 1970, quando a crise do petróleo impulsionou o desenvolvimento da geração nuclear em países como o Japão, Estados Unidos e França, como forma de aumentar a resiliência de seus setores elétricos frente às variações dos preços dos combustíveis fósseis e derivados (EPE, 2021).

O aumento do interesse por UHR a partir dos anos 2000 está associado às crescentes preocupações com as mudanças climáticas e à necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Atualmente, o crescimento das UHRs é predominantemente devido aos projetos de UHR na China, onde o aumento da geração eólica e solar contribuiu para a rápida expansão de sistemas de armazenamento (NIKOLAOS et al., 2023).

De acordo com a IHA (2018), as usinas hidrelétricas reversíveis representam mais de 94% da capacidade mundial de armazenamento de energia, com 9.000 GWh em capacidade de armazenamento de energia. Comparativamente, a energia total armazenada através de baterias é estimada em apenas 7 GWh.

A capacidade instalada mundial de UHR ao final do ano de 2022 totalizou 175 GW, correspondendo a 12% da potência hidrelétrica instalada globalmente, com destaque para a China (47 GW), Japão (27 GW) e Estados Unidos (22 GW). A Associação Internacional de Energia Hidrelétrica (IHA) estima que atualmente existem 214 GW de projetos de UHR em diferentes estágios de desenvolvimento (IHA, 2023). A Figura 3 apresenta a evolução histórica da capacidade instalada de UHR de grande escala, na qual se observa um crescimento exponencial dos projetos chineses a partir de 2005.

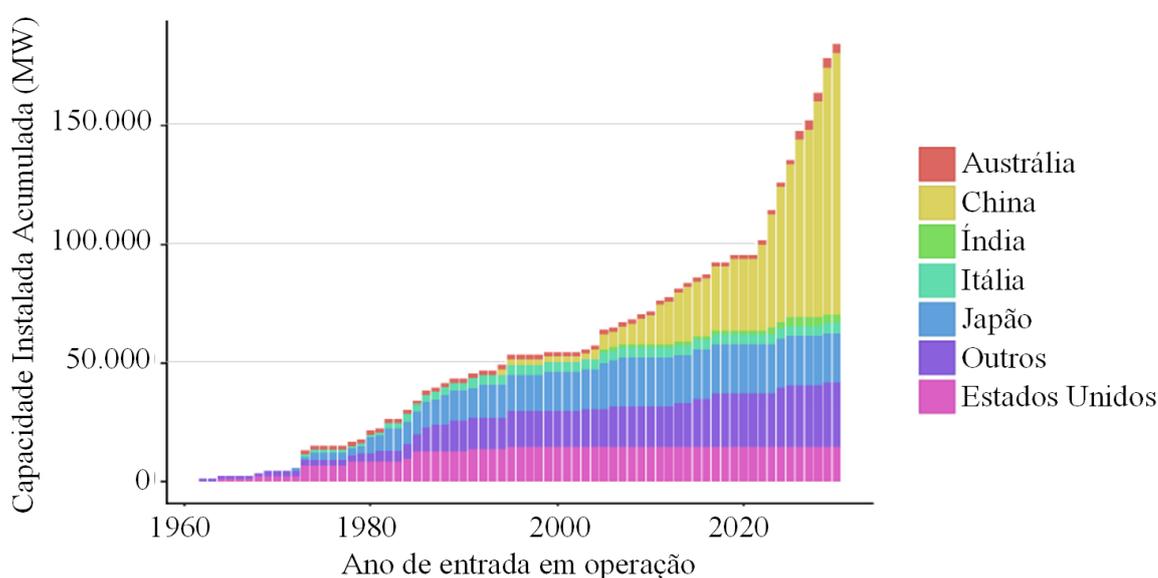


Figura 3 – Evolução da capacidade instalada de UHR com potência superior a 1 GW

Fonte: Adaptado de Nikolaos et al. (2023)

Segundo IFPSH (2021), o princípio básico de funcionamento da UHR é o bombeamento de água do reservatório inferior para o reservatório superior em momentos de baixa demanda, quando os preços da eletricidade tendem a ser mais baixos, e a turbinagem ocorre no sentido inverso em períodos de alta demanda de geração de energia. A Figura 4 apresenta um possível arranjo de UHR.

Devido à capacidade de armazenamento e à flexibilidade operativa, as UHRs possuem uma ampla faixa de aplicações, com benefícios associados ao nivelamento de carga, provimento de inércia, reserva de potência para controle de frequência, acompanhamento de carga, redução de ciclos de unidades termelétricas, redução da carga mínima do sistema e suporte à expansão da geração inflexível, controle de reativos, autorrestabelecimento, redução do congestionamento,

perdas elétricas e adiamento do investimento em novos ativos de transmissão, usos múltiplos da água exógenos ao setor elétrico e suporte à expansão da geração de energia com fontes renováveis e baixos níveis de emissões de gases de efeito estufa (GEE) (EPE, 2021).

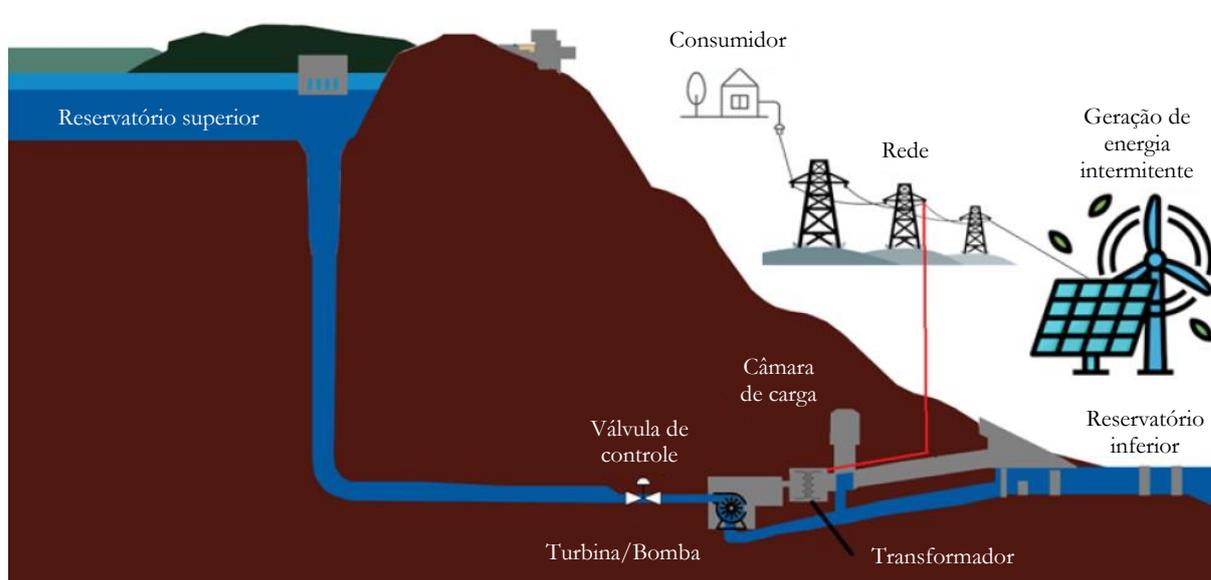


Figura 4 – Arranjo típico de UHR

Fonte: Adaptado de Nikolaos et al. (2023)

Conforme apresentado no Quadro 1, as UHRs podem ser classificadas por diferentes atributos. No que se refere à configuração dos reservatórios, Zach et al. (2012) apontam que existem basicamente três tipos de arranjo: circuito fechado, circuito semiaberto e circuito aberto.

O circuito fechado é caracterizado quando ambos os reservatórios estão distantes de uma fonte hídrica significativa. Esse arranjo é comumente implantado em pequenos lagos artificiais, cuja alimentação ocorre por precipitação ou é trazida de outro lugar através de um sistema adutor. Segundo Simon et al. (2023), as UHRs de circuito fechado estão associadas às menores emissões unitárias de carbono entre as principais tecnologias de armazenamento de energia em larga escala.

O circuito semiaberto consiste em uma UHR com um reservatório artificial e o outro conectado a um curso d'água com afluência significativa. Arranjos de UHR de circuito semiaberto geralmente utilizam o reservatório de uma usina hidrelétrica previamente existente como reservatório inferior.

Quadro 1 – Classificação e tipologia de UHR

Ciclo	Periodicidade	Características
Ciclo de armazenamento	Plurianual	Bombeamento: sobra de geração, baixa demanda
		Geração: baixa geração renováveis, alta demanda; Preços dos combustíveis fósseis elevados
	Sazonal	Bombeamento: abundância de geração hidrelétrica, verão com elevada geração solar, elevada geração eólica, baixa demanda por eletricidade
		Geração: pouca geração hidrelétrica, inverno com baixa geração solar, baixa geração eólica, alta demanda por eletricidade
	Semanal	Bombeamento: finais de semana, quando a demanda é baixa, dias ventosos com elevada geração eólica, dias ensolarados quando a geração solar é baixa
		Geração: dias úteis quando a demanda é baixa, dias com pouco vento com reduzida geração eólica, dias nublados com reduzida geração solar
Diário	Bombeamento: noite quando a demanda é baixa, dia com elevada geração solar	
	Geração: dia quando a demanda é elevada, noite quando não há geração solar	
Horário	Bombeamento e geração: serviços ancilares associados à operação horária, tais como controle de frequência, supressão de harmônicos na rede, e garantia de energia suplementar em situações de interrupção no fornecimento	
Classificação	Tipo	Característica
Arranjo	Circuito Semiaberto	Conectado ao rio, onde há fluxo significativo de água para o reservatório superior ou inferior, pode utilizar um reservatório já existente.
	Circuito Fechado	Não há conexão com o rio, nenhum dos reservatórios tem vazão afluente considerável
	Circuito Aberto	Reservatórios alimentados por cursos d'água, combinando UHE convencionais e armazenamento de curto e longo prazo, maior flexibilidade de operação
Localização dos Reservatórios	Mesma bacia	Reservatórios superior e inferior na mesma bacia
	Transposição	Reservatórios superior e inferior em bacias diferentes
	Reservatórios isolados	Reservatórios localizados em ravinas secas
	Reservatório já existente	Aproveitamento de infraestruturas existentes: Ex. subestação
Combinação com outras fontes de geração	Híbrida	Associada à geração solar, eólica ou gerador diesel (de apoio)
	Convencional	Unidades reversíveis associadas aumentam a flexibilidade operacional
Arranjo do conjunto das máquinas	Binário	Máquina hidráulica que pode operar tanto como turbina quanto como bomba se girando no sentido contrário
	Ternário	Aproveitamento do eixo que está ligado tanto a bomba quanto a turbina, e ao mesmo motor-gerador
	Quartenário	Mais tradicional, separação turbina-gerador e motor-bomba em conjuntos/circuitos separados

Continuação: Quadro 1 – Classificação e tipologia de UHR

Classificação	Tipo	Característica
Modo de operação	Convencional	Gera na ponta / alta demanda, e bombeia fora da ponta / baixa demanda
	Curto-circuito hidráulico	Tanto a turbina, quanto a bomba podem estar funcionando simultaneamente para regulação rápida da frequência da rede
Velocidade de rotação	Convencional	Máquinas com velocidade fixa
	Rotação Variável	Máquinas de velocidade variável
Tipo de gerador	Síncrono	Adequados para <i>black-start</i>
	Assíncrono	Velocidade variável permite mais flexibilidade, controle de frequência no modo bomba

Fonte: Adaptado de GESEL (2021)

Nas UHRs de circuito aberto, ambos os reservatórios são alimentados por aflúências naturais. Nessa categoria estão as usinas do tipo *pump-back*, e, conforme apontado por Hunt et al. (2020), esse arranjo aumenta a flexibilidade operacional, pois as turbinas reversíveis podem ser utilizadas tanto para armazenamento quanto para geração convencional de energia.

Na concepção de projetos de UHR, procura-se aproveitar um desnível topográfico com um curto comprimento entre os reservatórios superior e inferior. Nesse contexto, uma métrica comumente empregada é a relação comprimento x queda (L:H) do circuito hidráulico de adução, frequentemente utilizada como critério de pré-dimensionamento. Quanto menor essa relação, menor tende a ser o custo do projeto. Em geral, adota-se uma relação L:H menor ou igual a 10 (ARGONNE, 2014).

A eficiência típica e a distribuição das perdas de energia durante as fases de bombeamento e geração do ciclo de uma UHR são representadas na Figura 5, na qual verifica-se que a eficiência global do ciclo de armazenamento é de aproximadamente 80% com variações conforme a eficiência das máquinas hidráulicas e elétricas e das características do sistema de adução.

A inserção das fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica mundial, marcada pela elevada variabilidade no curto prazo e limitada previsibilidade de seus recursos primários, estabeleceram um novo papel e forma de operação das UHRs existentes, apontadas como um meio importante para garantir a segurança e qualidade do fornecimento de energia elétrica na transição energética (EPE, 2021).

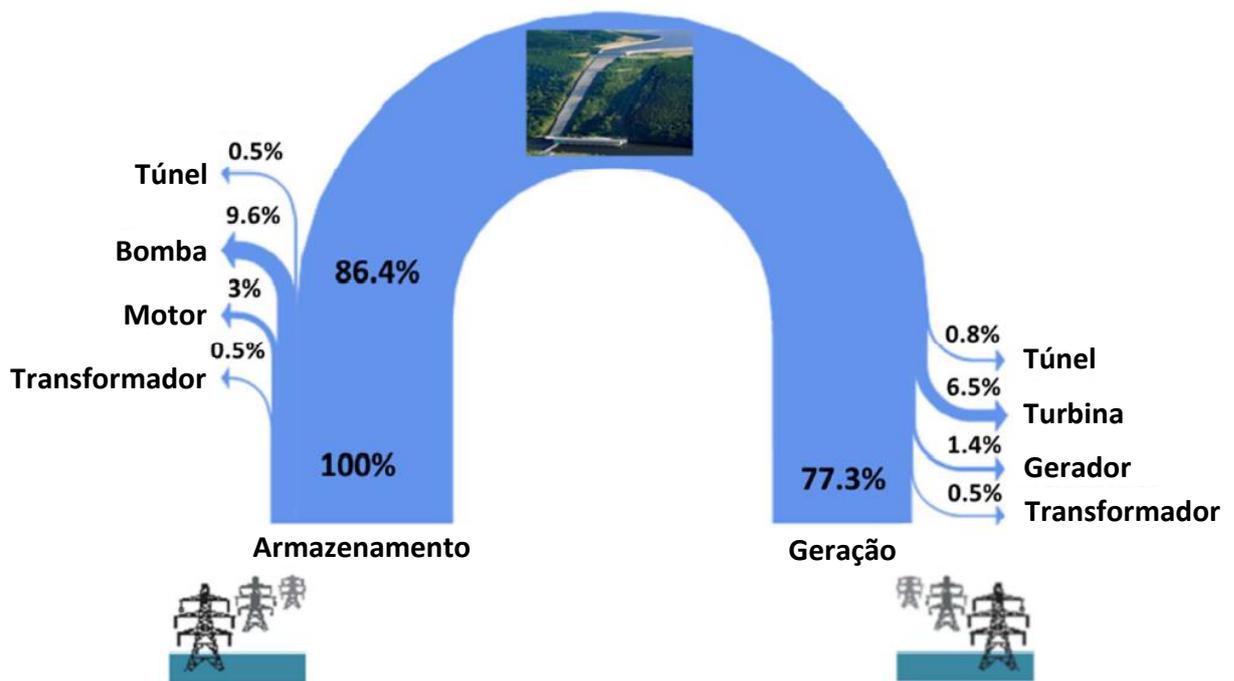


Figura 5 – Eficiência típica de UHR e perdas em seus componentes nas etapas de bombeamento e geração

Fonte: Adaptado de Brandão et al. (2021)

No Brasil, a grande participação das usinas hidrelétricas na matriz elétrica permitiu postergar o uso de tecnologias de armazenamento como as usinas hidrelétricas reversíveis e o endereçamento das questões regulatórias e de desenho de mercado associadas. A implantação das UHRs no país pode ser facilitada pela larga experiência local com o desenvolvimento de projetos hidrelétricos, inclusive com cadeia de suprimentos já estabelecida (EPE, 2021).

O desafio do Brasil é se manter renovável, e nesse contexto o planejamento é importante, pois respalda alterações necessárias na regulação. O fato de as usinas reversíveis não estarem contempladas no arcabouço regulatório existente, aliada à complexidade de enquadramento desses empreendimentos nos mecanismos de remuneração e regras de mercado vigentes são barreiras ao incentivo e atração de investimentos na área.

A temática da regulamentação de sistemas de armazenamento de energia elétrica foi incluída na pauta regulatória do Brasil a partir de 2016, com a chamada pública de projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico nº 21/2016, intitulado “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro” (ANEEL, 2016).

Em 2020, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) abriu a Tomada de Subsídios nº 011/2020 para obter contribuições para a elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro. Neste âmbito, foi elaborado um Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR). O relatório do AIR avaliou as dificuldades na inserção de novas soluções de armazenamento em um contexto de transição energética no Brasil e apresentou propostas de alternativas de soluções para o problema (ANEEL, 2023a).

Tendo em vista a relevância e a diversidade de subtemas do tema Armazenamento, a ANEEL adotou a estratégia de divisão em subtemas a serem regulamentados ao longo de um horizonte de tempo mais extenso. Neste contexto, foi estabelecido um *Roadmap* composto por três ciclos regulatórios de 18 meses entre 2023 e 2027 para orientar o escopo para debate e regulamentação dos diversos temas e subtemas do armazenamento de energia elétrica.

Em 2023, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 039/2023, com o objetivo de receber subsídios para o aprimoramento do relatório do AIR sobre a regulamentação para o armazenamento de energia elétrica, incluindo usinas reversíveis (ANEEL, 2023c).

2.3 Bombas Funcionando como Turbinas

A implantação de grandes hidrelétricas é vantajosa do ponto de vista da economia de escala, todavia atualmente sua viabilização encontra barreiras por fatores econômicos, sociais, políticos ou ambientais. Neste contexto, Nasir et al. (2024) apontam que projetos hidrelétricos de até 500 kW são consideradas fontes de energia renovável mais viáveis, descentralizadas e ambientalmente sustentáveis.

Segundo Jain e Patel (2014) o principal desafio para instalação de minicentraís hidrelétricas é o alto custo das turbinas hidráulicas, cujo desenvolvimento na maioria das vezes é demorado, em virtude da necessidade de projeto específico de acordo com as características de queda e vazão do local de implantação.

Diferentemente das turbinas hidráulicas, para as quais há poucos fabricantes nacionais, Viana (2012) salienta que no Brasil há vários fabricantes de bombas com ampla aplicação na agricultura irrigada e no saneamento. Fabricadas em série, essas bombas apresentam custos

significativamente mais baixos para dimensões e potências similares às turbinas hidráulicas. Portanto, aproveitá-las para operar como turbinas pode se mostrar economicamente atrativo.

Em grandes hidrelétricas, o custo dos equipamentos eletromecânicos é da ordem de 20%, enquanto em mini-hidrelétrica representa de 35% a 40% do orçamento total do projeto (Figura 6). Assim, a redução dos custos do grupo gerador possui significativa importância para viabilidade econômica de uma central hidrelétrica de pequeno porte (JAIN e PATEL, 2014; JUNIOR et al., 2018).

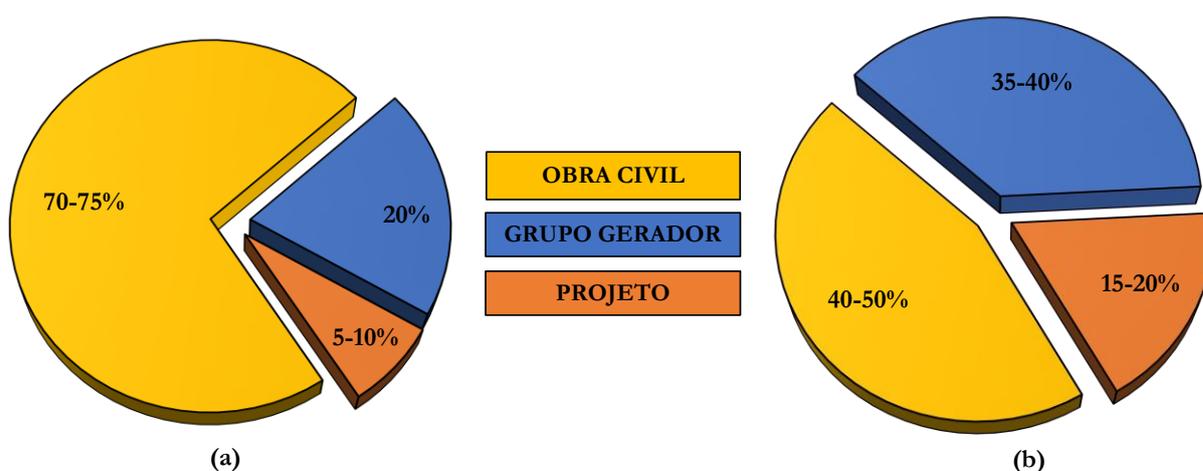


Figura 6 – Distribuição de custos de centrais de (a) grande e (b) pequeno porte

Fonte: Adaptado de Jain e Patel (2014)

Para mini-hidrelétricas de até 100 kW, Fernández et al. (2004) mostram que a utilização de BFT ao invés de grupos geradores constituídos de turbinas convencionais apresenta atratividade econômica. Apesar da redução na eficiência, o custo total da usina pode ser reduzido na ordem de 10 para 1 ou até mais. Para usinas desse porte, enquanto o período de *payback* de uma turbina pode alcançar quinze anos, a aplicação de uma BFT com potência similar pode reduzir esse período para apenas dois anos (ORCHARD e KLOS, 2009).

Segundo Chapallaz et al. (1992), a teoria hidráulica básica de bombas e turbinas é a mesma, contudo com princípios gerais de funcionamento opostos. Para o caso das bombas, há transformação de energia mecânica em energia de pressão e aumento da altura dinâmica com o aumento da vazão, ao passo que para as turbinas, tais relações são inversas, assim como o sentido do fluxo. O comportamento do escoamento do fluido, incluindo atrito e turbulência, resulta em regras diferentes para o projeto de bombas e turbinas.

Os mesmos autores apresentam que as bombas são usualmente projetadas para um ponto de funcionamento específico, no qual operam com velocidade, altura e vazão constantes, de modo que não há necessidade de dispositivo de regulação de velocidade. Idealmente, o ponto ótimo de funcionamento coincide com o rendimento máximo da bomba. As turbinas são capazes de operar sob condições variáveis de altura e vazão, o que flexibiliza o funcionamento de acordo com as variações sazonais de disponibilidade hídrica ou para ajuste de potência conforme regras de operação.

Bombas convencionais podem funcionar como turbina desde que haja a inversão do fluxo de escoamento, o que inverte o sentido de rotação do rotor da bomba (Figura 7), permitindo o funcionamento do motor acoplado como gerador (VIANA, 2012).

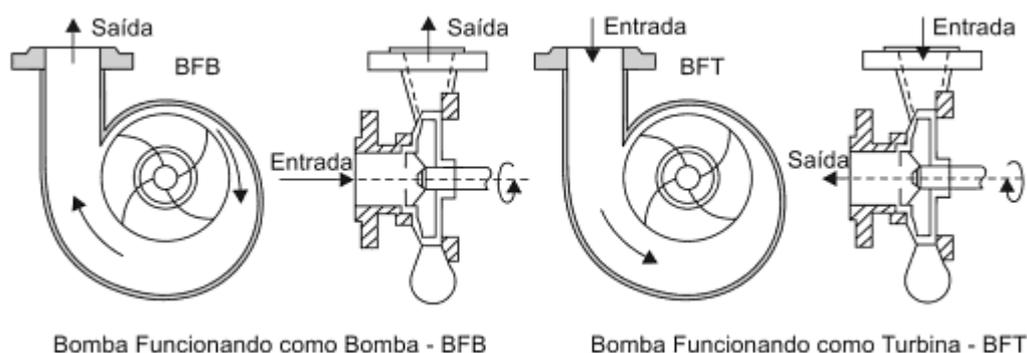


Figura 7 – Bombas centrífugas funcionando como bomba e como turbina

Fonte: Viana (2012)

A operação de bombas como turbinas apresenta várias vantagens em relação às turbinas hidráulicas convencionais, a saber, custo menor, produção em série, manutenção simplificada devido à disponibilidade de peças de reposição e à não exigência de mão-de-obra especializada. O grupo motobomba pode ser adquirido em conjunto e sua instalação é mais simples do que a de grupos geradores convencionais, com disponibilidade para uma ampla faixa de tamanhos e potências, curto prazo de entrega, entre outros (CHAPALLAZ et al., 1992; WILLIAMS, 1996; VIANA, 2012).

A principal limitação da operação da BFT é a ausência de um sistema regulador de vazão. Tal mecanismo, presente nas turbinas convencionais, permite que a rotação do grupo gerador permaneça praticamente constante, mesmo quando há variações de carga na rede. Uma vez que

a BFT não possui sistema de regulação de velocidade de rotação, sua operação ocorre teoricamente com potência constante (VIANA, 2012).

O rendimento da BFT diminui substancialmente quando a operação ocorre em condições diferentes daquelas para as quais ela foi selecionada, o que torna a definição da vazão de projeto um critério de suma importância. A sazonalidade das vazões de pequenos rios determina que a concepção do projeto da central hidrelétrica opere o ano inteiro com pequenas vazões ou apenas parte do ano com vazões maiores. A utilização de múltiplas BFT em paralelo é uma alternativa para aumentar a faixa de vazões aproveitadas, sendo necessário um estudo aprofundado dos benefícios energéticos e econômicos dos diversos arranjos possíveis (VIANA, 2012; JUNIOR et al., 2018).

O comportamento de uma bomba centrífuga operando como bomba na rotação constante é mostrado na Figura 8a, enquanto a Figura 8b apresenta a mesma bomba operando na rotação constante como turbina.

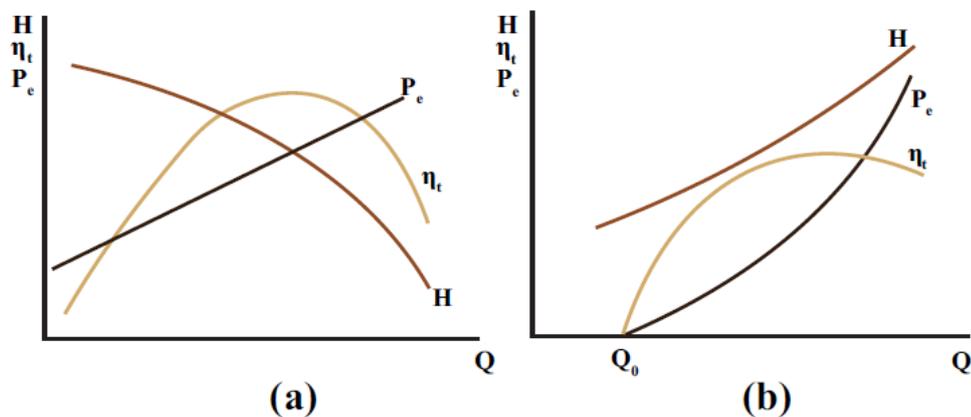


Figura 8 – Bomba funcionando como bomba (a) e bomba funcionando como turbina (b)

Fonte: Souza et al. (2021)

Viana (2012) apresenta que, para que o rendimento da BFT seja o mesmo da bomba, a queda e a vazão da BFT devem ser maiores do que os parâmetros da operação como bomba na rotação constante, o que resulta em uma maior potência de eixo para a configuração da bomba operando como turbina (Figura 9).

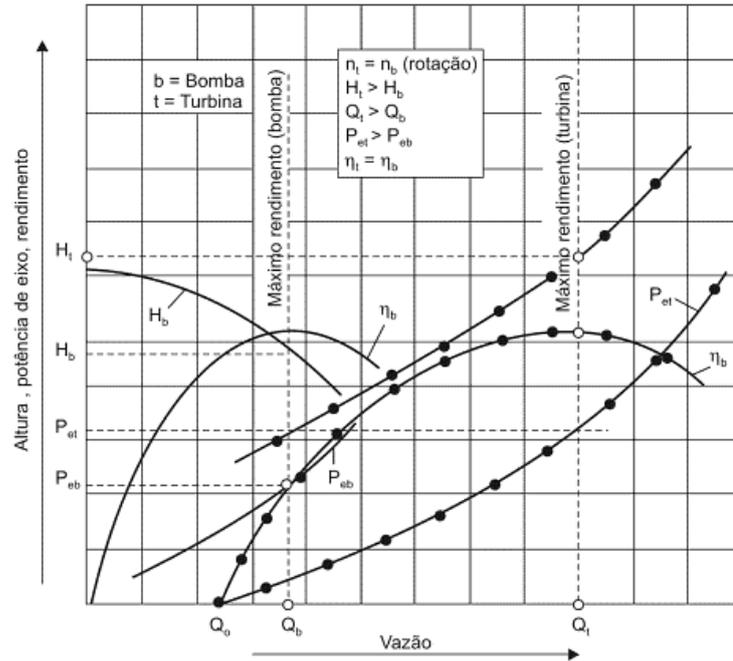


Figura 9 – Comparação das curvas da BFB e BFT na rotação constante

Fonte: Viana (2012)

2.3.1 Métodos de seleção de BFT

O procedimento básico para seleção da BFT consiste na aplicação de coeficientes de correção de vazão e de altura (Equação 1), que relacionam o ponto de máximo rendimento em ambos modos de operação, conforme apresentado na Figura 9. Os métodos de seleção de BFT relacionam a operação da bomba (disponibilizada pelos fabricantes) à operação da turbina (realizada pelos respectivos autores) determinando coeficientes de correção baseados em resultados de testes experimentais (VIANA, 2012; MARCHIORI et al., 2019).

$$k_q = \frac{Q_b}{Q_t} \quad ; \quad k_a = \frac{H_b}{H_t} \quad (1)$$

Onde: k_q = coeficiente de correção da vazão [adimensional]; Q_b = vazão da bomba na rotação constante [m^3/s]; Q_t = vazão da BFT na rotação constante [m^3/s]; k_a = coeficiente de correção da altura [adimensional]; H_b = altura da bomba na rotação constante [m]; H_t = altura da BFT na rotação constante [m].

A teoria clássica para seleção de BFT é dividida em duas abordagens principais: modelos que consideram o rendimento no modo bomba para a prever o funcionamento como turbina, e os

modelos que utilizam a velocidade específica da BFT para determinar o ponto ótimo de funcionamento no modo bomba (JAIN e PATEL, 2014; MARCHIORI et al., 2019)

Dentre os métodos tradicionais baseados no ponto de máximo rendimento no modo bomba citam-se Stepanoff (1957), Childs (1962), Sharma (1985), Schmiedl (1988) e Alatorre-Frenk (1994). Os modelos que utilizam velocidade específica da BFT citam-se Grover (1980), Hergt et al. (1982), Lewinsky-Kesslitz (1982), Viana (1987) e Chapallaz, Eichenberger e Fischer (1992).

Segundo Viana (2012) em modo geral os estudos concordam que o rendimento da BFT é menor, ou no máximo, igual ao rendimento da bomba operando de modo convencional. Para obtenção do mesmo rendimento, a BFT deve ser dimensionada para valores de altura e queda superiores aos parâmetros nominais da bomba.

Metodologias mais atuais apresentam análise de outras características das bombas e aplicação de ferramentas computacionais para a definição dos fatores de correção e do cálculo de eficiência das BFTs (CARREIRA, 2021).

Conforme apontado por Souza et al. (2021), a disseminação do uso de BFT é limitada pelo fato de não haver uma metodologia consolidada para determinação do desempenho de uma BFT para toda faixa operacional, associado à indisponibilidade de curvas características das BFT, uma vez que a maioria dos fabricantes não fornece essa informação.

A partir do estudo comparativo de nove métodos de seleção de BFT aplicados aos dados reais de quatorze bombas, Marchiori et al. (2019) verificaram que embora empíricos os métodos de seleção de BFT são úteis para a fase de pré-projeto de minicentrals hidrelétricas, permitindo a estimativa de produção de energia e investimentos associados. Em tal estudo, os métodos de Viana (1987) e Chapallaz et al. (1992) apresentaram resultados satisfatórios e serão detalhados na sequência.

2.3.2 Método de Viana (1987)

Este método propõe a determinação da rotação específica da bomba a partir dos dados do potencial hidrelétrico conforme Equação 2. A método aplica-se para valores de rotação específica n_{qA} entre 40 e 200. Inicialmente adota-se a rotação n_t de 3.600 rpm e caso o valor

calculado não esteja na faixa de aplicação, a rotação específica é recalculada com a utilização da rotação n_t de 1.800 rpm. A adoção de altas rotações tende a diminuir o custo do grupo gerador.

$$n_{qA} = \frac{10^3 \cdot n_t \cdot \sqrt{Q_t}}{\left(\frac{H_t}{z} \cdot g\right)^{0,75}} \quad (2)$$

Onde: n_{qA} = rotação específica no sistema internacional [adimensional]; n_t = rotação da BFT [rps]; Q_t = vazão da BFT [m^3/s]; H_t = altura de queda líquida da BFT [m]; g = aceleração da gravidade [m/s^2]; z = número de estágios da bomba [adimensional].

Com o valor encontrado da rotação específica n_{qA} consulta-se as curvas dos coeficientes de correção da vazão e da altura apresentados na Figura 10, e calcula-se a vazão e altura da BFT com aplicação da Equação 1.

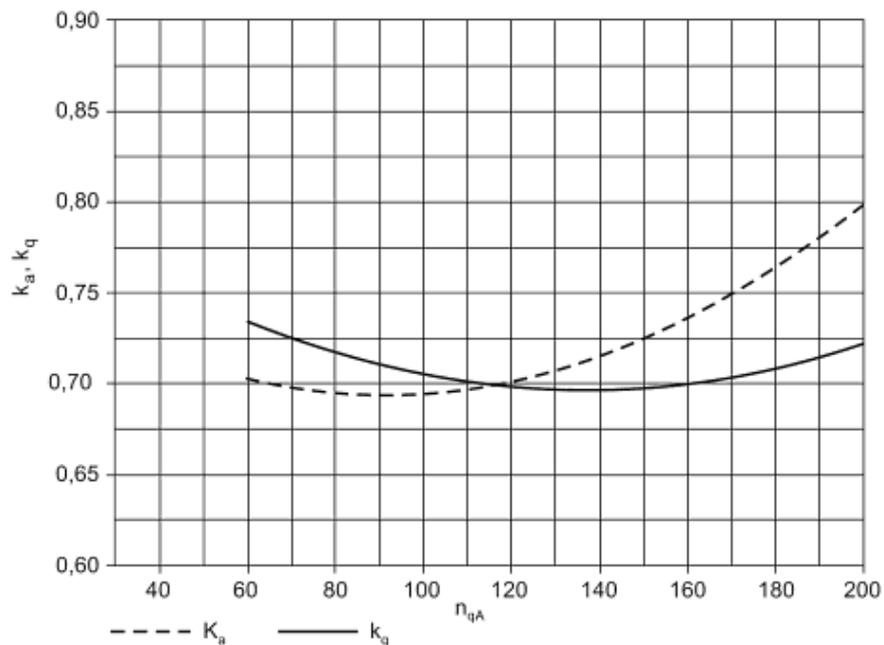


Figura 10 – Coeficientes de vazão e altura

Fonte: Viana (2012)

A bomba adequada para funcionar em reverso como turbina é definida ao consultar os valores encontrados de vazão e altura a ser selecionada para operar como BFT a partir das curvas fornecidas pelos fabricantes de bombas. No ponto selecionado, o rendimento da BFT é considerado o mesmo da bomba.

Em virtude do fator de escorregamento do motor e como as bombas operam em rotações menores de 1.800 rpm e 3.600 rpm, Viana (2012) indica que a altura e vazão para a rotação nominal da bomba devem ser corrigidas pelas fórmulas de afinidade (Equação 3).

$$Q_{bc} = \frac{n_{nb}}{n_t} \cdot Q_b \quad ; \quad H_{bc} = \left(\frac{n_{nb}}{n_t}\right)^2 \cdot H_b \quad (3)$$

Onde: Q_{bc} = vazão da bomba corrigida [m^3/s]; n_{nb} = rotação nominal da bomba conforme catálogo do fabricante [rpm]; n_t = rotação da BFT [rpm], preferencialmente 3.600 ou 1.800 rpm; Q_b = vazão da bomba [m^3/s]; H_{bc} = altura da bomba corrigida [m]; H_b = altura da bomba [m].

2.3.3 Método de Chapallaz (1992)

A partir dos dados de altura e vazão, a BFT é pré-selecionada pelo gráfico apresentado na Figura 11, que também apresenta uma estimativa preliminar do tipo de bomba e da potência da BFT.

De maneira similar a Viana (1987), o processo proposto por Chapallaz et al. (1992) determina coeficientes de correção de vazão e de altura em função da rotação específica, a qual é definida no sistema técnico pela Equação 4, adotando-se o valor inicial de rotação de 1.800 rpm. A rotação específica da bomba é calculada pela Equação 5, e a vazão nominal é estimada através da Equação 6 para fins de pré-seleção da bomba.

$$n_{qt} = \frac{n_t \cdot \sqrt{Q_t}}{\left(\frac{H_t}{z}\right)^{0,75}} \quad (4)$$

$$n_{qb} = \frac{n_{qt}}{0,89} \quad (5)$$

$$Q_{nb} = \frac{Q_t}{1,3} \quad (6)$$

Onde: n_{qt} = rotação específica [rpm]; n_t = rotação da BFT [rpm]; Q_t = vazão da BFT [m^3/s]; H_t = altura de queda líquida da BFT [m]; n_{qb} = rotação específica da bomba [rpm]; Q_{nb} = vazão estimada da bomba [m^3/s]; z = número de estágios da bomba [adimensional].

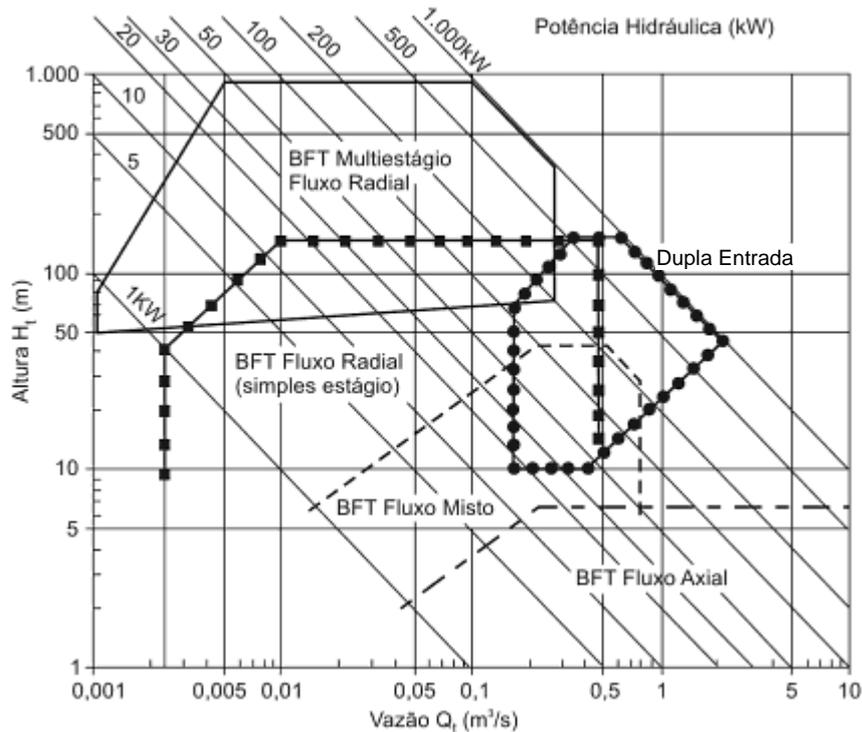


Figura 11 – Gráfico de pré-seleção da BFT

Fonte: Chapallaz et al. (1992) apud Viana (2012)

A partir dos dados de rotação específica e da vazão nominal estimada, o rendimento da bomba é obtido pela Figura 12.

Com o valor encontrado da rotação específica n_{qA} , consulta-se as curvas dos coeficientes de correção da altura (Figura 13) e da vazão (Figura 14), e calcula-se a vazão e altura da bomba a ser selecionada para operar como BFT com a aplicação da Equação 7. Para corrigir a rotação nominal da bomba, utilizam-se as leis de semelhança apresentadas na Equação 3.

$$k_{qc} = \frac{Q_t}{Q_b} \quad ; \quad k_{ac} = \frac{H_t}{H_b} \quad (7)$$

Onde: k_{qc} = coeficiente de correção da vazão de Chapallaz [adimensional]; Q_b = vazão da bomba na rotação constante [m^3/s]; Q_t = vazão da BFT na rotação constante [m^3/s]; k_{ac} =

coeficiente de correção da altura de Chapallaz [adimensional]; H_b = altura da bomba na rotação constante [m]; H_t = altura da BFT na rotação constante [m].

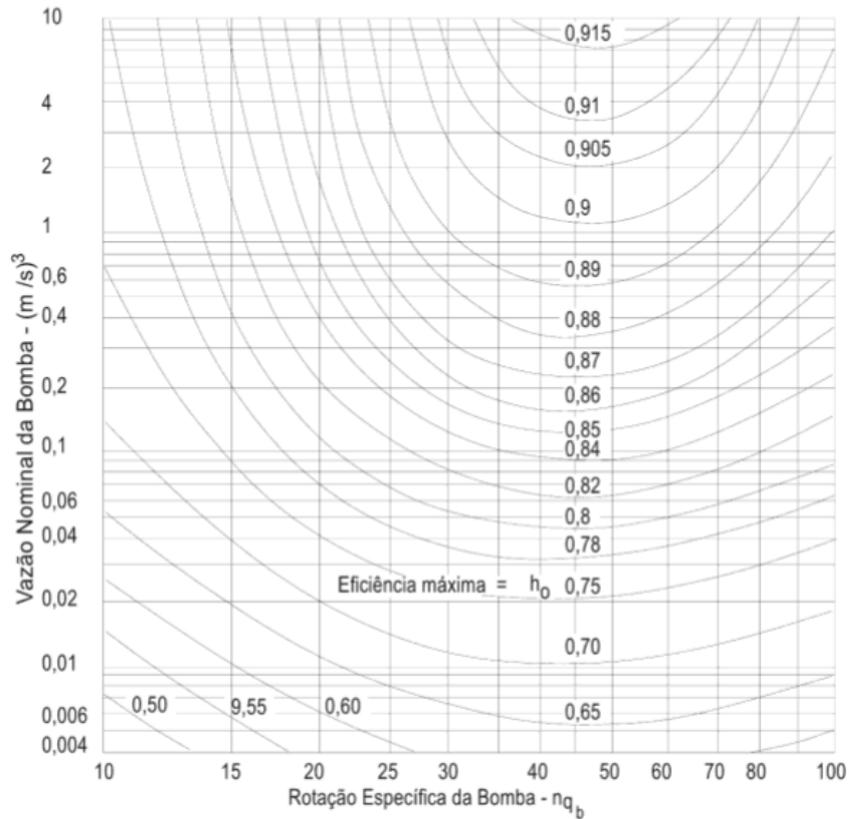


Figura 12 – Estimativa de rendimento da BFT

Fonte: Chapallaz et al. (1992) apud Viana (2012)

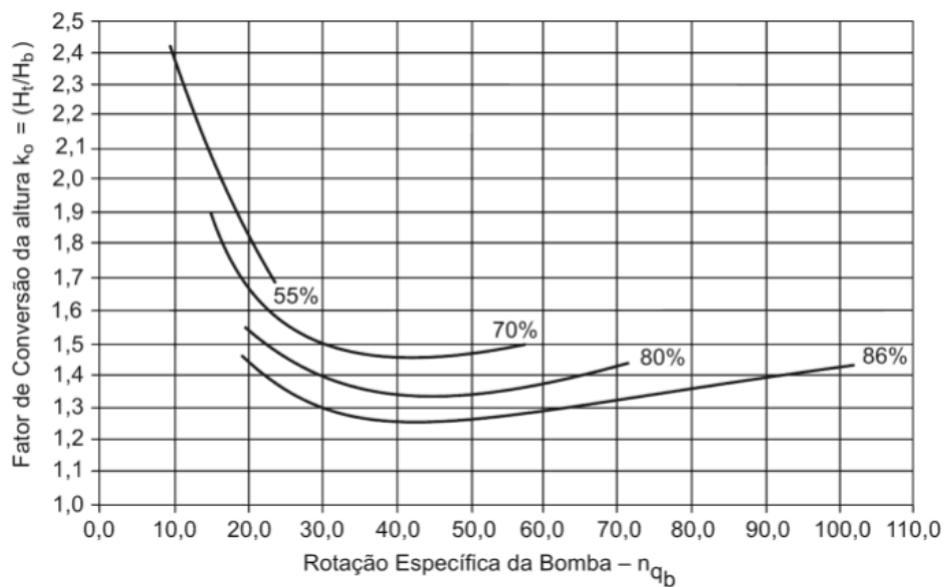


Figura 13 – Coeficiente de conversão da altura

Fonte: Chapallaz et al. (1992) apud Viana (2012)

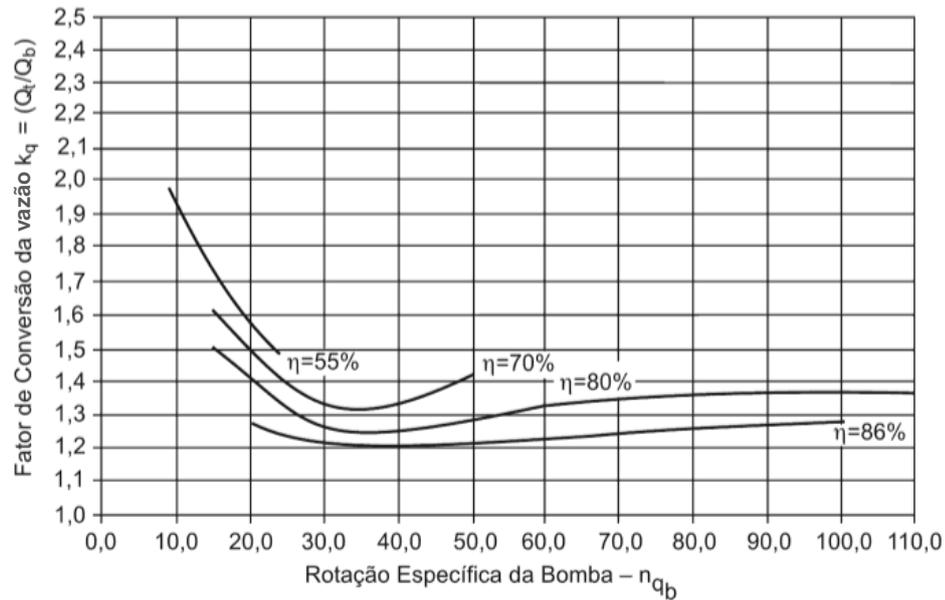


Figura 14 – Coeficiente de conversão da vazão

Fonte: Chapallaz et al. (1992) apud Viana (2012)

2.3.4 Submergência e cavitação em turbinas, bombas e BFTs

A diferença de cotas entre o nível de água do reservatório de sucção, no caso de uma bomba, ou de descarga, no caso de uma turbina, e a linha de centro do rotor de uma bomba, turbina convencional, ou de turbina reversível operando como turbina ou como bomba, é denominada altura de sucção estática ou submergência (BRANDÃO et al., 2021). Uma máquina de fluxo é considerada afogada (sucção negativa) quando está situada abaixo do nível da água do reservatório, enquanto é considerada não afogada (sucção positiva) quando está localizada acima dessa referência.

Segundo Porto (2006), a cavitação é um fenômeno de formação e colapso de bolhas de vapor que se formam quando um líquido em escoamento passa por uma região de pressão inferior à sua pressão de vapor naquela temperatura, e colapsam quando são deslocadas para uma região de alta pressão. Quando esse processo ocorre junto as partes internas de máquinas hidráulicas, como rotores e carcaças, gera um processo destrutivo de erosão do material, e nas instalações de recalque acarreta queda do rendimento e desgaste excessivo do rotor da bomba.

O *net positive suction head* disponível ($NPSH_d$) é a quantidade de energia disponível que o líquido possui, acima da sua pressão de vapor, na entrada da bomba que faz com que ele consiga alcançar as pás do rotor. O $NPSH_d$ é uma característica da instalação definida pela Equação 8,

na qual o sinal imediatamente antes da altura estática de sucção (Z) é negativo quando a bomba é não afogada, e positiva quando afogada.

$$NPSH_d = \frac{p_a - p_v}{\gamma} \pm Z - \Delta H_s \quad (8)$$

O *net positive suction head* requerido ($NPSH_r$) é uma característica da bomba fornecida pelo seu fabricante, e refere-se a energia requerida pelo líquido na entrada da bomba para poder ser recalado. Para evitar o fenômeno da cavitação ao se projetar um sistema elevatório, é necessário que o $NPSH_d$ seja maior do que o $NPSH_r$. Igualando-se os dois termos, obtém-se a expressão apresentada na Equação 9, que determina a altura máxima de sucção dada uma instalação, na qual o sinal positivo refere-se à uma bomba afogada. Para fins práticos, Porto (2006), recomenda existir uma folga entre $NPSH_d$ e o $NPSH_r$ de no mínimo 0,50 metro.

$$Z_{max} = \pm \left[NPSH_r - \frac{p_a - p_v}{\gamma} + \Delta H_s \right] \quad (9)$$

Onde: Z_{max} = altura de sucção máxima [m]; $NPSH_r$ = *net positive suction head* requerido [m]; p_a/γ = pressão atmosférica [m]; p_v/γ = pressão de vapor [m]; ΔH_s = perda de carga na sucção [m].

A pressão atmosférica é função da altitude (h) do local e pode ser estimada através da Equação 10, e a pressão de vapor da água é um valor tabelado, sendo igual a 0,24 metros para temperatura de 20°C, conforme indicado por Porto (2006).

$$\frac{p_a}{\gamma} = 13,6 \cdot \left[\frac{760 - 0,081 \cdot h}{1000} \right] \quad (10)$$

Para uma BFT, a altura máxima de sucção é determinada de acordo com a Equação 11, na qual o coeficiente de cavitação de Thoma para bombas centrífugas é considerado como da turbina Francis (Equação 12) conforme trabalho de Viana (1987). Para evitar os efeitos da cavitação, adota-se uma altura geométrica de sucção menor do que o valor calculado.

$$H_s = H_B - \sigma \cdot H = 10 - 0,00122 \cdot A - \sigma \cdot H_t \quad (11)$$

$$\sigma = 0,025 \cdot (1 + 10^{-4} \cdot n_{qA}^2) \quad (12)$$

Onde: H_S = altura geométrica de sucção [m]; H_B = altura referente a pressão barométrica ou atmosférica no nível de jusante [m]; A = altitude local no nível jusante [m]; σ = coeficiente de cavitação de Thoma [adimensional]; H_t = altura de queda líquida da BFT [m]; n_{qA} = rotação específica no sistema internacional [adimensional].

A Figura 15 apresenta o coeficiente de cavitação de Thoma conforme proposto por Chapallaz et al. (1992), o qual é considerado entre os coeficientes utilizados em bombas e turbinas.

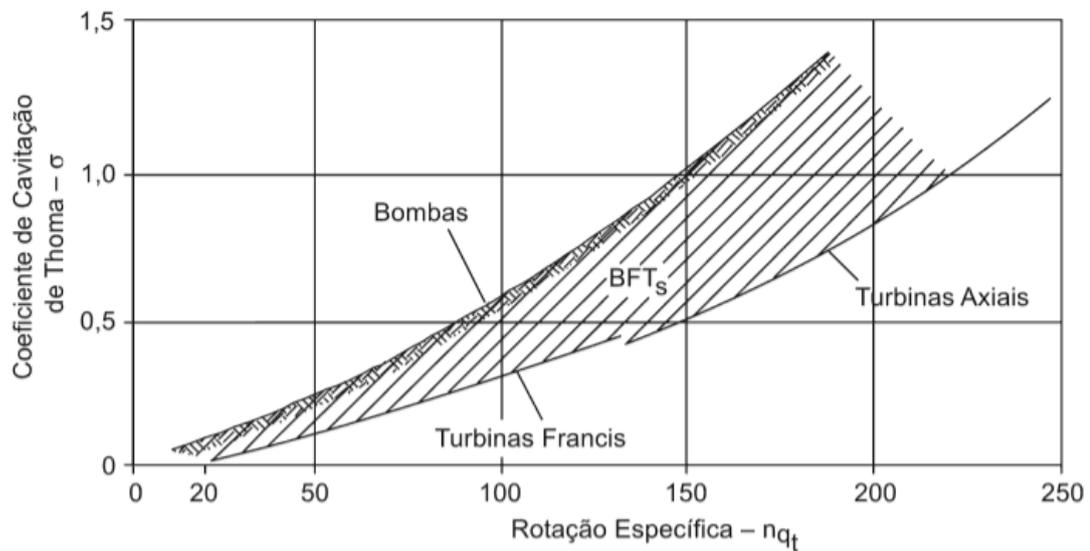


Figura 15 – Coeficiente de cavitação de turbinas, bombas e BFTs

Fonte: Chapallaz et al. (1992) apud Viana (2012)

3 Metodologia

O presente estudo configura-se como um estudo de caso, cuja abordagem metodológica está subdividida em três componentes principais: (i) Definição das premissas de projeto da UHR proposta; (ii) Análise técnica das alternativas para a configuração do grupo gerador (turbina convencional x BFT); (iii) Análise econômica comparativa entre as alternativas. As etapas mencionadas são apresentadas conforme o fluxograma na Figura 16.

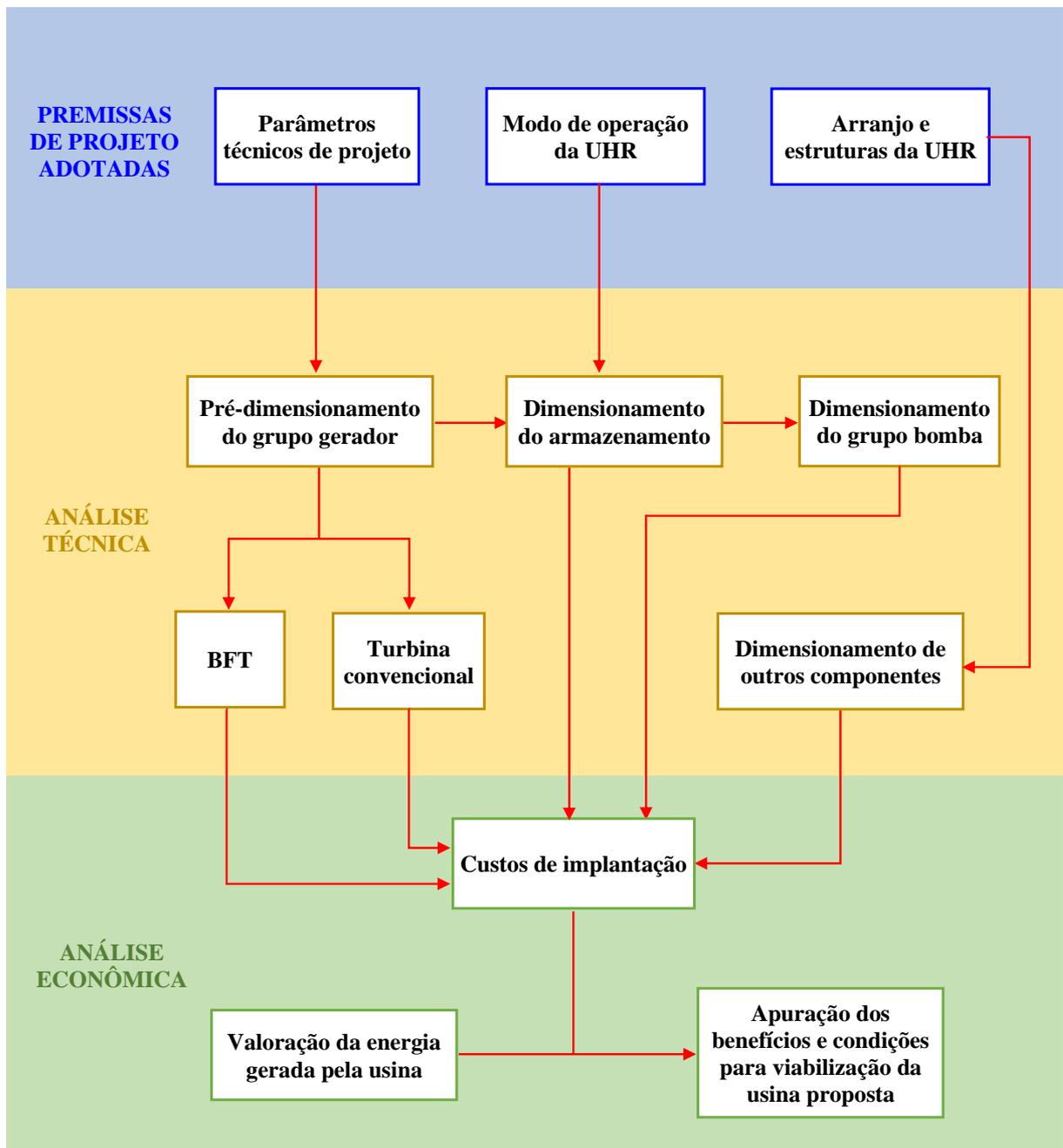


Figura 16 – Fluxograma da metodologia

Fonte: Elaborado pelo autor

3.1 Definição das premissas de projeto

Para implementar a sistematização delineada na Figura 16, é necessário estabelecer as condições iniciais do estudo, uma vez que o presente trabalho se fundamenta na concepção teórica de uma miniusina hidrelétrica reversível.

A caracterização de uma usina hidrelétrica está relacionada a parâmetros hidráulicos, mecânicos, elétricos, geológicos e ambientais que, além de serem interdependentes, estão associados às particularidades específicas do local de implantação. Esta seção apresenta a justificativa da escolha dos parâmetros técnicos de projeto e caracteriza o arranjo da usina.

3.1.1 Parâmetros técnicos de projeto

No projeto de usinas hidrelétricas convencionais, a altura de queda e a vazão de projeto são parâmetros anteriores à definição da potência instalada do projeto, pois estão vinculados ao potencial hidroenergético de uma determinada seção de um curso d'água.

Para usinas reversíveis, por outro lado, a vazão não é um parâmetro inicial, uma vez que a usina está associada a um tempo de descarga (o esvaziamento do reservatório), que, por sua vez, é função da potência de geração. Assim, a vazão de projeto é determinada com base no volume de armazenamento associado à demanda de potência de geração estipulada.

Para um mesmo potencial (desnível topográfico), é possível dimensionar inúmeras alternativas variando-se o armazenamento e o tempo de descarga. Portanto, a definição da potência instalada é um parâmetro de entrada do modelo, ao passo que a vazão turbinada é um parâmetro calculado a partir do volume útil do reservatório e do tempo de descarga adotado.

A definição dos parâmetros técnicos de uma usina reversível pode seguir dois caminhos, conforme exposto na sequência e resumido no Quadro 2.

- (a) Desnível topográfico pré-selecionado: O local de implantação é previamente escolhido, e a partir da queda do projeto define-se a potência de geração e o tempo de descarga desejados. Obtém-se, então, o volume do armazenamento e, por consequência, a vazão turbinada do projeto.
- (b) Parâmetros energéticos requeridos: Caso inicialmente não haja um local pré-selecionado e tenha-se a demanda energética requerida, dada pela potência de geração

e tempo de descarga, realiza-se uma prospecção em uma região para encontrar potenciais. Para cada ponto, realiza-se a mesma análise do caso (a). Esse cenário exige tempo significativo de análise e pode ser auxiliado por ferramentas computacionais iterativas.

Quadro 2 – Cenários de dimensionamento de uma usina hidrelétrica reversível

Cenário	Potencial escolhido?	Metodologia	Dados de entrada	Parâmetros calculados
(a)	Sim	Análise de alternativas para o mesmo local	Desnível topográfico existente Potência de geração Tempo de descarga	Armazenamento Vazão turbinada
(b)	Não	Prospecção de potenciais em uma região	Potência de geração Tempo de descarga	Armazenamento Vazão turbinada

Fonte: Elaborado pelo autor

O processo de prospecção compara todas as alternativas de todos os potenciais mapeados, visando determinar a configuração que apresente melhor viabilidade técnica e econômica em determinada região, levando em consideração as condições de contorno definidas (potência de geração e tempo de descarga).

A multiplicidade de alternativas de projeto pode ser ampliada pela variação do ciclo de operação da usina (aberto ou fechado). Para restringir a análise, a usina foi caracterizada como de ciclo semiaberto, associada a criação de um reservatório superior e a utilização de um reservatório inferior já existente, sem afetar seus demais usos prévios.

O foco da metodologia é a avaliação da utilização de uma BFT em uma usina reversível, portanto, não foram desenvolvidos estudos prospecção e análise de alternativas. Os dados de entrada do modelo são a potência de geração, a altura de queda e o tempo de descarga.

No presente estudo, a potência de geração de 200 kW foi escolhida para evitar a necessidade de estruturas de armazenamento e adução de grandes dimensões. A aplicação de BFT configura-se como uma solução simples e de baixo custo em centrais hidrelétricas para a faixa de potência de 5 a 1.000 kW (BARBARELLI et al., 2017a).

O desnível topográfico entre os reservatórios foi estabelecido em 150 metros, uma vez que essa diferença de cotas é comum nas proximidades de grandes reservatórios existentes no território

brasileiro. Além disso, o valor da queda selecionada foi fundamentado no comprimento do sistema de adução. Quanto maior a queda, maior será a extensão do conduto forçado, cuja inclinação foi fixada em 45° para simplificar a complexidade das obras civis. Isso resulta em uma relação L:H próxima de 1,4, considerada adequada.

O conduto forçado foi dimensionado para a operação de geração, considerando uma perda hidráulica de 3,0%, conforme preconizado pela Eletrobrás (2000). Na operação de bombeamento, utiliza-se o mesmo circuito hidráulico de adução, cujas características técnicas são sobredimensionadas em relação ao necessário para a vazão bombeada. Desse modo, a perda hidráulica no bombeamento foi adotada como 0,5%.

O tempo de descarga foi definido em 6 horas, conforme o modo de operação que será apresentado no item 3.1.2. Os demais parâmetros adotados estão relacionados aos rendimentos e perdas de carga típicas de instalações hidromecânicas de bombeamento e de geração. Por conseguinte, as premissas técnicas da usina reversível analisada estão indicadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Premissas técnicas adotadas no dimensionamento da UHR

Parâmetro	Valor
Potência de geração (kW)	200 ^(a)
Desnível topográfico (m)	150 ^(a)
Perdas hidráulicas na geração	3,0% ^(b)
Perdas hidráulicas no bombeamento	0,5% ^(a)
Rendimento da turbina hidráulica	90,0% ^(c)
Rendimento do gerador elétrico	95,0% ^(c)
Rendimento da bomba como bomba	80,0% ^(c)
Rendimento da bomba como turbina	80,0% ^(c)
Rendimento do motor elétrico	95,0% ^(c)
Tempo de descarga (h)	6 ^(a)
Tempo de recarga (h)	15 ^(a)
Inclinação do sistema de adução	45° ^(b)

Notas:

(a) Valores arbitrados pelo autor;

(b) Conforme preconizado por Eletrobrás (2000);

(c) Valores iniciais arbitrados pelo autor antes de serem validados pelos modelos comerciais posteriormente escolhidos.

3.1.2 Modo de operação da UHR

O período do dia caracterizado pelo maior consumo de energia elétrica é comumente denominado horário de ponta, que em virtude da maior demanda, submete os consumidores de energia atendidos em alta tensão à diferenciação tarifária horo-sazonal no horário de ponta e fora ponta. Conforme exposto pela EPE (2015), é comum que consumidores do grupo A4 utilizem geradores a diesel para evitar o consumo de energia elétrica pelo sistema da distribuidora de energia.

Neste contexto, uma solução de armazenamento pode ser analisada tanto como empreendimento de geração para arbitrar a venda de energia quando houver diferença tarifária significativa, quanto como alternativa para deslocar o consumo da ponta para fora da ponta.

Na simulação do presente estudo o horário de ponta foi considerado ocorrendo em todos os dias úteis do ano, ou seja, não é aplicável aos fins de semana e feriados nacionais, pois nestes casos, a totalidade do dia é considerada como período fora de ponta. Neste contexto, foi adotado como padrão um ano composto por 250 dias úteis.

No contexto do consumo de energia elétrica das unidades consumidoras de baixa tensão (grupo B) conforme disposto pela ANEEL (2022) existem dois tipos básicos de tarifação: a tarifa Convencional Monômnia, que está associada à uma única tarifa de consumo de energia independentemente do horário de utilização ao longo do dia, e a tarifa Horária Branca que determina uma tarifa diferenciada aplicada ao consumo de energia elétrica conforme horário ao longo do dia e dia de consumo, caracterizado por postos tarifários denominados ponta, intermediário e fora ponta. O tipo de estrutura tarifária e os horários de consumo são definidos por cada distribuidora de energia, sendo o horário de ponta (P) composto por 3 horas consecutivas diárias, o horário intermediário (I) o período de 1 a 1h30 consecutivas imediatamente antes e após o horário de ponta, e as demais horas consecutivas ao longo do dia denominadas fora ponta (FP).

Para efeitos de simulação do ciclo de operação e da valoração da energia elétrica gerada pela UHR em estudo, foram definidos três períodos ao longo do dia. Esses períodos, denominados postos tarifários para fins do presente estudo, seguem a estrutura horo-sazonal definida na Figura 17.

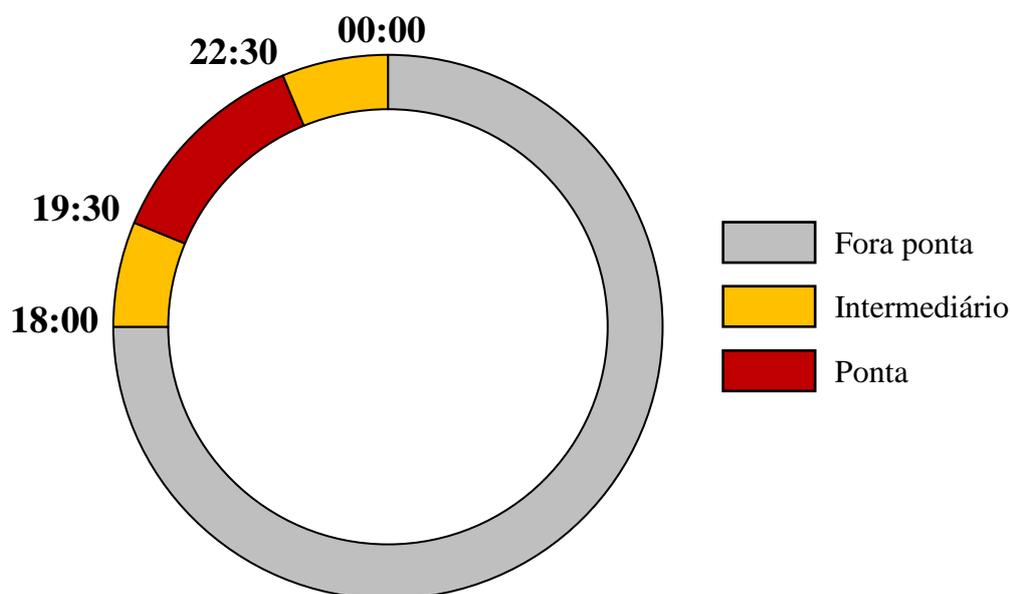


Figura 17 – Postos tarifários

Fonte: Elaborado pelo autor

A UHR proposta tem o foco na geração de energia durante o horário de maior demanda na rede elétrica, quando a tarifa é mais elevada. Por outro lado, durante o período em que a tarifa é menor, a UHR atua como uma carga no sistema ao consumir energia elétrica da rede para o enchimento do reservatório superior.

Portanto, o modo de operação é intradiário e ocorre apenas em dias úteis, conforme apresentado na Figura 18. A operação de geração de energia ocorre durante seis horas, associada ao esvaziamento do reservatório superior, enquanto a operação de bombeamento se estende por quinze horas para o enchimento do reservatório superior. Adicionalmente, foi definido um período denominado *standby*, composto por três horas, durante o qual a UHR está prevista para permanecer fora de operação para fins de testes, manutenções programadas ou resolução de eventuais contingências operacionais.

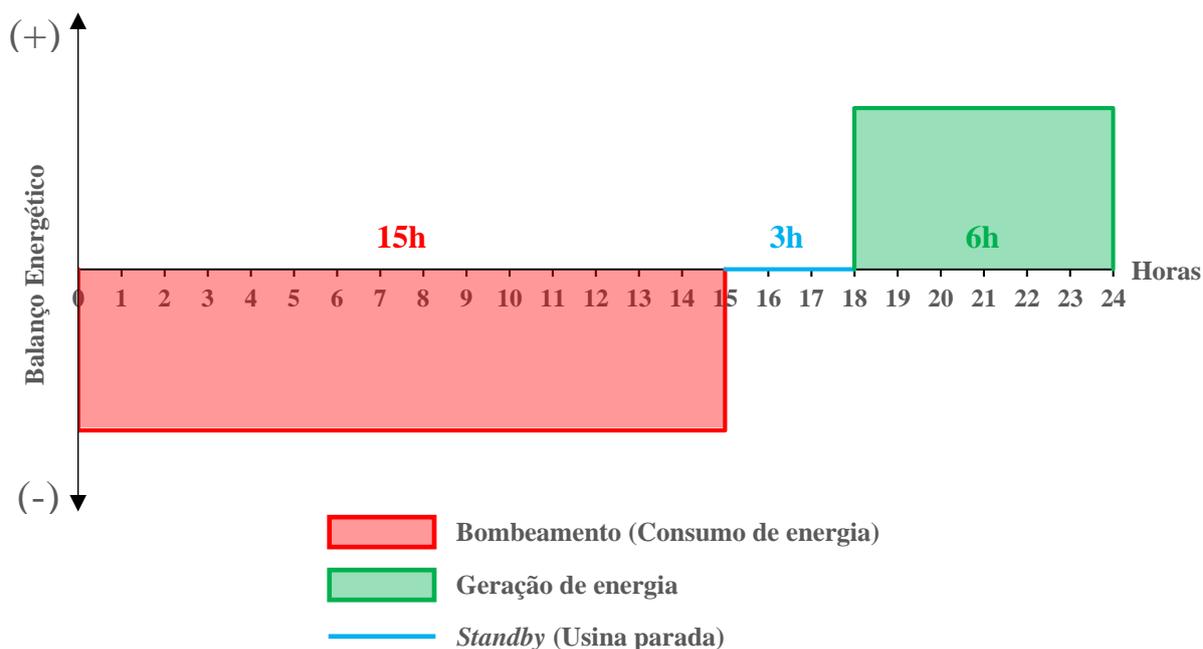


Figura 18 – Ciclo intradiário de operação da usina reversível

Fonte: Elaborado pelo autor

3.1.3 Arranjo e estruturas da UHR

O arranjo típico que caracteriza uma usina hidrelétrica como do tipo reversível é a existência de ao menos dois reservatórios, um superior e um inferior. A UHR foi proposta como de ciclo semiaberto, onde o reservatório inferior foi considerado como previamente existente e de volume suficiente para que a UHR não impacte os demais usos que nele possam existir. Esse volume é constante para garantir os níveis mínimos de submersão da operação de bombeamento.

Para o reservatório superior, foi considerado um arranjo tipo ninho de peru, escavado em solo e revestido para garantir sua estanqueidade. Como o presente estudo tem natureza teórica, não foi definida uma localização específica para o mesmo, o requisito é que o reservatório superior seja localizado no topo de um desnível topográfico natural, próximo ao reservatório inferior existente. Considerou-se que não há afluência natural significativa no reservatório superior que contribua para seu enchimento, assim todo o seu volume necessariamente advém da operação de bombeamento.

Pela premissa de a UHR se localizar nas proximidades de um reservatório existente, assumiu-se que uma parte significativa dos acessos já exista, sendo necessária apenas a construção dos acessos internos interligando o reservatório superior à casa de força. Para a linha de transmissão foi considerada uma distância de 1,0 km e tensão nominal de 13,8 kV, possibilitando que a usina forneça serviços elétricos à rede local. Quanto à subestação, foi adotado um esquema elétrico simples, composto por um transformador de 300 kVA e auxiliares.

No que se refere ao sistema de adução, os altos custos de implantação de túneis inviabilizam esse tipo de aplicação em obras de porte mini. Portanto, para conectar os reservatórios, foi adotado um único conduto forçado em aço, assentado em talude de 45° de inclinação e apoiado em berços de concreto.

O arranjo típico para a casa de força de usinas reversíveis de altas quedas é subterrâneo, de modo a garantir a submersão da operação no modo bomba, todavia essa configuração está associada à grandes volumes de escavação que inviabilizariam a aplicação em obras de mini porte. Portanto, a casa de força foi definida como abrigada na superfície, e a altura geométrica de sucção dimensionada para que não ocorra cavitação.

Na casa de força, estão posicionados dois conjuntos eletromecânicos paralelos e independentes, configurando um arranjo quaternário. O grupo motobomba é composto por uma bomba centrífuga e um motor elétrico, ambos operando de modo convencional. Para o grupo gerador, foram definidas duas configurações: (i) uma turbina hidráulica convencional acoplada a um gerador elétrico convencional; e (ii) uma bomba funcionando em reverso (BFT) acoplada a um motor elétrico operando como gerador.

Os demais equipamentos eletromecânicos considerados incluem dispositivos de controle e automação para possibilitar a operação remota da usina, além de tubos e válvulas que permitem manobras para a alternância na operação dos dois conjuntos.

O Quadro 3 apresenta as principais estruturas e componentes da usina reversível proposta e a Figura 19 ilustra o arranjo esquemático da UHR.

Quadro 3 – Caracterização do arranjo e principais estruturas da usina reversível proposta

Categoria	Componente	Caracterização
Estruturas	Reservatório inferior	Existente
	Reservatório superior	Escavado e impermeabilizado do tipo ninho de peru. Construído no topo de uma montanha nas imediações do reservatório inferior
	Outras obras	Construção de estradas para acesso interno. Linha de transmissão curta para atendimento à rede elétrica local
Sistema de adução	Conduto forçado	Conduto forçado em aço com inclinação de 45°
Eletromecânico	Grupo motobomba	Uma bomba convencional (BFB) e um motor elétrico convencional
	Grupo gerador	Foram analisadas duas configurações: (i) uma turbina hidráulica convencional acoplada a um gerador elétrico convencional; (ii) uma bomba funcionando em reverso (BFT) acoplada a um motor elétrico funcionando como gerador
	Outros Equipamentos	Equipamentos de controle e automação. Sistema de válvulas para manobras de alternância entre os dois modos de operação
	Casa de força	Em superfície e abrigada

Fonte: Elaborado pelo autor

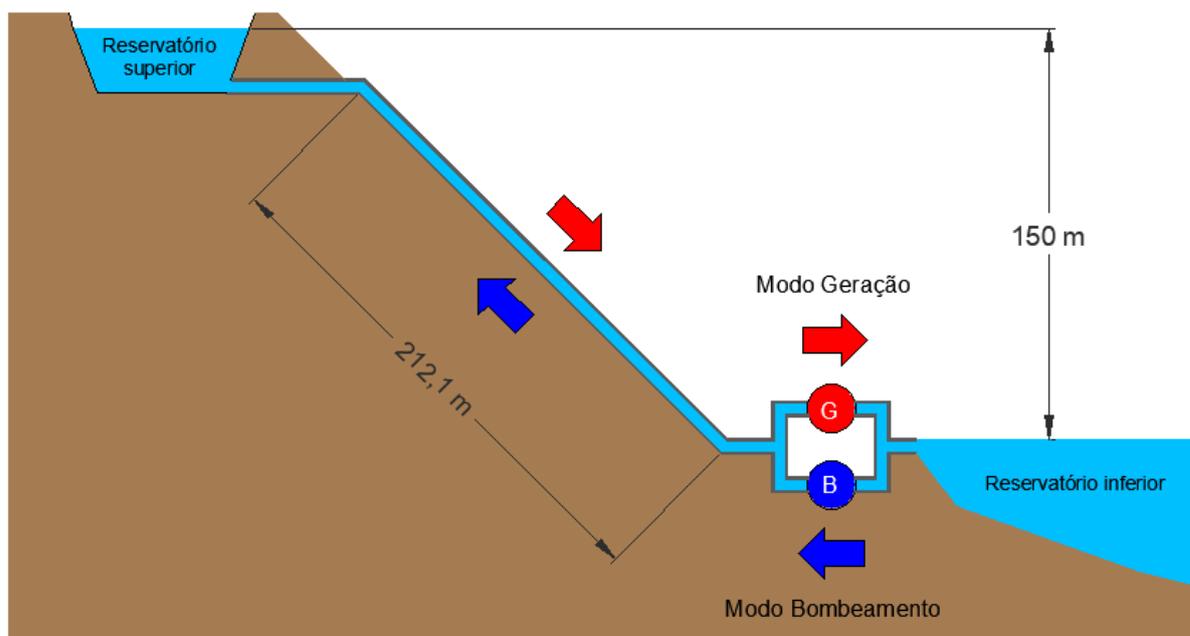


Figura 19 – Arranjo esquemático da UHR proposta

Fonte: Elaborado pelo autor

3.2 Análise da viabilidade técnica

A viabilidade técnica das duas alternativas de composição do grupo gerador, turbina hidráulica convencional e BFT, foi avaliada pela disponibilidade de máquinas hidráulicas e elétricas no mercado nacional que atendem aos requisitos da instalação em estudo, além da adequação das condições de operação aos limites especificados pelos fabricantes.

Após a definição do arranjo do aproveitamento e dos parâmetros técnicos iniciais, procedeu-se à etapa de dimensionamento dos equipamentos eletromecânicos e do armazenamento conforme sistematização apresentada na Figura 20.

3.2.1 Pré-dimensionamento do grupo gerador

A altura de queda líquida é função da altura de queda bruta descontada as perdas de cargas no circuito hidráulico de geração, conforme indicado pela Equação 13. A perda de carga foi considerada como um percentual da queda bruta, conforme indicado na Tabela 1.

$$H_{liq} = H_b - h_{pt} \quad (13)$$

Onde: H_{liq} = altura de queda líquida [m]; H_b = altura de queda bruta [m]; h_{pt} = perda de carga no sistema de geração [m].

A vazão de operação no modo turbina foi definida a partir da Equação 17, derivada da formulação da potência elétrica do gerador (Equação 16).

$$P_{hidráulica T} = \rho \cdot g \cdot H_{liq} \cdot Q_T \cdot 10^{-3} \quad (14)$$

$$P_{eixo T} = \rho \cdot g \cdot H_{liq} \cdot Q_T \cdot \eta_t \cdot 10^{-3} \quad (15)$$

$$P_{elétrica G} = \rho \cdot g \cdot H_{liq} \cdot Q_T \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot 10^{-3} \quad (16)$$

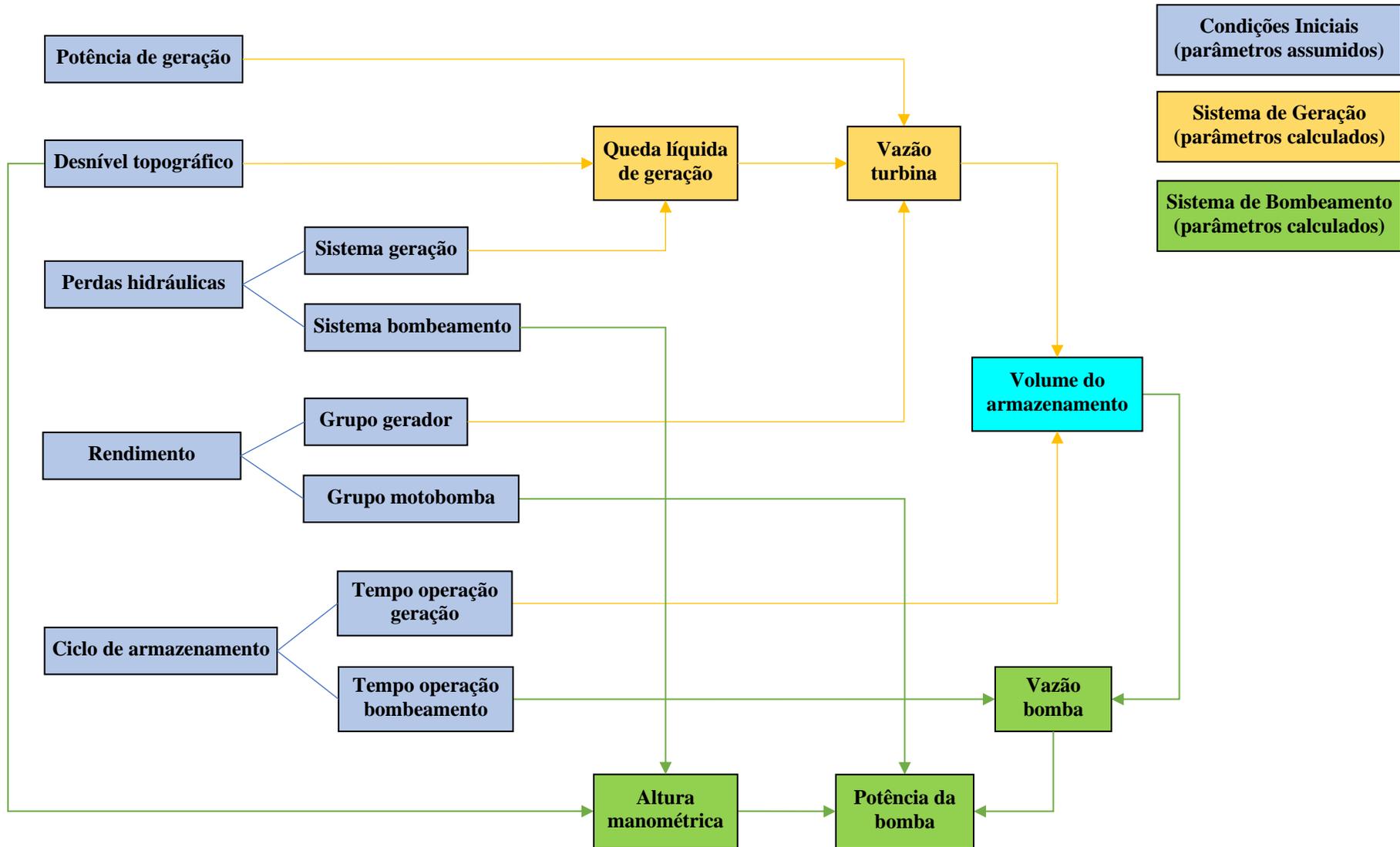


Figura 20 – Fluxograma das etapas de dimensionamento dos conjuntos turbina-gerador e motobomba

Fonte: Elaborado pelo autor

$$Q_T = \frac{P_{elétrica G}}{\rho \cdot g \cdot H_{liq} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot 10^{-3}} \quad (17)$$

Onde: $P_{hidráulica T}$ = potência hidráulica da turbina [kW]; $P_{eixo T}$ = potência de eixo da turbina [kW]; $P_{elétrica G}$ = potência elétrica ativa nos bornes do gerador elétrico [kW]; Q_T = vazão turbinada [m³/s]; H_{liq} = altura de queda líquida [m]; ρ = massa específica da água [1000 kg/m³]; g = aceleração da gravidade [9,81 m/s²]; η_t = rendimento da turbina hidráulica [%]; η_g = rendimento do gerador elétrico [%].

3.2.2 Dimensionamento do armazenamento

O armazenamento (volume hídrico útil do reservatório superior) da usina reversível foi definido a partir da vazão turbinada e da duração da operação de geração (tempo de descarga). As perdas por infiltração e evaporação foram consideradas nulas.

$$\text{Armazenamento} = \text{Vazão turbinada} \times \text{Tempo de descarga} \quad (18)$$

A armazenagem também pode ser expresso em termos de energia dada as características do conjunto gerador.

$$\text{Energia} = \text{Potência} \times \text{Tempo de descarga} \quad (19)$$

Onde: Armazenamento = volume do armazenamento hídrico [m³]; Vazão turbinada [m³/s]; Tempo de descarga = duração da operação no modo turbina [h]; Energia = volume do armazenamento energético [kWh]; Potência = potência elétrica ativa [kW].

3.2.3 Dimensionamento do grupo operando como bomba

A vazão de operação no modo bomba foi obtida pela divisão do volume do armazenamento pela duração da operação de bombeamento (tempo de recarga).

$$Q_B = \frac{V_{RS}}{t_B} \quad (20)$$

Onde: Q_B = vazão da bomba operando como bomba [m^3/s]; V_{RS} = volume máximo armazenado no reservatório superior [m^3]; t_B = duração da operação de bombeamento (tempo recarga) [h].

Em virtude do fato do desnível topográfico entre os reservatórios ser o mesmo tanto para o modo de geração, como para o modo bomba, a altura manométrica do conjunto motobomba também pode ser obtida em função da altura estática de elevação descontada as perdas de cargas no circuito hidráulico de bombeamento, conforme indicado pela Equação 21. A perda de carga foi considerada como um percentual da queda bruta, conforme indicado na Tabela 1.

$$H_{man} = H_r + h_{pb} \quad (21)$$

Onde: H_{man} = altura manométrica de elevação [m]; H_r = altura estática de elevação [m]; h_{pt} = perda de carga no sistema de bombeamento [m].

A potência hidráulica útil fornecida pela bomba, a potência de eixo absorvida pela bomba e a potência elétrica ativa do motor elétrico foram definidas pelas da Equações 22, 23 e 24, respectivamente. Como os valores obtidos para a altura manométrica e vazão bombeada procurou-se nos catálogos de fabricantes um modelo de bomba com rendimento aceitável.

$$P_{hidráulica\ BFB} [kW] = \rho \cdot g \cdot H_{man} \cdot Q_t \cdot 10^{-3} \quad (22)$$

$$P_{eixo\ BFB} [kW] = \frac{P_{hidráulica\ BFB}}{\eta_b} \quad (23)$$

$$P_{elétrica\ M} [kW] = \frac{P_{eixo\ BFB}}{\eta_m} \quad (24)$$

Onde: $P_{hidráulica\ BFB}$ = potência hidráulica da bomba [kW]; $P_{eixo\ BFB}$ = potência de eixo absorvida pela bomba [kW]; $P_{elétrica}$ = potência elétrica ativa nos bornes do motor elétrico [kW]; Q_t = vazão bombeada [m^3/s]; ρ = massa específica da água [$1000\ \text{kg}/\text{m}^3$]; g = aceleração da gravidade [$9,81\ \text{m}/\text{s}^2$]; η_t = rendimento da bomba hidráulica [%]; η_m = rendimento do motor elétrico [%].

3.2.4 Dimensionamento do grupo operando com turbina convencional

Conforme exposto anteriormente, o custo percentual do grupo gerador em centrais hidrelétricas de pequeno porte é mais representativo do que no caso de usinas de médio e grande porte. Foram selecionadas duas alternativas para a composição do grupo gerador, a fim de avaliar a viabilidade técnica e econômica em empreendimentos de pequeno porte: um conjunto gerador convencional e um conjunto não convencional composto por um conjunto motobomba funcionando em reverso.

A seleção preliminar do tipo de turbina hidráulica é determinada pela combinação dos parâmetros de altura de queda líquida e vazão de projeto da turbina. É comum consultar diagramas do campo de aplicação de cada tipo de turbina hidráulica, como o proposto por IDAE (2006), apresentado na Figura 21.

A pré-seleção indicou que os tipos Pelton e Turgo são adequados para a faixa de potência de 200 kW, de acordo com as características da instalação em estudo, ao passo que a escolha final foi realizada após consultas a fabricantes especializados.

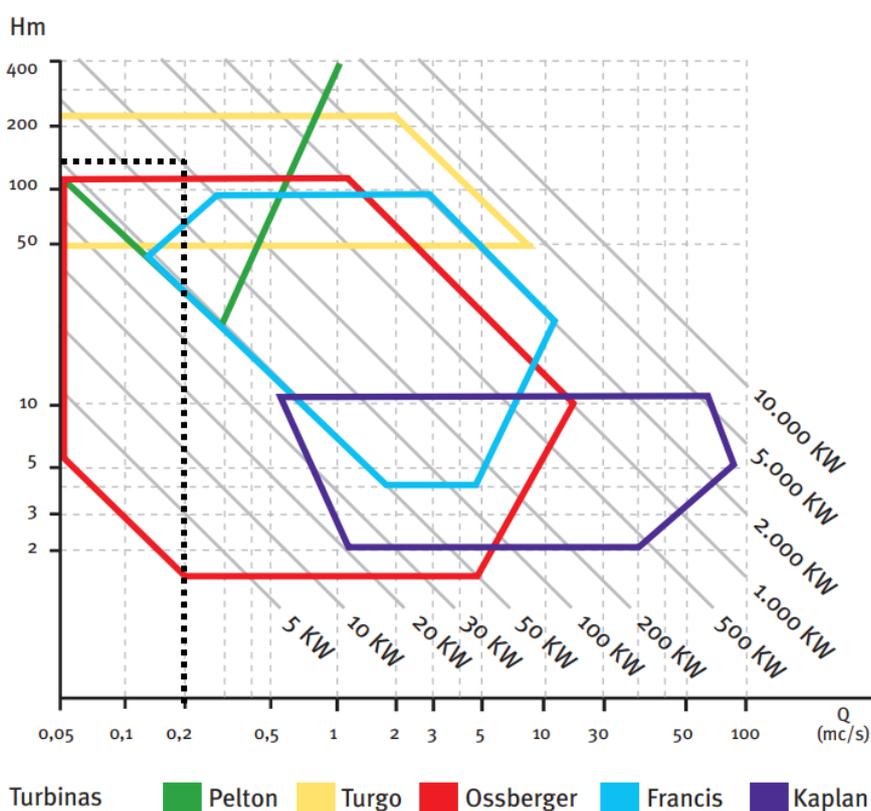


Figura 21 – Gráfico de pré-seleção de turbinas hidráulicas a partir dos parâmetros da instalação

Fonte: IDAE, 2006

3.2.5 Dimensionamento do grupo operando com BFT

A pré-seleção do tipo de bomba e da potência hidráulica da BFT, de acordo com a vazão e altura da instalação, foi obtida através da Figura 22, proposta por Chapallaz et al. (1992). Verificou-se que os parâmetros de projeto estão no limite da aplicação de bombas radiais de único estágio. Assim, optou-se por analisar bombas radiais tanto de um quanto de dois estágios.

Para determinar os parâmetros da bomba hidráulica a ser escolhida para operar como turbina hidráulica, foram aplicadas as duas metodologias apresentadas na seção 2.3 da revisão bibliográfica. As etapas dessas metodologias estão indicadas nos fluxogramas da Figura 23 (Método de Viana) e Figura 24 (Método de Chapallaz). A seleção do modelo final foi feita após a comparação dos resultados obtidos por ambas as metodologias, aplicadas aos modelos de bombas hidráulicas disponíveis no mercado nacional.

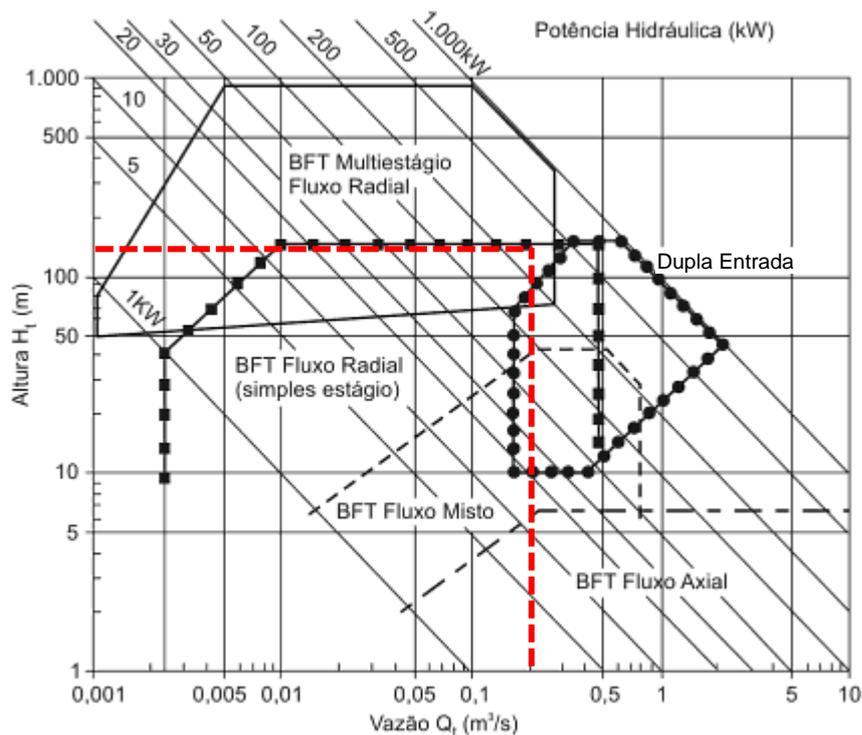


Figura 22 – Gráfico de pré-seleção da BFT do método de Chapallaz a partir dos parâmetros da instalação

Fonte: Chapallaz et al. (1992) apud Viana (2012)

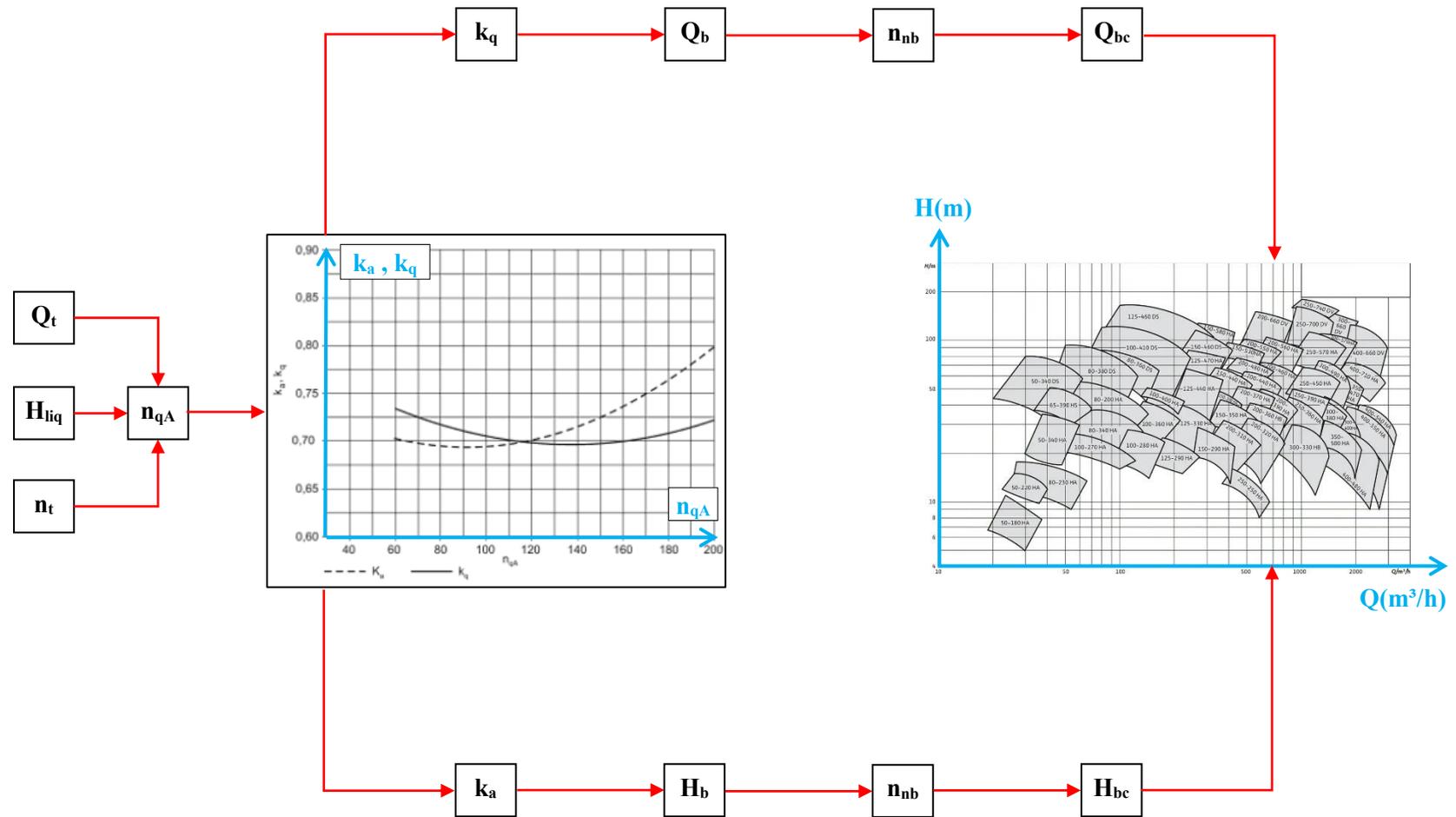


Figura 23 – Fluxograma do método de Viana para seleção de BFT

Fonte: Adaptado de Viana (2012); Barbarelli et al. (2017b)

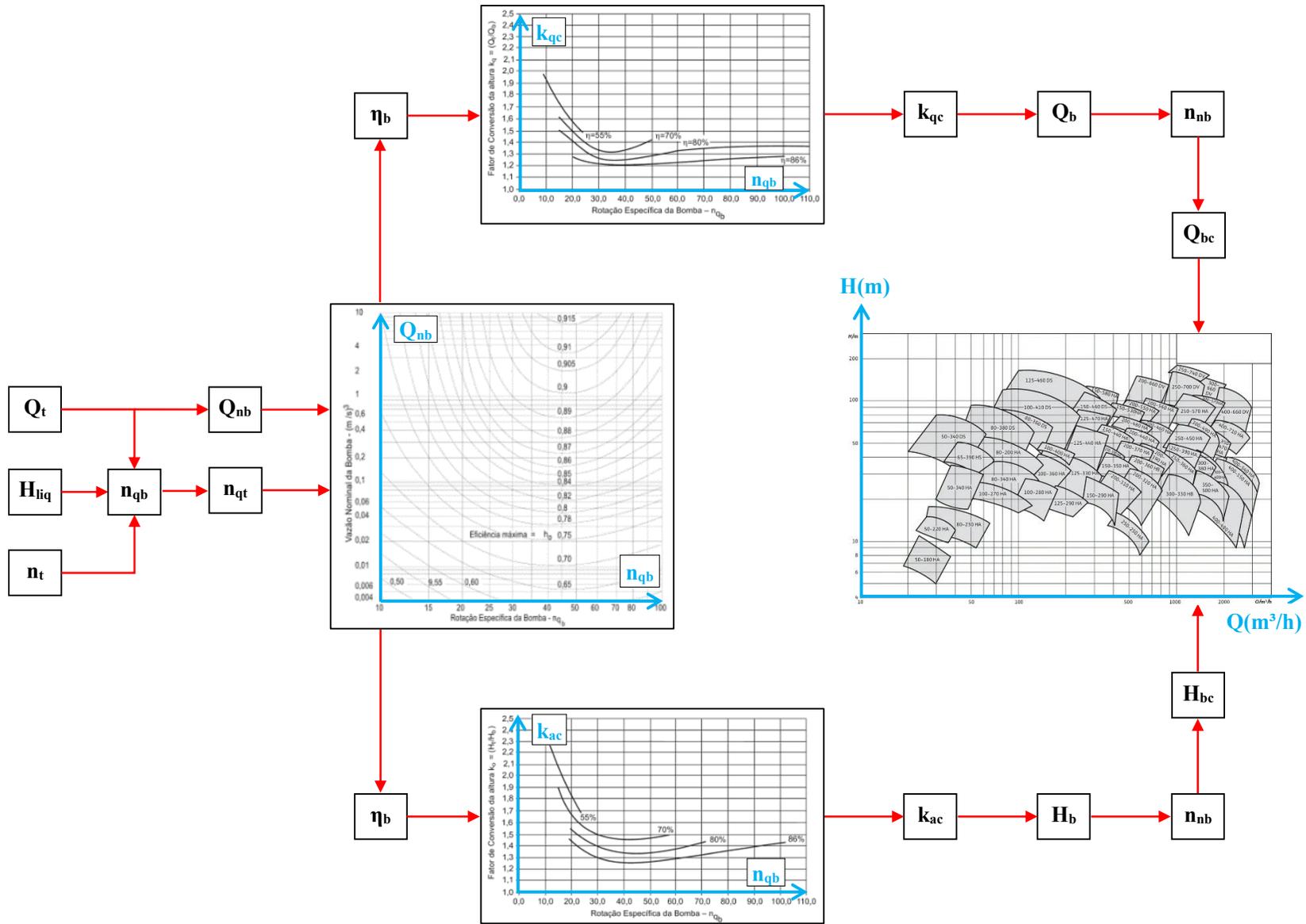


Figura 24 – Fluxograma do método de Chapallaz para seleção de BFT

Fonte: Adaptado de Viana (2012); Barbarelli et al. (2017b)

3.2.6 Dimensionamento de outros componentes da UHR

Além de avaliar a viabilidade técnica das alternativas de grupo gerador, o presente trabalho também tem como objetivo desenvolver uma análise econômica da UHR em cada configuração. Dessa forma, para conduzir o estudo de caso proposto, torna-se necessário dimensionar outros componentes da usina que impactam significativamente o custo de implantação do projeto. Nesse contexto, realizou-se um dimensionamento simplificado do reservatório superior e do conduto forçado para embasar as estimativas de custos com maior precisão.

O reservatório foi definido como do tipo ninho de peru e escavado em solo, cujo volume foi calculado através da Equação 18. Além do volume hídrico útil necessário para operação da UHR, também foi considerado um volume morto adicional de 15%.

Foi definida uma profundidade de 2 metros, visando a não dificultar eventuais manutenções e limpeza, mas também não sendo tão rasa a ponto de criar uma área superficial muito grande que acarrete perdas por evaporação e aumente os custos de revestimento. Adicionalmente, foi considerada uma borda livre de 0,50 metro.

O reservatório foi considerado impermeabilizado, portanto, as perdas por infiltração foram consideradas nulas. As perdas por evaporação também foram desconsideradas devido à pequena área do reservatório e à constante recarga do reservatório superior durante o ciclo diário de bombeamento. Isso implica que o volume útil de armazenamento permaneça constante.

O reservatório foi dimensionado para poder alcançar sua cota de fundo, pois na entrada da tomada d'água prevê-se um rebaixamento em rampa do fundo para garantir as condições mínimas de submergência na entrada do conduto forçado.

A geometria do reservatório foi definida como um tronco de pirâmide invertido com inclinação dos taludes de 1:2, cujo volume total foi calculado pela Equação 25. A partir do volume total requerido e da profundidade, foram obtidas as larguras da seção superficial e de fundo.

$$V = \frac{h_r}{3} \cdot \left[(L_S^2 + L_F^2) + \left(\sqrt{(L_S^2 \cdot L_F^2)} \right) \right] \quad (25)$$

Onde: h_r = profundidade do reservatório [m]; L_s = largura superficial do reservatório [m]; L_f = largura de fundo do reservatório [m].

Ressalta-se que, de acordo com o arranjo proposto, não foi prevista barragem e vertedouro, componentes que comumente configuram-se como significativos nos custos de implantação de uma hidrelétrica. Em aplicações reais, é necessário verificar a necessidade de tais estruturas por meio de uma análise das condições de chuva e escoamento do local de implantação. A recarga do reservatório superior por afluência natural é benéfica do ponto de vista da redução dos custos de bombeamento, mas, por simplificação, não foi considerada na presente análise.

O comprimento do conduto forçado foi determinado com base nas premissas de projeto apresentadas na Tabela 1, na qual está indicada que a inclinação do sistema adutor é de 45°. Assim, o comprimento do conduto é obtido a partir do valor da queda bruta total.

O custo do conduto forçado varia de acordo com sua extensão, diâmetro e espessura da chapa. Para obtenção da melhor relação custo-benefício, foi utilizado o conceito de diâmetro econômico indicado pela Equação 26, conforme preconizado pela Eletrobrás (2000). Foi considerado o maior valor entre as vazões de turbinamento e bombeamento para o cálculo do diâmetro, visto que o mesmo conduto é utilizado para ambos os modos de operação. A espessura da parede do conduto foi estimada com base na Equação 27.

$$D_e = 123,7 \cdot \sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_t}} \quad (26)$$

Onde: D_e = diâmetro econômico [cm]; Q = vazão de projeto [m^3/s]; H_t = carga hidráulica total sobre o conduto [m].

$$e = \frac{P_i \cdot D}{2 \cdot \sigma_f \cdot k_f} \quad (27)$$

Onde: e = espessura da parede [mm]; P_i = pressão hidrostática máxima interna [kgf/cm^2]; D = diâmetro interno [mm]; σ_f = tensão admissível de resistência à tração do material [$1.100 kgf/cm^2$]; k_f = eficiência das soldas [0,9].

A partir dos dados calculados de comprimento, diâmetro e espessura da chapa foi considerado um custo por metro linear de conduto forçado, contemplando custos de fabricação e montagem. As estimativas de custos de implantação serão detalhadas na seção 4.1.10.

3.3 Análise da viabilidade econômica

A avaliação econômica de um empreendimento tem por objetivo quantificar comparativamente os custos e benefícios associados à implantação de tal projeto.

Para a composição do custo de implantação da UHR, foram elencados os custos de construção e montagem das principais estruturas (reservatório, conduto forçado, casa de força, acessos, linha de transmissão), custos relacionados ao projeto de engenharia e licenciamento ambiental, e custos de aquisição de equipamentos eletromecânicos (conjunto gerador, conjunto motobomba e equipamentos auxiliares).

Embora não seja escopo do presente estudo dimensionar todas as estruturas da UHR proposta, entende-se que é necessária a estimativa preliminar de seus principais componentes devido à sensibilidade do custo de infraestrutura em obras de pequeno porte.

Altos custos de infraestrutura podem resultar na inviabilidade econômica da central hidrelétrica, uma vez que, para o presente caso, não se aplica o princípio da economia de escala comum em grandes usinas hidrelétricas. Nos casos de pequenas usinas, os custos de infraestrutura não são compensados por uma maior quantidade de energia gerada, o que resulta em um maior custo por energia gerada (R\$/kWh).

Devido ao pequeno porte da obra associada à UHR em estudo, não foram encontradas referências de custos de implantação na bibliografia consultada. Por esse motivo, os custos unitários foram obtidos por meio de consulta a empresas especializadas no desenvolvimento de projetos e execução de obras de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), bem como a fornecedores de equipamentos eletromecânicos.

Uma vez que o balanço energético de uma usina reversível é negativo, ou seja, a energia gerada é menor do que a energia necessária para o enchimento do reservatório, os benefícios esperados

ao longo da operação da UHR serão quantificados por meio da arbitragem de energia. Portanto, as tarifas (R\$/kWh) de geração e consumo serão comparadas em termos relativos, dado que não existe um modelo de mercado que valorize os serviços prestados por uma usina reversível.

Assim, na análise econômica, estudou-se a relação tarifária entre geração e consumo para determinar a tarifa de geração necessária para tornar o empreendimento viável economicamente. Para isso, foram utilizadas as seguintes métricas: tempo de recuperação do investimento (*payback*), valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), taxa mínima de atratividade (TMA), custo por capacidade instalada (\$/kWh) e custo nivelado de armazenamento de energia, ou *levelized cost of storage* (LCOS).

3.3.1 Tempo de Recuperação do Investimento (*payback*)

O tempo de recuperação do investimento simples (ou *payback* simples) de um projeto é o período necessário para que os fluxos de caixa acumulados recuperem o valor do investimento inicial (BREALEY, 2013). A Equação 28 apresenta o cálculo do *payback*.

$$Payback = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{Fluxo de caixa anual}} \quad (28)$$

O tempo de recuperação do investimento descontado é determinado de modo semelhante, com a diferença de que considera uma taxa de desconto nos cálculos dos fluxos de caixa futuros para trazê-los a valores presentes.

Conforme o critério de decisão do *payback*, se o período de recuperação for menor do que o limite especificado, o projeto é atrativo; caso contrário, é rejeitado.

3.3.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é determinado pelo valor presente dos fluxos de caixa subtraído do investimento inicial (GITMAN e ZUTTER, 2015). A Equação 29 apresenta o cálculo do VPL.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I \quad (29)$$

Onde: FC = fluxo de caixa no período t; r = taxa de desconto; t = período de tempo; n = número de períodos; I = investimento inicial.

Conforme o critério de decisão do VPL, se o VPL for positivo, o projeto é atrativo; se for negativo, é rejeitado; e se for igual a zero, indica que os benefícios líquidos do projeto apenas igualam seus custos.

3.3.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que torna o VPL de um investimento igual a zero (GITMAN e ZUTTER, 2015). A TIR é o valor de “r” na Equação 29 que faz com que o VPL seja igual a R\$ 0 e pode ser reescrita na forma da Equação 30.

$$0 = VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (30)$$

Onde: VPL = Valor Presente Líquido; FC = Fluxo de Caixa; t = período de tempo; TIR = Taxa Interna de Retorno.

Conforme o critério de decisão da TIR, se a taxa interna de retorno for maior do que a taxa de custo de capital, o projeto é considerado atrativo; caso contrário, é rejeitado.

3.3.4 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é o custo de oportunidade do capital, ou seja, representa o retorno mínimo que o investidor espera para justificar o risco associado ao investimento (BREALEY, 2013).

Conforme o critério de decisão da TMA, se o investimento gera uma taxa de retorno maior do que o seu custo de capital (TMA), o projeto é considerado atrativo; caso contrário, é rejeitado.

3.3.5 Custo por capacidade instalada (\$/kWh)

O custo por capacidade instalada é um indicador comumente utilizado para caracterizar empreendimentos de geração de energia em termos de custo unitário de potência. Essa métrica é definida pela relação entre o custo de implantação da usina e sua capacidade instalada.

$$$/kW = \frac{\text{Custo de implantação}}{\text{Capacidade instalada}} \quad (31)$$

A Equação 31 pode ser reescrita em termos de armazenamento ao adicionar o tempo de descarga ao denominador, conforme apresentado pela Equação 32. Em sistemas de armazenamento, é comum expressar o custo por capacidade instalada em termos de \$/kWh. A métrica em questão é útil para comparar tecnologias de armazenamento concorrentes quando aplicadas à mesma faixa de potência e tempo de descarga. No entanto, esse indicador também considera apenas os custos de implantação. Para mensurar o custo da energia armazenada, é necessário considerar os custos operacionais e o desempenho da usina, cuja métrica será apresentada no próximo item.

$$$/kWh = \frac{\text{Custo de implantação}}{\text{Capacidade instalada} \times \text{tempo de descarga}} \quad (32)$$

3.3.6 Custo Nivelado de Armazenamento de Energia (LCOS)

O mercado de armazenamento de energia abrange uma ampla gama de tecnologias, cada uma com suas próprias características operacionais, escala de projeto, estrutura de custos, e prazos de desenvolvimento distintos. Neste contexto, o LCOS é uma métrica que possibilita uma comparação significativa da viabilidade de diferentes soluções de armazenamento de energia, pois avalia não apenas o custo inicial do projeto, mas sim todos os investimentos financeiros realizados ao longo de sua vida útil.

Segundo Pawel (2014) o custo nivelado de armazenamento de energia, ou *levelized cost of storage* (LCOS), é descrito o custo total de um sistema de armazenamento de energia dividido pela quantidade de energia fornecida ao longo de sua vida útil. O LCOS também pode ser definido como o preço constante e, portanto, nivelado por kWh no qual o valor presente líquido do projeto de armazenamento é zero.

$$LCOS = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_{O\&M}}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{C_c}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_n}{(1+r)^t}} \quad (33)$$

Onde: LCOS = custo nivelado de armazenamento de energia [\$/kW]; C_0 = investimento inicial; $C_{O\&M}$ = custo anual de operação e manutenção; C_c = custo anual do consumo elétrico para recarga; r = taxa de desconto [%]; E_n = energia fornecida anualmente [kWh].

A fim de analisar a viabilidade dos projetos, foi conduzido um estudo de caso que levou em consideração as tarifas de energia elétrica no estado de Goiás. O estudo focalizou especificamente o consumidor da classe Comercial, pertencente ao grupo A4, com tarifa horária verde. As condições iniciais adotadas para a simulação estão detalhadas no Quadro 4.

Quadro 4 – Premissas econômicas adotados na análise de viabilidade da UHR

Parâmetro/variável	Tipo/valor
Vida útil	30 anos ^(a)
Dias úteis/ano	250 ^(a)
Indisponibilidade	1,15% ^(a)
Taxa de desconto	10% ^(a)
<i>Capital Expenditure</i> (CAPEX)	Conforme configuração da UHR
Operação e Manutenção (O&M) (R\$)	3% a.a. CAPEX ^(a)
Despesas administrativas	2% a.a. Receita bruta ^(a)
Despesas fundiárias	2% a.a. Receita bruta ^(a)
TUSD geração (R\$/kW.mês)	16,60 ^(b)
TUSD consumo (R\$/kW.mês)	31,65 ^(b)
Tarifa de consumo horário fora ponta (R\$/kWh)	0,45975 ^(b)
PIS/COFINS	3,65% ^(c)
IR	15% de 8% do Faturamento + 10% excedente R\$ 20.000/mês ^(c)
CSLL	9% de 12% do Faturamento ^(c)

Notas:

(a) Valores arbitrados pelo autor;

(b) Conforme Resolução ANEEL nº 3.279/2023 (ANEEL, 2023b);

(c) Valores adotados considerando o enquadramento no regime tributário de lucro presumido.

4 Estudo de caso

Neste capítulo, serão expostos os resultados do estudo de caso referentes à aplicação da metodologia descrita no capítulo 3.

4.1 Análise da viabilidade técnica

Para avaliar a adequabilidade técnica das duas alternativas de grupo gerador, turbina hidráulica convencional e BFT, foi desenvolvido o dimensionamento das máquinas hidráulicas de geração e bombeamento, bem como, de maneira simplificada, das demais estruturas que compõem o arranjo da UHR proposta.

4.1.1 Pré-dimensionamento do grupo gerador e do armazenamento

A partir das premissas de projeto adotadas, conforme a Tabela 1, foi possível calcular as características técnicas da usina hidrelétrica reversível proposta.

Inicialmente, realizou-se o pré-dimensionamento do grupo gerador composto por BFT, para o qual determinou-se a vazão de projeto por meio dos parâmetros técnicos apresentados na Tabela 2 e da Equação 17. O volume hídrico útil do armazenamento foi calculado por meio da Equação 18, considerando o tempo de descarga e a vazão turbinada calculada.

Tabela 2 – Pré-dimensionamento dos parâmetros técnicos do modo geração e do armazenamento

Configuração	Geração
Potência de geração alvo (kW)	200,0
Queda bruta (m)	150,0
Perdas hidráulicas no circuito adutor	3,0%
Queda líquida (m)	145,5
Rendimento da turbina (BFT)	80,0%
Rendimento do gerador	95,0%
Vazão turbinada calculada (m ³ /s)	0,1844
Tempo modo geração (h)	6
<i>Volume hídrico útil (m³)</i>	<i>3.982,3</i>

4.1.2 Dimensionamento do grupo operando como bomba

Em seguida, realizou-se o dimensionamento do grupo operando como bomba, cuja operação de enchimento do reservatório está associada a um tempo maior do que a operação de descarga. Assim, a vazão bombeada é menor do que a vazão turbinada, e como a especificação do conduto forçado é função da maior vazão, o diâmetro deste é maior do que o dimensionamento econômico de uma tubulação caso fosse dedicada apenas para o recalque.

Como o circuito adutor é único para ambos os modos de operação, durante o bombeamento a vazão é menor, o que implica em menores velocidades de escoamento e, conseqüentemente, menor perda de carga. Por esta razão, adotou-se uma perda hidráulica no bombeamento de apenas 0,5%.

Outra implicação do tempo de recarga ser maior do que o tempo de descarga é uma economia no dimensionamento da BFB, que pode ter uma potência menor, uma vez que operará por mais tempo para transportar o mesmo volume de água.

A Tabela 3 apresenta os resultados da aplicação do equacionamento definido no item 3.2.3 e dos parâmetros técnicos adotados, nos quais se observa que a potência elétrica do conjunto motobomba (144,8 kW) possui um valor inferior à potência elétrica de geração alvo (200 kW), pois o tempo de recarga do armazenamento (15 horas) é superior ao tempo de descarga (6 horas).

Uma vez estabelecido o ponto de operação para a fase de bombeamento, foram consultados fabricantes no mercado nacional para a seleção de um conjunto motobomba comercial, preferencialmente associado a um curto prazo de entrega. Após contato com a fabricante Wilo, foi escolhido um modelo de bomba radial multiestágio, cujas características técnicas estão detalhadas na Tabela 4.

Tabela 3 – Dimensionamento dos parâmetros técnicos do modo bombeamento

Configuração	Bombeamento
Perdas hidráulicas no circuito adutor	0,5%
Altura manométrica (m)	150,75
Volume hídrico útil (m ³)	3.982,3
Tempo modo bombeamento (h)	15
Vazão bombeada calculada (m ³ /s)	0,0737
Vazão bombeada calculada (m ³ /h)	265,5
Rotação adotada (rpm)	1750
Rendimento da bomba (consulta fabricante)	79,29%
Rendimento do motor	95,0%
Rendimento grupo motobomba	75,33%
Potência hidráulica (kW)	109,1
Potência eixo (kW)	137,5
Potência elétrica (kW)	144,8

Tabela 4 – Configuração do conjunto operando como bomba (BFB)

Configuração	Bombeamento
Tipo	Radial multiestágio
Fabricante	Wilo
Diâmetro sucção	DN 150
Diâmetro recalque	DN 125
Rotação (rpm)	1750
Potência de eixo (kW)	137,5
Vazão nominal (m ³ /h)	265,5
Altura total (m)	150,75
Rendimento da bomba	79,29%
NPSH requerido (m)	6,02
Potência nominal do motor (cv)	250,0
Rendimento do motor	95,0%

A aplicação da Equação 9 indica que a altura máxima de sucção para uma altitude adotada de 1200 metros é de 2,00 metros, o que significa que a bomba não está afogada. Para fins de segurança, optou-se por posicionar o eixo da bomba ao nível de 1,50 metros.

4.1.3 Dimensionamento do grupo operando com turbina convencional

O dimensionamento dos parâmetros técnicos da configuração com turbina convencional está apresentado na Tabela 5. Observa-se que, para o mesmo ponto de operação (queda x vazão), a potência de geração da turbina é maior do que a potência da BFT, conforme indicado na Tabela 2.

Tabela 5 – Dimensionamento dos parâmetros técnicos da turbina convencional

Configuração	Turbina
Queda bruta (m)	150,0
Perdas hidráulicas no circuito adutor	3,0%
Queda líquida (m)	145,5
Vazão turbinada (m ³ /s)	0,1844
Rendimento da turbina (consulta fabricante)	89,0%
Rendimento do gerador	95,0%
Potência bruta (kW)	271,3
Potência hidráulica (kW)	263,2
Potência eixo (kW)	234,2
Potência elétrica (kW)	222,5

Foram realizadas consultas a fabricantes de turbinas hidráulicas capazes de operar no ponto de funcionamento no modo de geração da instalação. Conforme apresentado no gráfico de pré-seleção de turbinas (Figura 21), os tipos Pelton e Turgo são indicados para o ponto de trabalho escolhido. No entanto, esses modelos não possuem uma flexibilidade operativa tão ampla quanto a turbina tipo Francis, o que limitou as opções de fabricantes que aceitam desenvolver esse tipo de projeto. Esse cenário foi agravado pela pequena potência alvo, uma vez que várias fabricantes apenas trabalham com projetos de turbinas de potência instalada a partir de 1 MW.

O modelo de turbina convencional selecionado foi do tipo Pelton, fabricado por uma empresa cujo nome não será citado por razões de confidencialidade, mas que é conhecida no mercado e possui capacidade técnica nesse tipo de projeto para fornecer uma turbina hidráulica que atinja os limites mínimos especificados de rendimento.

As características técnicas do modelo de turbina selecionado para a instalação em estudo estão indicadas na Tabela 6. Verificou-se junto aos fabricantes de turbinas hidráulicas que o prazo

médio de fornecimento é de 12 a 14 meses, em contrapartida ao prazo de entrega de bombas hidráulicas, que é, em média, de 2 a 3 meses.

Tabela 6 – Configuração do conjunto turbina-gerador convencional

Configuração	Turbina
Tipo	Pelton
Queda líquida (m)	145,5
Vazão turbinada (m ³ /s)	0,1844
Rotação nominal (rpm)	900
Número de pás	19
Número de jatos	2
Altura de sucção (m)	+ 2,0
Rendimento	89,0%
Potência nominal da turbina (kW)	234,2
Potência nominal do gerador (kVA)	300,0
Rendimento do gerador	95,0%

4.1.4 Dimensionamento da BFT - Método de Viana

Para a análise do grupo gerador composto por BFT, inicialmente, aplicou-se o Método de Viana, conforme a metodologia apresentada na Figura 23 e o equacionamento descrito no item 2.3.2.

Devido aos parâmetros da instalação estarem no limite de aplicação como turbina de bombas radiais de simples estágio (Figura 22), foram avaliadas as opções de simples estágio e dois estágios. Para o cálculo da rotação específica da bomba (Equação 2), a altura de queda líquida foi dividida pelo número de estágios, e os resultados estão indicados na Tabela 7.

Tabela 7 – Dimensionamento da rotação específica da BFT – Método de Viana

Configuração	BFT 1 estágio	BFT 2 estágios
Rotação da BFT (n_t) (rpm)	1800	1800
Rotação da BFT (n_t) (rps)	30	30
Número de estágios da bomba	1	2
Vazão turbinada (m ³ /s)	0,1844	0,1844
Queda líquida (m)	145,5	145,5
Rotação específica SI (n_{qA})	55,5	93,3

Os coeficientes de correção da vazão e da altura foram obtidos a partir da Figura 25. Como a rotação da BFT foi considerada como 1800 rpm e a rotação nominal das bombas para a faixa de aplicação dos parâmetros da instalação é de 1750 rpm, também foi realizada a correção da rotação da bomba conforme leis de afinidade apresentadas na Equação 3. Os parâmetros da bomba a ser escolhida para operar em reverso estão apresentados na Tabela 8, os quais foram utilizados como referência para consultar fabricantes de bombas.

Tabela 8 – Parâmetros para seleção do modelo a ser usado como BFT – Método de Viana

Configuração	BFT 1 estágio	BFT 2 estágios
Coeficiente de vazão (k_q) - (Figura 25)	0,740	0,715
Coeficiente da altura (k_a) - (Figura 25)	0,710	0,685
Vazão da bomba (m^3/s)	0,1364	0,1318
Vazão da bomba (m^3/h)	491,2	474,6
Altura de elevação da bomba (m)	103,3	99,7
Rotação (rpm)	1750	1750
Vazão da bomba corrigida (m^3/s)	0,1326	0,1282
Vazão da bomba corrigida (m^3/h)	477,5	461,4
Altura de elevação da bomba corrigida (m)	97,6	94,2

Em contato com a fabricante Wilo (2023), foi selecionado uma bomba centrífuga horizontal, que pode ser de um ou dois estágios. As características técnicas da bomba escolhida estão indicadas na Tabela 9.

Tabela 9 – Configuração da bomba escolhida para operar como BFT segundo o Método de Viana

Configuração	BFT 1 estágio	BFT 2 estágios
Tipo	Bomba centrífuga horizontal	
Diâmetro sucção	DN 200	
Diâmetro recalque	DN 150	
Rotação (rpm)	1750	
Estágios	1	2
Potência de eixo (kW)	155,8	145,7
Vazão nominal (m^3/h)	477,5	461,4
Altura total (m)	97,6	94,2
Rendimento da bomba (consulta fabricante)	81,57%	81,27%

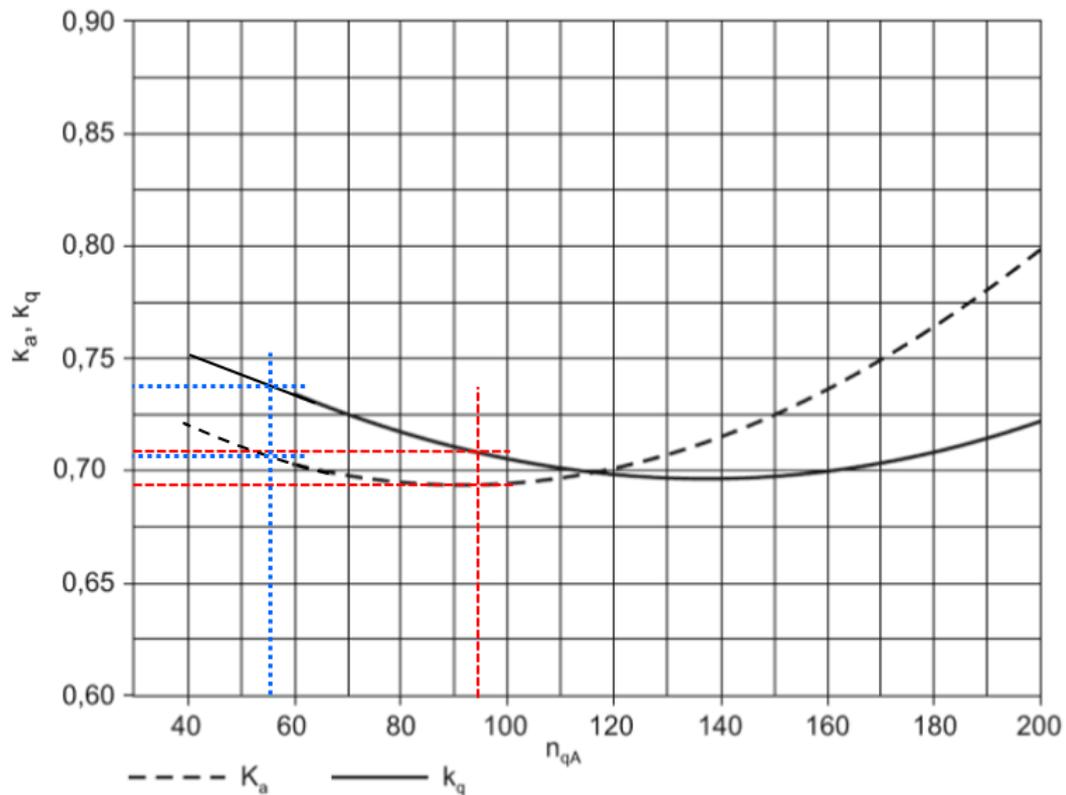


Figura 25 – Coeficientes de correção de vazão e altura de Viana

Fonte: Adaptado, Viana (2012)

Com a informação do rendimento da BFT, que foi considerado o mesmo da bomba escolhida no ponto determinado, obteve-se a potência de eixo da BFT, e, por conseguinte, a potência de geração, conforme apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 – Parâmetros técnicos da BFT escolhida segundo o Método de Viana

Configuração	BFT 1 estágio	BFT 2 estágios
Vazão turbinada (m^3/s)	0,1844	0,1844
Queda líquida (m)	145,5	145,5
Rendimento da BFT	81,57%	81,27%
Rendimento do gerador	95,0%	95,0%
Potência hidráulica (kW)	263,2	263,2
Potência eixo (kW)	214,7	213,9
Potência elétrica (kW)	203,9	203,2

A altura máxima de sucção da BFT foi determinada a partir das Equações 11 e 12 e está indicada na Tabela 11 para cada uma das configurações analisadas.

Tabela 11 – Altura geométrica de sucção da BFT segundo o Método de Viana

Configuração	BFT 1 estágio	BFT 2 estágios
Rotação específica SI (n_{qA})	55,5	93,3
Coefficiente de cavitação (σ)	0,033	0,047
Altitude adotada (m)	1.200	1.200
Altura geométrica de sucção calculada (m)	3,78	1,73

4.1.5 Dimensionamento da BFT - Método de Chapallaz

Analogamente ao item 4.1.4, aplicou-se o Método de Chapallaz conforme sistematização da Figura 24 e o equacionamento descrito no item 2.3.3 para a seleção da BFT. A rotação específica foi definida conforme parâmetros indicados na Tabela 12.

Tabela 12 – Dimensionamento da rotação específica da BFT – Método de Chapallaz

Configuração	BFT 1 estágio	BFT 2 estágios
Rotação da BFT - n_t (rpm)	1800	1800
Número de estágios da bomba	1	2
Vazão turbinada (m^3/s)	0,1844	0,1844
Queda líquida (m)	145,5	145,5
Rotação específica da BFT - n_{qt}	18,4	31,0
Rotação específica da bomba - n_{qb}	20,7	34,9
Vazão nominal da bomba - Q_{nb} (m^3/s)	0,1418	0,1418

O rendimento da bomba foi estimado consultando a Figura 26, que juntamente com o valor da sua rotação específica, foi possível obter, por interpolação, os coeficientes de correção da altura e da vazão a partir da Figura 27 e Figura 28, respectivamente.

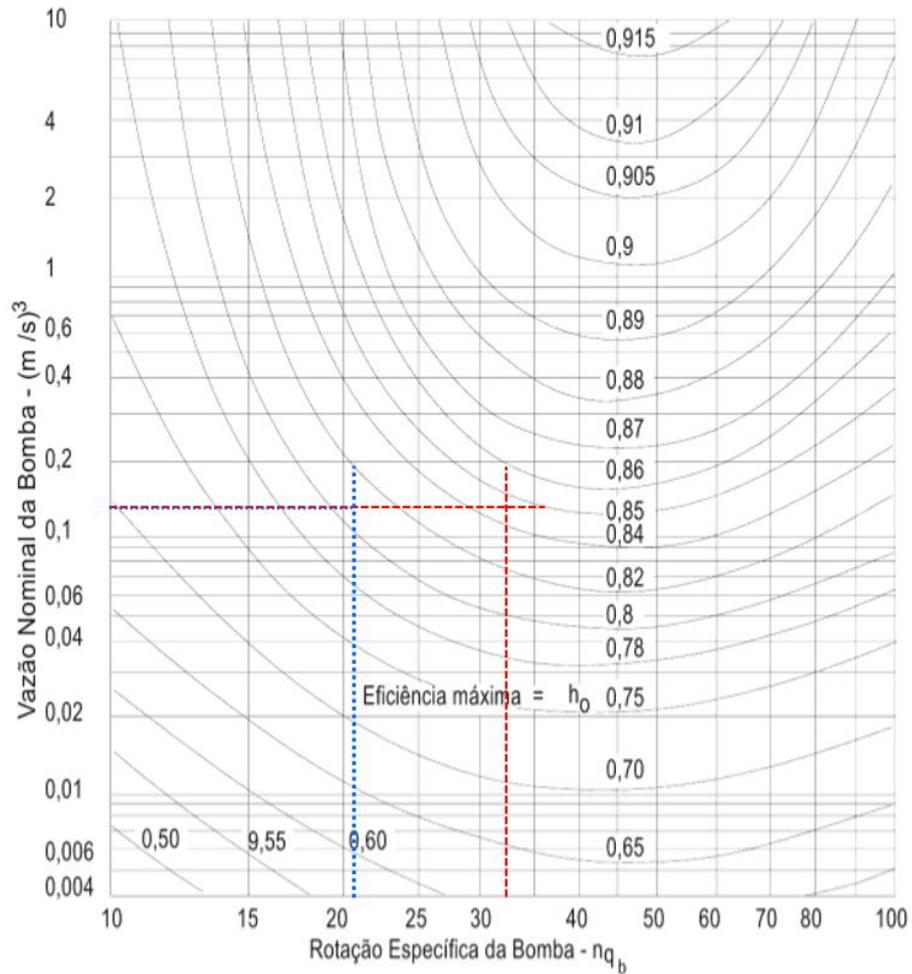


Figura 26 – Estimativa de rendimento da BFT

Fonte: Adaptado de Chapallaz et al. (1992) apud Viana (2012)

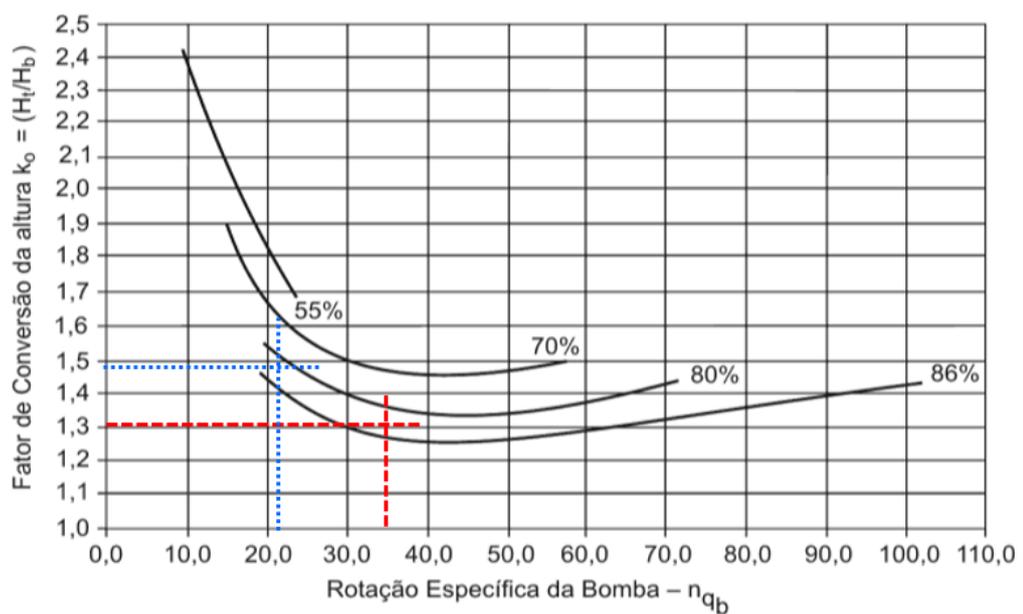


Figura 27 – Coeficiente de altura de Chapallaz

Fonte: Adaptado de Chapallaz et al. (1992) apud Viana (2012)

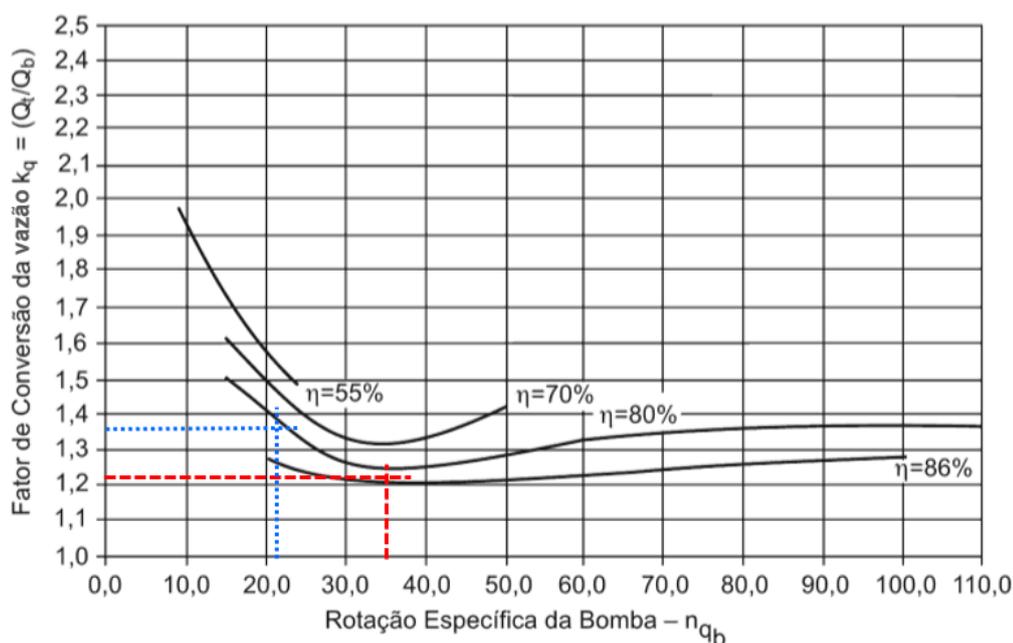


Figura 28 – Coeficiente de vazão de Chapallaz

Fonte: Adaptado de Chapallaz et al. (1992) apud Viana (2012)

A rotação da bomba foi corrigida de acordo com as leis de afinidade (Equação 3), e a consulta aos fabricantes foi realizada com base nos dados apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Parâmetros para seleção do modelo a ser usado como BFT – Método de Chapallaz

Configuração	BFT 1 estágio	BFT 2 estágios
Rendimento da bomba η_b - (Figura 29)	81%	84%
Coeficiente da altura (k_{ac}) - (Figura 27)	1,48	1,31
Coeficiente de vazão (k_{qc}) - (Figura 28)	1,37	1,22
Vazão da bomba a ser escolhida (Q_b) - (m^3/s)	0,1346	0,1511
Vazão da bomba a ser escolhida (Q_b) - (m^3/h)	484,5	544,0
Altura de elevação da bomba a ser escolhida (H_b) (m)	98,3	111,1
Rotação adotada (rpm)	1750	1750
Vazão corrigida – Q_{bc} (m^3/s)	0,1308	0,1469
Vazão corrigida – Q_{bc} (m^3/h)	471,0	528,9
Altura de queda corrigida (m)	92,9	105,0

As características técnicas das bombas escolhidas estão indicadas na Tabela 4.

Tabela 14 – Configuração da bomba escolhida para operar como BFT – Método de Chapallaz

Configuração	BFT 1 estágio	BFT 2 estágios
Tipo	Bomba centrífuga horizontal	
Estágios	1	2
Diâmetro sucção	DN 200	DN 250
Diâmetro recalque	DN 150	DN 200
Rotação (rpm)	1750	1750
Potência de eixo (kW)	145,3	191,6
Vazão nominal (m ³ /h)	471,0	528,9
Altura total (m)	92,9	105,0
Rendimento da bomba (consulta fabricante)	82,09%	78,99%

A partir dos rendimentos obtidos, foram obtidos os parâmetros técnicos da BFT indicados na Tabela 15.

Tabela 15 – Parâmetros técnicos da BFT escolhida segundo o Método de Chapallaz

Configuração	BFT 1 estágio	BFT 2 estágios
Vazão turbinada (m ³ /s)	0,1844	0,1844
Queda líquida (m)	145,5	145,5
Rendimento da BFT	82,09%	78,99%
Rendimento do gerador	95,0%	95,0%
Potência hidráulica (kW)	263,2	263,2
Potência eixo (kW)	216,0	207,9
Potência elétrica (kW)	205,2	197,5

A altura máxima de sucção da BFT está indicada na Tabela 16 para cada uma das configurações analisadas, e foi determinada a partir do coeficiente de cavitação obtido por meio da Figura 29, aplicado à Equação 11.

Tabela 16 – Altura geométrica de sucção da BFT – Método de Chapallaz

Configuração	BFT 1 estágio	BFT 2 estágios
Rotação específica da BFT - n_{qt}	18,4	31,0
Coefficiente de cavitação (σ) - (Figura 29)	0,08	0,12
Altitude adotada (m)	1.200	1.200
Altura geométrica de sucção calculada (m)	7,06	4,81

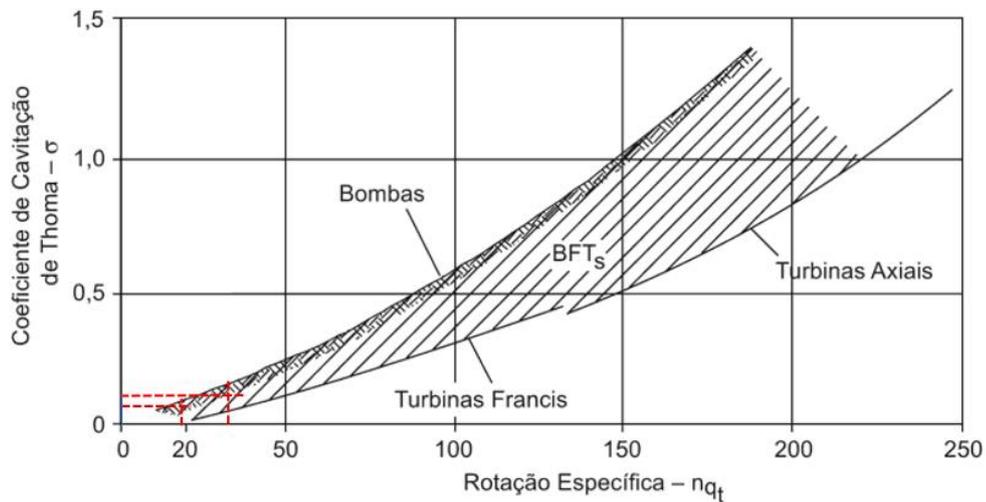


Figura 29 – Coeficiente de cavitação da BFT

Fonte: Adaptado de Chapallaz et al. (1992) apud Viana (2012)

4.1.6 Comparativo dos resultados e seleção da BFT

A Tabela 17 apresenta uma comparação dos resultados obtidos pelos dois métodos de seleção de BFT, avaliando as configurações com um ou dois estágios em cada caso.

Tabela 17 – Comparativo dos resultados obtidos pelos dois métodos

Método	Viana		Chapallaz	
Estágios	1	2	1	2
n (rpm)	1.800	1.800	1.800	1.800
n_{qA}	55,5	93,3	-	-
n_{qt}	-	-	18,4	31,0
n_{qb}	-	-	20,7	34,9
Q_{bc} (m³/s)	0,133	0,128	0,131	0,147
Q_{bc} (m³/h)	477,5	461,4	471,0	528,9
H_{bc} (m)	97,6	94,2	92,9	105,0
H_S (m)	3,78	1,73	7,06	4,81
η_b (%)	81,6	81,3	82,1	79,0
P_{eixo} (kW)	214,7	213,9	216,0	207,9
P_{ele} (kW)	203,9	203,2	205,2	197,5

Verifica-se que os resultados do método de Viana, tanto para um estágio quanto para dois, e do método de Chapallaz para um estágio, conduziram a resultados bastante próximos, para os quais inclusive foi proposta a mesma bomba, que permite a configuração de um ou dois estágios.

Por outro lado, o método de Chapallaz aplicado a uma bomba de dois estágios resultou em valores mais elevados de vazão e altura, levando à escolha de uma bomba de maiores dimensões e com a menor eficiência entre as quatro opções simuladas. Essa opção foi descartada devido aos custos mais elevados e à menor geração associada.

Devido ao ponto de funcionamento definido para a instalação estar no limite da aplicação de bombas radiais de estágio único, resultando em rotores com larguras muito pequenas, há o risco de perda de rendimento durante a operação em reverso.

Para a seleção da BFT a ser analisada comparativamente com a turbina convencional, optou-se por adotar os parâmetros definidos pelo método de Viana para uma bomba de dois estágios. Para prevenir os efeitos da cavitação, foi considerado o menor dos valores calculados para a altura geométrica de sucção da BFT, igual a 1,73 m, e, para fins de segurança, adotou-se um H_s de 1,00 m.

Verifica-se que o modelo de bomba escolhido para operação como turbina está associado à altura de elevação de 94,2 m e vazão bombeada de 0,1282 m³/s (461,4 m³/h), resultando em uma potência de eixo da BFB de aproximadamente 145,7 kW, associado a um rendimento de 81,27%.

Para que o rendimento da BFT seja o mesmo da bomba, é necessário que a altura e a vazão da BFT sejam maiores do que os mesmos parâmetros obtidos para a operação como bomba. Assim, para os parâmetros hidroenergéticos de altura de queda líquida de 145,5 metros e vazão turbinada de 0,1844 m³/s, a potência de eixo da BFT é de 213,9 kW, considerando o mesmo rendimento de 81,27% do modelo escolhido operando no ponto de funcionamento como bomba, resultando em um valor de potência elétrica ativa de 203,2 kW.

4.1.7 Dimensionamento de outros componentes da UHR

O reservatório superior da UHR foi projetado como escavado em solo, revestido com geomembrana de PEAD (polietileno de alta densidade), conforme exemplificado na Figura 30, para assegurar sua estanqueidade.

As características do reservatório para uma profundidade total de 2,5 metros e volume hídrico total de 4.579,7 m³ estão indicados na Tabela 18. O volume total de escavação é de 5.973,6 m³, e a área molhada a ser coberta com geomembrana PEAD é de 3.010,0 m².



Figura 30 – Exemplo de revestimento de reservatório com geomembrana PEAD

Fonte: Geomembrana (2023)

Considerou-se que a totalidade do volume necessário para operação da UHR advém da operação de bombeamento, ou seja, não existem aflúências naturais significativas que contribuam para o seu enchimento. As perdas por evaporação foram consideradas nulas.

O reservatório inferior foi considerado capaz de fornecer um nível estável (atendendo à condição da altura de sucção máxima) e quantidade suficiente de água, sem conflitos ou *trade-offs* com seus outros usos.

Tabela 18 – Dimensionamento do reservatório superior

Parâmetro/variável	Tipo/valor
Tipo de reservatório	Escavado
Volume hídrico útil (m ³)	3.982,3
Volume morto adotado	15%
Volume hídrico total (m ³)	4.579,7
Profundidade da água (m)	2,0
Inclinação do talude	1:2
Largura da lâmina d'água no nível máximo (m)	51,8 x 51,8
Largura do fundo do reservatório (m)	43,8 x 43,8
Borda livre (m)	0,5
Altura total do reservatório (m)	2,5
Volume total do reservatório (m ³)	5.973,6
Largura superior do reservatório (m)	53,8 x 53,8
Área molhada do reservatório (m ²)	3.010,0

Devido às distâncias existentes entre os reservatórios de grandes usinas hidrelétricas reversíveis é comum que o circuito hidráulico de seja composto por um trecho de adução em baixa pressão e um trecho em alta pressão. No presente caso foi considerado apenas um único conduto forçado interligando os dois reservatórios, dimensionado para a maior vazão de projeto, que é a vazão turbinada do modo de geração. Para as premissas de projeto foi definido um conduto forçado de 40 cm de diâmetro em aço SAE 1045 ao longo de 212,1 metros de extensão conforme parâmetros descritos na Tabela 19.

Tabela 19 – Características técnicas do sistema de adução

Parâmetro/variável	Tipo/valor
Sistema de adução	Conduto forçado em aço
Queda bruta (m)	150,0
Inclinação do terreno	45%
Comprimento do conduto (m)	212,1
Relação L:H	1,41
Vazão turbinada (m ³ /s)	0,1844
Vazão bombeada (m ³ /s)	0,0737
Sobreprensão/depressão máxima	35%
Diâmetro econômico (m)	0,31
Diâmetro escolhido (m)	0,40
Espessura da chapa (mm)	4,75
Peso unitário da chapa (kg/m ²)	37,29
Peso total de aço (kg)	9.940,5

4.1.8 Potências e rendimentos

A Figura 31 apresenta de forma gráfica a eficiência do ciclo de armazenamento da UHR e a distribuição das perdas de energia ao longo das etapas de bombeamento e geração, considerando cada configuração de grupo gerador analisada.

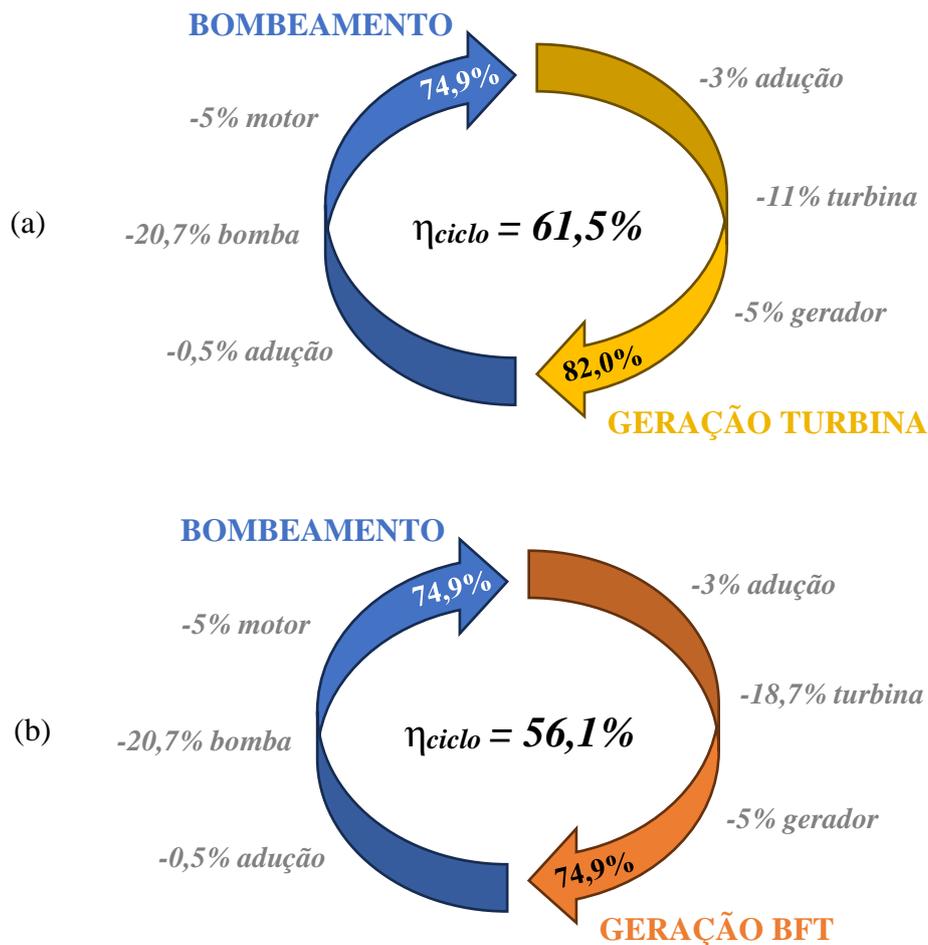


Figura 31 – Eficiência do ciclo de armazenamento da UHR e perdas energéticas no bombeamento e geração
(a) UHR Turbina, (b) UHR BFT

Fonte: Elaborado pelo autor

Para o recalque da vazão de bombeamento ($0,0737 \text{ m}^3/\text{s}$) a uma altura de elevação de 150 metros, é necessária uma potência hidráulica útil fornecida pela bomba (ou potência de saída) de 109,1 kW. A potência mecânica absorvida (eixo) pela bomba é de 137,5 kW, e a potência elétrica consumida para operação do conjunto motobomba é de 144,8 kW.

A potência bruta do armazenamento superior é de 271,3 kW, calculada com base na vazão turbinada de 0,1844 m³/s e a altura de queda bruta da instalação de 150 metros. Após as perdas no sistema de adução, a potência hidráulica resultante é de 263,2 kW, sendo esta característica comum para ambas as configurações de grupo gerador analisadas.

Considerando que o rendimento da turbina é de 89%, superior ao rendimento da BFT, que é de 81,3%, a potência mecânica disponível no eixo é maior no primeiro caso, atingindo 234,2 kW em comparação com 213,9 kW no segundo caso.

As perdas elétricas no gerador foram consideradas iguais para ambas as configurações. No entanto, devido às perdas mecânicas na turbina, a potência elétrica ativa nos bornes do gerador é de 222,5 kW para o conjunto turbina-gerador e 203,2 kW para o conjunto BFT-motor em reverso. A Figura 32 apresenta as potências em cada etapa do ciclo de operação da UHR.

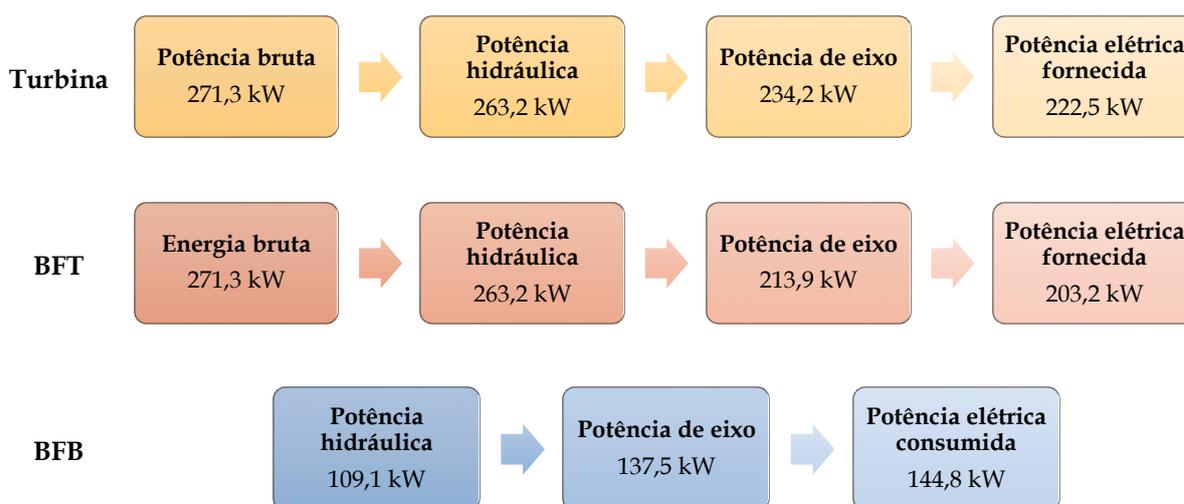


Figura 32 – Potências da BFB, Turbina e BFT em cada etapa do ciclo de operação da UHR

Fonte: Elaborado pelo autor

Considerando que o reservatório, quando cheio, está no nível de referência +150 m, e que seu fundo está no nível +148 m, verifica-se que a queda bruta varia ao longo da operação de geração, o que resulta na diminuição da potência elétrica gerada. Para um valor constante de vazão turbinada, rendimentos das máquinas e perdas hidráulicas, a potência de geração diminui de 203,2 kW para 200,5 kW e de 222,5 kW para 219,5 kW, respectivamente para UHR BFT e UHR Turbina.

No entanto, como a queda bruta nominal (150 m) é consideravelmente alta em comparação com o valor de vazão turbinada (0,1844 m³/s), a redução de 1,3% verificada não resulta em perdas significativas de geração. A demanda de potência inicialmente definida foi de 200 kW, a qual é atendida em ambas as configurações, mesmo para o menor valor de queda disponível.

Na operação de bombeamento, ocorre um processo semelhante, porém em sentido inverso. No início da operação de enchimento, o reservatório está no nível mínimo (+148 m), que aumenta até atingir o nível máximo normal (+150 m). Neste caso, a potência consumida é inicialmente menor (142,9 kW) do que a do ponto de dimensionamento do conjunto motobomba (144,8 kW), devido à menor altura geométrica total entre os reservatórios.

Por questões de simplificação, a variação de nível não foi contemplada no modelo desenvolvido. No entanto, é essencial considerar esse aspecto no dimensionamento de usinas hidrelétricas reversíveis, uma vez que variações na altura de queda resultam em variações nas potências geradas e consumidas.

4.1.9 Armazenamento e balanço energético

Uma vez que as capacidades nominais de geração foram definidas, obteve-se a capacidade de armazenamento, a qual pode ser quantificada em termos tanto do volume hídrico (m³) quanto da energia armazenada no reservatório superior (kWh).

Conforme mencionado por Brandão et al. (2021), do ponto de vista energético, a capacidade de armazenamento é determinada pelo resultado da multiplicação da altura média da queda entre os reservatórios superior e inferior, o volume hídrico armazenado no reservatório superior, os rendimentos nominais das turbinas e geradores e a aceleração da gravidade.

Devido à potência de geração da turbina ser maior do que a da BFT, o mesmo volume hídrico está associado a volumes energéticos diferentes. A partir dos parâmetros de operação apresentados na Tabela 20, verifica-se que a UHR se configura como um agente consumidor líquido de energia e representa um aumento de carga para o sistema devido ao seu balanço energético negativo.

Tabela 20 – Volume energético do reservatório superior e balanço energético da UHR

Configuração	Turbina	BFT
Tempo modo bombeamento (h)	15	15
Tempo modo geração (h)	6	6
Tempo modo espera (<i>standby</i>) (h)	3	3
Potência elétrica - modo bombeamento (kW)	144,8	144,8
Consumo elétrico diário - modo bombeamento (kWh)	-2.171,8	-2.171,8
Potência elétrica - modo geração (kW)	222,5	203,2
Volume energético do reservatório superior (kWh)	1.335,0	1.219,1
Geração elétrica diária nominal - modo geração (kWh)		
Balanço energético nominal diário (kWh)	-836,8	-952,8
Dias de operação/ano	250	250
Indisponibilidade	1,15%	1,15%
Perdas elétricas até o ponto de conexão	0,5%	0,5%
Geração bruta anual (kWh)	329.912	301.258
Geração líquida anual (kWh)	328.262	299.751
Consumo energético anual (kWh)	-536.706	-536.706
Balanço energético anual (kWh)	-208.444	-236.955

4.1.10 Custo de implantação da UHR

O levantamento de custos foi realizado com o objetivo de apresentar uma estimativa aproximada do investimento necessário para a implantação da central hidrelétrica reversível proposta. Assim, a análise não visa elaborar o detalhamento do projeto, mas sim caracterizar preliminarmente os custos para avaliação da viabilidade econômica da implantação da mini UHR nas configurações BFT e Turbina.

O custo de implantação de uma usina hidrelétrica por capacidade instalada (R\$/kW) está diretamente relacionado ao tipo do arranjo e às condições específicas do local de implantação. Conforme apontado pela EPE (2018), os empreendimentos hidrelétricos de pequeno porte, em geral, apresentam custos unitários de investimento superiores quando comparados aos projetos de grande porte, devido aos ganhos de escala que estes últimos apresentam, resultando na redução do custo de investimento por kW instalado.

No caso de uma minicentral hidrelétrica, observa-se uma significativa sensibilidade do orçamento diante da variação de algum aspecto do projeto. Como exemplo, aumentar em alguns

quilômetros a necessidade de abertura de acessos pode inviabilizar a implantação da minicentral, o que não seria tão significativo no caso de uma usina de maior porte. Outro aspecto que dificulta a análise da viabilidade econômica desse tipo de usina é que a bibliografia sobre o tema fornece custos unitários para usinas de maior capacidade de geração, geralmente superior a 1 MW.

Para estimar os custos das obras civis, foi dada ênfase no dimensionamento do sistema de adução, associado ao custo de fornecimento e montagem do conduto forçado, e do reservatório superior, que considerou custos de escavação, fornecimento e instalação da geomembrana PEAD, além da estrutura da tomada d'água.

Na subcategoria "outras obras", foram considerados os custos relacionados aos acessos, à estrutura da casa de força e, ainda, ao sistema de transmissão de interesse restrito, que embora seja praxe considerá-lo em uma categoria à parte, foi incluído na classe de obras civis por simplificação.

A categoria de projeto refere-se aos custos relacionados ao projeto executivo de engenharia e aos estudos e taxas necessárias para a obtenção das autorizações ambientais do empreendimento.

Para a composição de custos eletromecânicos na categoria denominada "grupo gerador", foram previstos os custos de aquisição, montagem e comissionamento dos conjuntos turbina-gerador convencional, conjunto BFT-motor em reverso e conjunto motobomba convencional. Além disso, outros custos eletromecânicos estimados estão relacionados à automação, equipamentos auxiliares elétricos e mecânicos, e transformador.

Os custos das máquinas hidráulicas e elétricas foram obtidos por meio de contato com fabricantes especializados que comercializam esse tipo de produto no mercado nacional. Os demais custos foram estimados com base na experiência de empresas que desenvolvem projetos de CGHs, aplicados aos quantitativos que foram calculados. A Figura 33 apresenta a composição dos custos de implantação da UHR proposta nas duas configurações de grupo gerador analisadas, cujos custos unitários e quantitativos estão indicados na Tabela 23, a qual consta no anexo do presente trabalho.

No presente estudo de caso, todos os custos estimados são iguais tanto para a configuração com turbina quanto para a com BFT, exceto pelo custo do próprio conjunto turbina-gerador. O custo da BFT como unidade geradora é 5,4 vezes inferior ao custo para o caso da turbina convencional, resultando em uma economia global de 28% no investimento total da UHR. O custo instalado (R\$/kW) da UHR BFT é 21% menor que o da UHR Turbina.

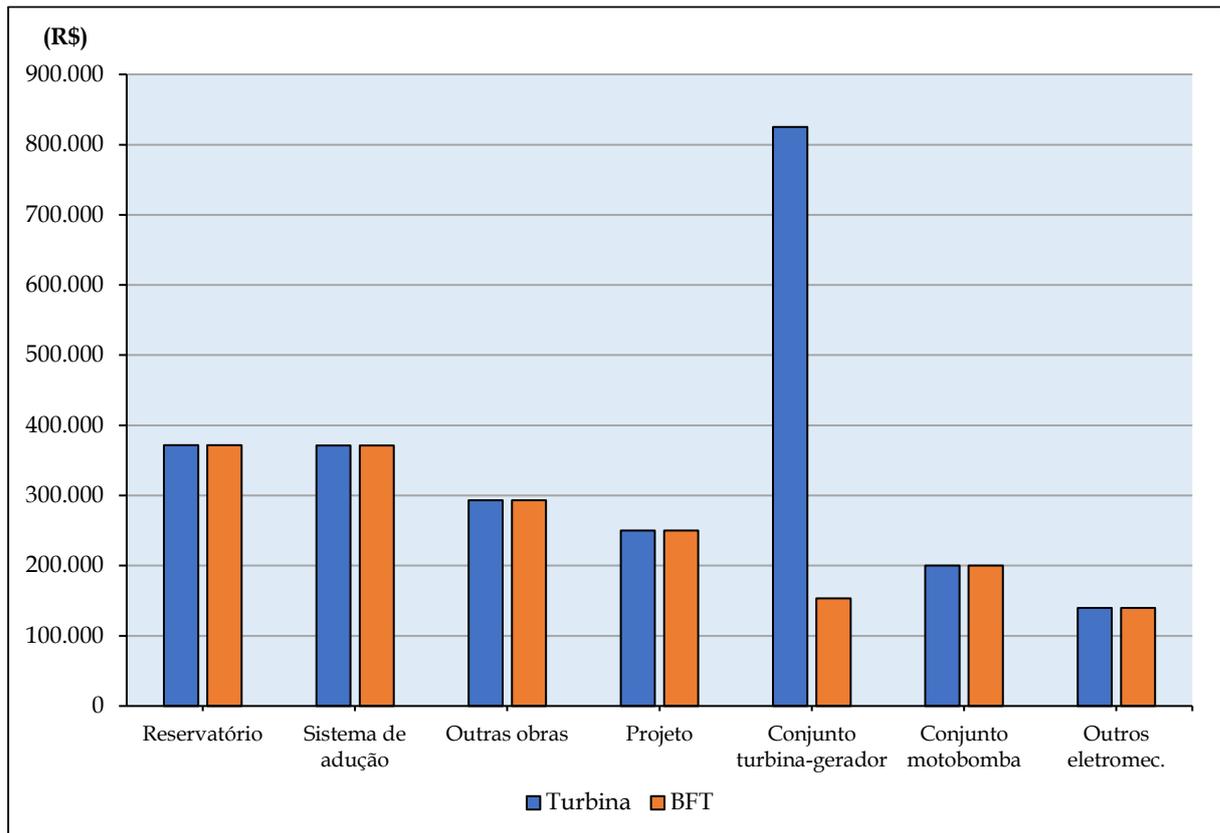


Figura 33 – Composição dos custos de implantação da UHR proposta

Fonte: Elaborado pelo autor

A distribuição dos custos por categoria está apresentada na Figura 34, da qual se percebe que, para a UHR Turbina, o grupo gerador é o principal componente, representando 47% do custo total. No caso da UHR BFT, há uma economia no custo do grupo gerador, que passa a representar 27% do orçamento total do projeto, enquanto a obra civil se torna a categoria mais dispendiosa (59%).

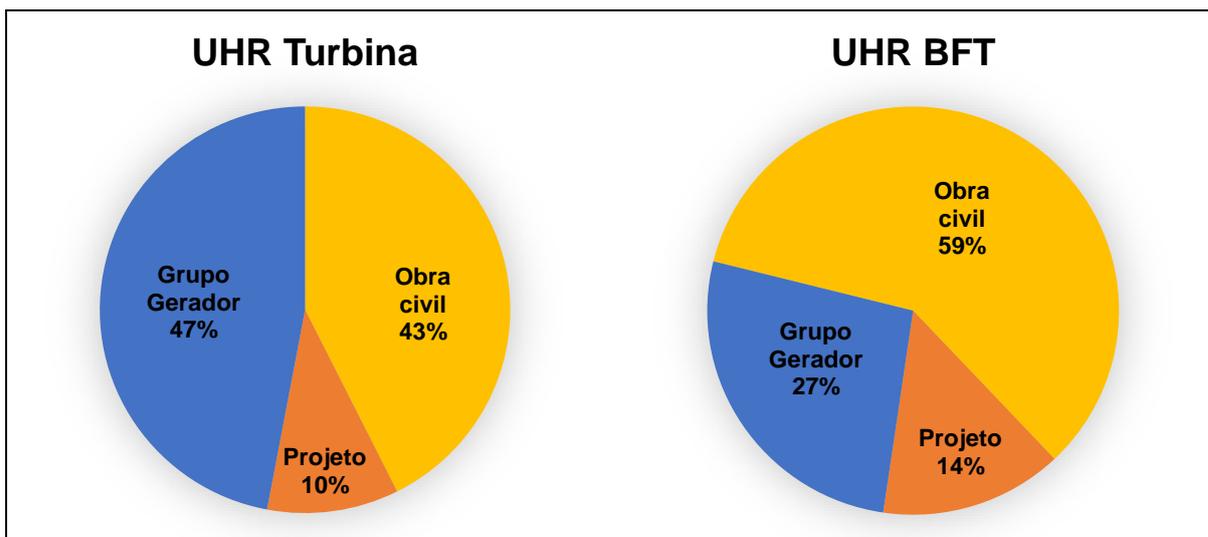


Figura 34 – Composição dos custos de implantação da UHR por categoria

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2 Análise da viabilidade econômica

A fim de avaliar a viabilidade econômica de um projeto, além dos custos de implantação, é necessário mensurar os custos operacionais e os benefícios do projeto.

Para a determinação das despesas operacionais (*Operational Expenditure* - OPEX) ao longo da vida útil do projeto, foram considerados os componentes apresentados na Tabela 21. O custo de operação e manutenção (O&M) foi estimado como sendo 3% ao ano do custo de implantação do projeto. Também foram estimadas despesas administrativas e relacionadas ao direito de uso da terra, para as quais foram considerados 2% ao ano do faturamento bruto anual.

Os custos de conexão da UHR ao sistema elétrico foram considerados tanto para sua condição de unidade consumidora quanto como empreendimento de geração. As categorias de tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) geração e consumo, e a tarifa de energia (TE) referente ao consumo elétrico do bombeamento foram precificadas com base nos valores de TUSD e TE da modalidade tarifária verde do Grupo A4, conforme estabelecido pela Resolução ANEEL nº 3.279/2023 (ANEEL, 2023b). O consumo de energia associado à operação de bombeamento para o enchimento do reservatório superior representa a principal despesa do projeto, correspondendo a mais da metade do custo total anual operacional da UHR.

Tabela 21 – Custos operacionais anuais da UHR

Categoria	Valor	Turbina	BFT
Operação e manutenção	3% a.a. do CAPEX	72.303	52.150
Despesas administrativas	2% a.a. do faturamento bruto	15.062	12.927
Custo do uso da terra	2% a.a. do faturamento bruto	15.062	12.927
TUSD geração	R\$ 16,60/kW.mês	44.322	40.477
TUSD consumo	R\$ 31,65/kW.mês	54.995	54.995
Consumo elétrico do bombeamento	R\$ 0,45975/kWh	246.774	246.774
<i>OPEX anual (R\$)</i>		<i>448.518</i>	<i>420.251</i>

A viabilidade econômica da UHR proposta foi avaliada sob a ótica da arbitragem de energia, a qual, segundo Brandão et al. (2021), está relacionada à compra de energia em mercados atacadistas durante períodos de baixa demanda e baixo custo, e à sua venda nestes mercados em momentos de demanda e custo elevados, visando lucrar com a diferença de preços.

Devido à ausência de um modelo regulatório e, conseqüentemente, econômico no Brasil que valore os serviços prestados por uma central de armazenamento, a viabilidade econômica da UHR foi avaliada por meio da relação entre a tarifa de remuneração da geração e a tarifa de consumo. Essa relação foi variada para avaliar seus benefícios conforme as métricas definidas no capítulo de metodologia. O propósito dessa modelagem foi determinar quantas vezes a remuneração da geração deve exceder o custo de consumo.

Os resultados econômicos da UHR nas duas configurações analisadas são apresentados na Tabela 22 para a condição de VPL nulo. Os resultados indicam que, na fronteira de igualdade dos custos e benefícios do projeto, a configuração com BFT necessita de uma relação tarifa geração/consumo inferior à turbina, ou seja, indica maior atratividade econômica, visto que é necessária uma menor tarifa de remuneração para compensar o investimento. A comparação do custo nivelado de energia armazenada (LCOS) entre as alternativas corrobora esse resultado.

Entretanto, apontar qual arranjo é mais viável economicamente depende da estrutura do mercado, que na realidade atual não existe para usinas reversíveis. Para os fins deste estudo, a análise foi simplificada na relação tarifa de geração/consumo. Dessa forma, torna-se necessária uma análise de sensibilidade considerando a variação da tarifa de remuneração da energia gerada a fim de averiguar qual cenário a UHR se viabiliza.

Tabela 22 – Resultados econômicos da UHR para VPL=0

Parâmetro/variável	Turbina	BFT
Vida útil (anos)	30	30
CAPEX (R\$)	2.410.087	1.738.320
Custo unitário instalado (R\$/kW)	10.832	8.556
Custo unitário instalado (R\$/kWh)	1.805	1.426
Tarifa de consumo – Fora ponta (R\$/MWh)	459,75	459,75
Relação Tarifa Geração/Consumo	6,65	6,25
Tarifa de geração - Ponta (R\$/MWh)	3.058,99	2.874,77
Tarifa de geração - Intermediária (R\$/MWh)	1.529,50	1.437,38
Receita bruta anual - Ponta (R\$)	502.076	430.911
Receita bruta anual - Intermediário (R\$)	251.038	215.455
Receita bruta anual total (R\$)	753.114	646.366
Impostos (R\$)	-48.936	-41.716
Receita líquida anual (R\$)	704.179	604.651
Custo operacional anual (R\$)	-448.518	-420.251
Lucro líquido (R\$)	255.660	184.400
Taxa Interna de Retorno (TIR)	10,0%	10,0%
<i>Payback</i> simples (anos)	9,4	9,4
<i>Payback</i> descontado (anos)	30,0	30,0
Valor Presente Líquido (VPL) (R\$)	0	0
Taxa de câmbio (R\$/)	4,90	4,90
LCOS (R\$/MWh)	2.145,17	2.016,92
LCOS (\$/MWh)	437,79	411,62

A análise de sensibilidade do VPL em função da variação da relação tarifa geração/consumo, conforme apresentado na Figura 35, indica uma atratividade econômica bastante similar entre as alternativas, especialmente quando se considera a região das curvas em que o VPL é positivo, ocorrendo aproximadamente a partir da relação tarifária de 6 a 7. Observa-se um descolamento das curvas para os menores valores de VPL, onde a BFT apresenta um VPL maior. No entanto, é importante destacar que isso ocorre na faixa em que o VPL é negativo, indicando que ambas as alternativas não são viáveis economicamente. Esse descolamento diminui gradativamente até a relação tarifária de 10,9, a partir da qual a configuração com turbina passa a apresentar valores mais elevados de VPL.

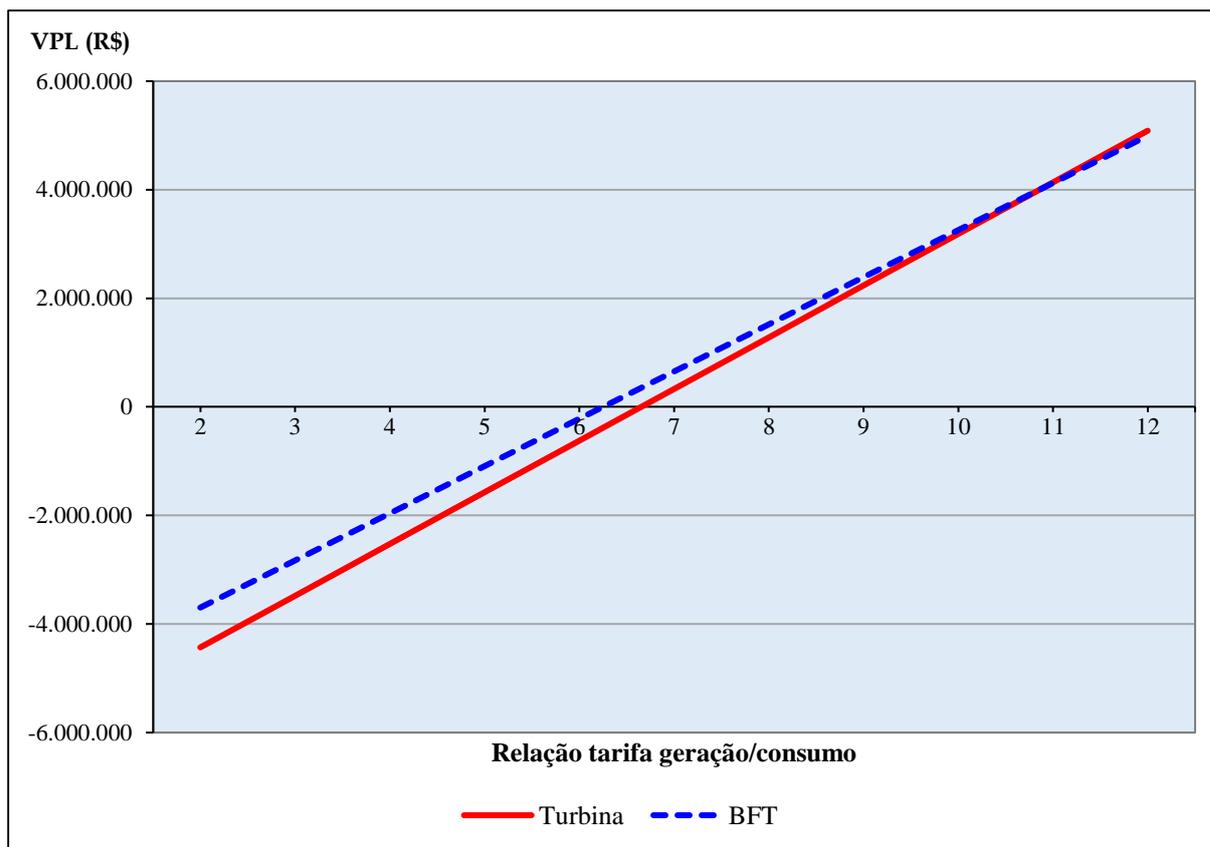


Figura 35 – VPL em função da relação tarifa geração/consumo

Fonte: Elaborado pelo autor

A análise de sensibilidade da TIR do projeto é apresentada na Figura 36, a qual possibilita ao investidor verificar as condições tarifárias praticadas no mercado, definir sua TMA e decidir sobre o investimento ao comparar com o seu custo de capital. Como atualmente não há um mercado nacional que precifique os serviços de armazenamento, a análise desenvolvida teve por objetivo comparar os resultados econômicos entre BFT e turbina para diferentes valores de relação tarifa geração/consumo.

Verifica-se que a BFT apresenta valores de TIR superiores à turbina para a mesma relação tarifa geração/consumo em todos os cenários simulados, sendo cada vez mais atrativa conforme a relação tarifária aumenta. Como foi considerada uma taxa de desconto igual a 10% na modelagem, valores de TIR inferiores a 10% indicam ausência de viabilidade econômica, e os projetos nessas configurações devem ser rejeitados. Desse modo, conclui-se que a TIR também indica que a BFT apresenta uma atratividade econômica maior que a turbina.

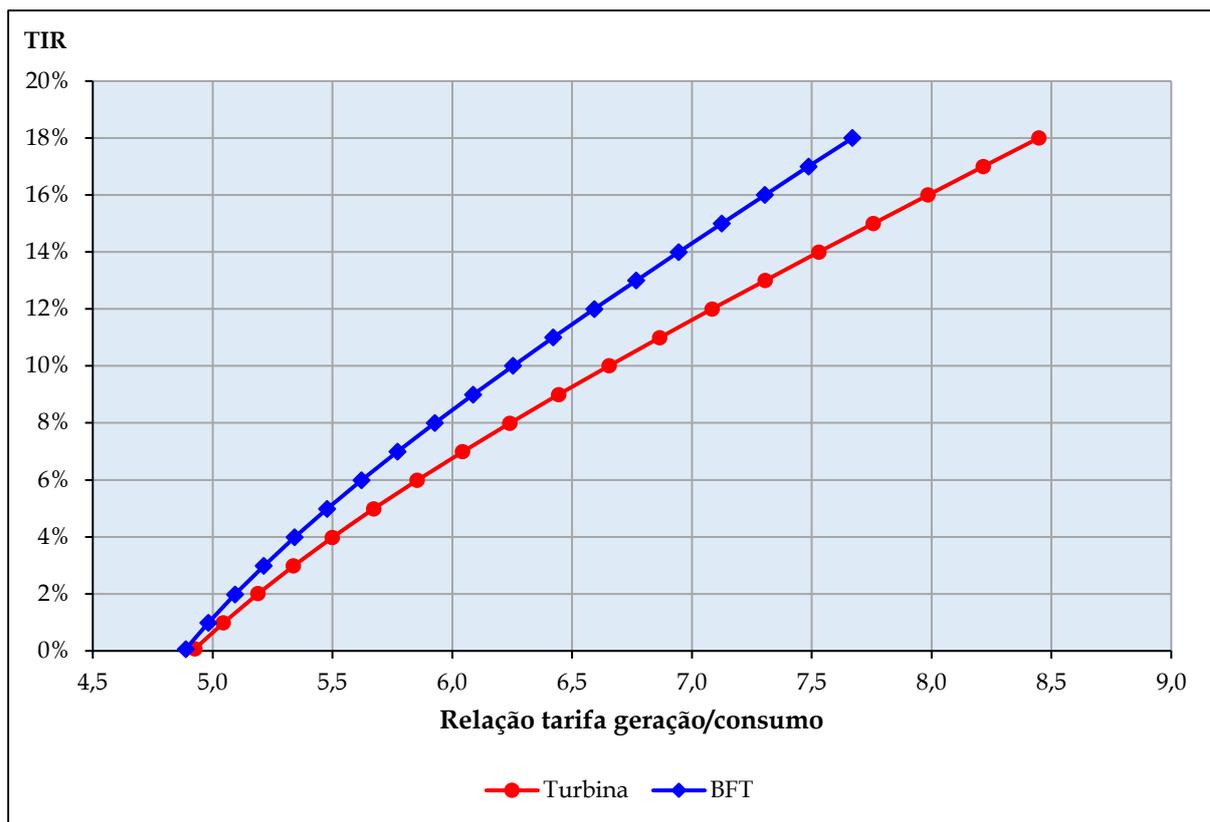


Figura 36 – TIR em função da relação tarifa geração/consumo

Fonte: Elaborado pelo autor

A análise de sensibilidade do *payback* em função da variação da relação tarifa geração/consumo está indicada na Figura 37, a partir da qual observa-se que a BFT possui menor tempo de recuperação do investimento e, conseqüentemente, maior atratividade econômica do que a turbina para todos os cenários simulados.

A análise do custo nivelado de armazenamento indica que a UHR BFT (\$411,62/MWh) é mais competitiva do que a UHR Turbina (\$437,79/MWh), no entanto, não foi observada uma grande diferença entre os valores calculados. Isso ocorre devido à diluição a longo prazo da economia significativa observada na implantação da UHR BFT. Por possuir uma maior eficiência no ciclo de armazenamento, a UHR Turbina descarrega uma quantidade maior de energia ao longo de sua vida útil.

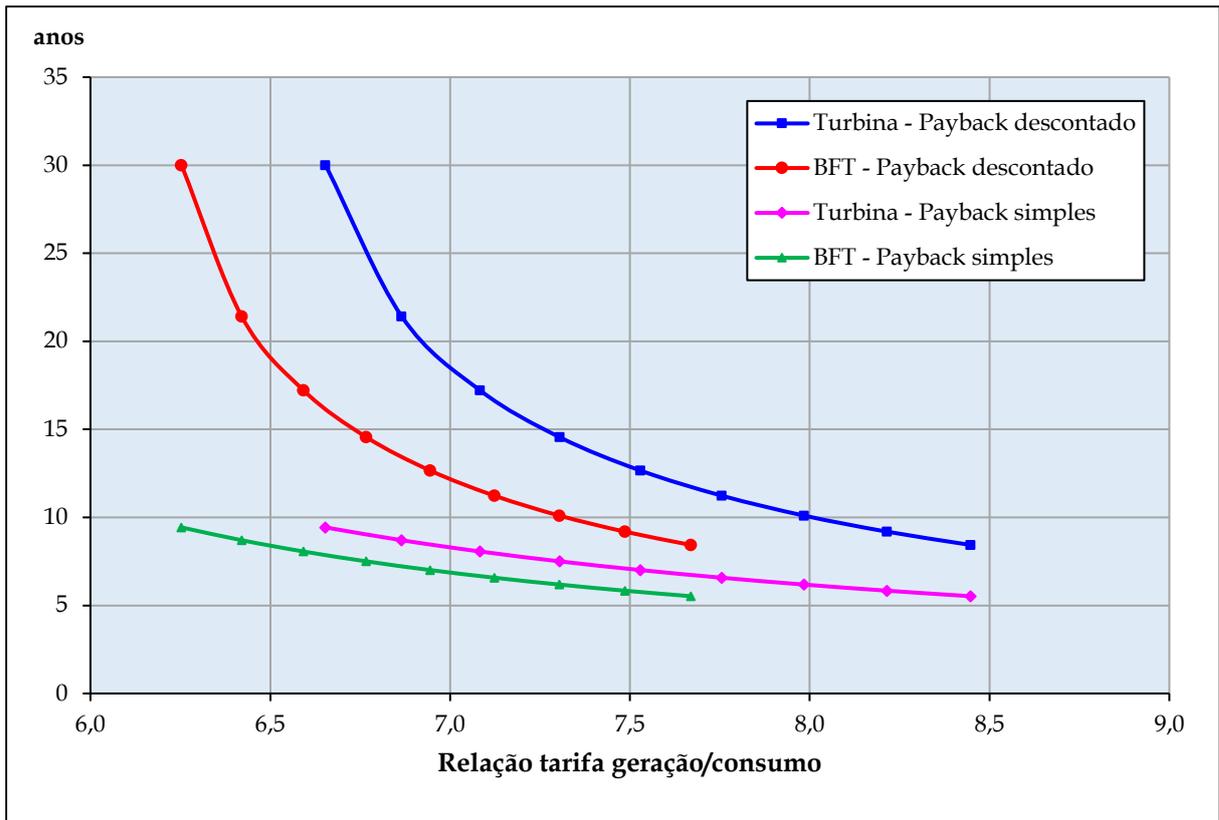


Figura 37 – Payback em função da relação tarifa geração/consumo

Fonte: Elaborado pelo autor

5 Discussão dos resultados

A seguir, apresenta-se a discussão dos resultados obtidos no estudo de caso descrito na seção 4.

5.1 Considerações sobre as alternativas de grupo gerador

A primeira parte do estudo dimensionou o grupo gerador e os principais componentes da central reversível, possibilitando a obtenção dos requisitos técnicos e desempenho operacional das configurações UHR Turbina e UHR BFT.

O grupo gerador convencional apresentou a vantagem de maior eficiência na operação de geração e, conseqüentemente, resultou em maior geração energética para o mesmo volume de armazenamento hídrico.

O grupo motobomba em reverso apresentou as vantagens de menores custos de implantação e operacionais, além de um prazo mais curto para o fornecimento dos equipamentos. No mercado de bombas hidráulicas, há modelos disponíveis para pronta entrega, e mesmo que seja necessária a fabricação do equipamento, o prazo de fornecimento é da ordem de 60 a 90 dias. Com base em informações obtidas junto aos fornecedores de turbinas, atualmente, o prazo típico para entrega de uma turbina hidráulica é significativamente maior, em torno de 12 a 14 meses, visto que exigem projeto e fabricação específicas para as características da instalação.

Em obras de usinas hidrelétricas de pequeno porte, o caminho crítico costuma ser o tempo de fornecimento das unidades geradoras, visto que, em geral, a obra civil não apresenta as complexidades construtivas de uma grande hidrelétrica, podendo ser executada em um prazo inferior a um ano. Desse modo, com a utilização da BFT, o prazo de implantação da usina se reduz a alguns meses, e a operação comercial da UHR BFT pode ser iniciada antes da UHR Turbina, o que gera benefícios econômicos não mensurados no presente estudo.

Em termos de flexibilidade operacional, o fato de a BFT não possuir um mecanismo de regulação de velocidade não se configura como um problema, visto que as estruturas e a operação da UHR foram dimensionadas para potência máxima durante todo o período do modo geração.

A divisão de custos por categoria evidenciou que, no caso da UHR Turbina, o grupo gerador supera os custos com obra civil. Por outro lado, a economia de 81% no grupo gerador, para a UHR BFT, torna a obra civil o componente mais dispendioso.

A Figura 38 apresenta a divisão de custos por categoria determinados para a UHR em estudo, comparativamente com as referências encontradas na bibliografia para hidrelétricas convencionais de grande e pequeno porte (Figura 6). O arranjo definido para a UHR apresenta obras muito mais simples do que é comum em uma obra de hidrelétrica, haja vista a inexistência de barragem e vertedouro para o caso estudado. Isso resultou no grupo gerador convencional sendo o componente de maior custo no caso da UHR Turbina.

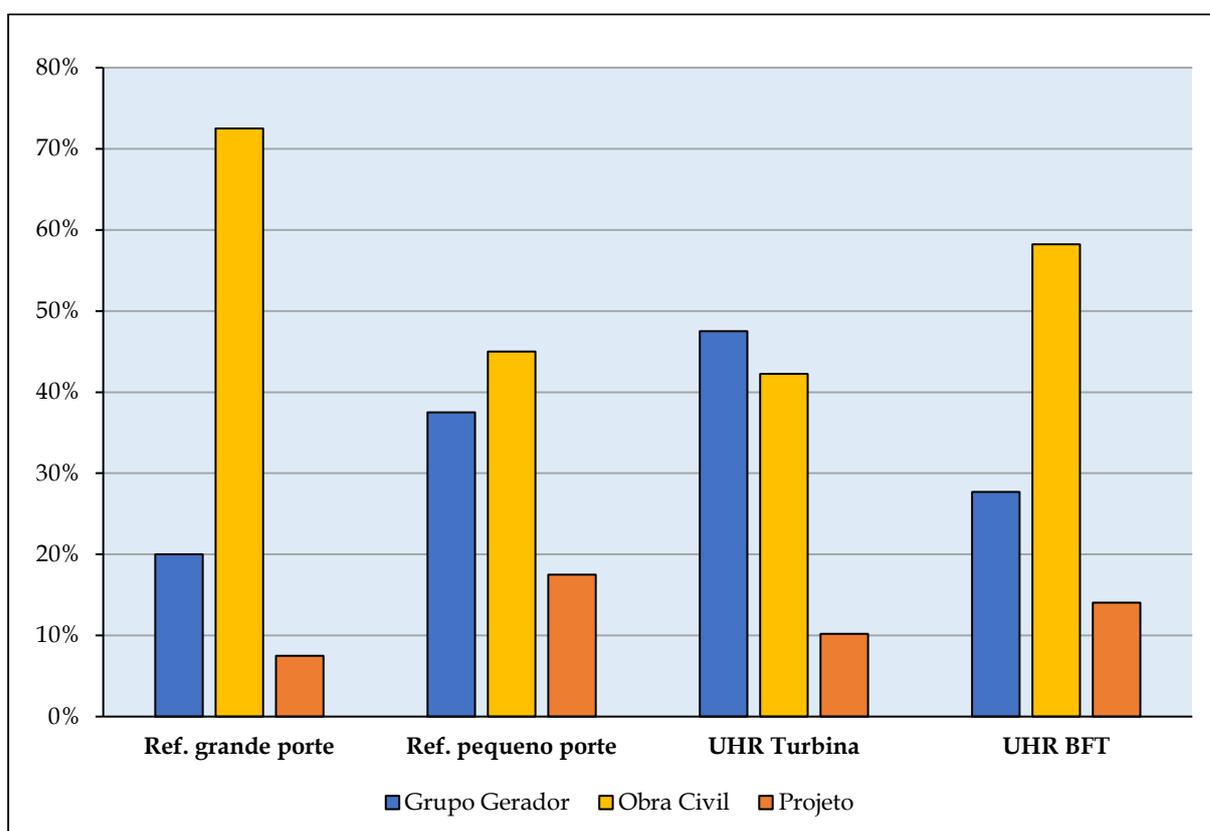


Figura 38 – Referências na literatura e custos verificados por categoria

Fonte: Elaborado pelo autor

Foi verificado que o custo unitário de investimento por capacidade instalada (R\$/kW instalado) na configuração com BFT é 21% menor do que na configuração com turbina, no entanto, o montante de energia gerada com BFT é cerca de 9% inferior.

A viabilidade econômica foi avaliada em termos da remuneração necessária para viabilizar o empreendimento a partir da tarifa do consumo de energia para recarga do armazenamento, e todas as métricas econômicas indicaram que a UHR BFT necessita de um valor menor de tarifa para se viabilizar. Portanto, para o caso estudado, a utilização de BFT é uma opção mais econômica do que a turbina.

Como a operação como BFT está associada a maiores valores de queda e vazão do que as condições de funcionamento como BFB do modelo de bomba escolhido, para aplicações reais de BFT, é necessário realizar algumas verificações para que o equipamento possa operar sem alterações em sua estrutura, conforme preconizado por Viana (1987) e Chapallaz et al. (1992).

5.2 Comparação com outras tecnologias de armazenamento

Em vez de considerar a valoração do serviço de armazenamento energético e analisar apenas o atributo de energia gerada, ou seja, como se a UHR fosse uma fonte convencional de geração, os valores calculados do custo de armazenamento (LCOS) da UHR se tornam custo de energia (*levelized cost of energy* - LCOE).

Neste contexto, verifica-se que a UHR não apresenta competitividade em relação às fontes convencionais de geração, haja vista que os custos de energia das configurações UHR Turbina (R\$ 2.145,17/MWh) e UHR BFT (R\$ 2.016,92/MWh) estão muito distantes dos preços de venda de energia de uma fonte convencional. Por exemplo, o preço médio de contratação na modalidade quantidade de energia de empreendimentos de fonte hidrelétrica no último leilão de energia nova realizado, o A-5 de 2022, foi de R\$ 277,99/MWh (EPE, 2022c). Assim, torna-se necessário avaliar a viabilidade da UHR proposta em comparação com outras tecnologias de armazenamento que oferecem o mesmo tipo de serviço ao sistema.

O relatório "Avaliação de custo e desempenho da tecnologia de armazenamento de energia em rede (2022)", elaborado por Viswanathan et al. (2022) com apoio do Comitê de Investimento em Tecnologia de Pesquisa do Departamento de Energia dos Estados Unidos, analisou o custo de armazenamento de diversas tecnologias para potências que variam de 1 a 1000 MW e tempos de descarga de 2 a 100 horas.

A Figura 39 apresenta os dados do custo instalado (\$/kWh) indicados no relatório mencionado para as tecnologias analisadas. Verifica-se que as UHRs Turbina e BFT possuem um custo de investimento por energia armazenada (\$/kWh) menor do que as tecnologias concorrentes para a mesma faixa de potência. No entanto, o custo instalado não reflete aspectos determinantes para a viabilidade econômica da tecnologia, pois essa métrica não leva em consideração o desempenho operacional ao longo da vida útil do sistema de armazenamento.

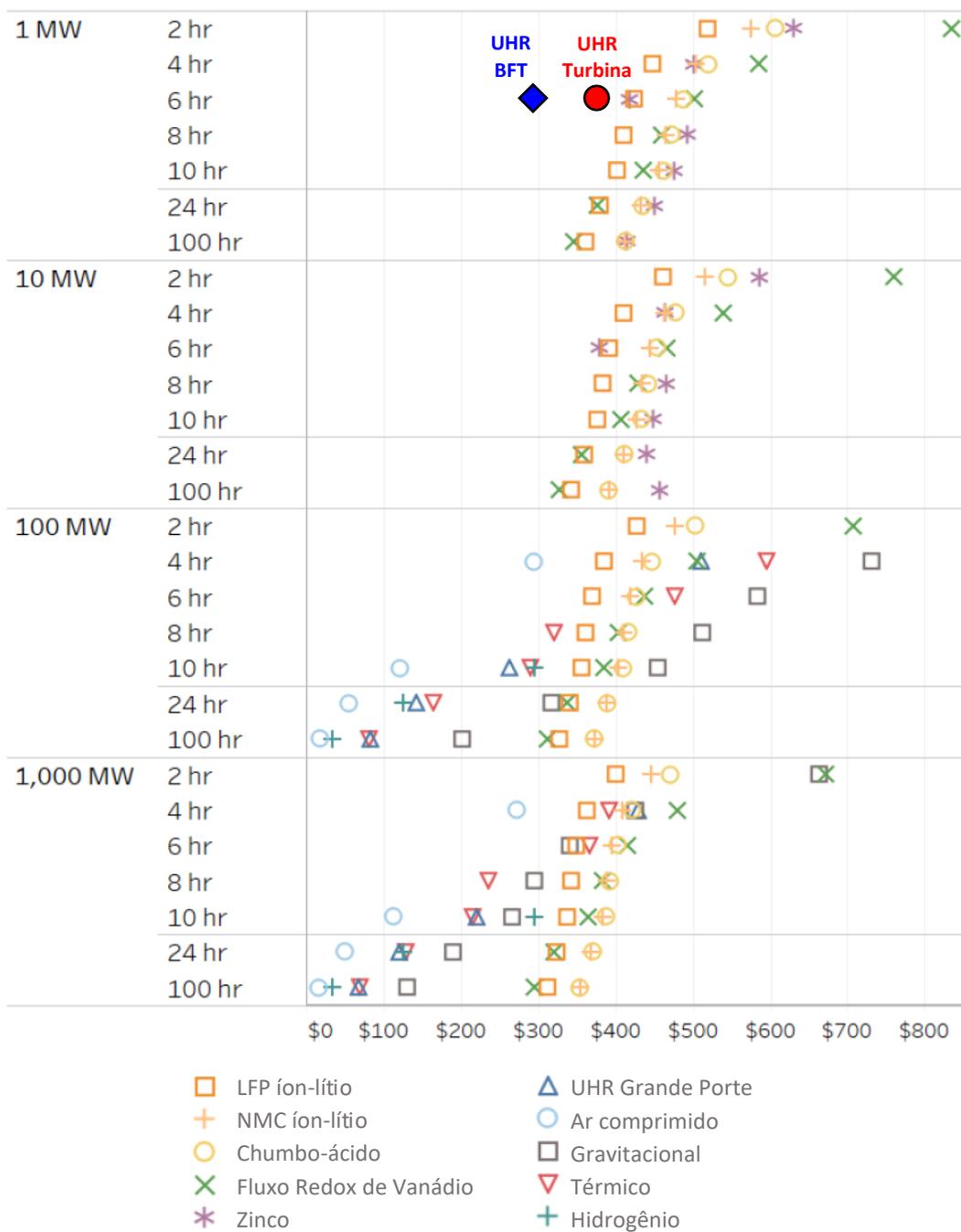


Figura 39 – Custo instalado (\$/kWh) por tecnologia

Fonte: Adaptado de Viswanathan et al. (2022)

Cole e Karmakar (2023) analisaram o custo e desempenho de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) para a faixa de duração de 1 a 8 horas, utilizando baterias de íon-lítio em escala comercial, com uma potência de 600 kW. Os resultados indicaram que o custo instalado em $\$/\text{kWh}$ diminuiu significativamente à medida que o tempo de descarga aumenta. Os autores estabeleceram três cenários de desenvolvimento tecnológico do BESS para as próximas décadas: conservador, moderado e avançado, projetando reduções de custos de 17%, 38% e 52%, respectivamente, entre 2022 e 2035. Para o período de 2035 a 2050, as reduções de CAPEX são de 4% (0,3% em média ao ano) para o cenário conservador, 20% (1,3% em média ao ano) para o moderado e 31% (2,1% em média ao ano) para o avançado.

A Figura 40 apresenta as curvas de projeção dos custos de baterias em comparação com os resultados para as configurações de UHR analisadas no presente estudo. Observa-se que, no cenário atual, as UHRs possuem um custo de implantação menor do que o das baterias.

Considerando a projeção conservadora, o custo de implantação das UHRs permanecerá inferior ao das baterias ao longo de toda a série simulada. No cenário moderado, as baterias se tornariam mais econômicas do que a UHR Turbina em 2027, e o mesmo ocorreria para a UHR BFT em 2038. No cenário avançado, isso se daria em 2023 e 2027, respectivamente.

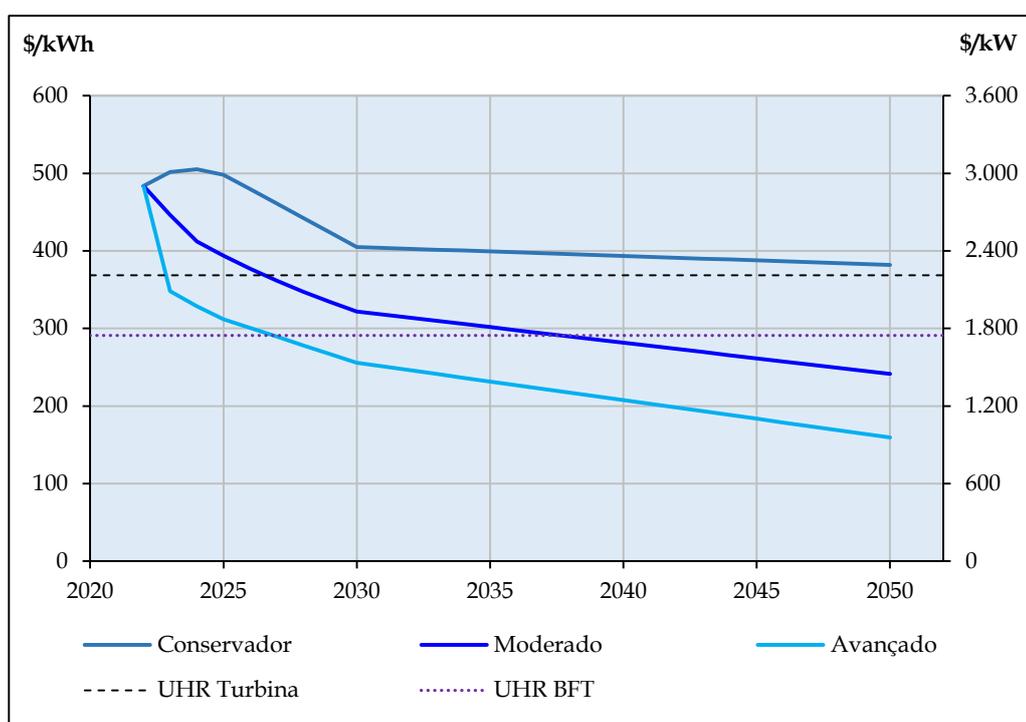


Figura 40 – Projeções de redução de custos de baterias íon-lítio para sistemas de armazenamento de 6 horas

Fonte: Adaptado de Cole e Karmakar (2023)

A comparação do custo nivelado de armazenamento de energia é apresentada na Figura 41. O LCOS é uma métrica que permite uma comparação mais igualitária entre diversas tecnologias de armazenamento do que apenas comparar o custo por capacidade instalada, porém é preciso considerar que cada sistema de armazenamento apresenta características únicas de vida útil, tempos de descarga, quantidade de ciclos ao longo da sua vida útil e custos de operação e manutenção.

O LCOS do BESS foi calculado para os três cenários definidos por Cole e Karmakar (2023), considerando a mesma potência de geração da UHR BFT, eficiência de 85%, custos de O&M fixos em 2,5% a.a., degradação de 0,5% a.a., e vida útil de 3.840 ciclos ao longo de 15 anos (VISWANATHAN et al., 2022; COLE e KARMAKAR, 2023). Neste contexto, foi prevista uma reforma e substituição de componentes no ano 16, no valor de 50% do CAPEX inicial, para alcançar uma vida útil total de 30 anos.

Viswanathan et al. (2022) e Cole e Karmakar (2023) apontam que o custo instalado (\$/kW) de sistemas de armazenamento diminui conforme aumenta-se a potência nominal e o tempo de descarga. Os dados disponíveis na literatura consultada referem-se a um sistema de baterias de íon-lítio com 600 kW de capacidade instalada e 6 horas de tempo de descarga, resultando em um armazenamento de aproximadamente 3.600 kWh, cerca de três vezes maior do que o armazenamento das UHRs no presente estudo. Logo, espera-se que os custos unitários do BESS para um armazenamento de 1.200 kWh sejam superiores aos utilizados na presente análise comparativa.

A análise da Figura 41 indica que no cenário atual tanto a UHR Turbina (\$438/MWh) quanto a UHR BFT (\$412/MWh) apresentam um menor custo nivelado de armazenamento de energia em relação ao BESS (\$494/MWh), ou seja, na atualidade as UHRs são mais atrativas economicamente do que o BESS.

Na última década houve um crescimento significativo na implantação de baterias como soluções de armazenamento de energia em rede, e o desenvolvimento tecnológico projeta redução dos custos de produção para a próxima década (VISWANATHAN et al., 2022).

As projeções do BESS segundo Cole e Karmakar (2023) resultam em LCOS de \$445/MWh, \$388/MWh, e \$361/MWh em 2035; e \$435/MWh, \$353/MWh, e \$305/MWh em 2050, respectivamente para os cenários conservador, moderado e avançado.

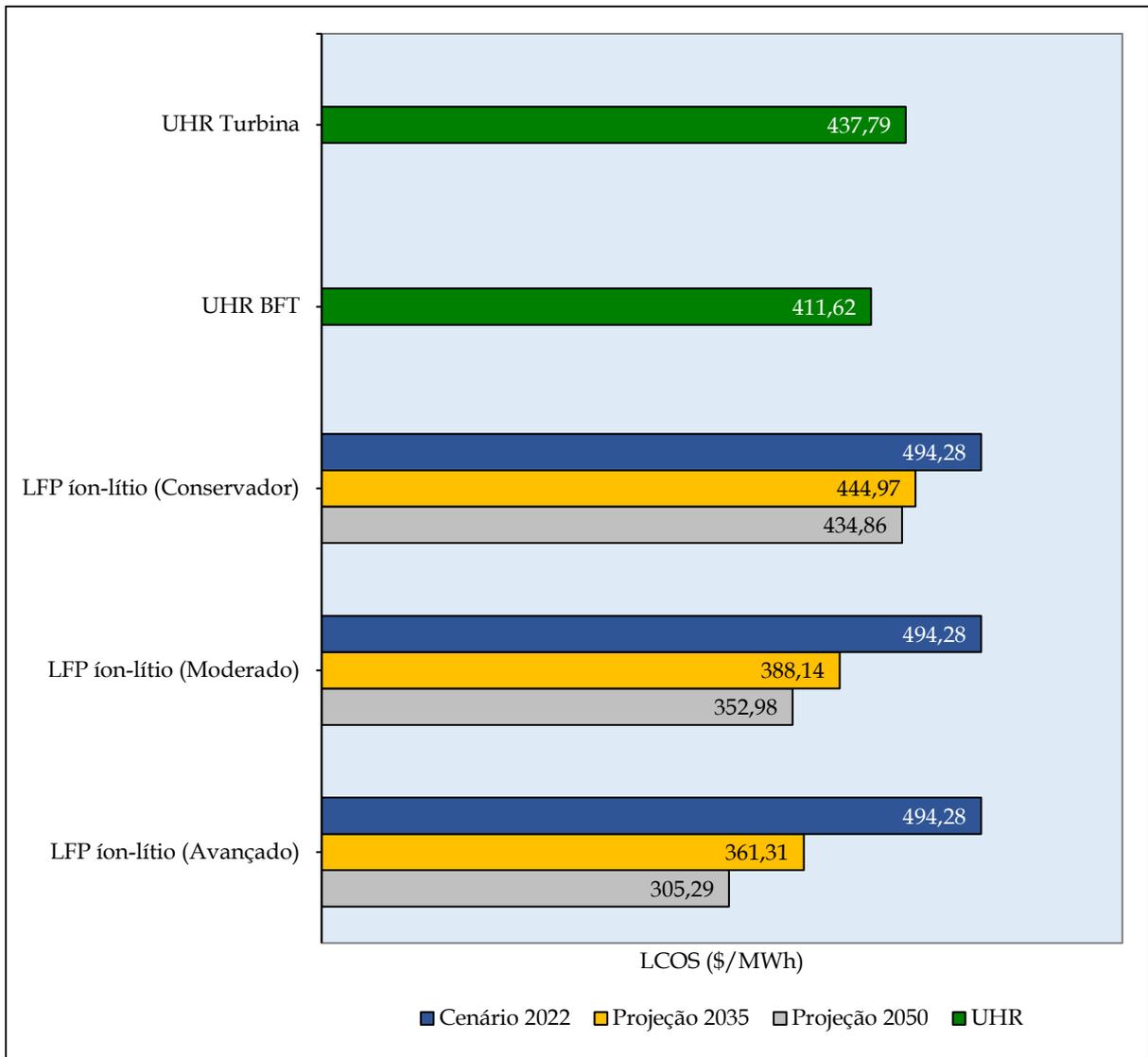


Figura 41 – Comparação do LCOS (\$/MWh) por tecnologia de armazenamento

Fonte: Adaptado de Cole e Karmakar (2023)

Por conseguinte, depreende-se que nas condições atuais as UHRs propostas em ambas as configurações são mais atrativas do que utilização de baterias como solução para mini armazenamento. Considerando a projeção conservadora de desenvolvimento tecnológico e redução de custos do BESS, a UHR BFT continuaria mais econômica do que o BESS, ao passo que a UHR Turbina teria um LCOS maior que o BESS em 2050. Nos cenários moderado e avançado, em 2035 o BESS já seria mais econômico que as UHRs.

Os valores de LCOS para as BESS indicadas referem-se a uma potência de 600 kW, tempo de descarga de 6 horas. Segundo Viswanathan et al. (2022) a vida útil de uma bateria é em função profundidade de descarga, ou seja, quanto menor a descarga média, maior será a quantidade de ciclos de carga e descarga. Para a presente análise foi adotada uma vida útil de 3.840 de ciclos para uma profundidade de descarga de 100%, o que para o modo de operação analisado resulta em uma vida útil de 15 anos, sendo necessário reforma e substituição de componentes para alcançar uma vida útil de 30 anos.

A UHR proposta foi dimensionada para fornecer uma potência de 222,5 kW na configuração com turbina e 203,2 kW no arranjo com BFT, associada a um tempo de descarga de 6 horas para 7.500 ciclos completos durante uma vida útil de 30 anos. Segundo a EPE (2007), nas avaliações econômicas de empreendimentos de geração hidrelétrica, é comum considerar um prazo de 30 anos como vida útil das instalações. No entanto, a vida útil real de usinas hidrelétricas é de 50 a 100 anos, podendo até mesmo ser maior, e eventuais diferenças decorrentes de uma análise de prazo mais extenso são interpretadas como um benefício adicional para a geração hidrelétrica quando comparada a outros tipos de geração.

Tendo em vista que o custo de recarga do armazenamento impacta significativamente a viabilidade do empreendimento, foi desenvolvida uma análise de sensibilidade do LCOS em função da tarifa de consumo para a operação de enchimento do reservatório, conforme apresentado na Figura 42. Os pontos em destaque representam o LCOS para as condições definidas no estudo de caso, ou seja, para uma tarifa de consumo para bombeamento de R\$ 459,75/MWh, conforme indicado na Tabela 22. Nesse contexto, o LCOS para UHR Turbina é de R\$ 2.145,17/MWh (\$437,79/MWh), e de R\$ 2.016,92/MWh (\$411,62/MWh) para a UHR BFT.

As curvas do LCOS da Figura 42 possibilitam avaliar o impacto na viabilidade da UHR nas duas configurações propostas caso ocorra uma alteração na tarifa de consumo, tornando-se mais atrativo à medida que os custos da operação do bombeamento diminuem.

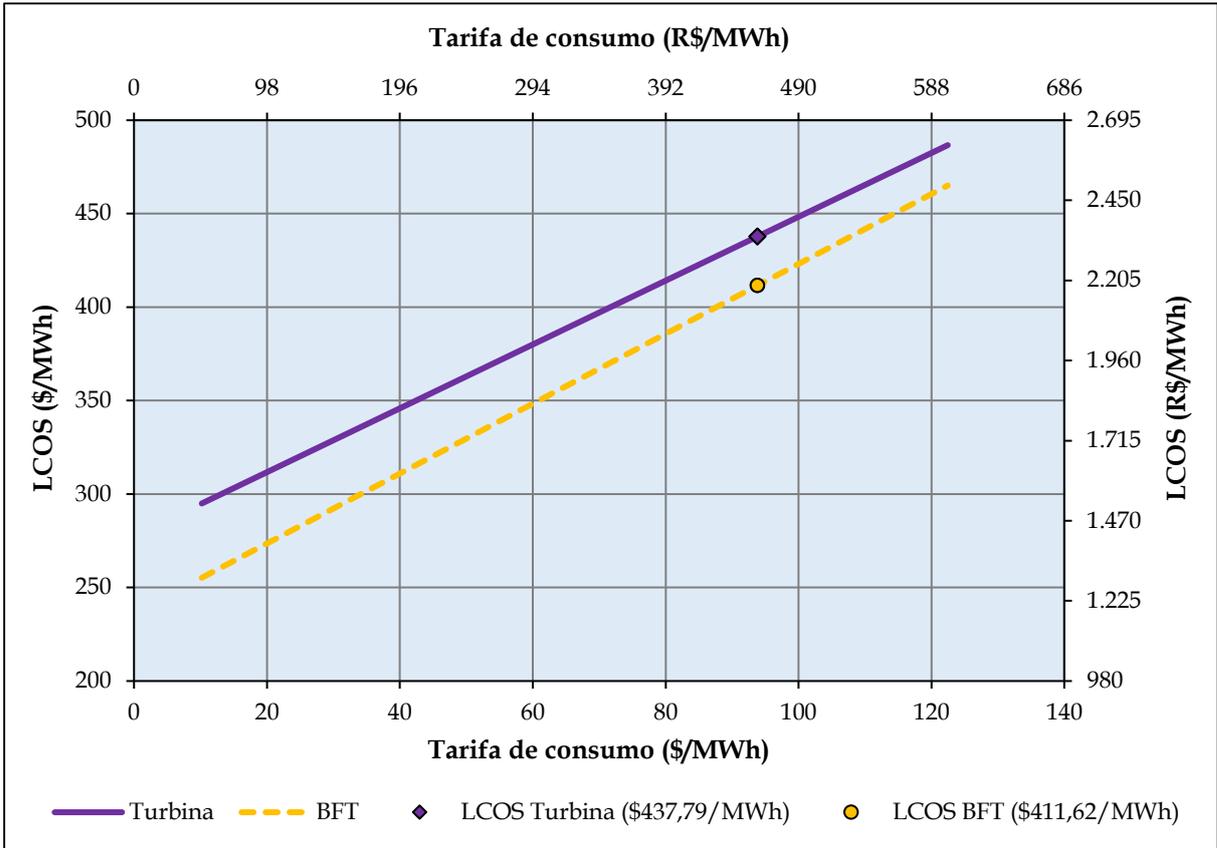


Figura 42 – LCOS em função da tarifa de recarga do armazenamento

Fonte: Elaborado pelo autor

Segundo Viswanathan et al. (2022), em geral sistemas de armazenamento em bateria possuem uma vida útil, sem revisão e substituição de componentes, de 10 a 15 anos, e podem alcançar eficiências de ciclo superiores a 90%. Sistemas de armazenamento não-eletróquímicos apresentam vida útil na faixa de 30 a 60 anos, e usinas reversíveis de grande porte possuem uma eficiência típica de 80%. O presente trabalho verificou que UHRs de pequeno porte têm sua eficiência reduzida de 20 a 25% em relação à eficiência de ciclo de UHRs de grande porte. A Figura 43 apresenta a uma visão geral do desempenho de cada tecnologia de armazenamento.

A vantagem de uma UHR de grande porte em relação às baterias se dá em virtude de mesmo apresentando uma eficiência um pouco menor, possuem uma vida útil muito maior, o que impacta na viabilidade do projeto e fazem com que atualmente a UHR seja a tecnologia mundialmente dominante como solução de armazenamento de grande porte.

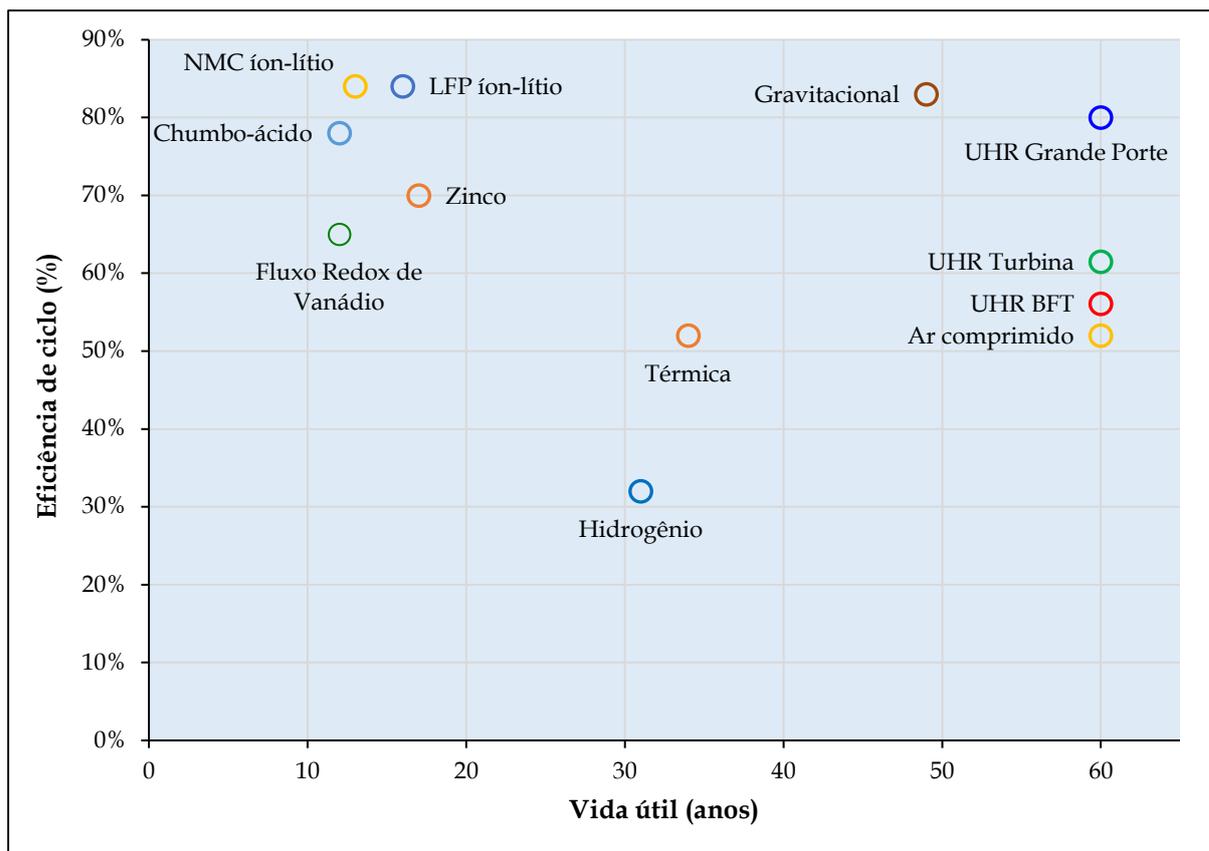


Figura 43 – Vida útil e eficiência de ciclo por tecnologia de armazenamento

Fonte: Adaptado de Viswanathan et al. (2022)

Devido às baixas eficiências de ciclo de armazenamento verificadas para a Turbina UHR e o BFT UHR, que são respectivamente 61,5% e 56,1%, e à necessidade de desnível topográfico localizado simultaneamente próximo ao local de consumo e a um reservatório inferior já existente, a aplicação da configuração proposta não é tão ampla quanto do BESS, pois estes apresentam a vantagem competitiva de facilidades e simplificações associadas à sua infraestrutura de instalação.

No que se refere a aplicações descentralizadas, um sistema de armazenamento só faz sentido se estiver próximo à carga. As baterias como sistema de armazenamento e geradores a diesel como mecanismo de redução do consumo na ponta são alternativas modulares que podem ser instaladas em qualquer local.

Embora as UHRs Turbina e BFT apresentem um custo instalado menor do que o das baterias para a mesma faixa de potência e tempo de descarga, verificou-se que os custos operacionais e a eficiência do ciclo de armazenamento das UHRs do presente estudo têm um grande impacto

em sua viabilidade econômica. Atualmente, a UHR é uma solução de armazenamento mais econômica do que as baterias, mas as projeções indicam que as significativas reduções de custos do BESS continuarão na próxima década, o que tende a torná-las mais atrativas do que a UHR.

A eficiência do ciclo das UHRs Turbina e BFT repercute negativamente de duas maneiras no resultado do LCOS. Quanto maiores forem as perdas na geração, menor será a energia descarregada, e quanto maiores forem as perdas no bombeamento, maior será a energia consumida, conseqüentemente, aumentando o custo da recarga do armazenamento. Como o LCOS é tanto maior quanto menor for a energia descarregada e quanto maior for o custo da recarga, um sistema de armazenamento, mesmo associado a um menor custo de implantação, pode ter um custo de armazenamento maior devido à sua eficiência de ciclo.

5.3 Considerações sobre o modo de operação da UHR

O modelo de negócio da UHR estudada é a arbitragem de energia, que busca lucrar com as oscilações de preços da energia elétrica ao longo do dia. No Brasil, o PLD horário (Preço Horário de Liquidação das Diferenças) foi implantado em teste 2018, e vigora efetivamente desde 2021. No entanto, conforme o histórico apresentado na Figura 44, há pouca volatilidade nos preços do mercado intradiário, principalmente em períodos nos quais os reservatórios das grandes hidrelétricas estão cheios.

Futuramente, com o aumento da penetração das fontes intermitentes e a criação de novos desafios em um mercado onde a fonte hídrica sempre forneceu serviços ancilares embutidos em sua remuneração, a situação pode mudar. No entanto, até lá, as baterias continuarão a ter ganhos de escala e desenvolvimento tecnológico que aumentarão sua atratividade.

Adicionalmente, cita-se que a análise se baseou na arbitragem de energia, o que acarreta riscos ao investimento devido à imprevisibilidade da receita futura. Desse modo, a UHR como um ativo demanda condições adicionais para justificar seu investimento.

O benefício sistêmico de um sistema de armazenamento está relacionado ao impacto dos serviços ancilares que ela pode oferecer ao sistema elétrico, os quais serão maiores à medida que a potência instalada for aumentada. Em relação à potência instalada da UHR estudada, o porte mini, aproximadamente 200 kW, limita a capacidade de serviços de armazenamento

energético que a usina pode fornecer. O estudo de caso analisou apenas uma unidade geradora, mas uma maior capacidade instalada pode ser atingida com a associação de BFTs em paralelo.

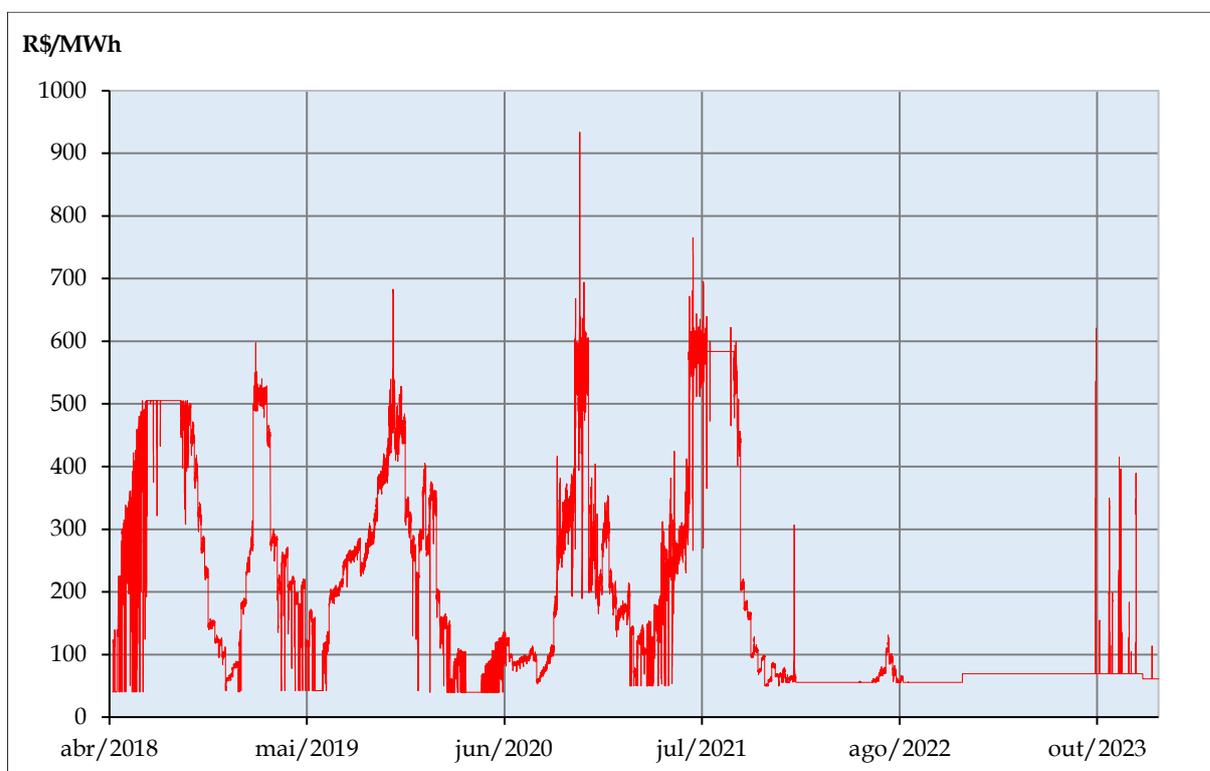


Figura 44 – PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste de 2018 a 2023

Fonte: Adaptado de CCEE (2024)

Dentre os principais serviços ancilares que uma UHR de grande porte pode oferecer, destacam-se o nivelamento de carga, provimento de inércia, reserva de potência para controle de frequência, controle de reativos, autorrestabelecimento (*black-start*) e adiamento do investimento em transmissão e distribuição. A mini UHR proposta poderia atuar na redução do pico da demanda, deslocamento do consumo e reserva operativa.

6 Conclusões

A aplicação da teoria de BFT permitiu dimensionar uma miniusina hidrelétrica reversível, estabelecendo um estudo comparativo teórico entre o uso de BFT e uma solução convencional com a utilização de uma turbina hidráulica. As características da instalação estudada foram as mesmas para ambos os casos, o que permitiu isolar a variável grupo gerador e avaliar os impactos técnicos e econômicos de cada alternativa.

Em termos técnicos, verificou-se que tanto a BFT quanto a turbina convencional são soluções adequadas para compor o grupo gerador do estudo de caso analisado. Quanto à disponibilidade dos equipamentos no mercado nacional, em consulta a fornecedores, foi constatado que a padronização das bombas resulta em um curto período de fornecimento, com média de 60 a 90 dias. Por outro lado, as turbinas convencionais demandam um projeto específico, e seu prazo de fornecimento pode ultrapassar um ano.

Devido à ausência de um modelo tarifário que remunere os serviços prestados por uma usina reversível, a viabilidade econômica das alternativas foi analisada por meio da ótica da arbitragem de energia. Para uma tarifa de consumo fora ponta de R\$ 0,46/kWh para a operação de bombeamento para enchimento do reservatório superior, verificou-se que o *break-even* da UHR BFT é uma tarifa de remuneração da geração na ponta 6,3 vezes maior do que a tarifa de consumo. Já para a UHR Turbina, o ponto de equilíbrio dos custos e benefícios do projeto está relacionado a uma tarifa 6,7 vezes maior.

Desse modo, a configuração com BFT é mais vantajosa do ponto de vista econômico, pois necessita de uma remuneração menor do que a configuração com turbina para compensar seu investimento. Essa inferência foi confirmada pela comparação do custo nivelado de armazenamento de energia, que é de \$411,62/MWh para UHR BFT, ao passo que o LCOS da UHR Turbina é de \$437,79/MWh. Assim, conclui-se que, para o estudo de caso desenvolvido, utilizar BFT é mais econômico do que usar turbina convencional.

Todavia, verificou-se que as mini UHRs propostas não possuem viabilidade econômica, visto que as condições tarifárias simuladas para viabilizá-las não são praticadas atualmente no mercado de energia. A inserção das UHRs no sistema elétrico nacional necessita de um sinal econômico que remunere outros atributos que não apenas a energia gerada. A regulamentação

e valoração dos serviços ancilares podem tornar as grandes UHRs viáveis em função dos serviços elétricos prestados ao sistema, mas devido à pequena potência da UHR proposta, seu impacto na rede elétrica é irrisório.

A análise do LCOS indicou que no cenário atual a mini UHR proposta em ambas configurações de grupo gerador possui maior atratividade econômica do que a tecnologia concorrente para a mesma faixa de potência, que são os sistemas de armazenamento de energia em bateria. A mini UHR possui um custo de investimento menor, porém sua eficiência de ciclo de armazenamento é significativamente mais baixa do que a das baterias. As projeções apontam reduções significativas de custos do BESS ao longo da próxima década, devido ao desenvolvimento tecnológico e ganhos de escala associados. Assim, é possível que as baterias se tornem mais econômicas em comparação com a mini UHR.

Uma análise crítica revela algumas limitações deste estudo de caso. Uma simplificação foi adotada ao estabelecer o valor das perdas hidráulicas no circuito adutor como uma premissa de projeto, o que poderia ter sido superado com o cálculo das perdas conforme a formulação disponível na literatura. Além disso, outra simplificação foi a não consideração dos efeitos da variação de nível do reservatório superior, o que altera a altura de queda/elevação e resulta em variações de potência ao longo das operações de geração e bombeamento. Por último, a análise desenvolvida compara a mini UHR com soluções de armazenamento nos Estados Unidos, que estão relacionadas a uma realidade diferente de mercado de energia e economia, e são projetadas para potências de 600 a 1000 kW. Portanto, talvez para a faixa de potência de 200 kW, a mini UHR proposta seja mais competitiva.

6.1 Recomendação para trabalhos futuros

A partir das análises e conclusões apresentadas neste estudo, sugerem-se os seguintes trabalhos futuros:

- (i) Compartilhamento da mesma máquina elétrica entre a BFB e BFT, configurando assim um arranjo ternário;
- (ii) Investigação do limite econômico de potência da utilização da BFTs;
- (iii) Associação de BFTs em paralelo para aumentar a potência nominal da usina reversível;

- (iv) Definição do arranjo de válvulas e sequência de manobras para a alternância entre as operações de geração e bombeamento;
- (v) Estudo de mini UHRs aplicadas a sistemas *off-grid* e armazenamento atrás do medidor;
- (vi) Estudo de uma usina híbrida com a associação da mini UHR a uma usina fotovoltaica para subsidiar o custo energético do bombeamento para enchimento do reservatório superior.

7 Referências bibliográficas

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Proposta de Chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D Estratégico nº 21/2016**. Brasília: 2016. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aavs2016sn149_1.pdf>. Acesso em 09/02/2024.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Modalidades Tarifárias**. 2022. Disponível em <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>>. Acesso em 08/06/2023.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL**: Regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis. Brasília: 2023a. Disponível em <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2023001sgm.pdf>>. Acesso em 09/02/2024.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória ANEEL nº 3.279, de 17 de outubro de 2023**. 2023b. Disponível em <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233279ti.pdf>>. Acesso em 19/11/2023.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Aviso de Consulta Pública nº. 039/2023**. 2023c. Disponível em <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/acp2023039.pdf>>. Acesso em 09/02/2024.

ARGONNE, Argonne National Laboratory. **Modelling and Analysis of Value of Advanced Pumped Storage Hydropower in the United States**. Report ANL/DIS-14/7, 372 p, 2014.

BARBARELLI, S.; AMELIO, M.; FLORIO, G. Experimental activity at test rig validating correlations to select pumps running as turbines in microhydro plants. **Energy Conversion and Management**. 126(A):549-556, 2017a.

BARBARELLI, S.; AMELIO, M.; FLORIO, G.; SCORNAIEMCHI, N.M. Procedure Selecting Pumps Running as Turbines in Micro Hydro Plants. **Energy Procedia**. 149:781-797, 2017b.

BRANDÃO, R.; CASTRO, N.; HUNT, J. **A viabilidade das usinas reversíveis no sistema interligado nacional** [recurso eletrônico]. 1. ed. - Rio de Janeiro: E-Papers, 2021. Disponível em <gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/31_livro_uhr_2021_12_16.pdf>. Acesso em: 06/08/2022.

BREALEY R. A; MYERS S. C.; ALLEN, F. **Princípios de finanças corporativas**. 10. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 2013

CARREIRA, R. **Estudo de recuperação energética em sistema de abastecimento de água através de bombas funcionando como turbinas**. Estudo de caso: Cidade de Elói Mendes. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2021.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Painel de Preços – Histórico do Preço Horário**. 2024. Disponível em <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>>. Acesso em 09/02/2024.

CHAPALLAZ, J.; EICHENBERGER, P.; FISCHER, G. **Manual on Pumps used as Turbines**. Braunschweig: Vieweg, 221 p, 1992.

COLE, W; KARMAKAR, A. **Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update**. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponível em <nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>.

ELETROBRÁS, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. 2000.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia – PNE 2030. Volume 3 - Geração Hidrelétrica**. Rio de Janeiro: 2007. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>>. Acesso em 17/05/2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta**. Rio de Janeiro: 2015. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-311/DEA%2001%20-%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa%20no%20Hor%C3%A1rio%20de%20Ponta%5B1%5D.pdf>>. Acesso em 26/03/2023.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050**. Rio de Janeiro: 2018. Disponível <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/estudos-do-pne-2050/02-relatorios-epe/04-premissas-e-custos-da-oferta-de-energia-eletrica-no-horizonte-2050-nt-pr-007-2018.pdf/view>>. Acesso em 15/05/2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica**. Rio de Janeiro: 2021. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-561/EPE-DEE-NT-013_2021-r0.pdf>. Acesso em 09/08/2022.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Rio de Janeiro: 2022a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decena-de-expansao-de-energia-2031>>. Acesso em 08/08/2022.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2022**. Rio de Janeiro: 2022b. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>>. Acesso em 08/08/2022.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **LEN A-5 2022 - Informe de Vencedores**. Rio de Janeiro: 2022c. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/leilao-de-energia-nova-a-5-de-2022-epe-publica-informe-de-habilitados-e-vencedores>>. Acesso em 27/11/2022.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2023**. Rio de Janeiro: 2023. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em 03/12/2023.

FERNÁNDEZ, J.; PARRONDO, J.; STICKLAND, M. Performance of a centrifugal pump running in inverse mode. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part A Journal of Power and Energy**. 218(4):265-271, 2004.

GEOMEMBRANA. **Geomembrana lisa de PEAD**. 2023. Disponível em <<https://www.geomembrana.com.br/geomembrana-lisa-de-pead.php>>. Acesso em 24/11/2023.

GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico. **Minicurso sobre Noções de Projeto e Operação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis**. [S.l.], 2021. Disponível em <<https://www.projetouhr.com.br/minicursouhr/>>. Acesso em 10/08/2022.

GITMAN, J.; ZUTTER, C. **Principles of managerial finance**. 14th ed. Global ed. Tokyo: Pearson Education, 2015.

HUNT, J.; ZAKERI, B.; LOPES, R.; BARBOSA, P.; NASCIMENTO, A.; CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; SCHNEIDER, P.; WADA, Y. Existing and new arrangements of pumped-hydro storage plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2020.

IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. **Manuales de Energías Renovables**, Vol. 6, Madrid, 2006.

IFPSH, International Forum on Pumped Storage Hydropower. **International Forum on Pumped Storage Hydropower 2021: Executive Summary**. Disponível em: <<https://www.hydropower.org/publications/international-forum-on-pumped-storage-hydropower-executive-summary-september-2021>>. Acesso em 17/06/2022.

IHA, International Hydropower Association. **The world's water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition**. United Kingdom, 2018. Disponível em: <<https://www.hydropower.org/publications/the-world-e2-80-99s-water-battery-pumped-hydropower-storage-and-the-clean-energy-transition>>. Acesso em 06/06/2022.

IHA, International Hydropower Association. **2023 World Hydropower Outlook**. United Kingdom, 2023. Disponível em: <<https://www.hydropower.org/publications/2023-world-hydropower-outlook>>. Acesso em 30/01/2024.

JAIN, S.; PATEL, R. Investigations on pump running in turbine mode: A review of the state-of-the-art. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Ano 30, p. 841-868. 2014.

JUNIOR, O.; VIANA, A.; GALIZONI, T. Utilização de múltiplas bombas funcionando como turbinas atuando em conjunto em centrais de geração hidráulicas – CGHs. **PCH Notícias & SHP News**. Acta Editora/CERPCH, 2018.

MARCHIORI, I.; LIMA, G.; BRENTAN, B.; JUNIOR, E. Effectiveness of methods for selecting pumps as turbines to operate in water distribution networks. **Water Supply**. 2019.

NASIR, A; DRIBSSA, E; GIRMA, M. The pump as a turbine: A review on performance prediction, performance improvement, and economic analysis. **Heliyon**. Volume 10, Issue 4, e26084, 2024.

NIKOLAOS, P; MARIOS, F; DIMITRIS, K. A Review of Pumped Hydro Storage Systems. **Energies**. 16(11), 4516, 2023.

ORCHARD, B.; KLOS, S. Pumps as turbines for water industry. **World Pumps**. Volume 2009, Issue 8, Pages 22-23, 2009.

PAWEL, I. The Cost of Storage - How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation. **Energy Procedia** 46, 68–77. 2014.

PORTO, R. **Hidráulica básica**. 4 ed. EESC-USP. São Carlos: 1998.

SIMON, T.; INMAN, D.; HANES, R.; AVERY, G.; HETTINGER, D.; HEATH, G. Life Cycle Assessment of Closed-Loop Pumped Storage Hydropower in the United States. **Environmental Science & Technology**, ano 57 (33), p. 12251-12258, 2023.

SOUZA, D.; MESQUISA, A.; BLANCO, C. Pump-as-turbine for energy recovery in municipal water supply networks: A review. **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering** (2021) 43:489, 2021.

VIANA, A. N. C. **Comportamento de Bombas Centrífugas funcionando como Turbinas Hidráulicas**. Dissertação de Mestrado - Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI, Itajubá, 1987.

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

WILLIAMS, A. Pumps as turbines for low cost micro hydro. **Renewable Energy**. Volume 9, Issues 1–4, Pages 1227-1234, 1996.

WILO. **Wilo-Select 4 online – o consultor de bombas**. 2023 Disponível em <<https://wilo.com/pt/pt/Solution-Finder/Sele%C3%A7%C3%A3o-e-conce%C3%A7%C3%A3o/Wilo-Select-4/>>. Acesso em 21/11/2023.

VISWANATHAN, V.; MONGIRD, K.; FRANKS, R.; LI, X.; SPRENKLE, V. **Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2022**. Pacific Northwest National Laboratory. Disponível em <<https://www.energy.gov/eere/analysis/2022-grid-energy-storage-technology-cost-and-performance-assessment>>. Acesso em 27/11/2023.

ZACH, K.; AUER, H.; KÖRBLER, G.; LETTNER, G. **The Role of Bulk Energy Storage in Facilitating Renewable Energy Expansion**. Coordenação: Energy Economics Group (EEG), Austria: Store-Project, 2012. Disponível em: <https://www.store-project.eu/documents/results/en_GB/the-role-of-bulk-energy-storage-in-facilitating-renewable-energy-expansion>. Acesso em 02/06/2023.

ANEXO

Tabela 23 – Orçamento de implantação da UHR nas duas configurações estudadas

Conta	Categoria	Unid	Custo unitário (R\$)	Qtde	UHR Turbina Custo total (R\$)	UHR BFT Custo total (R\$)
1.	Obra civil				1.026.547	1.026.547
1.1.	Reservatório				362.124	362.124
	Escavação em solo	m³	25,00	5.973,6	149.340	149.340
	Geomembrana PEAD	m²	55,00	3.010,0	165.550	165.550
	Outros custos	VB	314.890,47	15%	47.234	47.234
1.2.	Sistema de adução				371.173	371.173
	Fornecimento conduto forçado	m	350,00	212,1	74.246	74.246
	Montagem conduto forçado	kg	25,00	9.940,5	248.513	248.513
	Outros custos	VB	322.758,87	15%	48.414	48.414
1.3.	Outras obras				293.250	293.250
	Acessos	VB	50.000,00	1	50.000	50.000
	Casa de força	VB	80.000,00	1	80.000	80.000
	Linha de transmissão	VB	50.000,00	1	50.000	50.000
	Outras obras	VB	75.000,00	1	75.000	75.000
	Outros custos	VB	255.000,00	15%	38.250	38.250
2.	Projeto				250.000	250.000
	Projeto	VB	70.000,00	1	70.000	70.000
	Licenciamento	VB	180.000,00	1	180.000	180.000
3.	Grupo Gerador				1.165.083	493.316
3.1.	Conjunto geração convencional				825.000	-
	Conjunto turbina-gerador	VB	755.000,00	1	755.000	-
	Montagem e Comissionamento	VB	70.000,00	1	70.000	-
3.2.	Conjunto geração BFT				-	153.233
	Conjunto motobomba	VB	123.233,00	1	-	123.233
	Montagem e Comissionamento	VB	30.000,00	1	-	30.000
3.3.	Conjunto bombeamento convencional				168.540	168.540
	Conjunto motobomba	VB	168.539,96	1	168.540	168.540
3.4.	Outros eletromecânicos				140.000	140.000
	Painéis e Automação	VB	40.000,00	1	40.000	40.000
	Auxiliar elétrico	VB	30.000,00	1	30.000	30.000
	Auxiliar mecânico	VB	30.000,00	1	30.000	30.000
	Transformador	VB	40.000,00	1	40.000	40.000
Custo Total (R\$)					2.410.087	1.738.320