

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica

Alberto de Almeida Bossi Guimarães

**IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS HIDRO REVERSÍVEIS/FOTOVOLTAICOS EM
ÁREAS DEGRADADAS PELA MINERAÇÃO: um estudo de caso no Quadrilátero
Ferroífero em Minas Gerais**

Belo Horizonte
2024

Alberto de Almeida Bossi Guimarães

**IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS HIDRO REVERSÍVEIS/FOTOVOLTAICOS EM
ÁREAS DEGRADADAS PELA MINERAÇÃO: um estudo de caso no Quadrilátero
Ferrífero em Minas Gerais**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Área de concentração: Energia e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Carlos Barreira Martinez
(Universidade Federal de Minas Gerais /
Universidade Federal de Itajubá)

Coorientadores:
Prof^a. Edna Maria de Faria Viana (UFMG)
Prof. Victor Flores Mendes (UFMG)

Belo Horizonte
2024

G963i

Guimarães, Alberto de Almeida Bossi.

Implantação de sistemas hidro reversíveis/fotovoltaicos em áreas degradadas pela mineração [recurso eletrônico] : um estudo de caso no Quadrilátero Ferrífero em Minas Gerais / Alberto de Almeida Bossi Guimarães. - 2024.

1 recurso online (100 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Carlos Barreira Martinez.

Coorientadores: Edna Maria de Faria Viana, Victor Flores Mendes.

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

Inclui bibliografia.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia mecânica - Teses. 2. Usinas hidrelétricas - Teses. 3. Energia - Armazenamento - Teses. 4. Mineração - Teses. 5. Energia solar - Teses. 6. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 7. Viabilidade econômica - Teses. 8. Energia renovável - Teses. 9. Sustentabilidade - Teses. 10. Minas e mineração - Aspectos ambientais - Teses. 11. Degradação ambiental - Teses. I. Martinez, Carlos Barreira. II. Viana, Edna Maria de Faria. III. Mendes, Victor Flores. IV. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. V. Título

CDU: 621(043)



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

FOLHA DE APROVAÇÃO

IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS HIDRO REVERSÍVEIS/FOTOVOLTAICOS EM ÁREAS DEGRADADAS PELA MINERAÇÃO: UM ESTUDO DE CASO NO QUADRILÁTERO FERRÍFERO EM MINAS GERAIS

ALBERTO DE ALMEIDA BOSSI GUIMARÃES

Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, constituída pelos professores: Dr. Carlos Barreira Martinez (Orientador - Departamento de Engenharia Mecânica/UNIFEI), Dra. Edna Maria de Faria Viana (Coorientadora - Departamento de Engenharia Hidráulica e de Recursos Híbridos/UFMG), Dr. Victor Flores Mendes (Coorientador - Departamento de Engenharia Elétrica/UFMG), Dr. Frederico Fábio Mauad (Departamento de Hidráulica e Saneamento/USP), Dra. Regina Mambeli Barros (Instituto de Recursos Naturais/UNIFEI) e Dr. Rodrigo Otavio Peréa Serrano (Programa de pós-graduação em Geografia/UFAC), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de "**Mestre em Engenharia Mecânica**", na área de concentração de "**Energia e Sustentabilidade**".

Dissertação aprovada no dia 09 de fevereiro de 2024.

Por:



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Barreira Martinez, Usuário Externo**, em 21/02/2024, às 18:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Regina Mambeli Barros, Usuária Externa**, em 21/02/2024, às 19:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rodrigo Otavio Peréa Serrano, Usuário Externo**, em 21/02/2024, às 22:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Victor Flores Mendes, Professor do Magistério Superior**, em 06/03/2024, às 15:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Frederico Fabio Mauad, Usuário Externo**, em 07/03/2024, às 05:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Edna Maria de Faria Viana, Professora do Magistério Superior**, em 11/03/2024, às 13:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3045802** e o código CRC **3374DC4B**.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Expresso meus sinceros agradecimentos a todas as pessoas e instituições (CAPES, CNPq, EPE, ANEEL, FAPEMIG) que desempenharam um papel fundamental na realização deste trabalho e na minha jornada acadêmica. Agradeço aos meus familiares e amigos pelo constante incentivo e apoio, que não apenas impulsionaram meu progresso acadêmico, mas também moldaram minha formação pessoal de maneira inestimável.

Meu mais profundo agradecimento vai para o meu orientador, professor Carlos Barreira Martinez, por sua confiança em meu potencial e pelo incentivo que me proporcionou ao longo do programa de mestrado, que não teria sido possível sem sua contribuição. Aos coorientadores, Profa. Edna Maria de Faria Viana e Prof. Victor Flores Mendes, agradeço pela orientação e assistência concedida durante a realização deste projeto.

Estendo minha gratidão à Reframax Engenharia, principalmente ao Paulo Henrique, que não mediu esforços para permitir que eu pudesse seguir e concluir esta conquista. Às equipes com a qual tive o privilégio de trabalhar, seu apoio, suporte e confiança foram elementos essenciais para o sucesso deste trabalho acadêmico.

Não posso deixar de mencionar meus colegas, professores e todos os colaboradores da UFMG e UNIFEI, cujas interações enriqueceram meu caminho e contribuíram para minha formação. Em especial, agradeço ao Adriano Silva Bastos pelo suporte na execução e correção de trabalhos.

Por fim, quero expressar um agradecimento especial à Raíssa, pelo amor, parceria e cumplicidade, que desempenhou um papel crucial na revisão e correção desta dissertação. Mais uma vez meu sincero obrigado a todos que fizeram parte desta conquista.

“O conhecimento é a chave mestra que desbloqueia as portas da compreensão e, através dela, podemos moldar um mundo melhor.”

Albert Einstein

RESUMO

Este trabalho apresenta uma proposta para a transformação de áreas degradadas pela atividade de mineração em instalações energéticas renováveis, convertendo cavas de minas desativadas, na região do Quadrilátero Ferrífero (QF) no estado de Minas Gerais (MG), em reservatórios de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs). Além disso, propõe a alteração das áreas adjacentes impactadas pelo processo de extração do minério, por meio da sua conversão em Usinas Fotovoltaicas (UFV). Essa medida tem o potencial de transformar os passivos da mineração em fontes de energia de menor impacto ambiental e sustentável para a sociedade. Este processo permite armazenar energia sob a forma de baterias hidráulicas, podendo atenuar os efeitos de intermitência na geração fotovoltaica na rede elétrica. A metodologia apresentada envolve o mapeamento das minas desativadas, o cálculo do potencial energético dos sistemas UHR e UFV acoplados e um estudo de viabilidade econômica da implantação da UHR. O trabalho apresenta um estudo de caso em que se discute as possíveis interferências sobre o meio local e as potencialidades energéticas dessa solução. Foi obtido como resultado no estudo de caso: um par de cavas adequados para composição de uma UHR no QF, capaz de fornecer uma potência equivalente a 234,3 MW, de energia para a rede, sendo o custo da energia gerada na faixa de R\$550,08/MWh e R\$819,40/MWh (equivalente a aproximadamente U\$112,26/MWh a U\$ 167,22/MWh¹). Conclui-se que a utilização de minas desativadas como reservatórios de UHR e a instalação de UFV nas áreas adjacentes e degradadas pela mineração são estratégias inovadoras e factíveis em termos tecnológicos. Em termos econômicos, sua instalação dependerá do valor de energia praticado no mercado.

Palavras-chave: usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs); armazenamento de energia; cavas de mineração desativadas; energia solar fotovoltaica; áreas degradadas pela mineração.

¹ Cotação definida na data 09/11/2023 (BCB, 2023).

ABSTRACT

This work presents a proposal for the transformation of mining-degraded areas into renewable energy installations, converting deactivated mine pits, in the Quadrilátero Ferrífero (QF) region in state of Minas Gerais (MG), Brazil, into reservoirs for Pumped Storage Hydropower (PSH). Additionally, it proposes the alteration of adjacent areas impacted by mining extraction process, through their conversion into Photovoltaic Power Plants (PV). This measure has the potential to turn mining liabilities into sources of energy with lower environmental impact and sustainability for society. This process allows energy to be stored in the form of hydraulic batteries, which can mitigate the effects of intermittency of photovoltaic generation in the electrical grid. The presented methodology involves mapping deactivated mines, calculating the energy potential of the coupled PSH and PV systems, and conducting an economic feasibility study for PSH implementation. The work includes a case study discussing potential local environmental impacts and the energy potentials of this solution. The case study resulted in identifying a suitable pair of mine pits for a PSH in the QF, capable of supplying the electrical grid with approximately 234.3 MW, with the generated energy cost ranging between R\$ 550.08/MWh and R\$ 819.40/MWh (equivalent to approximately U\$112.26/MWh to U\$167.22/MWh²). It is concluded that utilizing inactive mines as PSH reservoirs and installing PV in adjacent mining-degraded areas are innovative and technologically feasible strategies. Economically, their implementation will depend on the market price of energy.

Keywords: pumped storage hydropower (PSH); energy storage; abandoned mining pits; photovoltaic solar energy; mining-degraded areas.

² Exchange rate defined on the date 09/11/2023(BCB, 2023).

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Mapa das Usinas Hidrelétricas em operação (ANEEL, 2023)	26
Figura 2 - Esquema de uma Usina Hidrelétrica Reversível (traduzido e adaptado) (GÖRTZ <i>et al.</i> , 2022).....	29
Figura 3 - Arranjo de ciclo aberto (esquerda) e ciclo fechado (direita) (adaptado e traduzido) (SAULSBURY, 2020).....	32
Figura 4 - Arranjo binário, ternário e quaternário (traduzido) (NIBBI <i>et al.</i> , 2022).....	34
Figura 5 - Modelo de configuração ternária (traduzido) (ANDRITZ, 2023).....	35
Figura 6 - Oferta nacional de energia elétrica por fonte (MME, 2023a).....	39
Figura 7 - Esquema simplificado de funcionamento de um painel solar (adaptado) (PINGO, 2018).....	41
Figura 8 - Cartograma da Distribuição das Minas por Município – Minas Gerais 2015 (ANM, 2019).....	46
Figura 9 - Fluxograma da metodologia seguida (elaboração própria).....	49
Figura 10 - Associação UHR e UFV (elaboração própria)	50
Figura 11 - Metodologia Simplificada e Adaptada (EPE, 2019).....	51
Figura 12 - Valor da perda de carga percentual em uma instalação hidrelétrica em função da queda bruta (adaptado) (LEITE, 2020).....	54
Figura 13 - Perda de carga percentual pela queda bruta média (elaborado através dos resultados de EPE, 2019).....	55
Figura 14 - Eficiência típica uma UHR e perdas em seus componentes nas etapas de bombeamento e geração adaptado (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).	58
Figura 15 - Relação entre a queda e velocidade específica dos principais tipos de turbinas reversíveis (SCHREIBER, 1978)	59
Figura 16 - Dimensionamento da área transversal da barragem (elaboração pessoal).....	65
Figura 17 - Mapa do Quadrilátero Ferrífero com minas do FEAM (Google Earth - Image Landsat 2023).	72
Figura 18 - Empreendimento Mina Mutuca e Capão Xavier (Google Earth - Image Landsat 2023).....	74
Figura 19 - Curva cota x área x volume do reservatório superior - Mina Capão Xavier (elaboração própria).....	75
Figura 20 - Curva cota x área x volume do reservatório inferior - Mina do Mutuca (elaboração própria)	75

Figura 21 - Esquema da UHR com respectivas cotas (elaboração própria)	76
Figura 22 - Área adjacente as minas para alocação dos painéis solares (Google Earth - Image Landsat 2023).	81
Figura 23 - Irradiação solar diária média para o mês novembro (adaptado) (Software SAM)	82
Figura 24 - Irradiação solar diária média para o mês agosto (adaptado) (Software SAM)	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Ciclo de armazenamento das UHR (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).....	29
Tabela 2 - Principais características dos arranjos convencionais de uma UHR (elaboração própria)	32
Tabela 3 - Dados comparativos entre os sistemas de rotação variável e fixa (adaptado) (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021; NAG; LEE; SUCHITRA, 2019)	33
Tabela 4 - Capacidade Instalada Global de UHR (IHA, 2022).	37
Tabela 5 - Eficiência dos componentes de uma UHR (adaptado) (GUYER, 2017).	56
Tabela 6 - Resumo de valores para Custo de Energia Gerada (elaboração própria)	67
Tabela 7 - Minas de ferro Paralisadas e Abandonadas no QF (FEAM, 2022).	69
Tabela 8 - Empreendimentos cotados para o projeto (elaboração própria)	70
Tabela 9 - Pares de cavas cotadas para o estudo de caso (elaboração própria)	73
Tabela 10 - Dados dos Reservatórios (elaboração própria)	76
Tabela 11 - Potência de Geração (elaboração própria)	77
Tabela 12 – Potência de bombeamento (elaboração própria)	77
Tabela 13 - Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² /dia] (CRESESB, 2018)	79
Tabela 14 – Potência Instalada UFV (elaboração própria)	79
Tabela 15 - Área destinada a UFV (elaboração própria)	80
Tabela 16 - Esquema de Geração/Bombeamento do empreendimento (elaboração própria) ..	84
Tabela 17 - Dados para cálculo de custo de capital Capex (elaboração própria)	85
Tabela 18 - Dados para o cálculo de custo de energia gerada (CEG) (elaboração própria)	86
Tabela 19 - Análise de sensibilidade para empreendimento (elaboração própria)	86

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
CA	Corrente alternada;
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior;
CC	Corrente contínua;
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas;
CMD	Cava de Mineração Desativada;
CMPA	Cadastro de Minas Paralisadas e Abandonadas;
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico;
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética;
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico;
COPAM	Conselho Estadual de Política Ambiental;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
FEAM	Fundação Estadual do Meio Ambiente;
GEE	Gases de Efeito Estufa;
GW	Gigawatt;
IBRAM	Instituto Brasileiro de Mineração;
km	Quilômetro;
kWh	Quilowatt hora;
LCOS	<i>Levelized Cost of Storage</i> ;
m	Metro;
MAE	Mercado Atacadista de Energia;
MME	Ministério de Minas e Energia;
MW	Megawatt;
MWh	Megawatt hora;
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
ONU	Organização das Nações Unidas;
PAE	Plano de Aproveitamento Econômico;
PAFEM	Plano Ambiental de Fechamento de Mina;
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas;
PIB	Produto Interno Bruto;

PRAD	Plano de Recuperação de Áreas Degradadas;
PSH	<i>Pumped Storage Hydropower</i> ;
PV	<i>Photovoltaic</i> ;
QF	Quadrilátero Ferrífero;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
UE	Usina Eólica;
UFV	Usina Fotovoltaica;
UFVF	Usina Fotovoltaica Flutuante;
UHE	Usina Hidrelétrica;
UHR	Usinas Hidrelétricas Reversíveis;
US\$	Dólar americano;
W	Watt;
Wh	Watt hora;
Wp	Watt-pico.

NOMECLATURAS

$A_{barragem}$	Área seção transversal barragem;
$C_{Anual.Capex}$	Custo anual da Capex;
C_{Capex}	Custo de capital;
$C_{Energia.Arm.}$	Custo de energia armazenada;
$C_{Energia.Solar}$	Custo energia solar;
$C_{O\&M}$	Custo de operação e manutenção;
$C_{força}$	Custo da casa de força;
$C_{resv.}$	Custo de armazenamento;
$C_{túnel}$	Custo do túnel;
$E_{Anual.95}$	Energia produzida com disponibilidade 95%;
E_{UFV}	Energia requerida diária;
$E_{UHR.arm}$	Energia armazenada;
$E_{UHR.arm.}$	Energia elétrica armazenada;
$E_{cons.}$	Energia elétrica consumida no bombeamento;
E_{prod}	Energia Produzida;
H_b	Queda bruta em [m];
$N^{\circ}_{painéis}$	Número de painéis fotovoltaicos;
N_2O	Óxido Nitroso;
PR_{inf}	Perímetro do reservatório inferior;
PR_{sup}	Perímetro do reservatório superior;
P_b	Potência requerida de bombeamento;
P_g	Potência nominal de geração;
P_{max}	Potência máxima de geração;
Q_b	Vazão bombeada;
Q_t	Vazão turbinada;
T_b	Tempo de bombeamento;
T_g	Tempo de geração;
V_u	Volume útil;
W_{painel}	Potência nominal do painel;
W_{usina}	Potência nominal da UHR;

n_s	Velocidade específica turbina;
v_e	Velocidade de escoamento;
η_{UFV}	Eficiência da UFV;
η_{UHR}	Eficiência da UHR;
η_c	Eficiência do ciclo;
$\emptyset$	Diâmetro;
CH_4	Metano;
CO_2	Dióxido de carbono;
CEG	Custo da energia gerada;
FC	Fator de capacidade;
FRC	Fator de recuperação de capital;
H	Queda líquida [m];
HSP	Horas de sol pico;
P	Potência definida da UHR;
S	Distancia horizontal entre reservatórios;
Y	Custo médio de construção de barragem;
g	Aceleração da gravidade;
η_b	Rendimento da turbina-bomba no modo bomba;
η_g	Rendimento do motor-gerador no modo gerador;
η_m	Rendimento do motor-gerador no modo motor;
η_t	Rendimento da turbina-bomba no modo turbina;
π	Pi;
ρ	Massa específica da água.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	19
1.1.	MOTIVAÇÃO PARA O TRABALHO	21
1.2.	HIPÓTESE	22
1.3.	OBJETIVOS.....	23
1.3.1.	OBJETIVOS GERAIS	23
1.3.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
1.4.	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	23
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	24
2.1.	SETOR ELÉTRICO NACIONAL.....	24
2.2.	USINAS HIDRELÉTRICAS (UHES)	26
2.3.	USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS (UHRs)	28
2.3.1.	DEFINIÇÃO	28
2.3.2.	CLASSIFICAÇÃO	29
2.3.3.	TIPOS DE ARRANJO	31
2.3.4.	ARRANJOS DE MÁQUINAS ELÉTRICAS E HIDRÁULICAS	33
2.3.5.	EMIÇÃO DE GASES DO EFEITO ESTUFA.....	36
2.3.6.	CENÁRIO MUNDIAL	37
2.3.7.	HISTÓRICO DAS UHRs NO BRASIL	38
2.3.8.	ESTUDOS ACERCA DA TECNOLOGIA UHR.....	39
2.4.	USINAS FOTOVOLTAICAS (UFVs)	41
2.4.1.	ASSOCIAÇÃO DAS UFVs COM OUTRAS FONTES DE ENERGIA	43
2.5.	CAVAS DE MINERAÇÃO NO QUADRILÁTERO FERRÍFERO (QF)	45
2.5.1.	PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO DE UMA MINA	47
3.	MATERIAIS E MÉTODOS	49
3.1.	DIMENSIONAMENTO DA UHR.....	50
3.1.1.	MAPEAMENTO DAS CAVAS DE MINERAÇÃO	51
3.1.2.	DEFINIÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DA UHR.....	52
3.1.3.	TEMPO DE GERAÇÃO E VAZÃO TURBINADA	53
3.1.4.	PERDAS DE CARGA	53
3.1.5.	EFICIÊNCIAS DOS EQUIPAMENTOS	55

3.1.6.	POTÊNCIA DE GERAÇÃO E ENERGIA ARMAZENADA.....	56
3.1.7.	POTÊNCIA DE BOMBEAMENTO E DIÂMETRO TÚNEL.....	56
3.1.8.	ENERGIA CONSUMIDA E EFICIÊNCIA DO CICLO.....	57
3.1.9.	DEFINIÇÃO DA TURBINA	58
3.1.10.	FATOR DE CAPACIDADE.....	59
3.1.11.	FONTE HÍDRICA RELACIONADA	60
3.2.	DIMENSIONAMENTO DA USINA FOTOVOLTAICA.....	60
3.2.1.	DISPONIBILIDADE DO RECURSO SOLAR.....	60
3.2.2.	DEMANDA ENERGÉTICA	61
3.2.3.	CAPACIDADE INSTALADA	61
3.2.4.	QUANTIDADE DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	62
3.2.5.	ÁREA DA UFV	62
3.3.	ESQUEMA DE GERAÇÃO UHR E UFV	63
3.4.	ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA	63
3.4.1.	CUSTO DE CAPITAL (CAPEX).....	64
3.4.2.	CUSTO NIVELADO PARA ARMAZENAMENTO ELÉTRICO (LCOS).....	66
3.4.3.	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO CUSTO.....	67
4.	ESTUDO DE CASO E RESULTADOS.....	69
4.1.	IDENTIFICAÇÃO DE LOCAL DE INSTALAÇÃO DA UHR.....	69
4.2.	RESULTADOS PARA A UHR.....	75
4.3.	RESULTADOS PARA A UFV.....	78
4.4.	ESQUEMA DE GERAÇÃO DIÁRIO	82
4.5.	ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA	85
5.	CONCLUSÕES	88
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90

1. INTRODUÇÃO

A eletricidade, ou energia elétrica, representa cerca de 20% do consumo total de energia no mundo, conforme IEA (2022). Ela desempenha um papel crucial em muitos aspectos da vida cotidiana e torna-se ainda mais importante devido aos avanços da tecnologia mundial para novos usos finais, como veículos elétricos e automação residencial. Em 2021, o setor elétrico foi responsável pelo consumo de 59% de todo o carvão utilizado globalmente, 34% do gás natural, 4% do petróleo, 52% de todas as energias renováveis e quase 100% da energia nuclear (IEA, 2022).

Atualmente, 72% da energia elétrica consumida no mundo é obtida a partir de combustíveis fósseis (tais como o petróleo e seus derivados) e geração nuclear (IEA, 2022). Essa dependência atual dos combustíveis fósseis revela-se insustentável a longo prazo, uma vez que estes recursos são escassos e provocam diversos impactos ambientais como a emissão de gases responsáveis pelo efeito estufa e, conseqüentemente, a aceleração do aquecimento global, além da liberação de poluentes atmosféricos prejudiciais à saúde.

Em 2015, a Organização das Nações Unidas (ONU) lançou uma importante iniciativa: os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). São 17 metas a serem alcançadas até o ano de 2030, com o objetivo de acabar com a pobreza, proteger o planeta, promover a paz e a prosperidade da população e estimular o crescimento sustentável. Um dos ODS centrais, intitulado "Energia Limpa e Acessível", enfatiza a busca por fontes de energia renovável e de baixo custo, e reconhece a importância e a necessidade de uma transição energética para fontes de energia mais sustentáveis (UNDP, 2023). Nesse contexto, faz-se necessário o desenvolvimento do setor de energias renováveis para substituir a eletricidade obtida a partir de combustíveis fósseis em um futuro próximo.

Entretanto, uma das dificuldades nesse processo diz respeito ao fato de que a maioria das tecnologias de energias renováveis se baseia em fontes naturais imprevisíveis, que apresentam disponibilidade variável em diferentes momentos. Por exemplo, as usinas de energia nuclear fornecem uma quantidade de energia constante ao longo do tempo, ao passo que as tecnologias eólicas e solares geram energia em intervalos que não necessariamente coincidem com os períodos de consumo, denominando-as fontes de energia intermitentes (ZAKERI; SYRI, 2015).

Com exceção da energia da biomassa e das usinas hidrelétricas com reservatório, a potência gerada por estes outros meios depende dos padrões diários e sazonais dos recursos

naturais, como o vento (geração eólica), radiação solar (geração solar), marés (energia maremotriz) e vazão (usinas hidrelétricas a fio d'água) (CANALES; BELUCO; MENDES, 2015). Por isso, as tecnologias de energias renováveis podem ser mais bem aproveitadas quando trabalham em conjunto com sistemas de armazenamento de energia.

Uma boa opção para aumentar a eficiência das usinas geradoras de energia consiste no ajuste da energia gerada à demanda. Assim, os sistemas de armazenamento de energia alinham a produção com as necessidades de consumo, pois têm a capacidade de capturar o excedente de energia durante os períodos de baixa demanda, armazenando-o para posterior uso, quando a demanda aumenta (REHMAN; AL-HADHRAMI; ALAM, 2015).

Neste cenário, destacam-se as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs), que constituem um dos sistemas de armazenamento mais comumente utilizados, pois oferecem uma boa eficiência de conversão de energia – cerca de 77% a 83% conforme Brandão, Castro e Hunt (2021), longa vida útil, serviços ancilares, capacidade de resposta rápida e capacidade de armazenamento em larga escala. Este empreendimento consiste em dois reservatórios localizados em diferentes alturas, permitindo que um percentual da eletricidade excedente gerada durante os períodos de baixa demanda seja armazenada. Durante este intervalo, o excesso de eletricidade é usado para bombear água do reservatório inferior para o superior, transformando, assim, a energia elétrica em energia potencial gravitacional. Depois, durante os períodos de alta demanda, a água é liberada do reservatório superior para o inferior para gerar eletricidade através de turbinas hidráulicas (VILANOVA; FLORES; BALESTIERI, 2020).

No entanto, a tecnologia das UHRs é limitada pela topografia e disponibilidade de terras, pois requer uma diferença de elevação mínima entre os dois reservatórios, bem como grandes dimensões de reservatórios, para aumentar a quantidade de energia armazenada. Por isso, geralmente precisam ser instaladas em regiões montanhosas. Ademais, a implantação das UHR pode gerar discussões de cunhos ético, social e ambiental, devido aos seus impactos na paisagem, uso da terra, meio ambiente (vegetação e vida selvagem) e sociedade (realocações de comunidades) (PUJADES *et al.*, 2016, 2017).

Assim, apesar das UHRs constituírem a tecnologia de armazenamento de energia em larga escala mais utilizada no mundo (NIKOLAOS; MARIOS; DIMITRIS, 2023), esforços ainda são necessários para atender aos principais desafios do mercado de energia, como as questões regulatórias e do próprio mercado, disponibilidade de locais adequados e os possíveis impactos ambientais.

Uma das propostas que vem sendo avaliada para superar tais obstáculos, advém dos processos de mineração. Ao final do processo de lavragem de uma mina, é comum que ocorra a desativação do local. Tal prática pode ser preocupante, tendo em vista que, além de proporcionar um elevado custo de manutenção, pode também acarretar uma degradação ambiental da área, como a contaminação do solo, surgimento de erosão e extinção da fauna e flora local. Em alguns casos, a descaracterização morfológica de uma cava de mineração desativada (CMD) pode se tornar irreversível, sendo a sucessão natural incapaz de conter os processos de degradação atuantes (TONIDANDEL, 2011). Por isso, as CMDs têm sido objeto de estudos para transformação de sua condição de passivo das empresas em um ativo, o que é possível por exemplo, a partir da sua utilização como reservatório para a instalação de uma UHR (SAIGUSTIA; ROBAK, 2021). Este fato tem o potencial de minimizar, ou até mesmo anular os encargos e custos associados à desativação de uma mina, que, à longo prazo, pode configurar uma sobrecarga para o estado e para a sociedade.

Diante disso, o presente trabalho visa ao aproveitamento das CMDs, especialmente no quadrilátero ferrífero (QF) em Minas Gerais, a fim de utilizá-las como reservatórios de UHRs, bem como a utilização de áreas contíguas degradadas da mineração como espaço para alocação de painéis solares para implantação de uma central fotovoltaica. Essa ação se traduz em uma estratégia para a transformação destes passivos da mineração em ativos energéticos para a sociedade, contribuindo de forma significativa para a transição energética exigida pelas metas internacionais de desenvolvimento sustentável, o programa ODS.

1.1. Motivação para o trabalho

O consumo anual de energia elétrica no Brasil vem crescendo nos últimos anos e em 2022 atingiu o maior valor já registrado, representando um crescimento de 2,3% em relação ao ano anterior (EPE, 2023). Essa crescente demanda tem obrigado o setor elétrico a investir fortemente em novas plantas geradoras de eletricidade.

No país, as fontes renováveis de energia elétrica - usinas hidrelétricas (UHEs), usinas fotovoltaicas (UFVs) e usinas eólicas (UEs) – representam a maior parte da capacidade instalada de geração de energia. Em 2022, a capacidade instalada apenas por fonte renovável foi de 140,9 GW, sendo as UHEs responsáveis por 77,8% deste valor (MME, 2023b).

Tais fontes possuem um enorme potencial, apesar de serem de caráter intermitente, demandando sistemas de armazenamento de energia próprio (que armazenam a energia excedente para ser utilizada em horários de pico) ou de trocas de energia com a rede

(NASCIMENTO, 2017). Tal fato tem se mostrado cada vez mais crítico, à medida em que as centrais UFV e UE têm tido maior participação na matriz energética brasileira. Torna-se então, necessário desenvolver projetos que consigam associar a introdução de fontes renováveis intermitentes no país, com o armazenamento de energia.

A atividade mineradora no Brasil é intrínseca ao desenvolvimento histórico e econômico do país. Atualmente, segundo dados do Instituto Brasileiro de Mineração (IBRAM), o setor é responsável por aproximadamente 4,69% do PIB brasileiro e a previsão é de que os investimentos na área continuem a crescer nos próximos anos. O processo de mineração é vital para a humanidade, afinal fornece matéria prima para uma diversa gama de segmentos da economia e, mesmo com os crescentes desafios associados à sustentabilidade e aos impactos ambientais decorrentes da atividade, ela deve continuar existindo para além do próximo século (JEGER; PROFETA, 2018).

Porém, os depósitos minerais são finitos e, após o seu esgotamento ou desinteresse econômico de uma mina, o processo de desativação é um fator preocupante. Mesmo com uma legislação atuante acerca do fechamento e pós fechamento de uma mina, existem casos em que as empresas não encerram a exploração de um mineral corretamente. Sendo assim, torna-se interessante a avaliação das CMDs para sua utilização como reservatório de água na instalação de uma UHR, especialmente na região do QF, berço da mineração de minério de ferro no Brasil e com grande relevância para a mineração de diversos minerais, que conta com diversas cavas de mineração em atividade e desativadas (ANM, 2019; FEAM, 2022).

Essa motivação se faz ainda mais pertinente ao se saber que, segundo Canales, Beluco e Mendes (2015), o primeiro desafio para qualquer projeto de UHR é encontrar um local com características geográficas que permitam a criação de dois reservatórios separados verticalmente por dezenas de metros, mas relativamente próximos horizontalmente, característica que pode ser encontrada num espaço explorado pela mineração, onde há diversas minas e cavas de mineração em um espaço próximo.

1.2. Hipótese

É possível converter áreas degradadas pela mineração em ativos energéticos, utilizando-as para a implantação de projetos de energia renovável, como Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) e Usinas Fotovoltaicas (UFVs), contribuindo de forma significativa para uma transição energética exigida pelas metas internacionais de desenvolvimento sustentável (ODS)?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivos gerais

Analisar a viabilidade de utilizar as CMDs no QF como reservatório de uma UHR acoplada a sistemas geradores fotovoltaicos, investigando se essas cavas, a usina geradora e a região em que estão localizadas possuem as características necessárias para se comportarem como reservatório, e se é viável técnico economicamente a sua construção em termos de capacidade instalada.

1.3.2. Objetivos específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Identificar cavas de mineração desativadas do QF que tenham características favoráveis para serem utilizadas como reservatórios de UHRs;
- Calcular o potencial energético da UHR e suas características estruturais;
- Apresentar um modelo que permita simular a operação energética de UHRs instaladas em cavas de mineração desativadas, associadas a uma UFV;
- Analisar economicamente o valor de implantação da tecnologia UHR;
- Avaliar os resultados obtidos a partir da análise econômica e da simulação operacional das UHRs em cavas de mineração desativadas, verificando a pertinência e viabilidade dessa opção tecnológica para a região do QF.

1.4. Estrutura do trabalho

Este trabalho é composto por cinco capítulos. O primeiro capítulo é introdutório e apresenta: uma visão geral do problema de pesquisa, o contexto do estudo, a justificativa para a escolha do tema, e os objetivos gerais e específicos. O capítulo dois é dedicado à revisão da literatura das UHRs, UFVs e CMDs, e analisa estudos anteriores relevantes, que servem de base para o trabalho. O terceiro capítulo descreve, em detalhes, os materiais e métodos utilizados na pesquisa. Isso inclui a explicação dos métodos de coleta de dados, os procedimentos adotados, as ferramentas de análise e desenvolvimento para aplicabilidade no estudo de caso. O quarto capítulo contém o estudo de caso e resultados. Nele estão incluídas informações sobre a localização, a pertinência de sua escolha, e os detalhes e cálculos da implantação de um sistema hidro reversível associado a uma central fotovoltaica. Também, apresenta os resultados da pesquisa, destacando se foi alcançado a potência firme e custo final da energia disponível da associação UHR e UFV. O último capítulo resume os principais resultados da pesquisa e conclui o tema abordado, além de discutir as implicações dos resultados, suas limitações e as recomendações para futuras pesquisas.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Setor elétrico nacional

O sistema elétrico brasileiro é formado por três componentes essenciais: geração de energia elétrica, proveniente de diversas fontes; transmissão, que transporta a eletricidade das usinas até as subestações; e distribuição, responsável por entregar a energia elétrica aos consumidores finais.

A geração de energia elétrica no Brasil se dá a partir de diversas fontes, sendo a principal a Usina Hidrelétrica (UHE), discutida mais à frente neste trabalho. A transmissão de energia, responsável por levar a eletricidade gerada até os centros consumidores de carga, ocorre principalmente, por meio de linhas de transmissão que utilizam, na sua maior parte, corrente alternada, e, em casos especiais, corrente contínua. A distribuição de energia elétrica, por sua vez, é a etapa final do processo, em que a eletricidade é entregue aos consumidores finais. Esse serviço é realizado pelas concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica. (RASCKE; PEREIRA, 2021).

No âmbito da regulação do setor elétrico brasileiro, diversos órgãos desempenham papéis importantes, quais sejam:

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): responsável pela fiscalização e regulação do setor elétrico, desde a geração até a distribuição. Ela estabelece as regras e acompanha o desempenho das empresas do setor;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): atua como um ambiente de negociação e liquidação das transações de compra e venda de energia elétrica entre geradores, distribuidores e consumidores livres;
- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): é um órgão de assessoramento do Presidente da República, que formula políticas públicas para o setor energético, incluindo a energia elétrica;
- Ministério de Minas e Energia (MME): responsável por formular políticas e diretrizes para o setor de energia elétrica, bem como planejar e coordenar a matriz energética do país;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): encarregado da coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e do planejamento da operação dos sistemas isolados.

Esses órgãos desempenham papéis fundamentais na garantia da operação eficiente e segura do sistema elétrico brasileiro, bem como na promoção do desenvolvimento sustentável do setor de energia.

A evolução do sistema elétrico nacional tem a característica de contemporaneidade, pois acompanha o crescimento do setor elétrico no mundo. Iniciou-se em 1879 a primeira instalação de iluminação elétrica permanente no país, na cidade do Rio de Janeiro. Neste início, as concessionárias eram constituídas por pequenos produtores e distribuidores de energia, organizadas por empresários em caráter municipal (CUNHA; AMARAL; MORAES, 2020).

No início do século XX, com o desenvolvimento da indústria nacional, o Brasil recebeu grande investimento estrangeiro para criação de usinas hidrelétricas. Em 1907 foi apresentado o Código de Águas (BRASIL, 1934), para que fosse regulamentada a geração de energia elétrica via centrais hidrelétricas. Este foi aprovado em 1934 e estabeleceu novas diretrizes e regras para geração elétrica no país. Promulgou a exigência de que os detentores de usinas hidrelétricas declarassem suas solicitações à Divisão de Águas do Ministério da Agricultura, com o intuito de obter o chamado "Manifesto de Usina Hidrelétrica", conferindo o direito vitalício para explorar o potencial hidráulico (CUNHA; AMARAL; MORAES, 2020).

A partir daí, iniciou-se um longo período de estatização e criação de empresas governamentais para fornecimento de energia nacional. No início dos anos 1980 o Estado Brasileiro iniciou a privatização de empresas, deixando de ser um executor e se tornando um fiscalizador.

No ano de 2004, o setor elétrico brasileiro passou por uma reforma importante que tinha como foco a organização do setor, estabelecendo regras para como a energia é vendida, como as empresas obtêm permissões para operar e como se dá o acesso à eletricidade, garantindo que haja energia suficiente para todos e que as tarifas se mantenham acessíveis (TOLMASQUIM, 2011).

Neste novo modelo, o Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi substituído pela CCEE e o ONS e o MME continuaram suas funções. Foi estabelecido o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para garantir a segurança energética e criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entidade vinculada ao MME encarregada de desenvolver os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro.

2.2. Usinas Hidrelétricas (UHEs)

No Brasil, a história da geração de energia elétrica, por meio de usinas hidrelétricas remonta ao final do século XIX, quando a primeira usina hidrelétrica entrou em operação. Construída às margens do rio Jequitinhonha em 1883, na cidade de Diamantina, no estado de Minas Gerais, a usina Ribeirão dos Infernos foi concebida com o propósito de prover energia motriz para as operações de mineração em sua proximidade, contando com 12 cavalos de potência (CUNHA; AMARAL; MORAES, 2020).

De seu início até os dias atuais, o Brasil seguiu investindo em usinas hidrelétricas. De acordo com informações fornecidas pelo Sistema de Informações Energéticas (MME, 2023b), a capacidade instalada total de geração de energia elétrica proveniente de fontes hidráulicas no Brasil, em 2022 é de 109,7 GW.

A ANEEL estabelece três categorias para hidrelétricas, classificando-as com base na potência instalada: Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), para instalações com até 5 MW; Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), para empreendimentos entre 5 MW e 30 MW; e Usinas Hidrelétricas de Energia (UHE), reservadas para usinas com mais de 30 MW (ANEEL, 2020). O Brasil, atualmente, conta com 215 UHEs ativas, cuja distribuição geográfica pode ser visualizada na Figura 1.

Figura 1 - Mapa das Usinas Hidrelétricas em operação (ANEEL, 2023)



A energia hidrelétrica apresenta benefícios em relação a outros sistemas de geração de energia, decorrentes de sua flexibilidade, simplicidade e baixa emissões de poluentes (MAPA, 2023). Do ponto de vista ambiental, a energia hidrelétrica oferece vantagens, como:

- Uso não consuntivo da água: a geração hidrelétrica não consome a água, apenas a utiliza para gerar eletricidade e permite o aproveitamento do restante do curso da água, para atividades como lazer, pesca e navegação;
- Baixa emissões de poluentes: as UHEs possuem uma baixa emissão (quando comparada a queima de combustíveis fósseis para geração elétrica) de gases que podem contribuir para intensificação do efeito estufa ou para poluição do ar atmosférico, reduzindo o impacto no clima mundial (FERREIRA *et al.*, 2022);
- Regulação das contribuições fluviais com reservatórios: a construção de reservatórios permite o controle das vazões dos rios, podendo controlar enchentes, por exemplo (CARVALHO, 2015).

Uma UHE, também conhecida como central hidrelétrica, é uma instalação projetada para gerar eletricidade a partir da energia potencial gravitacional da água. Elas são construídas em rios, onde a água é direcionada através de um duto, passa pelas turbinas e aciona geradores elétricos para converter a energia cinética em energia elétrica.

As UHEs podem ser classificadas de acordo com sua construção de armazenamento, em:

- a) UHEs a fio d'água, que geram energia elétrica aproveitando o fluxo natural dos rios, sem possuir a capacidade de regularizar o armazenamento de água. Essas usinas produzem energia baseada na vazão de água disponível a cada momento e não conseguem manter a geração constante durante períodos de baixa vazão (CARVALHO, 2015).
- b) UHEs com reservatório de acumulação, que operam gerando energia elétrica a partir da água armazenada em reservatórios. Além da produção de energia, esses reservatórios oferecem diversos benefícios, incluindo o controle de enchentes, o aumento das vazões mínimas em períodos de escassez e a ampliação da disponibilidade de água para diferentes usos (CARVALHO, 2015).

2.3. Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs)

As UHRs são sistemas de armazenamento de energia de larga escala que utilizam a energia elétrica, proveniente de outra fonte de geração de energia, sendo ela excedente ou destinada a este fim, para bombear água para um reservatório elevado. Assim, armazena esta energia para que, posteriormente, essa água possa ser turbinada, gerando energia a ser despachada para a rede elétrica. Sua diferença para uma UHE se dá no fato de que essa tecnologia não realiza o bombeamento de água de um reservatório inferior para um superior.

O funcionamento básico de uma UHR envolve dois reservatórios: um superior e um inferior, conectados por tubulações e arranjos turbina-bomba e motor-gerador. Durante os períodos de baixa demanda de eletricidade - quando a geração de energia é maior que o consumo - o excesso de eletricidade é utilizado para bombear a água do reservatório inferior para o reservatório superior, elevando seu nível e armazenando energia potencial da água. Quando há uma demanda maior de eletricidade, a água armazenada no reservatório superior é liberada de volta ao reservatório inferior, passando pelas turbinas. À medida que a água flui, ela aciona as turbinas, gerando eletricidade que pode ser entregue à rede elétrica. Esse ciclo de armazenamento e geração de energia pode ser repetido conforme necessário, tornando as UHRs uma forma eficiente de armazenar e fornecer energia em momentos de alta demanda ou para compensar flutuações na geração de energia renovável intermitente, como a energia eólica e solar (CANALES; BELUCO; MENDES, 2015).

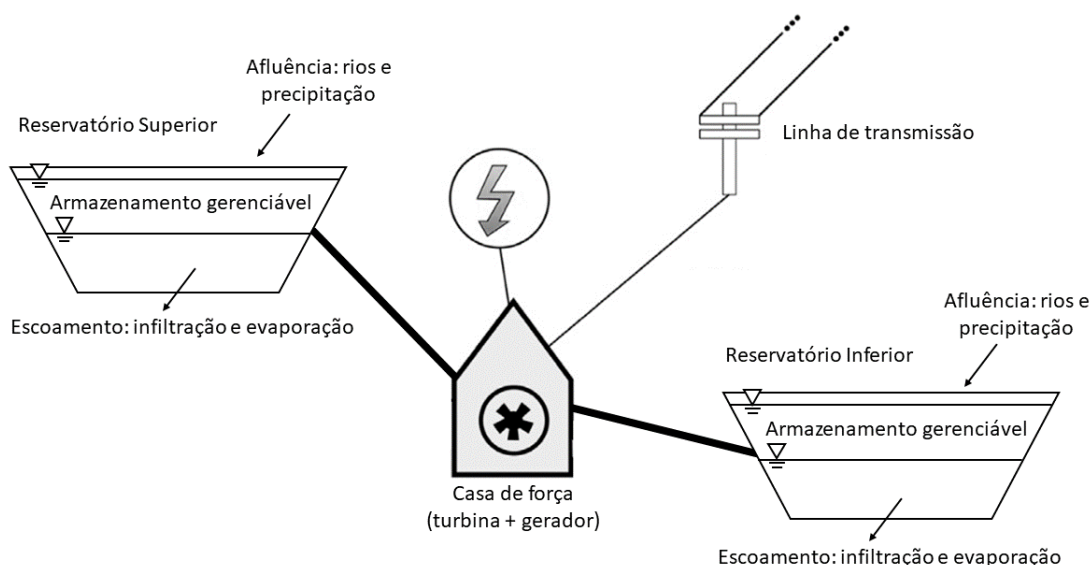
As UHRs associadas a uma usina de fonte renovável, que dedicam seu armazenamento exclusivamente a essas fontes, são conhecidas como UHRs híbridas. São diferentes das UHRs convencionais, que primariamente realizam trocas de energia com a rede, com energia de diversas fontes, para compensar as flutuações do mercado. As UHRs híbridas emergem como uma opção de construção realista e viável tecnologicamente para alcançar uma boa inserção de energia renovável na rede.

2.3.1. Definição

Compostas por dois reservatórios de água, um duto que os interliga e uma estrutura de geração equipada com turbinas-bombas e geradores-motores, as UHRs são um sistema de armazenamento de energia que consome energia elétrica na casa de força bombeando água do reservatório inferior para o superior, para atuar na função de armazenamento, e libera energia para fluir do reservatório superior para o inferior quando a geração de energia é necessária (GÖRTZ *et al.*, 2022).

A Figura 2 ilustra o esquema de uma UHR, tendo como seus principais componentes: os reservatórios, as barragens, as turbinas-bombas, os geradores-motores, os equipamentos de controle, a subestação, a escavação e as obras civis da casa de força e a escavação e o revestimento dos túneis de acesso à casa de força e de ligação dessa com os reservatórios, podendo ou não haver vertedouros e chaminés de equilíbrio (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).

Figura 2 - Esquema de uma Usina Hidrelétrica Reversível (traduzido e adaptado) (GÖRTZ *et al.*, 2022).



2.3.2. Classificação

De acordo com a capacidade de armazenamento dos reservatórios superior e inferior, e com a diferença de altura entre os reservatórios, uma UHR pode ter diferentes ciclos de armazenamento: horários, diários, semanais, mensais, sazonais ou plurianuais. Quanto maior o reservatório superior, mais ciclos essa unidade poderá executar (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021). Na Tabela 1, adaptada de Castro et al. (2018), é demonstrada a classificação das UHRs de acordo com seu ciclo de armazenamento.

Tabela 1 - Ciclo de armazenamento das UHR (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021)

Tipo de UHR	Modo de Operação	Motivação da operação da UHR
Ciclo plurianual	Bombeamento	Sobra de geração por fontes renováveis (SOLVANG <i>et al.</i> , 2014)
		Preços dos combustíveis fósseis mais baratos

Tabela 1 - Ciclo de armazenamento das UHR (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021)

Tipo de UHR	Modo de Operação	Motivação da operação da UHR
Ciclo sazonal	Geração	Demanda de eletricidade abaixo da média (HUNT; FREITAS; PEREIRA JUNIOR, 2017)
		Falta de geração por fontes renováveis (SOLVANG <i>et al.</i> , 2014)
		Preços dos combustíveis fósseis caros
	Bombeamento	Demanda de eletricidade acima da média (HUNT; FREITAS; PEREIRA JUNIOR, 2017)
		Período úmido com muita geração hídrica (HUNT; FREITAS; PEREIRA JUNIOR, 2014)
		Verão com elevada geração solar (HUNT <i>et al.</i> , 2020)
		Período com ventos com elevada geração eólica (BUENO; CARTA, 2006; PORTERO; VELÁZQUEZ; CARTA, 2015)
		Período com baixa demanda por eletricidade
	Geração	Período seco com pouca geração hídrica (HUNT; FREITAS; PEREIRA JUNIOR, 2014)
		Inverno com pouca geração solar (HUNT <i>et al.</i> , 2020)
		Período com poucos ventos e baixa geração eólica (BUENO; CARTA, 2006; PORTERO; VELÁZQUEZ; CARTA, 2015)
		Período com alta demanda por eletricidade
Ciclo semanal	Bombeamento	Final de semana, quando a demanda por eletricidade é menor (NEWBERY, 2018)
		Dias com ventos, nos quais a geração eólica é elevada (PORTERO; VELÁZQUEZ; CARTA, 2015)
		Dias ensolarados, nos quais a geração solar é elevada (HUERTAS-HERNANDO <i>et al.</i> , 2017)
	Geração	Dias úteis, quando a demanda por eletricidade é alta (NEWBERY, 2018)
		Dias com pouco vento, nos quais a geração eólica é reduzida (PORTERO; VELÁZQUEZ; CARTA, 2015)
		Dias nublados, nos quais a geração solar é baixa (HUERTAS-HERNANDO <i>et al.</i> , 2017)
Ciclo diário	Bombeamento	Noite, quando a demanda é baixa (CHAZARRA; PÉREZ-DÍAZ; GARCÍA-GONZÁLEZ, 2017)
		Dia com elevada geração solar (BUTERA; JENSEN; CLAUSEN, 2019)
	Geração	Dia, quando a demanda é elevada (CHAZARRA; PÉREZ-DÍAZ; GARCÍA-GONZÁLEZ, 2017)
		Noite, quando não há geração solar (BUTERA; JENSEN; CLAUSEN, 2019)
Ciclo horário	Bombeamento e geração	Serviços ancilares envolvendo geração e bombeamento por hora (HUHR): controle de frequência, remoção de harmônicos na rede e fornecimento de energia de reserva em caso de distúrbios no fornecimento regular

As UHRs com ciclo plurianual caracterizam-se por possuírem um reservatório superior de dimensões ampliadas, permitindo-lhes executar as mesmas funções desempenhadas pelas UHRs de cunho sazonal, mensal, semanal e diário. Essa configuração, que permite garantir maior flexibilidade em ciclo de atuação da UHR, pode ser alcançada com uma maior profundidade do reservatório superior, o que pode reduzir a extensão de área alagada para criação do reservatório (CASTRO *et al.*, 2018).

Destaca-se que, quanto maior for a disponibilidade de fontes renováveis e intermitentes para armazenamento, menor o ciclo de geração de uma UHR, sendo ele diário ou semanal, por exemplo. Isso se deve ao fato de que essas fontes dependem de fatores que são fornecidos em curtos espaços de tempo, como a luz solar em um período diário e ventos em um período semanal.

Usinas com ciclos horários, diários e semanais geralmente são implementadas em regiões caracterizadas por elevadas alturas de queda, curtas distâncias entre os reservatórios e custos unitários de instalação mais baixos. Por isso, a viabilidade de construção para esse tipo de UHR está altamente vinculada às características topográficas das áreas onde essas usinas são construídas (VILANOVA; FLORES; BALESTIERI, 2020).

2.3.3. Tipos de arranjo

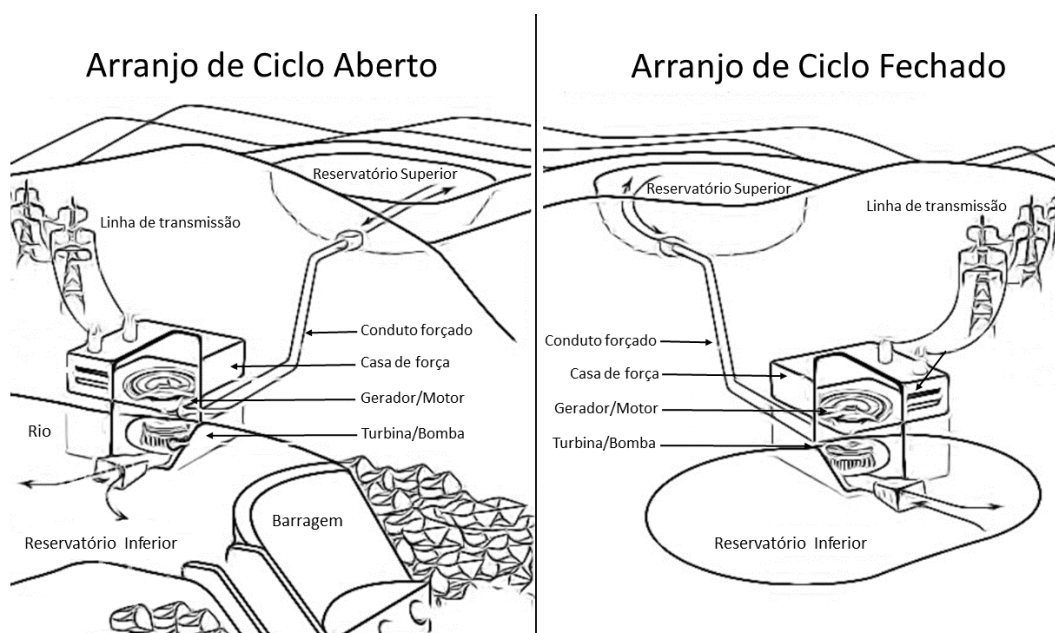
As UHRs possuem três tipos de arranjos principais: armazenamento em ciclo aberto, ciclo fechado e *pump back*.

Na configuração de uma UHR de ciclo aberto, um fluxo de água contínuo (um rio, por exemplo) é conectado a um reservatório superior ou inferior. Neste cenário, a operação das turbinas-bombas pode ter influência sobre o fluxo do rio, o que pode causar um impacto ambiental, que pode ser mitigado utilizando barragens já existentes. Nestes casos, a casa de força pode ser construída imediatamente à jusante da barragem, evitando a necessidade de escavações adicionais para sua instalação, uma vez que a própria cabeceira da barragem fornece o desnível necessário para o turbinamento da água, conforme representado na Figura 3 (SAULSBURY, 2020).

Já o arranjo de circuito fechado é caracterizado por ter reservatórios superior e inferior localizados distantes de uma fonte de água contínua, resultando em uma entrada de água no sistema em momentos específicos. Conforme Saulbury (2020), por este tipo de UHR não ter interação com fluxo contínuo d'água, possuem um menor impacto ambiental aquático e territorial. O único impacto aquático gerado está relacionado à fonte que irá suprir a quantidade

de água perdida por evaporação e infiltração. A configuração pode ser implementada em pequenos lagos artificiais que são abastecidos pela precipitação em sua área de drenagem ou pela água transportada de uma região distinta. Um esquema pode ser visualizado na Figura 3. É importante observar que a operação dessas usinas costuma ser limitada a ciclos de armazenamento diários ou semanais (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).

Figura 3 - Arranjo de ciclo aberto (esquerda) e ciclo fechado (direita) (adaptado e traduzido) (SAULSBURY, 2020)



Por fim, é possível identificar um arranjo *pump back* quando o reservatório inferior fica imediatamente à jusante do reservatório superior. Este modo permite empreendimento sem a necessidade de longos túneis de conexão entre os reservatórios e aumenta a flexibilidade e a faixa operacional, já que as turbinas-bombas podem operar tanto para a geração quanto para o bombeamento (HUNT *et al.*, 2020). A Tabela 2 ilustra as principais características dos arranjos convencionais de uma UHR.

Tabela 2 - Principais características dos arranjos convencionais de uma UHR (elaboração própria)

Arranjo	Benefícios	Barreiras
Ciclo Aberto	Permite regulação da vazão de um rio com o auxílio de barragens (CARVALHO, 2015). A UHR pode utilizar um reservatório existente.	A construção de uma barreira no rio causa a sua fragmentação (CABRAL CRUZ <i>et al.</i> , 2010). A construção da UHR fica limitada a locais próximos a rios.

Tabela 2 - Principais características dos arranjos convencionais de uma UHR (elaboração própria)

Arranjo	Benefícios	Barreiras
Ciclo Fechado	Não há necessidade de construções de barragens em rios	Normalmente, a capacidade de armazenamento deste tipo de barragem é limitada para ciclos diários (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).
Pump-Back	Maior flexibilidade de operação. Alternativa barata, se as barragens já estiverem planejadas para serem construídas.	Um novo reservatório no rio principal causa grandes impactos socioambientais e econômicos (CABRAL CRUZ <i>et al.</i> , 2010)

Há também uma subclassificação referente a tipos de reservatórios subterrâneos e de superfície. Embora o reservatório de superfície seja o tipo mais comum, os do tipo subterrâneo envolvem um ou mais reservatórios, e permitem a utilização de minas abandonadas, poços e abrigos como reservatórios (NAG; LEE; SUCHITRA, 2019).

2.3.4. Arranjos de máquinas elétricas e hidráulicas

As UHRs podem contar com turbinas que operam com uma velocidade de rotação fixa ou variável. As turbinas de velocidade fixa possuem uma capacidade de geração e bombeamento invariável. Com o uso dessa tecnologia, por meio de um motor-gerador assíncrono ou motor-gerador síncrono com inversor de frequência, a faixa de operação da turbina pode ser ampliada, e a capacidade da bomba pode ser ajustada para utilizar apenas a quantidade de energia disponível no momento (VOITH, 2020).

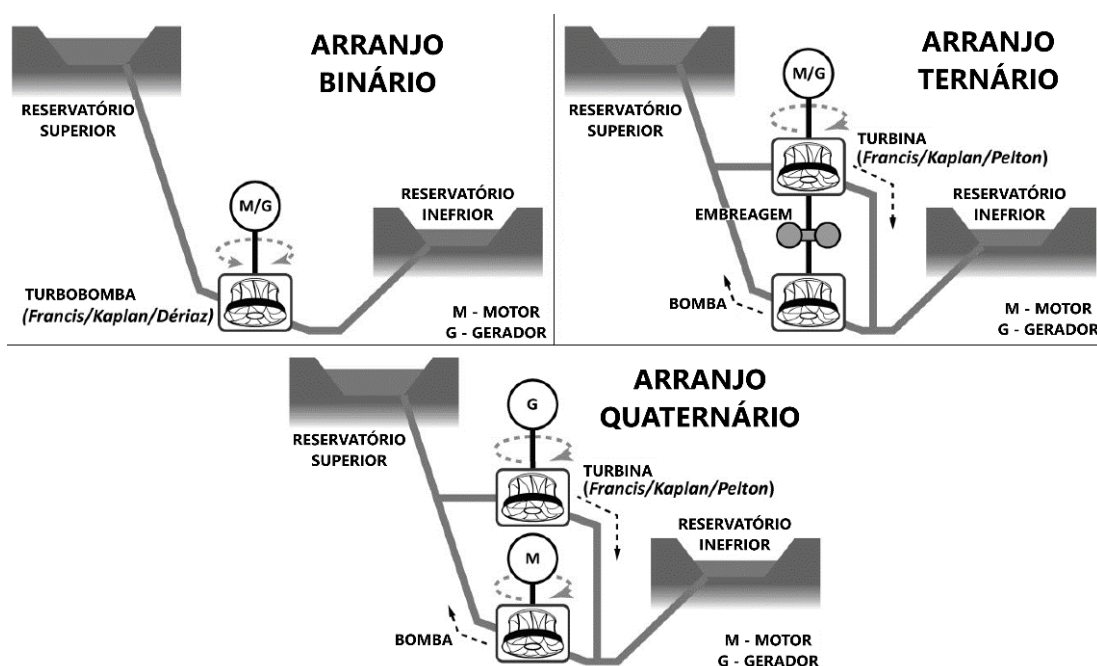
Os dados comparativos entre os sistemas de rotação variável e fixa são descritos por Brandão, Castro e Hunt (2021) na Tabela 3.

Tabela 3 - Dados comparativos entre os sistemas de rotação variável e fixa (adaptado) (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021; NAG; LEE; SUCHITRA, 2019)

	Sistema de rotação fixa	Sistema de rotação variável
Volume da barragem	Praticamente o mesmo	
Custo da turbina e do gerador	O custo de rotação variável é cerca de 40% maior que rotação fixa.	
Eficiência	A potência de pico será maior em rotação fixa, porém a rotação variável permite uma maior eficiência no sistema.	
Faixa de operação no modo geração	50-100%	30-100%
Faixa de operação no modo bombeamento	Constante	70-100%

Além de sua velocidade de rotação, existem três arranjos, divididos de acordo com seu tipo, número, e disposição de máquinas elétricas e hidráulicas utilizadas nas UHRs: os binários, ternários e quaternários, em que cada um terá dois, três, e quatro equipamentos, respectivamente. A Figura 4 ilustra os diferentes tipos. Segundo Nibbi et al. (2022), a configuração mais comumente utilizada é uma turbobomba, chamada de turbina reversível, de rotação fixa, e um motor-gerador que operam com rotação síncrona, ou seja, um conjunto binário.

Figura 4 - Arranjo binário, ternário e quaternário (traduzido) (NIBBI et al., 2022).



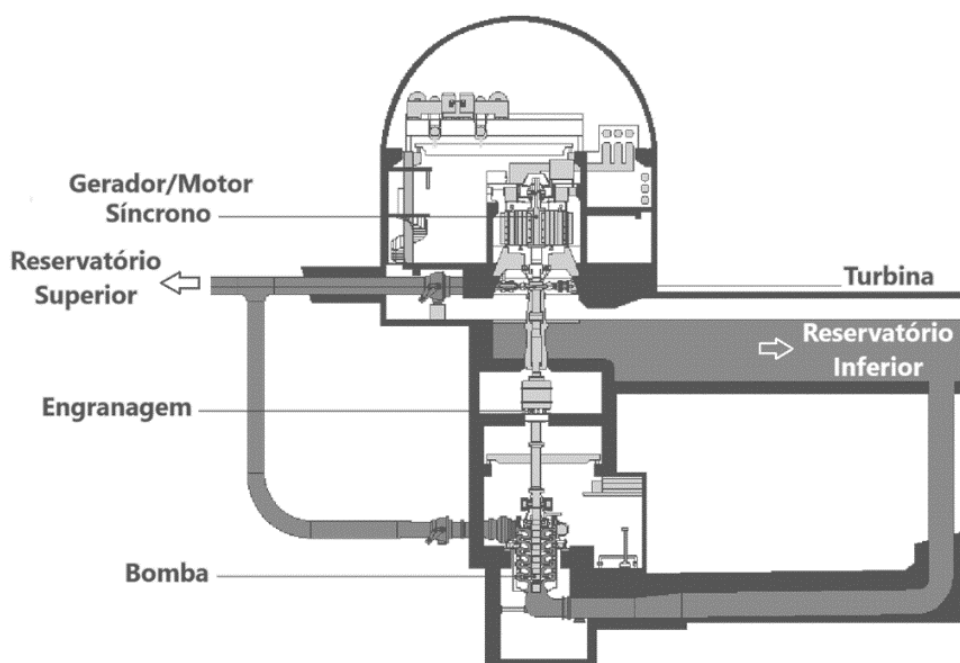
O arranjo binário se destaca como a configuração predominantemente empregada em uma UHR, principalmente devido à sua construção economicamente vantajosa. Dentro desse esquema, a maioria das UHRs é equipada com uma turbobomba de um único estágio, a qual é ligada a um motor-gerador síncrono interligado à rede elétrica. O conjunto opera em um sentido ao fornecer energia para a rede e em direção oposta quando absorve energia proveniente da rede.

As mais longas transições do modo bomba para modo turbina acontecem nas unidades binárias. Isso ocorre devido à necessária mudança no sentido de rotação da máquina: a unidade deve parar e o motor-gerador deve ser desconectado antes de mudar o modo de operação. Além disso, a mudança de parado para o modo bomba requer mais tempo, pois a unidade deve ser

descarregada da água antes de começar a girar no ar até atingir a velocidade rotacional de operação (NIBBI *et al.*, 2022).

Os conjuntos ternários consistem em um motor-gerador, uma turbina separada (tipicamente Francis ou Pelton) e um conjunto de bombas. Como possui duas máquinas hidráulicas separadas e montadas em um único eixo, a direção de rotação do motor-gerador pode ser a mesma em ambos os modos de operação. Para alternar entre a operação da turbina e da bomba utiliza-se uma embreagem operável, uma turbina de partida ou um conversor de torque de sincronização (VOITH, 2020). A Figura 5 ilustra essa configuração, em que é possível visualizar a bomba e a turbina separadas, conectadas através de um eixo com sistema de embreagem e um gerador/motor.

Figura 5 - Modelo de configuração ternária (traduzido) (ANDRITZ, 2023).



Neste conjunto, é possível incorporar um modo de bombeamento chamado de "curto-circuito hidráulico", que quando ativado, faz com que a turbina direcione uma fração da água que foi bombeada para a geração de energia, de modo a compensar parcialmente o consumo energético da bomba. Consequentemente, essa estrutura possibilita que a unidade, por meio da manipulação das válvulas mecânicas e do fluxo hídrico, ofereça à rede elétrica uma notável capacidade de absorção de potência ajustável (MADUREIRA, 2023).

No conjunto quaternário, as unidades dedicadas à geração e ao bombeamento operam de forma segregada. Isso se traduz na distinção entre as instalações de geração, como casas de

força e máquinas elétricas e hidráulicas, e os dutos associados aos sistemas de bombeamento e geração. O conjunto quaternário é o arranjo entre máquinas hidráulicas e máquinas elétricas com mais ágil resposta para UHRs proverem serviços ancilares (DONG *et al.*, 2020). Esse arranjo confere uma grande vantagem em adaptar as máquinas hidráulicas de maneira específica para as necessidades operacionais solicitadas e pode operar totalmente independente do outro (NIBBI *et al.*, 2022).

A grande vantagem deste arranjo é uma resposta para a rede elétrica de forma muito rápida, já que a troca dos modos de turbina e bomba ocorre sem a necessidade de inversão do sentido de rotação da máquina (NIBBI *et al.*, 2022). Porém, devido à complexidade dos elementos, o custo pode ser elevado quando comparada a outros arranjos.

2.3.5. Emissão de gases do efeito estufa

No quesito de preservação ambiental e sustentabilidade, é importante ressaltar que as UHRs apresentam um consumo líquido de energia, ou seja, utilizam mais energia para o bombeamento da água do que geram efetivamente. Portanto, a avaliação total das emissões de gases de efeito estufa (GEE) está estreitamente ligada ao contexto do sistema elétrico no qual a UHR está inserida, assim como às emissões das outras fontes de geração.

Para EPE (2021), as emissões de GEE atribuíveis às UHRs se limitam ao consumo de energia elétrica envolvido. Para uma eficiência global de 75%, por exemplo, para cada KWh gerado, serão atribuídos apenas 25% da média de GEE do portfólio de energia. Sob essa ótica, as UHRs seriam uma das melhores tecnologias de balanceamento energético quando se trata de emissões.

Alinhado a isso, conforme previamente descrito, a introdução de UHRs evita o uso de combustíveis fósseis, resultando em uma redução direta da emissão de GEE provenientes da geração de energia por usinas termelétricas (EPE, 2021b). Essas usinas utilizam combustíveis fósseis, como carvão, petróleo e gás natural, para geração de energia elétrica, que, em sua queima, emitem gases de efeito estufa, principalmente dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) e óxido nitroso (N_2O). Estes têm a capacidade de absorver e reter calor na atmosfera, resultando na intensificação do efeito estufa e, conseqüentemente, contribuindo para o fenômeno do aquecimento global.

Um relevante questionamento atual diz respeito às emissões de carbono associadas aos reservatórios, já que áreas alagadas alteram não só o ambiente, como os processos nos ecossistemas, e, conseqüentemente, o balanço geral de carbono. Essas emissões estão principalmente vinculadas à decomposição de compostos orgânicos que foram submersos em

água. Um estudo conduzido por Ferreira et al. (2022) analisou um experimento em usinas espalhadas pelo Brasil e estudos pelo mundo, em que se concluiu que a emissão de carbono proveniente das usinas hidrelétricas é significativamente inferior às emissões de termelétricas equivalentes.

Portanto, as UHRs têm a capacidade de contribuir para as estratégias de redução de emissões de GEE no setor elétrico do Brasil. Isso ocorre não apenas por meio da sua própria geração com baixas emissões, mas também de maneira indireta, ao facilitar a integração de fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, que requerem sistemas de armazenamento para garantir um fornecimento contínuo e alinhado com a demanda elétrica.

2.3.6. Cenário mundial

Pode-se considerar que as UHRs emergem como uma possível solução com vantagens advindas do seu baixo impacto ambiental e pela economia de custos em sua geração/armazenamento. Essa abordagem tem sido amplamente adotada em diversas regiões do mundo (REHMAN; AL-HADHRAMI; ALAM, 2015). Atualmente, a capacidade instalada de UHRs no mundo é de 161,6 GW, sendo grande parte dela alocada nos países listados conforme a Tabela 4. Essa capacidade representa 94% de toda a energia elétrica armazenada no mundo (IHA, 2022).

Tabela 4 - Capacidade Instalada Global de UHR (IHA, 2022).

Capacidade Instalada Global de UHR	GW
China	36,0
Japão	27,5
Estados Unidos	22,0
Itália	7,6
Alemanha	6,2
Espanha	6,1
França	5,8
Áustria	5,6
Coreia do Sul	4,8
Índia	4,7
Resto do mundo	35,3
Total	161,6

As primeiras UHRs começaram a surgir no mundo em 1890, mas foi apenas em 1970 que elas passaram a ter maior destaque. Durante a crise do petróleo, países como Japão, Estados Unidos e França se viram obrigados a investirem em geração nuclear, adaptando o setor elétrico nacional diante das variações do preço dos combustíveis fósseis (EPE, 2021b). Isto fez com que a demanda para grandes sistemas de armazenamento de energia, dessem realce para as UHRs.

A China, país que lidera em capacidade de armazenamento de energia elétrica via UHR, iniciou sua inserção na matriz elétrica nacional nos anos 2000, após uma grande ascensão econômica e social. A necessidade de expansão e operação se fez porque a concentração de recursos energéticos renováveis estava distante dos centros urbanos e de consumo. Por ser uma tecnologia que representa o aumento da incorporação de energia eólica, energia fotovoltaica solar e outras gerações de energia de menor impacto ambiental na rede, a implantação se tornou crucial para o desenvolvimento do país (MING et al., 2013).

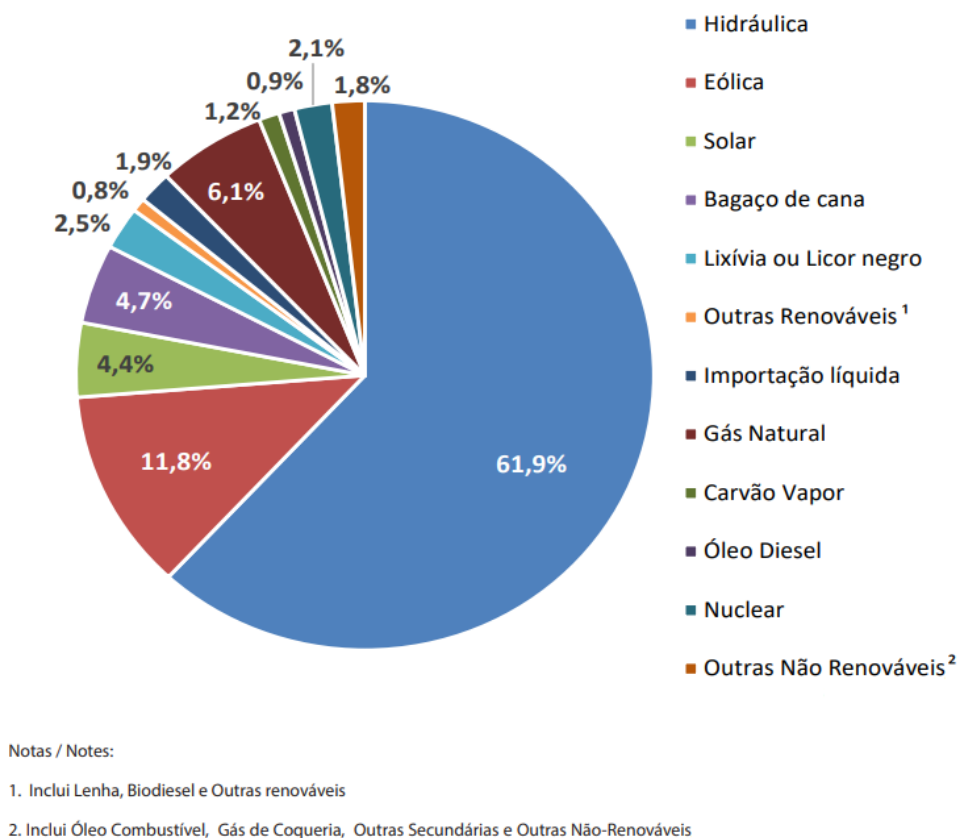
2.3.7. Histórico das UHRs no Brasil

Ao longo dos anos, tanto o quadro regulatório quanto a estrutura de mercado passaram por uma série de transformações, bem como as características físicas do sistema, incluindo a infraestrutura de transmissão. Assim, as usinas hidrelétricas desempenharam um papel fundamental em atender às demandas do sistema e adiar a necessidade de adotar tecnologias específicas de armazenamento, como as UHRs. Isso também implicou na postergação das abordagens regulatórias e dos modelos de mercado relacionados a essas tecnologias de armazenamento (EPE, 2021b).

No Brasil, foram implantadas quatro UHRs, das quais três se encontram localizadas no estado de São Paulo. Nomeadamente Pedreira, Traição e Edgard de Souza, essas instalações foram colocadas em operação nos anos de 1939, 1940 e 1955, respectivamente. A UHR Vigário, situada no estado do Rio de Janeiro, foi comissionada em 1952. Com o passar dos anos, a usina Edgard de Souza foi desativada em 1984, tendo sua estrutura modificada para aumentar a capacidade de escoamento do rio Tietê. Já as usinas Pedreira e Traição não funcionam de forma convencional, sendo o abastecimento de água para região metropolitana de São Paulo sua prioridade. O mesmo ocorre com a usina Vigário, que não funciona em sua plenitude em prol do abastecimento de água da cidade do Rio de Janeiro (EPE, 2021b). Atualmente, não há no território nacional uma UHR ativa.

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica. Considerando que quase a totalidade das importações são oriundas da usina de Itaipu, a fonte hídrica participou com 64% da oferta interna de energia elétrica em 2022. As fontes renováveis representam 88% da oferta interna de eletricidade no Brasil, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de fonte renovável de energia. O consumo final no ano 2022 foi de 586,1 TWh, representando uma expansão de 2,3% em comparação ao ano anterior, com destaque para os setores industrial e residencial, que participaram com 37% e 27% respectivamente (MME, 2023a). A Figura 6 apresenta a estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2022.

Figura 6 - Oferta nacional de energia elétrica por fonte (MME, 2023a)



2.3.8. Estudos acerca da tecnologia UHR

No Brasil, apesar da ausência de uma rede consolidada de UHRs, o crescente interesse e os estudos em andamento refletem a importância dessa tecnologia. Com a demanda energética nacional em constante crescimento e a integração cada vez mais significativa de fontes

intermitentes de energia na matriz, fica evidente que o sistema elétrico brasileiro precisa incorporar tecnologias de armazenamento de energia em grande escala para garantir a estabilidade e eficiência operacional.

Tendo em vista a progressiva relevância da tecnologia de armazenamento energético no restante do mundo, a crescente demanda energética nacional, e a inserção massiva de fontes renováveis de energia elétrica intermitentes na matriz brasileira, é possível dizer que o sistema elétrico do país não irá funcionar adequadamente sem tecnologias de armazenamento de energia em grande escala.

Nas décadas de 70 e 80, estudos referentes ao tema foram realizados por Soares *apud* Canales; Beluco; Mendes (2015), intitulados “Estudo preliminar das condições de implantação de usinas reversíveis junto à Grande São Paulo. Relatório de pesquisa” em 1974; “Inventário para Usinas Hidrelétricas Reversíveis-UHR junto às Serras Geral e da Mantiqueira - São Paulo - Fase de Pré-Inventário. Relatório de pesquisa”, em 1979 e “Inventário de usinas hidrelétricas reversíveis junto à Serra do Mar no Estado de São Paulo - Fase Pré-Inventário” em 1981.

No final dos anos 80, a Eletrobras concedeu um estudo de levantamento de potencial nas regiões sul, sudeste e nordeste. Porém, não foram levados em consideração os aspectos socioambientais, geológicos/geotécnicos e hidro meteorológicos (EPE, 2019).

Em 2019, a Empresa de Pesquisa Energética apresentou uma nota técnica de um estudo de inventário de uma UHR no estado do Rio de Janeiro, com o objetivo de mapear os locais favoráveis para implantação destas usinas, e selecionar os locais mais promissores com a caracterização da energia armazenada.

Além dos estudos destinados à análise de um local adequado para a construção de uma UHR, outros trabalhos apresentam técnicas para beneficiamento e validação da tecnologia. Neste quesito, é relevante mencionar um estudo desenvolvido por (HUNT; FREITAS; PEREIRA, 2014), que propuseram um novo modelo de geração hidrelétrica reversível aprimorado, no qual verificou-se o aumento de armazenamento de energia em ciclo anual em usinas hidrelétricas em cascata. Com foco em armazenar energia do período de cheia na região amazônica, concluiu-se que estes sistemas seriam válidos, visto que requerem uma área alagada muito menor e conseguem atingir uma eficiência próxima de 90%.

Para além das análises feitas em território nacional, também nas ilhas Rodes, na Grécia, foi observado um valor razoável e plausível para inserção de UHRs associadas a fontes de energia renováveis, conforme Arnaoutakis et al. (2022). Este estudo analisou a inserção de

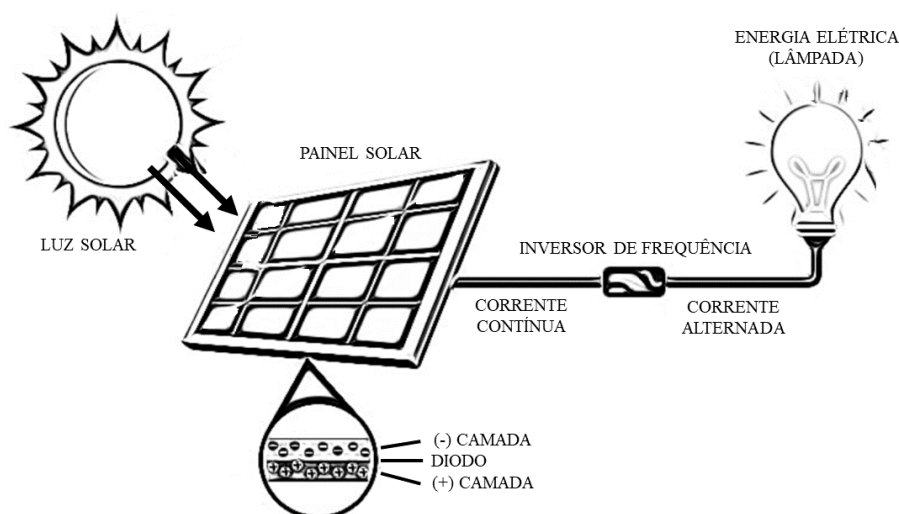
aproximadamente 70% de energia elétrica solar e eólica na matriz energética da ilha, utilizando centrais reversíveis como sistema de armazenamento.

Atrelado ao ambiente minerário, Saigustia e Robak (2021) focaram em revisar o potencial de armazenamento de energia em minas abandonadas na Polônia e concluíram que a tecnologia tem um grande potencial econômico e sustentável no desenvolvimento local, sendo a tecnologia UHR se destacando perante outras formas de armazenamento de energia devido à sua elevada capacidade de armazenamento. Porém, os autores ressaltam a necessidade de estudos investigativos para compreensão mais detalhada do processo.

2.4. Usinas fotovoltaicas (UFVs)

Usina fotovoltaica (UFV), ou usina solar fotovoltaica, é uma instalação projetada para gerar eletricidade a partir da luz solar. Ela aproveita a radiação solar por meio da tecnologia fotovoltaica, que converte diretamente a luz solar em eletricidade. Quando a luz solar incide nos painéis solares, os fótons (partículas de luz) excitam os elétrons no material semicondutor, fazendo com que eles fluam e criem uma corrente elétrica, conforme ilustrado na Figura 7. Considerada uma das formas mais promissoras e sustentáveis de geração de energia disponíveis atualmente, a UFV oferece vantagens relacionadas à sustentabilidade, que vão desde a redução das emissões de gases de efeito estufa até o baixo impacto ambiental em sua geração. Baseada na luz solar, essa fonte de energia não demanda insumos para operar. Em 2022, o Brasil possuía uma capacidade instalada de 7,4 GWp, compreendendo 3,9% do fornecimento de energia elétrica no país (MME, 2023b).

Figura 7 - Esquema simplificado de funcionamento de um painel solar (adaptado) (PINGO, 2018).



As UFVs podem ser classificadas como sendo de geração distribuída ou centralizada. A primeira é definida por um sistema de geração que atende a um cliente no local ou fornece suporte a uma rede de distribuição, conectada à rede em tensões de nível de distribuição (IEA, 2002). Estes sistemas geradores que ficam próximos ou até mesmo na própria unidade consumidora (casas, empresas e indústrias), interligados à rede elétrica pública. A modalidade, no Brasil, passou a vigorar em 2012, com a Resolução Normativa N°482 (ANEEL, 2012).

Existem dois tipos de operações relacionadas à geração distribuída: o *off-grid* e o *on-grid*. Os sistemas *off-grid* são sistemas autônomos de geração de energia solar que operam de forma isolada, utilizando baterias para armazenar a energia produzida. Esse sistema é composto por componentes como módulos solares, cabos, inversores e controladores de carga, além das baterias que servem para armazenar a energia excedente. O controlador de carga regula a carga nas baterias, enquanto o inversor converte a corrente contínua (CC) gerada pelos painéis solares em corrente alternada (CA). É importante notar que o sistema *off-grid* não está conectado à rede elétrica convencional, o que significa que, em caso de falta de energia, a fonte de abastecimento é proveniente das reservas armazenadas nas baterias (BORTOLOTO *et al.*, 2017).

Por outro lado, o sistema *on-grid* está conectado à rede elétrica convencional. Nesse sistema, o inversor solar não apenas converte a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), mas também sincroniza o sistema com a rede pública de eletricidade.

Em contrapartida, a geração centralizada se faz a partir de um sistema fotovoltaico de grande escala criado com o propósito de gerar e fornecer energia fotovoltaica à rede elétrica. Essa categoria de sistema de geração corresponde a grandes empreendimentos nos estados de Minas Gerais, Bahia, Piauí, Pernambuco e Ceará, que lideram a geração no Brasil (SIGA, 2023).

De acordo com sua configuração, essas usinas solares, quando instaladas no solo, podem ser projetadas com inclinação fixa ou variável. Embora as configurações de inclinação variável possam proporcionar um desempenho energético melhor, já que seria possível um maior aproveitamento da incidência solar, tal recurso implica em custos mais elevados tanto para a instalação quanto para a manutenção (PINHO; GALDINO, 2014).

Outra configuração é possível com a alocação das placas em lagos ou represas, sendo tal estrutura chamada de Usina Fotovoltaica Flutuante (UFVF). Tais empreendimentos possuem uma plataforma flutuante projetada para a instalação de módulos fotovoltaicos. Esses flutuadores são ancorados por um sistema de amarração ajustável às flutuações no nível da água, garantindo sua

orientação na direção norte. A conexão dos painéis solares à subestação é estabelecida por meio de cabos subaquáticos. Esta opção tem sido adotada em processos híbridos, onde se utiliza uma UHE ou UHR como lâmina d'água para instalação. Conforme Cazzaniga et al. (2019), essa tecnologia pode reduzir custos de ligação com a rede e a perda de água por evaporação. Além da associação com fontes hídricas, há também a possibilidade de associação das UFVs com outras tecnologias próximas, em conjunto com usinas eólicas ou termelétricas, por exemplo.

Os projetos de UFVs frequentemente optam por utilizar estruturas de módulos (painéis) solares de inclinação fixa, planejadas para otimizar a produção de energia. Eles devem estar posicionados na direção da linha do equador (para o Brasil, que está no hemisfério sul, aponta-se para a direção norte), com um ângulo de inclinação ligeiramente inferior à latitude da localização. Em algumas situações, dependendo das características topográficas do local, das condições climáticas e das necessidades elétricas, diferentes ângulos de inclinação podem ser adotados.

Além disso, existe uma variação desse projeto que envolve a alteração do ângulo de inclinação duas ou até quatro vezes ao longo do ano, visando a otimizar a produção de energia de acordo com as estações. Um aspecto importante desse modelo é a necessidade de uma área de terra maior para minimizar o sombreamento interno que pode ocorrer devido às diferentes inclinações (NÓBREGA *et al.*, 2018).

2.4.1. Associação das UFVs com outras fontes de energia

Diversos estudos são encontrados na literatura referente a gerações híbridas. Resultados positivos foram encontrados por Margeta e Glasnovic (2010), que desenvolveram um modelo matemático para o dimensionamento de uma UFV associada a uma UHE. O modelo demonstra uma gama de implantação para tal tecnologia em locais de climas frios e abundantes em energia solar, necessitando de uma quantidade relativamente pequena de água.

Novamente, Margeta e Glasnovic (2012) propuseram um sistema de energia híbrida composto por geração de energia fotovoltaica em combinação com um sistema de armazenamento de energia hidrelétrica por bombeamento, para fornecer um suprimento contínuo de energia. Isso evidencia um novo tipo de usina híbrida sustentável, que pode funcionar continuamente, usando energia solar como fonte de energia primária e água para armazenamento de energia.

Ma et al. (2015) apresentaram um estudo de uma UHR combinada a uma UFV para pequenos sistemas autônomos de energia em áreas remotas. Os autores desenvolveram modelos

matemáticos para os principais componentes, confiabilidade do sistema e critérios econômicos para referência e otimização. O estudo demonstrou que o modelo proposto e o algoritmo de otimização são eficazes e podem ser usados para outros estudos semelhantes no futuro.

Potenciais de aumento de 65% na produção de energia em uma cobertura de 10% dos reservatórios com placa solares flutuantes das 20 maiores UHEs do mundo foram obtidos em estudos de Cazzaniga et al. (2019), em que foram discutidas as vantagens da combinação dessas duas tecnologias.

No Brasil, Silvério et al. (2018) analisaram a viabilidade econômica e técnica de UFVFs em UHEs na bacia do Rio São Francisco. Do ponto de vista energético, o ganho médio gerado pela UHE foi de 76%, enquanto o fator de capacidade aumentou em média 17,3%.

Costa (2022) realizou um estudo de caso em uma UHE brasileira com UFVF no espelho d'água. Além da redução significativa de evaporação de água, obteve-se um ganho médio de energia gerada de 53% após a adição da geração UFVF. Identificou-se também que o retorno para o investimento estimado dar-se-ia em sete anos.

A associação por meio de outras tecnologias como bateria também é possível, como demonstrada por Silva, Severino e Oliveira (2013). Neste estudo de caso, a avaliação teve como objetivo examinar o uso de um sistema de células de hidrogênio para armazenar energia gerada por meio de painéis fotovoltaicos, visando a abastecer eletricidade em uma comunidade isolada na região amazônica. Embora o sistema apresente vantagens, como ser livre de combustíveis, não poluente e silencioso, sua comparação com sistemas de baterias convencionais revela ser uma tecnologia mais dispendiosa, devido aos custos dos componentes envolvidos.

As baterias eletroquímicas tem papel fundamental no armazenamento de energia a curto prazo, e quando comparada a UHRs, se destaca por uma disponibilidade em nível comunitário (residencial, comercial), possuindo uma alta flexibilidade, podendo ser independente de uma rede de distribuição elétrica. Com a redução observada nos preços de sistemas fotovoltaicos e baterias nos últimos anos, o interesse no uso de sistemas UFV-bateria aumentou significativamente. Khalilpour e Vassallo (2016) desenvolveram uma ferramenta capaz de auxiliar os usuários finais a identificar a melhor decisão de investimento e o tamanho do sistema para suas aplicações específicas, permitindo que o consumidor (desde uma pequena casa até plantas industriais de grande escala) implemente a estratégia de gerenciamento de eletricidade mais eficiente.

Em relação a vida útil de uma bateria eletroquímica, Wu *et al.* (2022) propuseram um modelo de programação para sistemas UFV-bateria que visa minimizar o custo operacional

levando em consideração do ciclo de vida da bateria. Constatou-se que a degradação da bateria pode causar um aumento no custo operacional, sendo que a consideração deste fato no dimensionamento inicial, pode reduzir o custo do sistema como um todo.

2.5. Cavas de mineração no Quadrilátero Ferrífero (QF)

A indústria mineral brasileira desempenha um papel significativo na economia do país, contribuindo com cerca de 4% do Produto Interno Bruto (PIB), de acordo com as informações fornecidas em 2023 pelo Instituto Brasileiro de Mineração (IBRAM).

A história da atividade minerária em Minas Gerais está intrinsecamente ligada à sua própria história, como evidenciado pelo nome do estado. O Quadrilátero Ferrífero (QF), uma localidade icônica situada na região centro-sul de Minas Gerais, com uma área de 12.785 km², é um epicentro de recursos minerais, incluindo ferro, manganês, ouro, bauxita e pedras preciosas. A exploração desses recursos, especialmente do minério de ferro, impulsionou o renascimento econômico de Minas Gerais após a Segunda Guerra Mundial.

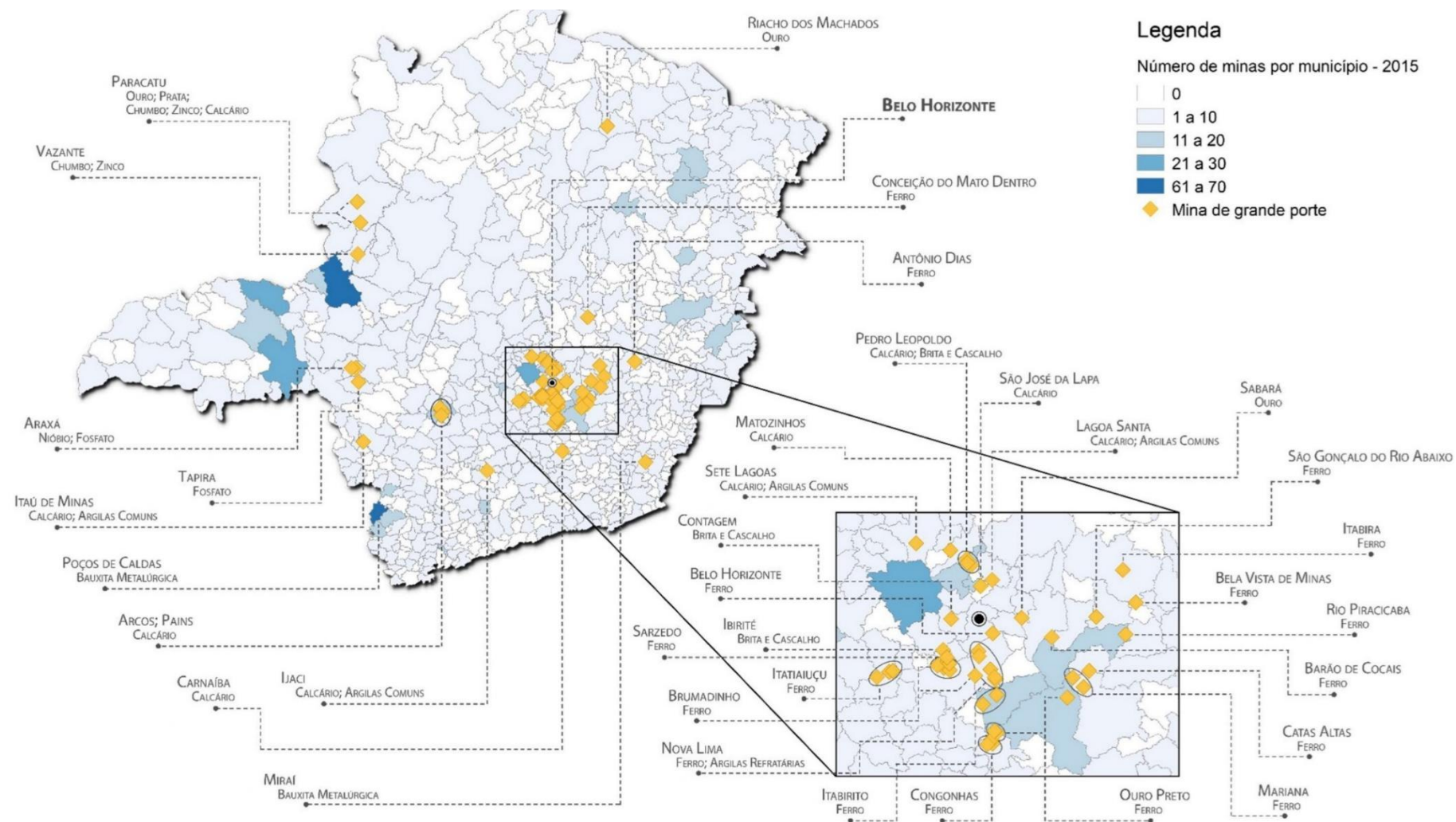
O QF, não apenas se consagra como a província mineral mais significativa do sudeste do Brasil, mas também, é reconhecido internacionalmente como uma das maiores províncias minerais do mundo, e sua importância na história de ocupação e no turismo regional é notável (JEGER; PROFETA, 2018).

Dados de 2021 da ANM (2023), reafirmam que o estado de Minas Gerais detém uma vasta variedade de recursos naturais exploráveis, incluindo um abundante patrimônio mineral. Na Figura 8, é possível ver a distribuição de minas pelo estado, que é responsável por aproximadamente 42% da produção nacional de minerais metálicos.

Apesar de tamanha relevância econômica, a atividade de extração mineral é considerada de alto impacto ambiental, pois, além de ser uma atividade extrativa não renovável, tem elevado potencial de degradação ambiental e se constitui como um possível passivo para a sociedade.

É crucial enfatizar a necessidade de se estabelecer políticas e mecanismos que possibilitem a supervisão e administração dos impactos decorrentes da atividade mineradora em diversos segmentos da sociedade. Por isso, torna-se imperativo implementar um controle e monitoramento ambiental rigoroso em projetos de mineração.

Figura 8 - Cartograma da Distribuição das Minas por Município – Minas Gerais 2015 (ANM, 2019).



2.5.1. Processo de descomissionamento de uma mina

A operação de uma mina, embora traga impactos econômicos positivos, também acarreta efeitos adversos significativos ao meio ambiente, que precisam ser mitigados e reparados pelo responsável pela mineração.

Caracterizada por ser uma atividade finita, já que seus recursos minerais não são renováveis, utiliza-se para o processo de uma mina o conceito de Ciclo de Vida da Mina, que contém as fases: exploração, pré-viabilidade, viabilidade, implantação, operação, fechamento e pós fechamento. O fechamento de uma mina implica nas atividades de desmontagem das estruturas e recuperação das áreas degradadas; e o pós fechamento, na operação de sistemas de controle ambiental e de monitoramento da área (JEGER; PROFETA, 2018).

Ao final da exploração/operação local, fica designado às mineradoras o trabalho de desativação das minas, que engloba a remoção de estruturas, a implementação de medidas de segurança, a avaliação dos impactos da desativação nas comunidades vizinhas e a execução de iniciativas sociais, a fim de recuperar as áreas degradadas e recompor as características originais daquele ambiente (BRASIL, 2020). O termo desativação da mina é utilizado no lugar de fechamento da mina, caracterizando essa ação como parte integrante do ciclo da mineração, englobando estágios como descomissionamento, reabilitação, preservação e controle pós-fechamento (OLIVEIRA JÚNIOR, 2001).

Quando a desativação da mina ocorre de forma não planejada, antes do previsto no Plano de Aproveitamento Econômico (PAE), o minerador também precisa considerar as consequências ambientais e socioeconômicas, uma vez que essas podem ser igualmente importantes e até mais críticas do que as resultantes da desativação planejada (SÁNCHEZ, 2011).

O processo adequado de encerramento de uma operação mineradora desempenha um papel fundamental na garantia de que a atividade possa cumprir sua função social de maneira eficaz. Isso permite alcançar benefícios econômicos, sociais e ambientais para todas as partes envolvidas. A negligência nessa fase pode resultar na criação de minas abandonadas e passivos ambientais, os quais podem ter consequências diretas nas comunidades que residem nas proximidades do empreendimento (FEAM, 2022).

Os impactos decorrentes do abandono de uma mina são diversos e incluem a possível inutilização dos recursos remanescentes, desvalorização da terra, ausência de proteção do solo, erosão do terreno e assoreamento de corpos d'água, contaminação do solo e das águas e riscos para a fauna e para as comunidades próximas (OLIVEIRA JÚNIOR, 2001).

Para prevenir tal cenário, é essencial a definição de diretrizes e normas técnicas que orientem a realização de uma desativação ou encerramento adequado das operações mineradoras. Nesse contexto, o Estado de Minas Gerais se destaca ao adotar uma abordagem inovadora, uma vez que já implementou uma legislação específica em conjunto com termos de referência técnicos que regulam o processo de encerramento e desativação de minas. Essa legislação é conhecida como Deliberação Normativa COPAM nº 220/2018 (FEAM, 2022).

Para assegurar a adequada gestão ambiental desses empreendimentos, a atuação especializada da Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM) e o uso do Cadastro de Minas Paralisadas e Abandonadas (CMPA) têm desempenhado um papel crucial como instrumentos de gestão. É relevante ressaltar que, mesmo com a diminuição do número de empreendimentos em estado de abandono, a FEAM continua a buscar alternativas para além da fiscalização e aplicação de penalidades, visando à recuperação e responsabilização dos empreendimentos que estão caracterizados como abandonados (FEAM, 2022).

Minas Gerais possui uma regulamentação específica para a conclusão das operações em minas, incluindo diretrizes abordando as minas que foram abandonadas. Para encerrar suas atividades, o responsável pela mineração deve elaborar um Plano de Recuperação de Áreas Degradadas (PRAD) ou um Plano Ambiental de Fechamento de Mina (PAFEM), dependendo do tamanho e do potencial de impacto ambiental da mina. Além disso, caso a desativação tenha um significativo impacto socioeconômico é necessário realizar uma reunião pública para definir o futuro do local (FERNANDES; LIMA, 2021).

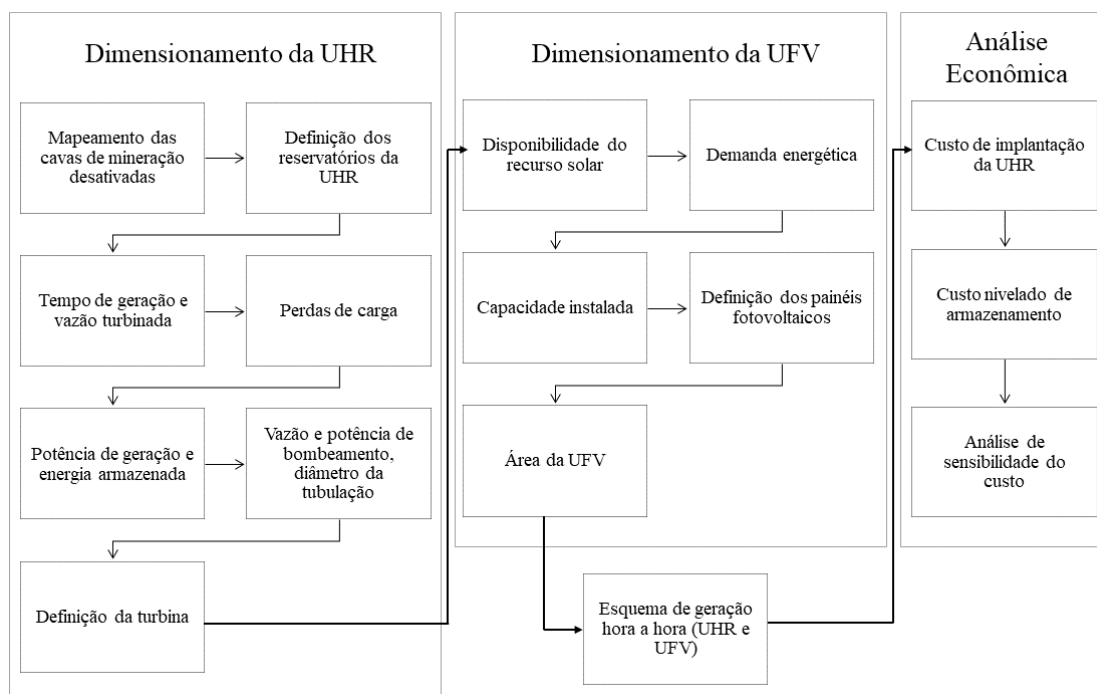
De acordo com Fernandes e Lima (2021), mesmo com os avanços nos últimos anos na legislação federal e do estado de Minas Gerais, ainda é precária a regulação da desativação de uma mina, relacionando a legislação a um estado inicial, necessitando da existência de um processo eficaz e apropriado para o encerramento das operações de mineração, para lidar com o problema das minas abandonadas e para prevenir o surgimento de novas situações desse tipo.

Diante disso, torna-se uma alternativa interessante viabilizar estes locais degradados para se tornarem um ativo econômico, auxiliando em uma destinação alternativa e vantajosa. Transformar essas áreas em um campo de exploração de energia renovável pode se constituir em uma estratégia sustentável e segura para os empreendedores e para a sociedade, evitando a “armadilha” contida no processo de desativação de uma atividade econômica relevante para a região.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

O presente capítulo se propõe a apresentar a metodologia utilizada para a avaliação de uma Usina Hidrelétrica Reversível (UHR) associada a uma Usina Fotovoltaica (UFV), utilizando Cavas de Mineração Desativadas (CMD) como reservatório. São apresentados aqui os métodos utilizados para: i) definição da cava abordada para o estudo de caso, ii) o dimensionamento da UHR, incluindo seu potencial de geração e características estruturais, iii) o dimensionamento inicial da UFV e iv) a energia disponibilizada para a rede. Para a realização do estudo de viabilidade econômica, foi feito um levantamento de custos de implantação da UHR. O custo de energia fotovoltaica foi definido obtendo um valor via leilão nacional, não sendo calculado o seu custo de implantação. Assim, obtém-se o custo da energia armazenada através do custo de implantação da UHR, e o custo da energia gerada pela associação das tecnologias, através do custo da energia solar obtida via leilão. Associado a isto, um estudo de sensibilidade foi conduzido, de forma em que se definiu uma faixa de custo de energia gerada, relacionada ao custo de implantação da UHR. A Figura 9 ilustra o fluxograma seguido pela metodologia do trabalho.

Figura 9 - Fluxograma da metodologia seguida (elaboração própria)

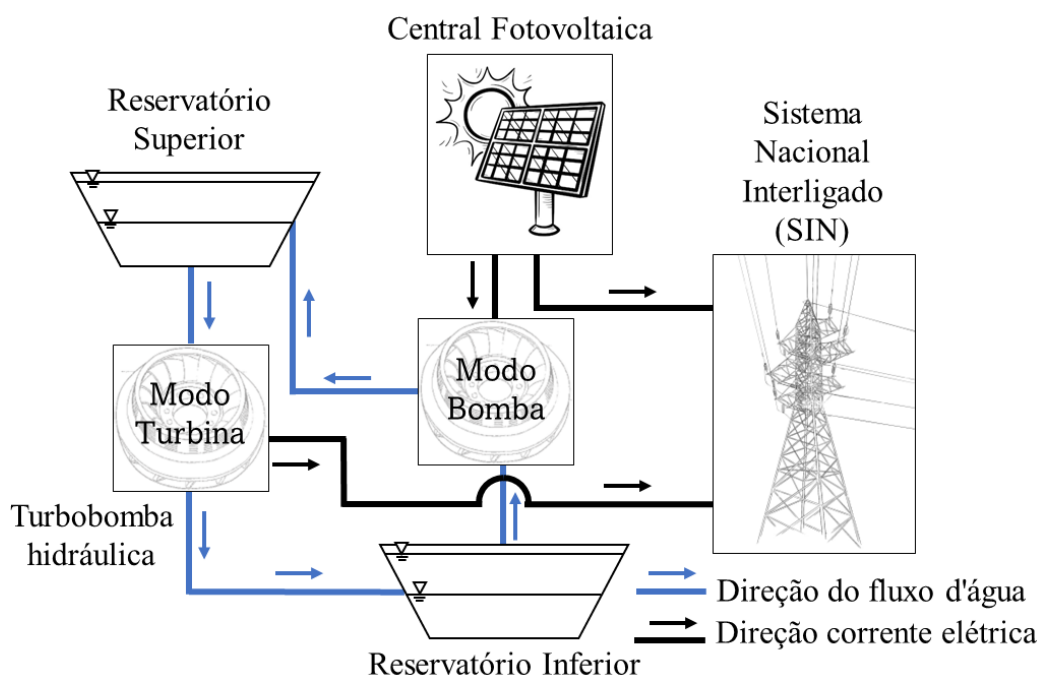


O arranjo de ciclo fechado foi definido para a UHR, já que as CMDs não estão localizadas em um curso de rio. A operação ocorre em ciclo diário, em que durante um período

do dia a UHR turbinava água fornecendo energia para a rede, e no restante, ela bombeava água para o reservatório superior.

A UFV fornece a energia necessária para bombeamento da água do reservatório inferior para o reservatório superior, e também para a rede, de forma que a UHR e UFV associadas enviem uma energia firme durante todo o dia para a rede. A Figura 10 ilustra a associação das tecnologias em questão.

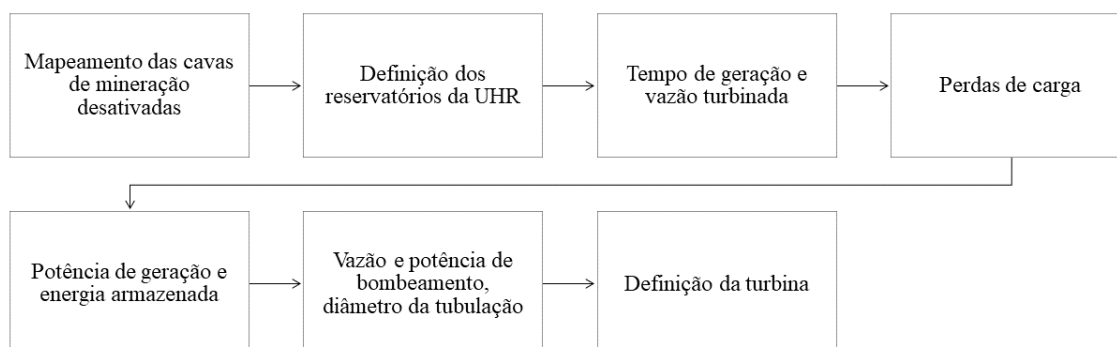
Figura 10 - Associação UHR e UFV (elaboração própria)



3.1. Dimensionamento da UHR

O estudo de inventário de uma UHR é a parte inicial da pesquisa. Baseado em uma nota técnica desenvolvida pela EPE (2019), essa etapa utilizou parte da metodologia adaptada para o estudo de caso do presente trabalho, em que contou com as fases: mapeamento dos locais promissores para implantação de uma UHR, detalhamento desta UHR envolvendo seu potencial de geração e bombeamento e definições estruturais. O fluxograma com a metodologia adaptada pode ser visto na Figura 11.

Figura 11 - Metodologia Simplificada e Adaptada (EPE, 2019)



Para avaliação do local, foram levadas em consideração as CMDs do Quadrilátero Ferrífero (QF), e foi selecionado um par de cavas adequados para se comportarem como reservatórios da UHR em questão. Por se tratar de cavas de mineração, a configuração do arranjo foi considerada como sendo de ciclo fechado, na qual há a necessidade de uma fonte hídrica para enchimento dos reservatórios em fase inicial, e para reposição constante da água perdida por evaporação e infiltração. Esta fonte hídrica não foi definida no presente trabalho.

3.1.1. Mapeamento das cavas de mineração

Para o mapeamento das cavas de mineração, foi feita uma pesquisa extensiva sobre as CMDs, em especial as do QF, levantando-se em consideração os volumes existentes, a localização geográfica, e a distância e desnível entre diversas cavas.

Essa etapa foi realizada a partir da análise de dados do Cadastro de Minas Paralisadas e Abandonadas (CMPA) (FEAM, 2022). O governo do estado de Minas Gerais, a partir da Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM), formulou uma legislação específica para o fechamento de uma mina – a Deliberação Normativa Copam nº 220/2018 (SEMAD, 2023). Essa resolução contempla uma série de diretrizes que o empreendimento deve realizar para declarar a paralização da atividade minerária ou fechamento da mina. Junto a isso, o órgão contempla o CMPA que possui 520 empreendimentos cadastrados.

A partir de inspeção visual utilizando imagens satélite obtidas pelo *software* Google Earth[®], foram analisados os empreendimentos cadastrados de acordo com sua localização, seu mineral extraído e sua geometria no formato da cava de mineração. Para se comportar como um reservatório, a cava de mineração a céu aberto deveria possuir um formato de bacia, em que fosse viável (via essas imagens) represar uma quantidade de água no local, sem a necessidade da construção efetiva de uma barragem. O mineral definido para o trabalho é o minério de ferro.

As configurações topográficas ideais para a construção de uma UHR são caracterizadas por apresentar curtas distâncias horizontais e elevadas variações verticais entre os reservatórios superior e inferior da usina. Para a distância máxima entre os dois reservatórios, procurou-se levar em consideração as recomendações de Barnes e Levine (2011), que preconizam que a razão altura (queda d'água) /distância das cavas deve ser de, no mínimo, 1/10. Este fator pode variar dependendo das características da região de estudo.

Caso não houvesse duas cavas desativadas próximas que atendessem aos critérios citados, poder-se-ia procurar cavas de mineração ativas em sua proximidade, priorizando a escolha de que pelo menos um reservatório fosse uma cava de mineração desativada.

3.1.2. Definição dos reservatórios da UHR

Após a escolha do local, traçou-se pelo meio do uso de planilhas eletrônicas, um modelo matemático no qual foram introduzidos os dados geográficos das CMDs para obtenção do volume do reservatório. As áreas visualizadas via satélite foram utilizadas para traçar o volume dos reservatórios a partir da sua altitude. Buscou-se aproveitar o máximo possível da área disponível para, a partir dessa área, traçar a curva Cota x Área x Volume para identificação do volume total.

Definiram-se, então, as alturas máximas e mínimas de cada reservatório. Para a altura máxima, foi levada em consideração a maior altura visível nas imagens via satélite que pudesse compor um reservatório no interior da cava. A partir dessa altura máxima, nomeada altura da crista, foram subtraídos três metros para obtenção da altura máxima útil do reservatório.

Para a altura mínima, é necessário definir uma altura de depleção, que é o rebaixamento do nível de água no reservatório durante seu esvaziamento. Essa altura foi definida para o presente trabalho como 30 m. O volume útil compreende o volume estimado entre as alturas máxima e mínima úteis que pode ser bombeado e turbinado. O menor volume útil dos reservatórios deve ser levado em consideração para cálculo do potencial de geração.

A altura mínima do reservatório com menor volume útil, é obtida a partir da altura máxima útil menos a depleção definida. Já para o outro e maior reservatório, a altura mínima deve ser calculada levando em consideração o volume útil que deverá ser turbinado, e posteriormente bombeado. Este cálculo é feito através da curva Cota x Área x Volume.

Após a definição de volume útil e das alturas máximas e mínimas úteis de ambos os reservatórios, foram estabelecidas as quedas brutas operativas a partir das Equações 1, 2 e 3:

$$\text{Queda Bruta Máxima} = \text{N.A.máx.sup.} - \text{N.A.mín.inf.} \quad (1)$$

$$\text{Queda Bruta Mínima} = \text{N.A.mín.sup.} - \text{N.A.máx.inf.} \quad (2)$$

$$\text{Queda Bruta Média } (H_b) = (\text{Queda Bruta Máxima} + \text{Queda Bruta Mínima}) / 2 \quad (3)$$

Onde N.A. é o nível de água nos reservatórios, máximo e mínimo, superior e inferior.

O tipo de barramento da barragem e suas características não foram avaliados no presente trabalho.

3.1.3. Tempo de geração e vazão turbinada

Para determinar a vazão turbinada a partir do volume útil do reservatório, é necessário definir o tempo de geração (T_g) da UHR. O tempo de geração considerado foi referente à faixa temporal durante a qual a UHR é capaz de gerar energia elétrica em sua potência máxima, resultando na redução gradual do nível de água do reservatório superior, desde o nível máximo normal até o nível mínimo normal.

Para o atual projeto, adotou-se o tempo de geração (T_g) de 14 horas. Assim, em um período de 24 horas de um dia, seriam reservadas 10 horas ao tempo de bombeamento (T_b) - tempo necessário para o bombeamento da água do reservatório inferior para o superior, reservado para horários diurnos de maior incidência solar na UFV.

A vazão turbinada (Q_t) foi calculada por uma aproximação inicial, pela relação entre o volume útil do reservatório e o tempo de geração, definida conforme a Equação 4.

$$Q_t = V_u / T_g \quad (4)$$

Sendo: V_u o volume útil em $[m^3]$ e T_g tempo de geração $[h]$.

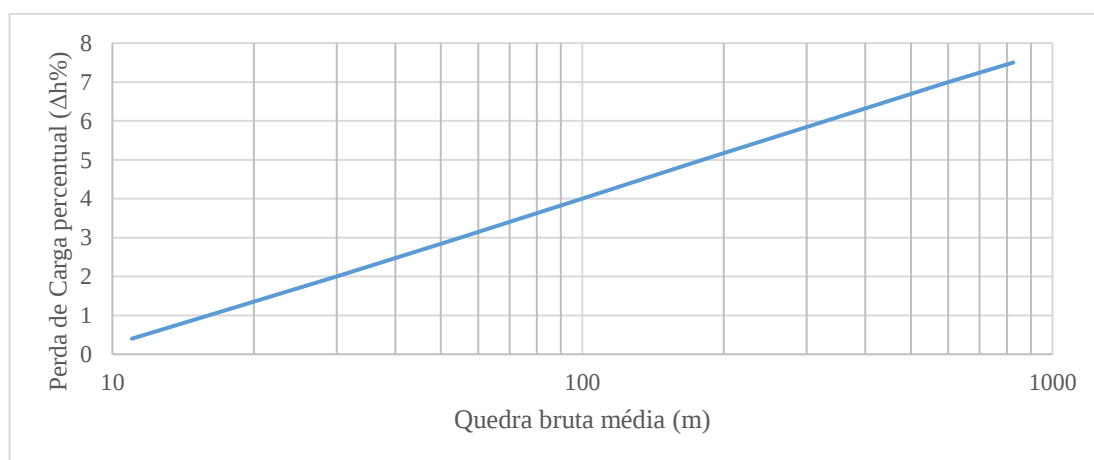
3.1.4. Perdas de carga

O circuito hidráulico é o conjunto de estruturas por onde a água flui. Nele estão presentes o sistema de adução, câmara de carga, chaminé de equilíbrio e o conduto forçado, canal que o fluido percorre até chegar na turbina, que fica localizada na casa de força. Este circuito está sujeito à perda de carga, que é a diminuição da pressão ou da energia da água à medida em que ela flui através das tubulações, condutos, válvulas e outros componentes do sistema da usina. Não foi tratado no presente trabalho sobre o detalhamento do sistema de adução, câmara de carga e chaminé de equilíbrio.

A perda de carga é uma consequência das resistências à passagem da água nas tubulações, curvas e obstáculos no fluxo, que fazem com que parte da energia da água seja dissipada na forma de calor e turbulência. Essa perda de energia é indesejável, pois reduz a eficiência do sistema e, conseqüentemente, a quantidade de energia elétrica que pode ser gerada. Essa perda pode ser localizada ou distribuída, sendo a primeira derivada de acessórios (juntas, derivações, curvas, válvulas, etc.) que promovem uma queda na pressão, causada pela diminuição da velocidade do fluido. Já a perda distribuída é advinda do atrito do fluido com as paredes do duto ao longo de seu comprimento. Essa perda depende do diâmetro e do comprimento do duto, da rugosidade da parede, das propriedades do fluido, da massa específica, da viscosidade e da velocidade do escoamento (WHITE, 2018).

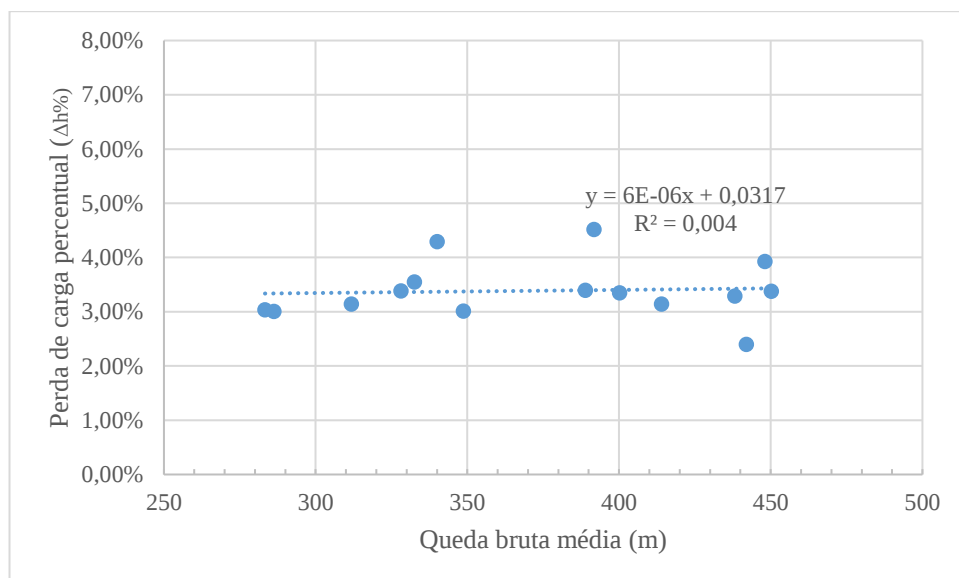
Um dos métodos utilizados para estimar a perda de carga do circuito hidráulico para fases preliminares de um estudo é a aproximação da perda de carga percentual em relação a altura da queda total do sistema analisado. Para o presente trabalho, foi utilizado o trabalho proposto por Leite (2020), conforme o gráfico na Figura 12.

Figura 12 - Valor da perda de carga percentual em uma instalação hidrelétrica em função da queda bruta (adaptado) (LEITE, 2020)



Em termos comparativos, foram analisados os resultados obtidos pelo estudo de inventário desenvolvido pela EPE (2019), e assim, traçada uma relação do percentual da perda de carga pela queda bruta média. O resultado, demonstrado na Figura 13, evidencia a perda de carga entre 2,4% a 4,5% em alturas que variam de 280 m a 450 m.

Figura 13 - Perda de carga percentual pela queda bruta média (elaborado através dos resultados de EPE, 2019)



Foi utilizada, então, a perda de carga percentual conforme queda bruta média evidenciada por Leite (2020) (Figura 12), tendo como faixa delimitadora os resultados obtidos por EPE (2019) (Figura 13), sendo o valor mínimo e máximo respectivamente 2,4% a 4,5%.

3.1.5. Eficiências dos equipamentos

A eficiência do bombeamento e da geração em uma usina hidrelétrica reversível desempenha um papel vital na maximização do desempenho energético. No processo de bombeamento, a eficiência da bomba-turbina em modo bomba representa a capacidade do sistema de converter eletricidade em energia hidráulica de forma eficaz. Por outro lado, durante o modo de geração, a eficiência bomba-turbina em modo turbina é fundamental para extrair o máximo de eletricidade da energia hidráulica disponível.

Para o funcionamento dos principais equipamentos relacionados à geração e bombeamento, utilizou-se uma margem definida por Guyer (2017), conforme visto na Tabela 5, que mostra os valores adotados para cálculo da eficiência dos equipamentos de uma UHR.

Tabela 5 - Eficiência dos componentes de uma UHR (adaptado) (GUYER, 2017).

Bombeamento	Baixo	Alto
Motor e transformador	97,5%	98,5%
Bomba	91,5%	92,5%
Total	89,2%	91,1%
Geração	Baixo	Alto
Turbina	89,0%	92,5%
Gerador e transformador	97,5%	98,5%
Total	86,8%	91,1%

3.1.6. Potência de geração e energia armazenada

Duas características de notável relevância em uma UHR são a sua capacidade nominal de geração e de armazenamento de energia. Segundo Brandão, Castro e Hunt (2021), essa abordagem segue o mesmo padrão empregado em Usinas Hidrelétricas convencionais (UHEs), a capacidade nominal de geração é obtida pela Equação 5. Em contraste, a energia armazenada ($E_{UHR.arm}$) pode ser expressa em termos de energia armazenada no reservatório superior. Ela é obtida pelo produto da potência nominal de geração (P_g) e do tempo de geração (T_g) adotado.

$$P_g = \rho * g * Q_t * H * \eta_t * \eta_g \quad (5)$$

Onde:

P_g : Potência elétrica produzida nos motores-geradores em [W];

ρ : Massa específica da água em [kg/m³], assumindo uma temperatura média da água como sendo de 25°C;

g : Aceleração da gravidade em [m/s²];

Q_t : Vazão turbinada total em [m³/s], calculada (inicialmente) pela relação entre o volume útil do reservatório e o tempo de geração adotado;

H : Queda bruta média em [m], corrigida pela perda de carga;

η_t : Rendimento da turbina-bomba no modo turbina, adotado como sendo um valor de 90%;

η_g : Rendimento do motor-gerador no modo gerador, adotado um valor igual a 98%.

3.1.7. Potência de bombeamento e diâmetro túnel

Nesta etapa, considera-se que o mesmo volume de água turbinado deve ser bombeado novamente para o reservatório superior. Portanto, a vazão de bombeamento é calculada de forma que o mesmo volume de água turbinado seja bombeado no tempo determinado. Desta forma, a potência requerida para o bombeamento (P_b) é dada a partir da Equação 6:

$$P_b = \frac{Q_b * \rho * g * (H_b + \Delta h)}{\eta_b * \eta_m} \quad (6)$$

Sendo:

P_b : Potência elétrica consumida nos motores-geradores em [W], variável com a altura efetiva de elevação;

Q_b : Vazão bombeada em [m³/s], calculada para cada altura efetiva de elevação;

$H_b + \Delta h$: Queda bruta em [m], que irá variar entre queda bruta máxima e queda bruta mínima corrigidas pela perda de carga;

η_b : Rendimento da turbina-bomba no modo bomba, adotado como sendo um valor de 92%;

η_m : Rendimento do motor-gerador no modo motor, adotado um valor igual a 98%.

São então calculadas as potências para as duas alturas em questão, corrigidas pela perda de carga definida. A média das potências de bombeamento é utilizada para cálculo da eficiência da UHR.

A potência máxima (P_{max}) requerida para o bombeamento é considerada a potência da UHR, e é utilizada para cálculos posteriores.

O túnel de adução/recalque é responsável pela ligação entre os reservatórios e a casa de força com as turbinas. Para o presente trabalho, admitiu-se uma velocidade de escoamento (v_e) da água máxima de 4 m/s, conforme analisado na literatura de (EPE, 2019; LEITE, 2020). O diâmetro ($\emptyset$), então, é calculado levando-se em consideração a maior vazão definida. Pelo tempo de bombeamento (T_b) ser menor que o tempo de turbinamento (T_g), é esperada uma vazão maior para o bombeamento. A Equação 7 é utilizada para obtenção do diâmetro ($\emptyset$) em [m], sendo ela definida por uma relação entre velocidade de escoamento (v_e) da água em [m/s] e a vazão de bombeamento (Q_b) em [m³/s]:

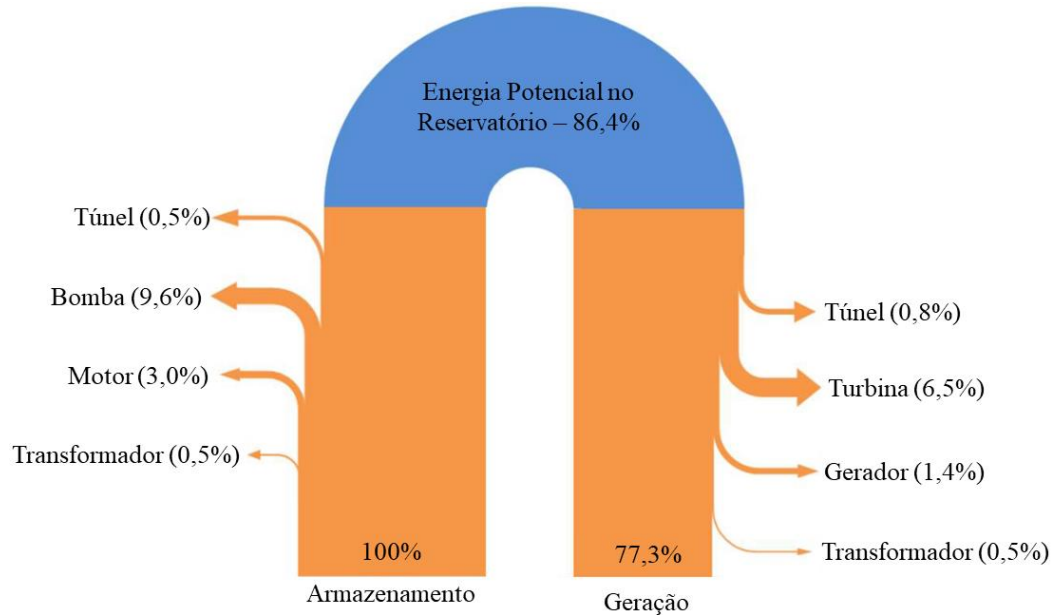
$$\emptyset = \sqrt{\frac{Q_b * 4}{v_e * \pi}} \quad (7)$$

3.1.8. Energia consumida e eficiência do ciclo

A média das potências elétricas de bombeamento para as duas condições (altura máxima e altura mínima) é utilizada para calcular a energia consumida durante o bombeamento. Essa é obtida a partir da multiplicação da potência média requerida no bombeamento (P_b) pelo tempo de bombeamento (T_b).

A eficiência de uma UHR pode variar de 77,3 % a 86,4% (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021), no bombeamento e na turbinagem, que são os valores demonstrados na Figura 14.

Figura 14 - Eficiência típica uma UHR e perdas em seus componentes nas etapas de bombeamento e geração adaptado (BRANDÃO; CASTRO; HUNT, 2021).



A eficiência do ciclo (η_c) é calculada pela relação entre a energia elétrica armazenada ($E_{UHR.arm.}$) em [MWh] e a energia elétrica consumida ($E_{cons.}$) em [MWh] durante o bombeamento, conforme Equação 8. Importante ressaltar que este valor não inclui as perdas associadas ao rendimento dos transformadores, consumo de equipamentos, perdas volumétricas, evaporação, infiltração e vazamentos.

$$\eta_c = \frac{P_g * T_g}{P_b * T_b} = \frac{E_{UHR.arm.}}{E_{cons.}} \quad (8)$$

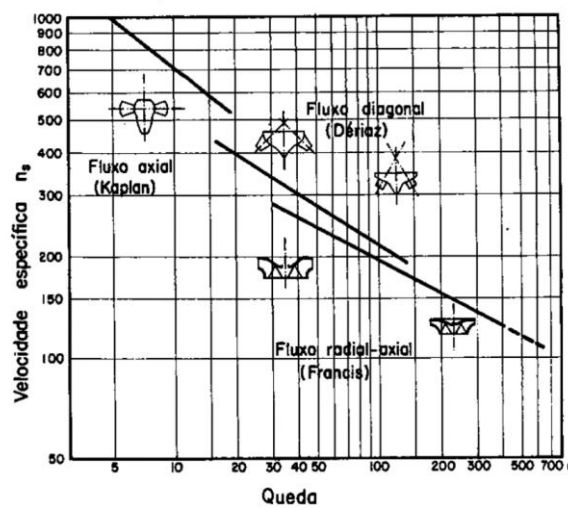
3.1.9. Definição da turbina

Para definição dos equipamentos, levou-se em consideração conhecimentos desenvolvidos por Schreiber (1978). A solução de escolha mais primitiva seria a instalação de uma unidade geradora composta de uma turbina e um gerador, e uma bomba e um motor, ou seja, um conjunto quaternário. Porém, essa configuração, por mais que possa fornecer parâmetros mais adequados e tempos de arranque mais curtos específicos para o projeto em que fossem desenvolvidas, possui um elevado custo e por isso não é tão utilizada.

Sendo assim, adotou-se um conjunto binário, com a instalação de uma turbina e uma bomba definida conforme proposto por Schreiber (1978), em que a Figura 15 indica a relação entre a queda bruta da usina e velocidade específica dos principais tipos de turbinas reversíveis. A velocidade específica (n_s) é definida como a velocidade de rotação de uma turbina.

O número de turbinas foi definido através da potência instalada da unidade reversível utilizando-se conjuntos com potência de aproximadamente 50, 100, 150 e 250 MW, conforme catálogo da Voith (2021).

Figura 15 - Relação entre a queda e velocidade específica dos principais tipos de turbinas reversíveis (SCHREIBER, 1978)



3.1.10. Fator de capacidade

O Fator de Capacidade (FC) é uma medida que expressa a relação entre a quantidade real de eletricidade produzida durante um determinado período e a quantidade máxima teoricamente gerada se a usina funcionasse continuamente nesse período. Em outras palavras, ele nos diz o quão eficaz uma usina está operando em relação ao seu potencial máximo de geração de energia. O FC é expresso pela Equação 9:

$$FC = \frac{E_{prod}/\Delta t}{P_{max}} \quad (9)$$

Onde, E_{prod} é a energia gerada em [MWh] no período considerado, P_{max} é a potência instalada em [MW] e Δt é o tempo considerado.

Em geral, as UHRs com ciclos diários e semanais têm um fator de capacidade situado na faixa de 10% a 20%, enquanto aquelas com ciclos mensais, sazonais e plurianuais exibem um fator de capacidade variando entre 20% a 30%, devido à maior versatilidade em suas operações. Vale ressaltar que o fator de capacidade máximo alcançado por uma UHR é de 50%,

uma vez que metade do tempo é dedicado à operação de bombeamento, enquanto a outra metade à geração de energia (CASTRO *et al.*, 2018).

3.1.11. Fonte hídrica relacionada

Considerando o arranjo da UHR como um sistema fechado, a necessidade de reposição de água se torna presente, devido à evaporação e infiltração da água em ambos os reservatórios. Para o presente trabalho, não foi considerada a fonte hídrica necessária para enchimento do sistema devido as perdas por evaporação e infiltração.

3.2. Dimensionamento da Usina Fotovoltaica

Após a definição do local e o dimensionamento da UHR, faz-se necessário o dimensionamento da UFV. Esse não é tão detalhista quanto o dimensionamento da UHR, e fornecerá uma visão ampla do sistema. Conforme adaptado de Pinho e Galdino (2014), o processo de dimensionamento é feito nas etapas: levantamento adequado do recurso solar disponível, definição da disposição e configuração do sistema, levantamento adequado da demanda energética, dimensionamento do gerador fotovoltaico e reconhecimento da energia firme disponível.

Neste estudo, optou-se por uma UFV de geração centralizada com seus painéis alocados fixos em terra firme, de forma que, se possível, fossem aproveitadas as áreas degradadas pela mineração adjacentes às CMDs definidas como objeto de estudo. São apresentados a seguir a análise do recurso solar disponível, a demanda energética e o dimensionamento da central fotovoltaica em termos de área e a potência.

3.2.1. Disponibilidade do recurso solar

Nesta etapa, busca-se quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico. Para estimar a produção de energia elétrica por fonte solar, é considerada a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos de horário. Como existe uma linearidade entre produção de energia e irradiação horária, utiliza-se um conceito de acumulado de energia solar ao longo de um dia, denominado Horas de Sol Pleno (*HSP*). Por ser uma grandeza padronizada, ela reflete o número de horas em que dada superfície recebe uma irradiação equivalente ao padrão de 1000 W/m^2 (PINHO; GALDINO, 2014).

Os dados referentes a irradiação solar são advindos da ferramenta *SunData* da CRESESB (2018), que fornece a irradiação solar diária média, no período mensal, em qualquer ponto do território nacional. Deve ser levada em consideração a utilização do mês com menor irradiação solar para o cálculo da capacidade instalada da UFV. Este método supõe que, se o sistema funcionar adequadamente neste mês, o mesmo deverá ocorrer no restante dos meses do ano, produzindo mais energia quando as condições forem mais favoráveis.

3.2.2. Demanda energética

A demanda energética, ou energia requerida diária (E_{UFV}), é um valor dado em [MWh] necessário para o dimensionamento da UFV. Esse valor é obtido a partir da Equação 10, onde o tempo de bombeamento (T_b) é multiplicado pela potência de geração da UHR (P_g), que será fornecida firme para a rede, e pela potência média requerida de bombeamento (P_b).

$$E_{UFV} = T_b * (P_g + P_b) \quad (10)$$

3.2.3. Capacidade instalada

A capacidade instalada de uma UFV é dada em Watt-pico (Wp). Como a potência de um painel fotovoltaico varia em função da irradiação e temperatura, o Wp foi estabelecido como a potência do painel em STC (*Standard Test Conditions* – Condições de Teste Ideais), que considera uma irradiação de 1000 W/m² e a temperatura da célula fotovoltaica de 25°C. Essa capacidade pode ser calculada com base na demanda energética, o HSP do mês com menor média de irradiação e a eficiência da UFV. Isso se faz conforme a Equação 11.

$$W_{usina} = \frac{E_{UFV}}{HSP * \eta_{UFV}} \quad (11)$$

Em que W_{usina} é a potência nominal da usina em [kWp], E_{UFV} é a energia requerida diária do sistema [kWh], HSP são as Horas de Sol Pleno disponíveis na localidade em [kWh/m²] e η_{UFV} é a eficiência da UFV.

A eficiência da UFV é uma métrica que avalia o desempenho geral de um sistema de geração de energia elétrica, levando em consideração a potência que o sistema produz em condições reais de operação, bem como todas as perdas envolvidas. Essas perdas advêm de diversos fatores, como quedas de tensão em cabeamentos, acúmulo de sujeira na superfície dos

painéis solares, sombreamento, eficiência do inversor, desajuste entre os componentes do sistema, temperaturas de operação, entre outros. Por convenção, foi adotado no presente trabalho a eficiência média igual a 77%, conforme uma revisão bibliográfica realizada por (KHALID *et al.*, 2016).

3.2.4. Quantidade dos painéis fotovoltaicos

A quantidade de painéis fotovoltaicos é calculada conforme a Equação 12, em um cálculo simples da potência [W] instalada definida da UFV e da potência [W] nominal de cada painel fotovoltaico:

$$N^{\circ}_{paineis} = \frac{W_{usina}}{W_{painel}} \quad (12)$$

O painel deve ser definido a partir da tecnologia vigente, levando em consideração o Complexo Solar de Janaúba, que será analisado a título de embasamento para esta etapa do trabalho, explicada no próximo tópico.

3.2.5. Área da UFV

A área demandada para instalação da central fotovoltaica é definida pela soma da área de cada painel mais um percentual de área livre destinada ao acesso de máquinas e técnicos responsáveis pela manutenção, limpeza e montagem do sistema. Também, é importante ressaltar que existe uma distância mínima entre os módulos fotovoltaicos, impedindo possíveis sombreamentos das placas solares umas nas outras. Para o presente trabalho, fez-se uma aproximação dos valores obtidos de uma expressiva UFV no Brasil, o Complexo Solar Janaúba. Localizada em Minas Gerais, a usina carrega o título de maior usina Fotovoltaica do Brasil. Levando em consideração o número total de painéis e a área ocupada pelo parque solar, obteve-se um valor de referência equivalente a 717 módulos solares por hectare, utilizando painéis cujo os módulos somam-se 550 Wp cada um, conforme dados obtidos de ELERA RENOVÁVEIS (2023). Este valor de referência permitiu estabelecer uma aproximação da área utilizada contabilizando painéis, inversores, estruturas e afins.

Obteve-se então, a área total requerida pela usina, e em seguida foi escolhida uma área adjacente às minas escolhidas para alocação dos painéis. Essa área deve incluir, prioritariamente, minas abandonadas ou desativadas e áreas planas, sem o formato de cava.

Caso não haja áreas de mineração desativadas próximas, sugere-se então, avaliar minas em operação, e, em último caso, áreas sem construções e com geometria plana/favorável.

3.3. Esquema de geração UHR e UFV

Com as instalações UHR e UFV definidas, deve-se então, elaborar um esquema de geração diário para o empreendimento através da destinação da energia ao longo do dia. Nele, são simulados a fonte e o destino da energia gerada e consumida, de hora em hora, em um período diário.

O cálculo de geração de energia e sua destinação horária é realizado para se ter um embasamento da possível autossuficiência da instalação. Ele leva em conta o potencial de produção de energia elétrica das instalações UHR e UFV, no período de um dia, em intervalos horários. Esta simulação, é realizada utilizando dados fornecidos pelo *software* SAM (NREL, 2023).

Inicialmente, é considerado uma curva de irradiação solar diária média na localização definida. A irradiação incidente no local definido é fornecida em W/m^2 , e permite que seja calculado a geração solar horária através da integral da área do gráfico, em intervalos definidos.

Deve-se então utilizar a curva de irradiação diária média do mês com menor irradiação solar incidente. A título de comparação, é realizado o mesmo procedimento com uma irradiação incidente maior, em um mês com alta taxa de irradiação.

3.4. Estudo de viabilidade econômica

O estudo de viabilidade econômica é feito em duas partes. Primeiro foi calculado o valor de implantação da UHR, e então, através do cálculo de custo nivelado de armazenamento elétrico, em inglês *Levelized Cost of Storage*, representado pela sigla LCOS, é calculado o custo de armazenamento de energia. Este valor, advém de um cálculo similar, o custo nivelado de energia, representado pela sigla LCOE - *Levelized cost of electricity*, sendo uma medida usada para avaliar e comparar métodos alternativos de produção de energia.

O LCOE de um ativo gerador de energia pode ser considerado como o custo total médio de construção e operação do ativo por unidade do total de eletricidade gerada durante uma vida útil presumida. Este nivelamento considera o período de retorno para que o investimento se pague, fornecendo assim dados concretos para orientar o investidor do empreendimento. Ele é calculado tomando primeiro o valor presente líquido do custo total de construção e operação

do ativo gerador de energia, para então, dividir este número pela geração total de eletricidade ao longo de sua vida útil. Já o LCOS realiza os cálculos para o custo da energia armazenada. No presente trabalho, esta etapa é realizada utilizando parte do modelo desenvolvido por Stocks et al. (2021), com auxílio de resultados atingidos por Mongird et al. (2020).

Em segunda etapa, não é realizado o custo de implantação da UFV, e sim, utilizado o custo de energia solar fornecida via leilão nacional. Desta forma, obtém-se o custo de energia disponível pela associação UHR e UFV. Esse é derivado de metodologias internacionais e de medidas impostas adotadas para este estudo em particular. Dessa forma, conduz-se uma análise de sensibilidade do custo, explorando diferentes projeções de custos de implantação da UHR e diferentes projeções do custo da energia solar via leilão.

3.4.1. Custo de Capital (Capex)

O custo de capital de uma Usina Hidrelétrica Reversível (UHR), de ciclo fechado, pode ser aproximadamente dividido em custos de capital associados à geração de energia e aqueles associados ao custo de capital do armazenamento de energia. Os custos de capital associados à geração de energia compreendem o transporte de água, casa de força, bomba/turbina, gerador e subestação. Os custos de capital associados ao armazenamento de energia compreendem o custo dos reservatórios.

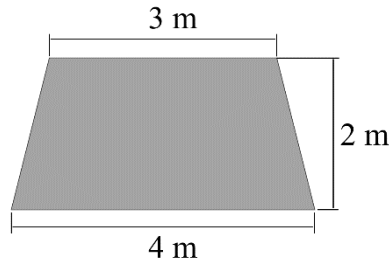
O modelo desenvolvido por Stocks *et al.* (2021), contou com consultores em engenharia hidráulica utilizando uma análise espacial detalhada de uma variedade de locais. Os custos são relatados em dólares americanos. Esse foi utilizado para cálculo do capital de implantação.

O custo principal para construção dos reservatórios consiste em mover rochas para formar uma barragem. Considerando que as cavas de mineração desativadas (CMDs) foram objetos de escolha, visando a sua característica como formato de cava para minimizar custos associados a construção dos reservatórios, é esperado um baixo custo comparado a outros empreendimentos. Este, chamado, custo do componente de armazenamento ($C_{resv.}$), foi definido a partir do volume de uma barragem em volta de toda a cava (superior e inferior) e um custo médio de construção (Y) dado em [US\$/m³] de terra movimentada, sendo ele o mesmo utilizado por Stocks et al. (2021). A Figura 16 ilustra a seção transversal da barragem, que deve ser construída em todo o perímetro de ambos os reservatórios. A Equação 13 demonstra o custo do componente de armazenamento ($C_{resv.}$).

$$C_{resv.} = Y * A_{barragem} * (PR_{sup} + PR_{inf}) \quad (13)$$

Onde, Y é o custo definido de 168 em [U\$/m³] (STOCKS *et al.*, 2021); PR_{sup} é o perímetro em [m] do reservatório superior, PR_{inf} é o perímetro em [m] do reservatório inferior, e $A_{barragem}$ é a área em [m²] da seção transversal da barragem.

Figura 16 - Dimensionamento da área transversal da barragem (elaboração pessoal)



As relações para os custos de geração de energia compreendem dois componentes: túnel e casa de força. Esses têm uma relação complexa com as características do local. Assume-se que o túnel, responsável pelo transporte de água entre os reservatórios, é composto por um poço vertical, cujo custo é proporcional à potência da UHR, P_{max} em [MW], a distância horizontal entre os reservatórios, S em [m], e a altura H_b em [m], conforme demonstrado na Equação 14.

$$C_{túnel} = (66.000 * P_{max} + 17.000.000) + S * (1.280 * P_{max} + 210.000) * H_b^{-0,54} \quad (14)$$

O custo da casa de força inclui os custos civis, mecânicos e elétricos. Assume-se que a casa de máquinas é escavada. Os custos civis incluem a escavação das salas de máquinas e transformadores, e túneis para acesso veicular e acesso elétrico. O custo mecânico inclui as bombas/turbinas e geradores elétricos, incluindo comissionamento. A Equação 15 representa o custo da casa de máquinas, em que H_b em [m] é a altura do empreendimento e P_{max} em [MW] a potência.

$$C_{força} = 63.500.000 * H_b^{-0,5} * P_{max}^{0,75} \quad (15)$$

O custo de capital, chamado de C_{Capex} , é a soma dos custos de reservatório, túnel e casa de máquinas. Não foi levado em consideração o custo do terreno.

Em Mongird et al. (2020), estimou-se uma ampla faixa de custo total de implantação de \$1.349/kW a \$4.048/kW para a UHR e forneceu um custo médio de \$2.698/kW para uma usina de 500 MW com 10 horas de geração, valor em dólares em 2010. Corrigindo os valores para dezembro de 2023, de acordo com *CPI Inflation Calculator* (USBLS, 2023), foi obtido uma margem de \$1.909/kW a \$5.730/kW sendo o custo médio \$3.819 /kW. Estes valores são utilizados a título de comparação para auxílio no atual trabalho.

3.4.2. Custo Nivelado para Armazenamento Elétrico (LCOS)

Para obtenção do custo nivelado, faz-se necessário o cálculo do Fator de Recuperação de Capital (FRC). Ele se refere à taxa utilizada para calcular o montante periódico necessário para recuperar o investimento inicial ao longo de um determinado período de tempo. Esse conceito é frequentemente usado em análises de custo, especialmente em projetos de investimento. O FRC leva em consideração o custo inicial do investimento, o período de recuperação desejado e a taxa de juros associada. A Equação 16 expressa como pode ser calculado o FRC.

$$FRC = \frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1} \quad (16)$$

Onde i é a taxa de juros adotada para o empreendimento e n é a vida útil do empreendimento, neste caso considerado em anos.

O FRC é utilizado para o cálculo do custo anual Capex ($C_{Annual.Capex}$), conforme Equação 17.

$$C_{Annual.Capex} = C_{Capex} * FRC \quad (17)$$

O custo de manutenção e operação ($C_{O\&M}$), é adotado como sendo 5% do custo de capital Capex, por ano, valor usual para empreendimentos deste porte. Assim, pode-se obter o custo anual da UHR ($C_{Annual.UHR}$), conforme Equação 18.

$$C_{Annual.UHR} = C_{Annual.Capex} + C_{O\&M} \quad (18)$$

O custo por armazenamento é obtido conforme a Equação 19, sendo a energia produzida anualmente com uma disponibilidade de 95% ($E_{Annual.95}$). Esta disponibilidade significa que

durante o ano, espera-se que em 95% do tempo a UHR esteja operando normalmente, produzindo a energia esperada, e em 5% do tempo parada para intervenções necessárias e manutenção.

$$C_{Energia.Arm.} = \frac{C_{Anual.UHR}}{E_{Anual.95}} \quad (19)$$

Por fim, é obtido o custo da energia disponível UHR e UFV, que leva em consideração o custo de armazenamento de energia e o custo da energia solar fornecida. Para tal, levou-se em consideração o custo da energia solar fornecida através do Leilão de Energia Nova A-5 De 2022 (EPE, 2022). Nele, é possível encontrar o vencedor do leilão do fornecimento de energia proveniente de UFV, em que se obtém o preço médio de R\$ 171,51 /MWh, sendo ele $C_{Energia.Solar}$. O valor é convertido para dólar, adotando-se uma cotação de novembro/2023, sendo R\$ 4,90 o valor de U\$ 1,00 (BCB, 2023). A Equação 20 mostra por fim, o custo da energia gerada para o empreendimento adotado.

$$CEG = C_{Energia.Arm.} + C_{Energia.Solar} \quad (20)$$

A Tabela 6 ilustra em resumo os valores utilizados para o Custo de Energia Gerada.

Tabela 6 - Resumo de valores para Custo de Energia Gerada (elaboração própria)

DESCRIÇÃO	REPRESENTAÇÃO	VALOR	FONTE
Custo médio de construção reservatório (U\$/m ³)	Y	168,00	(STOCKS <i>et al.</i> , 2021)
Taxa de desconto (juros)	i	10%	Adotado
Vida útil (anos)	n	30	Adotado
Custo Energia Solar (U\$/MWh)	$C_{Energia.Solar}$	35,00	(EPE, 2021a)

3.4.3. Análise de sensibilidade do custo

A análise de sensibilidade do custo explora diferentes projeções de custo e implantação, fornecendo diferentes custos de energia gerada, criando-se assim uma margem. Essa abordagem é crucial para avaliar a viabilidade do projeto em cenários variados, permitindo uma adaptação estratégica diante de flutuações nos custos iniciais de instalação.

No âmbito deste estudo, foram consideradas alterações no custo de implantação, representando 70%, 80%, 90%, 110% e 120% do custo de capital de instalação (Capex). Os custos de operação e manutenção permaneceram constantes.

Para definição do custo da energia solar disponível fornecida, foi avaliado o valor do leilão do ano anterior, Leilão de Energia Nova A-5 De 2021 (EPE, 2021a), sendo o custo médio de R\$ 166,90 /MWh. Tendo em vista a oscilação do valor nos leilões, realizou-se representações de 70%, 80%, 90%, 110% e 120% do custo da energia solar fornecida.

Uma tabela detalhada foi elaborada para apresentar os valores obtidos em cada uma dessas configurações, proporcionando uma visão abrangente das variações nos custos associados à energia gerada.

4. ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

4.1. Identificação de local de instalação da UHR

A partir do *software* Google Earth®, traçou-se a área que compreende o Quadrilátero Ferrífero (QF), conforme as coordenadas do Mapa Geológico do Quadrilátero Ferrífero versão 2020 (QFE2050, 2019). Suas extremidades se localizam nas coordenadas entre 19°30' e 20°43'Sul e 43°07' e 44°30' Oeste. Na Figura 17 é possível ver a delimitação do QF no mapa.

Ao analisar os dados do CMPA fornecidos por FEAM (2022), separou os empreendimentos que se encontram dentro do QF em que o mineral extraído fosse o ferro. Com isso, chegou-se a um total de 34 minas que foram listadas conforme a característica da cava que fosse favorável para se instalar um reservatório. A geometria da cava foi considerada favorável em que tivesse um formato de bacia, em que fosse viável (analisado via imagens satélites) represar uma quantidade de água no local, sem a necessidade da construção efetiva de uma barragem. A  ilustra os empreendimentos selecionados, o município de localização, situação e característica da cava. A numeração presente na tabela diz respeito a sua localização tal como apresentado na Figura 17.

Tabela 7 - Minas de ferro paralisadas e abandonadas no QF (FEAM, 2022)

Nº	NOME	MUNICÍPIO	SITUAÇÃO	GEOMETRIA
1	AVG Mina - Empreendimentos Minerários Ltda	Sabará	Paralisado	Desfavorável
2	Empresa Mineração Esperança	Brumadinho	Paralisado	Desfavorável
3	Empresa de Mineração Pau Branco EMBRAPA	Belo Horizonte	Paralisado	Desfavorável
4	Mina Viga Norte	Nova Lima	Paralisado	Favorável
5	Leandro Antônio Rodrigues	Catas Altas	Paralisado	Desfavorável
6	Minar Mineração Aredes	Itabirito	Paralisado	Desfavorável
7	Mineração Geral do Brasil	Brumadinho	Paralisado	Favorável
8	JMN MINERAÇÃO S.A	Juatuba	Paralisado	Desfavorável
9	Mineração Santa Paulina	Ibirité	Paralisado	Desfavorável
10	Mineração Serras Do Oeste	Caeté	Paralisado	Desfavorável
11	Mina Oeste Mineração Usiminas As	Itatiaiuçu	Paralisado	Desfavorável
12	Mina Germano Samarco	Mariana	Paralisado	Desfavorável
13	Minerita Minério Sinteria Sinter Itaúna Ltda	Itatiaiuçu	Paralisado	Desfavorável
14	Mina Conta História	Ouro Preto	Paralisado	Desfavorável
15	Mina Del Rey	Mariana	Paralisado	Desfavorável
16	Mina Gongo Soco	Ouro Preto	Paralisado	Desfavorável
17	Mina Miguel Congo	Ouro Preto	Paralisado	Desfavorável
18	Mina Morro Da Mina	Mariana	Paralisado	Desfavorável
19	Mina do Mutuca	Nova Lima	Paralisado	Favorável

Tabela 7 - Minas de ferro paralisadas e abandonadas no QF (FEAM, 2022)

Nº	NOME	MUNICÍPIO	SITUAÇÃO	GEOMETRIA
20	Mina Pitangui	Catas Altas	Paralisado	Desfavorável
21	Fazenda das Machadas Vale	Sabará	Paralisado	Desfavorável
22	Mina Batatinha	Rio Piracicaba	Paralisado	Desfavorável
23	Mina Cidreira	Mariana	Paralisado	Desfavorável
24	Mina Córrego do Meio	Sabará	Paralisado	Favorável
25	Mina de Capanema	Itabirito	Paralisado	Favorável
26	Mina da Jacutinga	Santa Bárbara	Paralisado	Desfavorável
27	Mina Mizael	Rio Piracicaba	Paralisado	Desfavorável
28	Mina Pé De Serra	Rio Piracicaba	Paralisado	Desfavorável
29	Mina Roça Grande	Barão de Cocais	Paralisado	Desfavorável
30	Mina Segredo	Sabará	Paralisado	Desfavorável
31	Mina Trindade Cabral	Barão de Cocais	Paralisado	Desfavorável
32	Mina do Escorpião	Santa Bárbara	Paralisado	Desfavorável
33	Mineração Usiminas As	Brumadinho	Paralisado	Desfavorável
34	JMN Mineração	Rio Piracicaba	Paralisado	Desfavorável

Analisando os empreendimentos favoráveis, calculou-se a razão altura (queda d'água) /distância entre os possíveis pares de cavas a serem definidas. Não foi encontrado nenhum par de cavas desativadas que satisfizesse a razão maior que 0,1 entre estes empreendimentos: Mina Viga Norte, Mineração Geral do Brasil, Mina do Mutuca, Mina Córrego do Meio e Mina de Capanema. Sendo assim, buscou-se por minerações ativas que não constavam no cadastro da FEAM, porém que melhor se encaixassem nos critérios do projeto.

Para os cinco empreendimentos favoráveis, pesquisou-se cavas ativas que pudessem se comportar como reservatório. A Tabela 8 contempla os empreendimentos ativos relevantes e os empreendimentos desativados cogitados para o projeto, bem como os dados de altura (verificado via topografia de imagens satélites) e área na maior altura verificada para atuação de lâmina d'água.

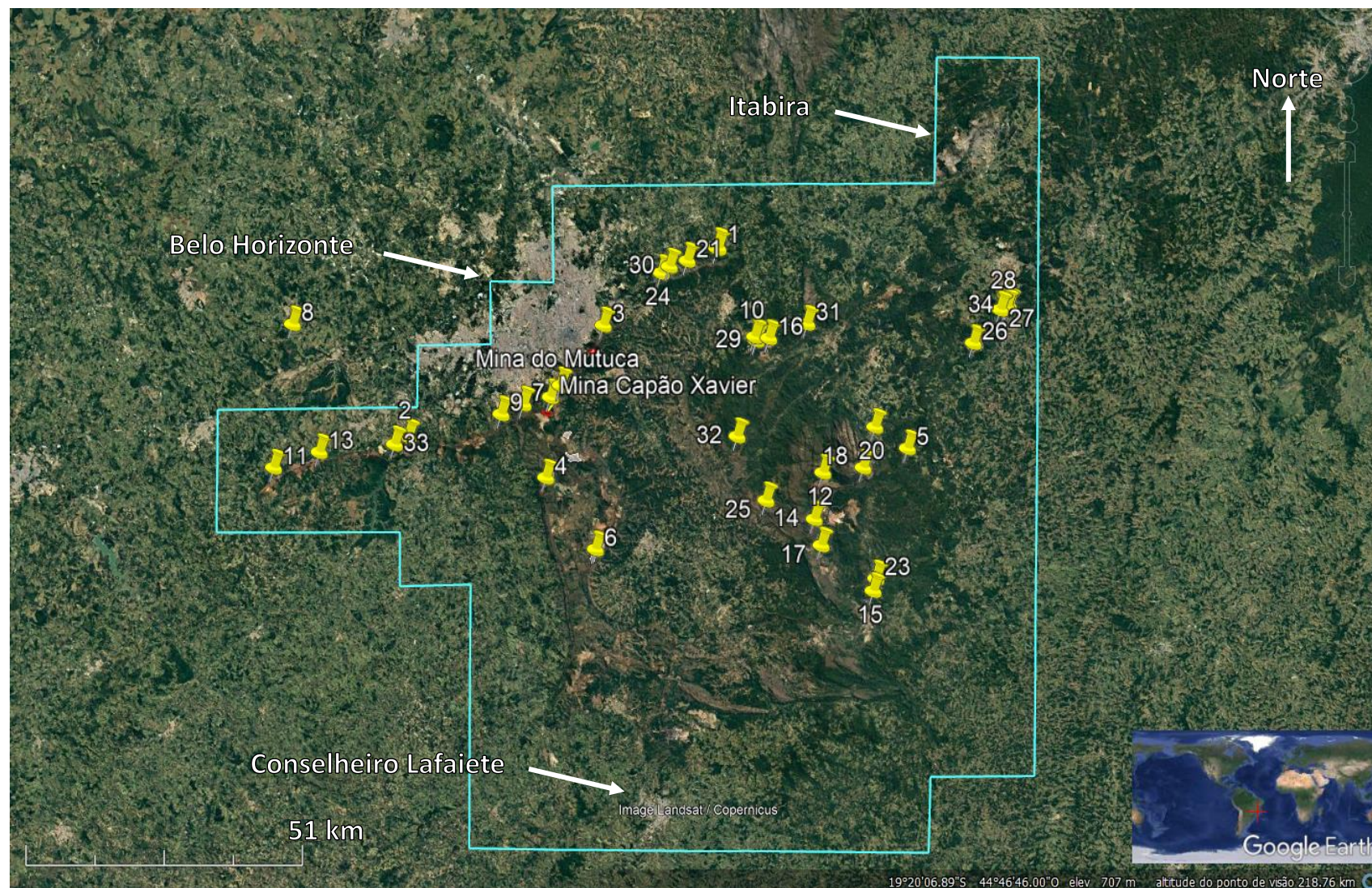
Tabela 8 - Empreendimentos cotados para o projeto (elaboração própria)

NOME	MUNICÍPIO	SITUAÇÃO	ÁREA RESERV.	ALT. NO HMAX	PERÍMETRO
Mineração Geral do Brasil	Brumadinho	Paralisado	11.786 m ²	1.340 m	472 m
Mina Córrego do Meio	Sabará	Paralisado	28.000 m ²	950 m	628 m
Mina Viga Norte	Nova Lima	Paralisado	33.785 m ²	1.430 m	687 m
Mina de Capanema	Itabirito	Paralisado	178.489 m ²	1.440 m	2.206 m
Mina do Mutuca	Nova Lima	Paralisado	467.939 m ²	1.220 m	2.826 m
Mina Mar Azul	Nova Lima	Ativa	139.983 m ²	1.150 m	1.445 m

Tabela 8 - Empreendimentos cotados para o projeto (elaboração própria)

NOME	MUNICÍPIO	SITUAÇÃO	ÁREA RESERV.	ALT. NO HMAX	PERÍMETRO
Mina do Pico	Itabirito	Ativa	250.175 m ²	1.345 m	2.186 m
Mina Tamanduá	Nova Lima	Ativa	384.427 m ²	1.170 m	2.668 m
Mina Águas Claras	Belo Horizonte	Ativa	513.311 m ²	1.060 m	2.747 m
Mina de Pau Branco	Nova Lima	Ativa	581.662 m ²	1.420 m	3.610 m
Mina Horizontes	Nova Lima	Ativa	648.300 m ²	1.330 m	3.814 m
Mina Capão Xavier	Nova Lima	Ativa	806.750 m ²	1.330 m	3.657 m

Figura 17 - Mapa do Quadrilátero Ferrífero com minas do FEAM (Google Earth - Image Landsat 2023).



Dos empreendimentos cotados para o projeto, há as seguintes considerações:

As minas Mineração Geral do Brasil (Brumadinho), Mina Córrego do Meio (Sabará), Mina de Capanema (Itabirito), Mina Águas Claras (Belo Horizonte) e Mina do Pico (Itabirito) não possuem outra cava próxima ao local, verificado em um raio de 3km, sendo consideradas inviáveis para o presente estudo.

A Mina Horizontes se encontra a 2.820 m da Mina de Tamanduá, a relação altura/distância entre ambas as minas é 0,057. Ambos os empreendimentos se encontram ativos, o que desfavorece a ideia central do trabalho de aproveitamento de áreas degradadas. Também há que se considerar que se encontram separadas por um condomínio residencial (Morro do Chapéu). Nesse caso, o conduto forçado que ligaria ambos os reservatórios deveria necessariamente passar por debaixo do condomínio, dificultando a aprovação do projeto por órgãos governamentais, já que a propriedade privada que se encontra na superfície possui uma alta quantidade de residências. Portanto, foram descartadas como hipóteses para o trabalho.

As Mina do Mutuca e Mina Viga Norte são empreendimentos paralisados que podem ser cotados para o presente estudo. Ambas possuem seus pares (cavas de minas próximas) atualmente ativas, com elevado grau de exploração do local. A Mina de Pau Branco, localizada a 1.270 m da Mina Viga Norte, poderia atuar como reservatório inferior. Já a Mina Capão Xavier está localizada a 1.978 m da Mina do Mutuca, podendo atuar como reservatório superior do empreendimento. Os pares e suas relações altura/distância pode ser visualizado na Tabela 9.

Tabela 9 - Pares de cavas cotadas para o estudo de caso (elaboração própria)

RESERVATÓRIO SUPERIOR	RESERVATÓRIO INFERIOR	DISTÂNCIA	QUEDA BRUTA	ALTURA/DISTÂNCIA
Mina Capão Xavier	Mina do Mutuca	1.978 m	116,5m	0,056
Mina Do Mutuca	Mina Mar Azul	2.768 m	70 m	0,025
Mina Viga Norte	Mina de Pau Branco	1.270 m	10 m	0,008

Diante disso, por ter o coeficiente altura da queda bruta/distancia mais próximo de 0,1, definiu-se que o presente trabalho seria realizado utilizando as cavas da Mina do Mutuca e Mina Capão Xavier.

Na Figura 18, é possível ver a vista isométrica via satélite do empreendimento escolhido, com demarcação dos reservatórios e conduto forçado, sendo ele a menor distância entre os dois reservatórios. As coordenadas da Mina do Mutuca são 20°01'42.7"Sul e 43°57'44.9"Oeste.

Figura 18 - Empreendimento Mina Mutuca e Capão Xavier (Google Earth - Image Landsat 2023).



4.2. Resultados para a UHR

Definidas as cavas de mineração, obteve-se os dados referentes a cota, área e volume dos reservatórios para traçar as curvas Cota x Área x Volume. Essa foi traçada a partir da aproximação da área variando a cada metro de altura em elevação. As Figura 19 e 20 ilustram as curvas para os dois reservatórios.

Figura 19 - Curva cota x área x volume do reservatório superior - Mina Capão Xavier (elaboração própria)

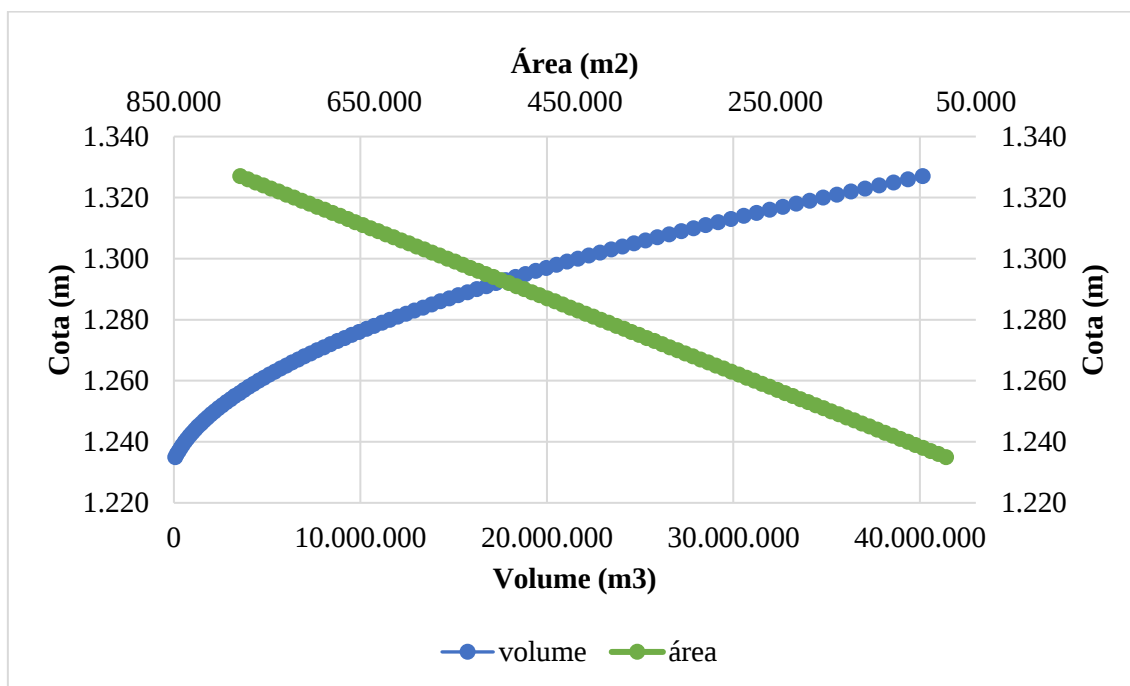
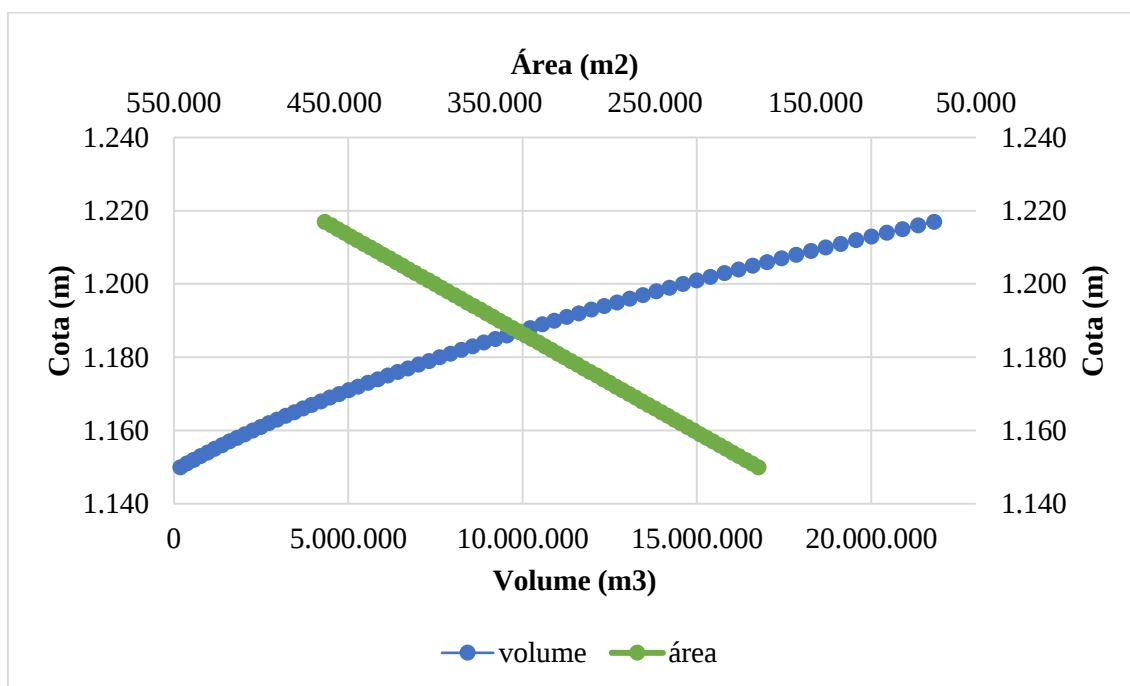


Figura 20 - Curva cota x área x volume do reservatório inferior - Mina do Mutuca (elaboração própria)



A partir da depleção de 30 m, calculou-se os volumes úteis em ambos reservatórios. O volume da Mina Capão Xavier (superior) é de 20.183.713 m³, já o da Mina do Mutuca (inferior) equivale a 12.254.659 m³. Sendo assim, o volume da Mina do Mutuca é considerado como volume útil do empreendimento. Os dados referentes às cotas, áreas e volumes estão disponibilizados na Tabela 10. Importante ressaltar que uma nova depleção é calculada para o reservatório superior (Mina Capão Xavier) a partir do volume útil definido.

Tabela 10 - Dados dos Reservatórios (elaboração própria)

	Reservatório Inferior - Mina Do Mutuca	Reservatório Superior - Mina Capão Xavier
Cota mín.	1.150 m	1.235 m
Cota máx. (crista)	1.220 m	1.330 m
Cota máx. útil	1.217 m	1.327 m
Depleção	30 m	17 m
Cota mín. útil	1.187 m	1.310 m
Altura reservatório	67 m	92 m
Volume aprox. total	21.805.337 m ³	40.144.682 m ³
Volume útil (V_u)	12.254.659 m³	12.283.296 m ³

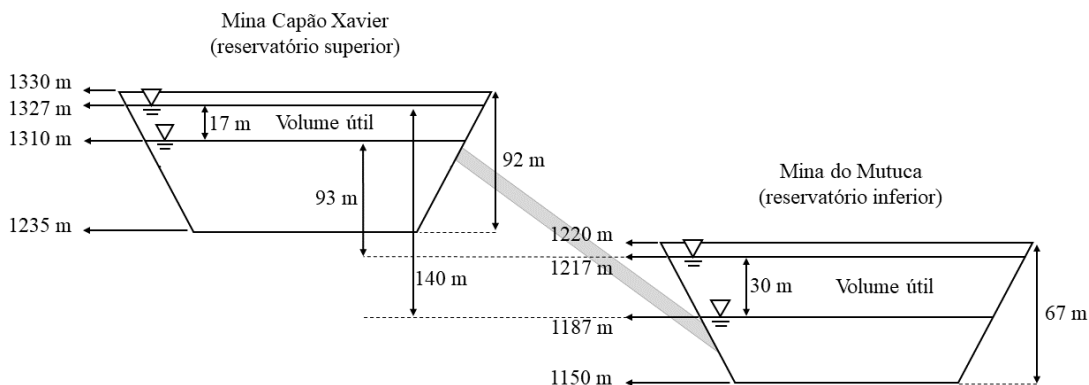
*Volume útil do empreendimento em negrito

As quedas calculadas a partir das Equações 1, 2 e 3 são:

- Queda bruta máxima: 140 m;
- Queda bruta mínima: 93 m;
- Queda bruta média: 116,5 m.

A Figura 21 ilustra um esquema da UHR com suas respectivas cotas.

Figura 21 - Esquema da UHR com respectivas cotas (elaboração própria)



Com os dados da Tabela 8, pode-se calcular qual a vazão / potência da instalação possível de ser instalada nessa localidade. Assim, a vazão turbinada (Q_t) calculada pela Equação 4, utilizando o tempo de geração (T_g) de 14 h é de 243,15 m³/s.

O percentual de perda de carga é obtido a partir da Figura 12. De acordo com a queda bruta média calculada, o percentual equivale a 4,1%. Sendo assim, a queda bruta média a se considerar é de 111,72 m.

Para cálculo da potência de geração, conforme demonstrado na Equação 5, levou-se em consideração os valores na Tabela 11.

Tabela 11 - Potência de Geração (elaboração própria)

Queda bruta média (H)	111,72 m
Rendimento turbina (η_t)	90%
Rendimento gerador (η_g)	98%
Massa específica água a 25° (ρ)	997 kg/m ³
Gravidade (g)	9,807 m/s ²
Vazão turbinada (Q_t)	243,15 m ³ /s
Potência de geração (P_g)	234,3 MW

A energia armazenada ($E_{UHR.arm}$) equivale a 3.279,8 MWh.

Para um dia (24 horas), 14 horas são destinadas à geração via turbina e 10 horas ao bombeamento. Neste caso, a vazão de bombeamento é 1,4 vez a vazão turbinada. Calculou-se, então, conforme a Equação 6, as potências requeridas durante a operação de bombeamento, de acordo com as alturas máximas e mínimas, ambas corrigidas pela perda de carga em questão. A Tabela 12 mostra os valores utilizados na Equação 6 e a potência de bombeamento.

Tabela 12 – Potência de bombeamento (elaboração própria)

Vazão de bombeamento (Q_b)	340,41 m ³ /s
Altura máx.	134,26 m
Altura mín.	89,19 m
Rendimento bomba (η_b)	92%
Rendimento motor (η_m)	98%
Massa específica água a 25° (ρ)	997 kg/m ³
Gravidade (g)	9,807 m/s ²
Potência requerida H.máx (P_{max})	495,64 MW
Potência requerida H.mín	329,24 MW
Potência requerida média	412,44 MW

A partir da potência média requerida de bombeamento, há a energia consumida ($E_{cons.}$) de bombeamento no valor de 4.124,4 MWh. Tem-se então a eficiência do ciclo, calculada a partir da Equação 8, equivalente a 79,52%.

Considerando a maior vazão, sendo ela a de bombeamento, para cálculo do diâmetro do túnel, a partir da Equação 7, tem-se uma tubulação no diâmetro ($\emptyset$) de 10,41 m. Por se tratar de uma análise inicial, adotou-se uma configuração com quatro túneis, reduzindo o valor do diâmetro quando comparado a apenas uma unidade. Portanto, adotou-se quatro túneis de diâmetro ($\emptyset$) 5,20 m para a instalação.

A potência da UHR é definida pela maior potência necessária para o bombeamento (P_{max}). Sendo assim, a potência da instalação equivale a 495,64 MW. Este valor é diferente da potência de geração do empreendimento, que de acordo com o tempo de 14h em um dia, é de 234,3 MW.

Conforme o item 3.1.9, a instalação foi projetada para ser equipada com conjuntos binários, compostos por quatro unidades turbina / bomba do tipo Francis, fluxo radial-axial de 123,90 MW (sendo a potência da instalação dividida por quatro) cada uma, com velocidade específica de aproximadamente 190 rpm. A potência da turbina deve ser igual à maior potência demandada para o sistema, que é a condição de bombeamento em sua altura máxima, ou seja, quando o reservatório superior está próximo ao máximo de sua capacidade e o inferior está próximo ao mínimo.

O fator de capacidade (FC), conforme a Equação 9, é calculado considerando o intervalo de tempo de um dia (24h), sendo equivalente a 27,57%.

4.3. Resultados para a UFV

A partir das características da UHR apresentadas na Tabela 10, faz-se o dimensionamento da UFV associada.

A inclinação das placas solares na localidade escolhida, deve ser similar a latitude do local. Portanto, para a Mina do Mutuca, deve-se adotar uma inclinação de 20°. Para esta inclinação e localização, buscou-se a irradiação solar média em uma superfície inclinada a 20°, dado fornecido pelo CRESESB (2018). Conforme a Tabela 13, identificou-se que o mês com irradiação diária média mais baixa é novembro, sendo ele considerado para os cálculos posteriores.

Tabela 13 - Irradiação solar diária média mensal [kWh/m²/dia] (CRESESB, 2018)

MÊS	HSP (kWh/m ² /dia)
JAN	5,13
FEV	5,60
MAR	5,12
ABR	5,20
MAI	4,95
JUN	5,05
JUL	5,28
AGO	5,95
SET	5,76
OUT	5,40
NOV	4,77
DEZ	4,94

A demanda energética diária (E_{UFV}), calculada a partir da Equação 10, equivale a 6.467,1 MWh. A capacidade instalada da UFV é calculada de acordo com a Equação 11, os valores para os cálculos estão dispostos na Tabela 14.

Tabela 14 – Potência Instalada UFV (elaboração própria)

Demanda energética diária (E_{UFV})	6.467,1 MWh
HSP (novembro)	4,77 kWh/m ²
Eficiência UFV (η_{UFV})	77,0%
Potência Instalada (W_{usina})	1.760,76 MWp

Com base na Equação 12, seriam necessários cerca de 3,20 milhões de painéis, considerando painéis monocristalinos genéricos de 550 Wp de potência. A área total ocupada seria de aproximadamente 4.493 ha, considerando a área dos painéis somada à área necessária para distanciamento, inversores, ventilação natural e manutenção. Esta potência é ligeiramente maior que a potência do Complexo Solar Janaúba (1,2 GWp), a maior usina do Brasil e uma das maiores do mundo, o que se traduz em um empreendimento com imensa magnitude. É válido ressaltar que o Complexo Solar de Janaúba está localizado em uma região plana e que a região do presente trabalho apresenta irregularidades em sua topografia.

Para alocação da área necessária foram levadas em consideração áreas degradadas adjacentes às minas em questão e áreas degradadas de minas próximas ao empreendimento. Sendo assim, poder-se-ia utilizar as áreas degradadas de minas próximas para alocação dos

painéis e equipamentos necessários para a UFV. Na Tabela 15 é possível ver as áreas adjacentes, avaliadas via imagem satélite, à cava da Mina do Mutuca, Mina de Tamanduá, Mina Horizontes, Mina do Pico e Mina de Sapecado. Essas possuem uma área totalizada em 1.961 ha, sendo necessários um acréscimo de 2.504 ha para alocação dos painéis que compõem a UFV. A área avaliada é muito inferior a necessária para o empreendimento, porém, é válido ressaltar que foram avaliados apenas terrenos de mineração próximos à mina em questão, num raio de 20,0 km. Estas novas áreas podem advir do terreno da mineração mais distantes ou mesmo de terrenos particulares.

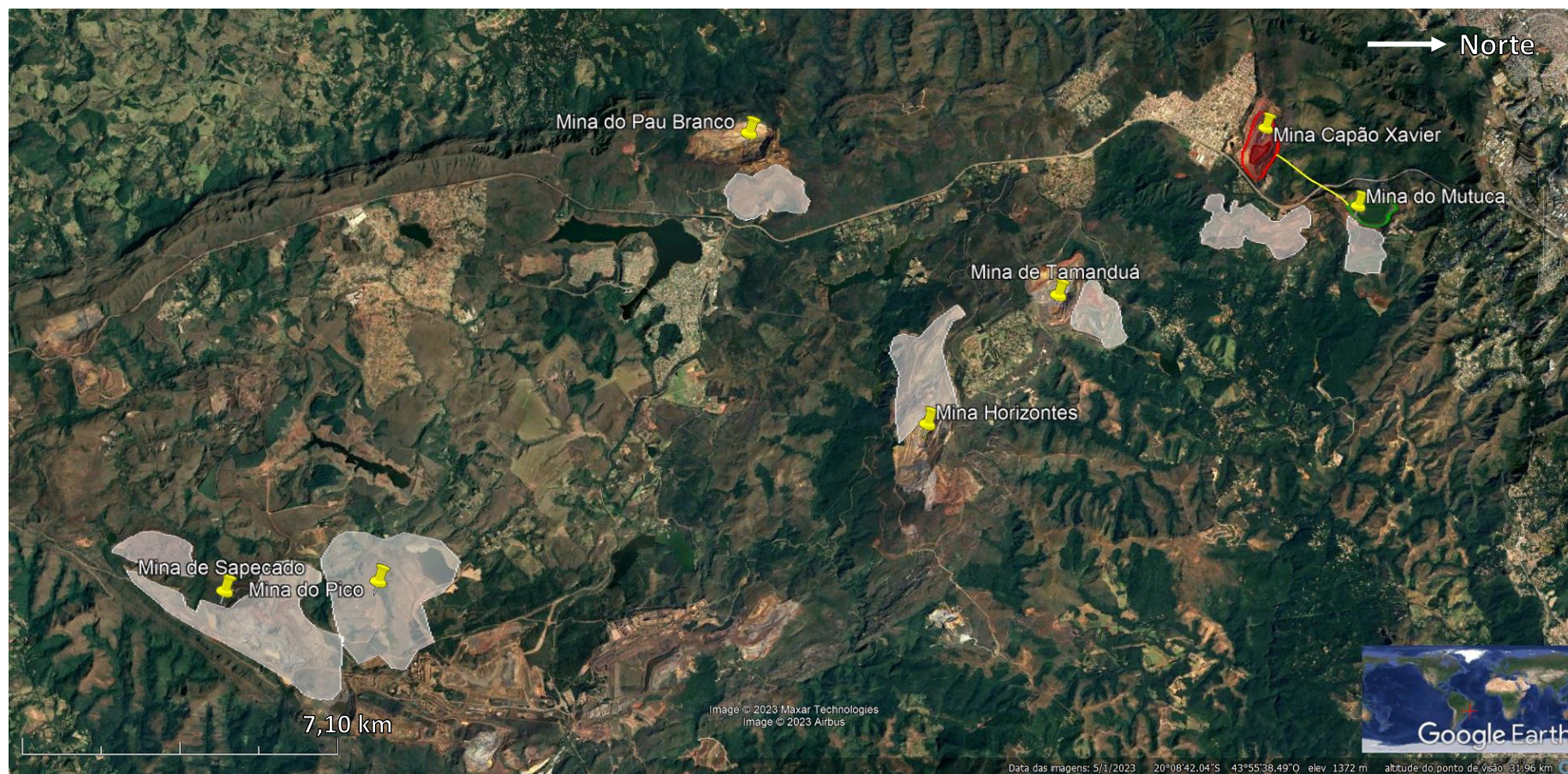
Tabela 15 - Área destinada a UFV (elaboração própria)

Minas	Hectares [ha]
Mina do Mutuca	277
Mina do Tamanduá	115
Mina Horizontes	253
Mina do Pico	632
Mina de Sapecado	684
TOTAL	1.961

Importante ressaltar que estas áreas foram selecionadas via imagens satélites, evitando-se áreas de cava. Por se tratar de uma ideia em fase inicial, é sugerido para trabalhos futuros que sejam mais bem analisados os parâmetros das áreas como a inclinação do terreno e disponibilidade real.

A Figura 22 ilustra as áreas elencadas para alocação dos painéis fotovoltaicos. Sombreadas em branco, estão as áreas adjacentes às minas.

Figura 22 - Área adjacente as minas para alocação dos painéis solares (Google Earth - Image Landsat 2023).



4.4. Esquema de geração diário

O cálculo de geração de energia e sua destinação horária é realizado utilizando inicialmente a curva de irradiação horária diária média do mês de novembro, que possui a menor média de irradiação solar diária. Através da integral da curva, é possível se obter a geração hora a hora de energia elétrica para 1000 Wh/m², que quando multiplicado pela potência da instalação da UFV, fornece a quantidade de energia elétrica produzida para a hora do dia em questão. O mesmo também foi realizado para a curva de irradiação horária diária média do mês de agosto, de forma a avaliar um dia com uma alta incidência de irradiação.

As curvas referentes a média de irradiação diária em um determinado mês, foram obtidas através do *software* SAM (NREL, 2023), na localização próxima as minas, cujas as coordenadas geográficas são 19°51' Sul e 43°57' Oeste. As Figura 23 e 24 ilustram ambas as curvas para os meses em questão.

Figura 23 - Irradiação solar diária média para o mês novembro (adaptado) (Software SAM)

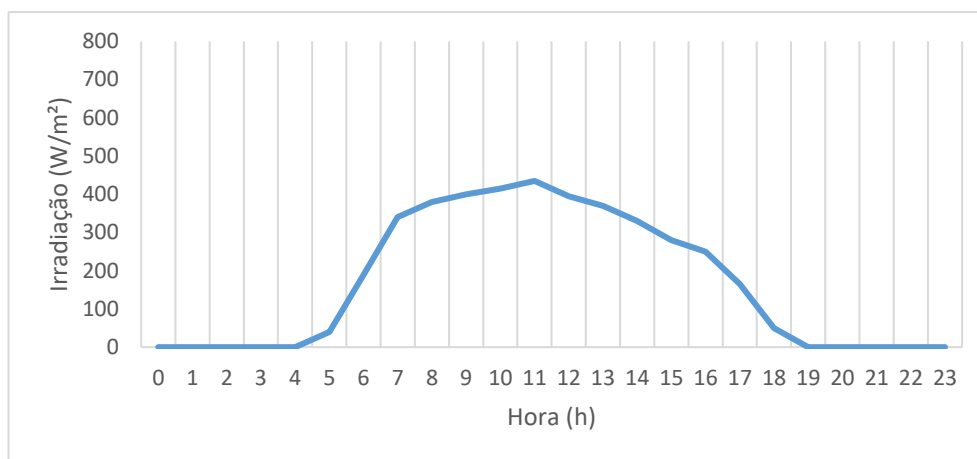
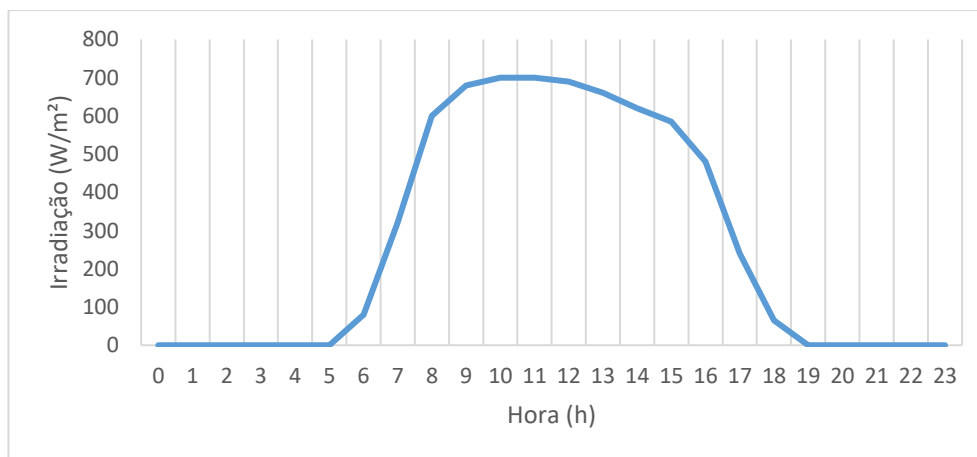


Figura 24 - Irradiação solar diária média para o mês agosto (adaptado) (Software SAM)



Por meio destas curvas, calculou-se a energia gerada em ambos os casos em diferentes meses para avaliação da energia produzida pela UFV.

É então traçado um esquema de geração/bombeamento, ilustrado na Tabela 16. A análise da desta tabela é realizada a seguir. Não estão consideradas na tabela as perdas associadas às tecnologias, visto que o valor está embutido na eficiência de cada instalação.

A primeira coluna [1], ilustra as horas do dia. Na segunda [2] e terceira coluna [3], são evidenciadas as potências injetadas na rede pela UHR (turbinamento) e UFV (geração solar), respectivamente. A soma das duas potências a cada hora do dia é vista na quarta coluna [4].

A potência requerida de bombeamento, vista na coluna cinco [5], é a potência necessária para que a UFV bombeie água do reservatório inferior para o superior. Esta potência no primeiro horário corresponde à menor potência requerida, obtida na Equação 6, em que a menor altura é levada em consideração, visto que o reservatório inferior está cheio e o superior está vazio (em relação ao seu volume útil). A coluna seis [6] corresponde à soma da potência injetada na rede pela UFV [3] e à potência requerida de bombeamento [5].

A sétima coluna [7] é responsável pela energia solar disponível gerada pela UFV. Esta coluna foi construída levando em consideração a curva de irradiação horária diária média do mês de novembro. Já a oitava coluna [8], representa a energia solar disponível gerada pela UFV em uma condição onde a irradiação é muito superior ao mês de novembro, em que leva em consideração a curva de irradiação horária diária média do mês de agosto, que representa a maior média anual.

É possível verificar que a potência total requerida pela UFV nem sempre corresponde à energia disponível de geração solar. Para a condição com uma baixa irradiação solar, em um dia no mês de novembro, é visto que não há energia suficiente para o bombeamento das 13:00h até as 16:59h. O mesmo ocorre num dia de agosto com alta incidência solar, porém para o horário de 7:00h a 7:59h.

. Há de se considerar que alguns dias de chuva, a irradiação pode ser mínima, como também em alguns dias com sol pleno, a irradiação pode ser máxima. Dias de chuva também conseguem encher o reservatório superior dependendo da pluviosidade, porém, cálculos sobre este balanço devem ser realizados para afirmações do atual empreendimento.

Uma solução para tal questão adotada para este trabalho é complementar a energia necessárias nestes momentos com energia da rede, adotando também o custo da energia via leilão nacional.

Tabela 16 - Esquema de Geração/Bombeamento do empreendimento (elaboração própria)

Hora do dia (h) [1]	Potência Injetada a Rede por Turbinamento (MW) [2]	Potência Solar Injetada na Rede (MW) [3]	Potência Fornecida para a Rede (MW) [2]+[3]= [4]	Potência Requerida para Bombeamento (MW) [5]	Potência Total Requerida pela Usina Solar (MW) [3]+[5]= [6]	Energia Solar Horária Disponível Mês Novembro (MWh) [7]	Energia Solar Horária Disponível Mês Agosto (MWh) [8]
1	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	0,00	0,00
2	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	0,00	0,00
3	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	0,00	0,00
4	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	35,22	0,00
5	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	202,49	0,00
6	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	466,60	70,43
7	0,00	234,27	234,27	329,24	563,51	633,87	352,15
8	0,00	234,27	234,27	347,73	582,00	686,70	809,95
9	0,00	234,27	234,27	366,22	600,49	717,51	1.126,89
10	0,00	234,27	234,27	384,71	618,98	748,32	1.214,92
11	0,00	234,27	234,27	403,20	637,47	730,71	1.232,53
12	0,00	234,27	234,27	421,68	655,95	673,49	1.223,73
13	0,00	234,27	234,27	440,17	674,44	616,27	1.188,51
14	0,00	234,27	234,27	458,66	692,93	537,03	1.126,89
15	0,00	234,27	234,27	477,15	711,42	466,60	1.060,86
16	0,00	234,27	234,27	495,64	729,91	365,36	937,60
17	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	189,28	633,87
18	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	44,02	268,52
19	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	0,00	57,22
20	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	0,00	0,00
21	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	0,00	0,00
22	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	0,00	0,00
23	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	0,00	0,00
24	234,27	0,00	234,27	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	3279,77	2342,69	5622,46	4124,40	6467,09	7113,47	11304,07

4.5. Estudo de viabilidade econômica

Inicialmente é calculado o custo de capital Capex. Para tal, foram calculados o custo de armazenamento, custo dos túneis e custo da casa de força. O custo da casa de força leva em consideração uma casa de força com quatro turbinas instaladas. A Tabela 17 ilustra os dados necessários para o cálculo do custo de armazenamento, conforme as Equações 13, 14 e 15.

Tabela 17 - Dados para cálculo de custo de capital Capex (elaboração própria)

Custo Y	168,00 U\$/m ³
Área Barragem ($A_{barragem}$)	7,00 m ²
Perímetro reservatório superior (PR_{sup})	3.653,0 m
Perímetro reservatório inferior (PR_{inf})	2.826,0 m
Distância horizontal entre cavas (S)	1.978,0 m
Custo de armazenamento ($C_{resv.}$)	U\$ 7.619.304,00
Custo do túnel ($C_{túnel}$)	U\$ 177.640.003,50
Custo da casa de força ($C_{força}$)	U\$ 617.992.006,62
Custo Capex (C_{capex})	U\$ 803.251.314,12
Custo Capex unitário (C_{Capex})	U\$ 1.620,65/kW

É notório que o valor obtido para o custo de capital Capex por kW é menor do que o alcançado por Mongird et al. (2020). Isso pode estar relacionado ao baixo custo de armazenamento (referente a construção do reservatório) do presente trabalho, já que este custo é um dos maiores na construção de uma UHR, a existência de cavas para se comportarem como reservatórios reduz consideravelmente o custo das obras civis.

Para obter-se o custo de energia gerada, seguiu-se o passo a passo a seguir.

Realizou-se o cálculo do FRC (Fator de Recuperação de Capital) utilizando a Equação 16, considerando uma taxa de juros de 10% e uma vida útil da UHR de 30 anos. Em seguida, obteve-se o custo de capital anual por meio da Equação 17. O custo de operação e manutenção é calculado como 5% do custo Capex, conforme estabelecido. Posteriormente, utilizando a Equação 18, determinamos o custo anual da UHR.

Em seguida, calcula-se a energia armazenada anualmente, considerando uma disponibilidade de 95% do tempo, ou seja, 5% do tempo para manutenção e paradas programadas. E após, conforme expresso na Equação 19, é calculado o custo da energia armazenada. Finalmente, o custo da energia gerada é obtido pela Equação 20. Importante ressaltar que o custo da energia solar advém do valor praticado pelo Leilão de Energia Nova A-

5 De 2022 (EPE, 2022). A Tabela 18 apresenta os valores utilizados e resultantes nos cálculos conforme as equações mencionadas.

Tabela 18 - Dados para o cálculo de custo de energia gerada (CEG) (elaboração própria)

FRC	0,1061
Custo Anual Capex ($C_{Anual.Capex}$)	85.208.295,56 U\$/ano
Custo Operação e Manutenção ($C_{O\&M}$)	40.162.565,71 U\$/ano
Custo Anual UHR ($C_{Anual.UHR}$)	125.370.861,27 U\$/ano
Energia produzida anual ($E_{Anual.95}$)	1.137.259,68 MWh/ano
Custo de armazenamento de energia ($C_{Energia.Arm.}$)	110,24 U\$/MWh
Custo de energia solar fornecida (adotada em leilão)	U\$ 35,00
Custo Energia Fornecida UHR +UFV (CEF)	145,24 U\$/MWh

O custo de armazenamento de energia unitário pode ser comparado com diferentes tecnologias. De acordo com Colthorpe (2023), o preço da bateria de Lítio ferro fosfato chegou em seu menor valor na história, custando US\$139,00/kWh. Este valor representa quase mil vezes mais caro do que o encontrado no atual trabalho, isso sem contar a dimensão necessária dessa bateria para o empreendimento estudado. É importante ressaltar também, a menor vida útil destas baterias e a preocupação ambiental com o descarte das mesmas.

Os cálculos responsáveis para obtenção da energia fornecida propõem uma avaliação abrangente dos custos associados à implantação da UHR. Mas, devido ao fato de algumas métricas serem provenientes do mercado internacional, faz-se um estudo de sensibilidade, para analisar o custo final da energia fornecida para diferentes valores de implantação. A Tabela 19 demonstra os valores obtidos para os diferentes percentuais do custo de capital.

Tabela 19 - Análise de sensibilidade para empreendimento (elaboração própria)

Percentual	70%	80%	90%	100%	110%	120%
Custo de Capital Capex (em 10 ⁶) [U\$]	U\$ 562,28	U\$ 642,60	U\$ 722,93	U\$ 803,25	U\$ 883,58	U\$ 963,90
Custo de Capital Unitário [U\$/kW]	U\$ 1134,4 5	U\$ 1296,5 2	U\$ 1458,5 8	U\$ 1620,6 5	U\$ 1782,7 1	U\$ 1944,7 8
Custo Operação e Manutenção [U\$/ano] (em 10 ⁶)	U\$ 40,16					
Custo Anual Capex [U\$/ano] (em 10 ⁶)	U\$ 59,65	U\$ 68,17	U\$ 76,69	U\$ 85,21	U\$ 93,73	U\$ 102,25
Custo Anual UHR [U\$/ano] (em 10 ⁶)	U\$ 99,81	U\$ 108,33	U\$ 116,85	U\$ 125,37	U\$ 133,89	U\$ 142,41

Tabela 19 - Análise de sensibilidade para empreendimento (elaboração própria)

Percentual	70%	80%	90%	100%	110%	120%
Custo Energia Armazenada [U\$/MWh]	U\$ 87,76	U\$ 95,25	U\$ 102,75	U\$ 110,24	U\$ 117,73	U\$ 125,22
Custo de energia solar fornecida (adotada em leilão) [U\$/ MWh]	U\$ 24,50	U\$ 28,00	U\$ 31,50	U\$ 35,00	U\$ 38,50	U\$ 42,00
Custo Energia Fornecida URH + UFV [U\$/MWh]	U\$ 112,26	U\$ 123,25	U\$ 134,25	U\$ 145,24	U\$ 156,23	U\$ 167,22

De acordo com os valores obtidos, pode-se dizer que, para o empreendimento em questão, é possível que a energia fornecida pela UHR associada a UFV custe entre U\$ 112,26/MWh a U\$ 167,22/MWh. Convertendo os valores para moeda Real, sendo R\$ 4,90 o valor de U\$ 1,00, conforme novembro/2023 (BCB, 2023), obtém-se uma margem entre R\$ 550,08/MWh e R\$ 819,40/MWh.

É importante ressaltar que o valor obtido pela energia solar advém de leilões de energia, podendo representar um valor inferior ao valor da construção de uma UFV no local definido. A UFV para tal capacidade instalada, significaria a maior usina fotovoltaica do Brasil e uma das maiores do mundo.

5. CONCLUSÕES

Neste estudo foi delineada uma proposta inovadora para a reutilização de cavas de mineração desativadas no Quadrilátero Ferrífero, Minas Gerais, transformando-as em reservatórios para Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) e proporcionando espaço para a instalação de uma Usina Fotovoltaica (UFV).

Os resultados obtidos revelam que existe um par de cavas na região estabelecida que possui os requisitos necessários para o empreendimento energético em questão, com um potencial considerável, capaz de fornecer uma potência firme de 234,27 MW. O custo da energia fornecida a partir do empreendimento estudado se encontra na faixa entre R\$550,08/MWh e R\$819,40/MWh, convertidos em dólar sendo R\$ 4,90 o valor de U\$ 1,00, conforme novembro/2023 (BCB, 2023), U\$112,26/MWh a U\$167,22/MWh.

O modelo de associação das tecnologias permitiu avaliar o funcionamento de ambas no período de um dia. Em que, para garantir a autossuficiência do empreendimento, estudos direcionados a constância do potencial de geração solar acoplada a UHR são necessários.

A partir dos resultados econômicos obtidos, conclui-se que a implantação de uma UHR em áreas degradadas pela mineração irá depender do valor de energia praticado pelo mercado, porém sua construção em termos tecnológicos é factível. A implementação dessa proposta pode não apenas minimizar os custos associados ao encerramento das minas, atraindo um investimento de empresas privadas do setor minerário, mas também contribuir para o fornecimento de energia de menor impacto ambiental, desempenhando um papel crucial na transição para um sistema energético sustentável.

Para uma das minas analisadas que se encontra em operação, torna-se uma alternativa para o futuro, quando ela entrar em fase de desativação. O mesmo pode ser dito em relação as minas ativas que não foram analisadas para o trabalho, podendo haver um potencial de cavas além dos analisados.

Como pesquisas futuras, sugerem-se uma análise da fonte hídrica disponível para abastecimento dos reservatórios, visto sua importância para execução do projeto apresentado. Uma avaliação detalhada do dimensionamento da UFV associada faz-se necessário por se tratar de um empreendimento de tamanha magnitude, bem como um estudo mais buscando melhor condição de avaliação econômica para implantação dessa tecnologia. Sugere-se também uma Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) para avaliar o desempenho ambiental do empreendimento. Essas análises mais aprofundadas podem fornecer uma percepção valiosa para guiar a

concretização bem-sucedida dessa proposta, demonstrando que a interação entre sustentabilidade ambiental e inovação energética podem caminhar juntas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRITZ. 30 GWh into the Grid Hongrin Léman Extension, Switzerland - Site report. 2023. Disponível em: <https://www.andritz.com/hydro-en/hydroneews/hn31/hongrin-lemans>. Acessado em: 13 set. 2023.

ANEEL. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL). 2023. MME. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/webmap/viewer.html?webmap=947a10caf45249faacd8c45ac74573c7>. Acessado em: 28 nov. 2023.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 875, DE 10 DE MARÇO DE 2020**. [S. l.: s. n.], 2020.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. [S. l.: s. n.], 2012.

ANM. **Anuário Mineral Brasileiro Principais Substâncias Metálicas**. Brasília: [s. n.], 2023. Disponível em: www.anm.gov.br.

ANM. **Anuário Mineral Estadual - Minas Gerais Anos base 2015/2016**. [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: www.anm.gov.br.

ARNAOUTAKIS, Georgios E.; KEFALA, Georgia; DAKANALI, Eirini; KATSAPRAKAKIS, Dimitris Al. Combined Operation of Wind-Pumped Hydro Storage Plant with a Concentrating Solar Power Plant for Insular Systems: A Case Study for the Island of Rhodes. **Energies**, vol. 15, nº 18, 1 set. 2022. <https://doi.org/10.3390/en15186822>.

BARNES, Frank S.; LEVINE, Jonah G. **Large Energy Storage System Handbook**. 1º ed. Boca Raton: CRC Press, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1201/b10778>. Acessado em: 4 dez. 2023.

BCB, Banco Central do Brasil. Cotações e Boletins. 9 nov. 2023. .

BORTOLOTO, Valter A; SOUZA, André; GOES, Guilherme; MARTINS, Marcio A; BERGHE, Murilo J; MONTANHA, Gustavo K. **Geração de Energia Solar On Grid e Off Grid**. Botucatu: [s. n.], 27 out. 2017. Disponível em: <http://www.jornacitec.fatecbt.edu.br/index.php/VIJTC/VIJTC/paper/viewFile/1069/1234>. Acessado em: 3 out. 2023.

BRANDÃO, Roberto; CASTRO, Nivalde De; HUNT, Julian. **A Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional**. 1º ed. Rio de Janeiro: E-Papers, 2021.

BRASIL. **DECRETO Nº 24.643, DE 10 DE JULHO DE 1934**. Decreta o Código de Águas. Brasília, DF: Diário Oficial da União de 20 jul. 1934 e retificado em 27 jul. 1934, 1934.

BRASIL. **Lei nº 14.066, de 30 de setembro de 2020.** [S. l.: s. n.], 2020.

BUENO, C; CARTA, J A. Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 10, nº 4, p. 312–340, 2006. DOI <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.09.005>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032104001285>.

BUTERA, Giacomo; JENSEN, Søren Højgaard; CLAUSEN, Lasse Røngaard. A novel system for large-scale storage of electricity as synthetic natural gas using reversible pressurized solid oxide cells. **Energy**, vol. 166, p. 738–754, 2019. DOI <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.079>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218320693>.

CABRAL CRUZ, Rafael; LOPES DA SILVEIRA, Geraldo; SILVEIRA VILELLA, Fábio; CABRAL CRUZ, Jussara. **A Avaliação Ambiental Integrada de Bacias Hidrográficas como Instrumento de Negociação entre a Política Ambiental e Políticas Setoriais: O caso da análise de fragmentação do rio uruguai por barragens.** Coimbra: [s. n.], maio 2010.

CANALES, Fausto Alfredo; BELUCO, Alexandre; MENDES, Carlos André Bulhões. **Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas.** Santa Maria: [s. n.], 2015. DOI 05902/2236117016002. Disponível em: <https://www.projetouhr.com.br/asel/16002-87523-1-PB.pdf>. Acessado em: 4 dez. 2023.

CARVALHO, Angela Regina Livino De. **Reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas: contribuição para uma matriz energética mais limpa.** 2015. 1–189 f. UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.

CASTRO, Nivalde de; BRANDÃO, Roberto; HUNT, Julian David; CATÓLICO, Ana Carolina. **Características e Funcionalidades das Usinas Hidrelétricas Reversíveis.** [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/22_gesel247.pdf. Acessado em: 10 ago. 2023.

CAZZANIGA, Raniero; ROSA-CLOT, Marco; ROSA-CLOT, Paolo; TINA, Giuseppe Marco. Integration of PV floating with hydroelectric power plants. **Heliyon**, vol. 5, nº 6, 1 jun. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e01918>.

CHAZARRA, Manuel; PÉREZ-DÍAZ, Juan I; GARCÍA-GONZÁLEZ, Javier. Deriving Optimal End of Day Storage for Pumped-Storage Power Plants in the Joint Energy and Reserve

Day-Ahead Scheduling. **Energies**, vol. 10, nº 6, 2017. DOI 10.3390/en10060813. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/6/813>.

COLTHORPE, Andy. LFP cell average falls below US\$100/kWh as battery pack prices drop to record low in 2023. nov. 2023. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/lfp-cell-average-falls-below-us100-kwh-as-battery-pack-prices-drop-to-record-low-in-2023/>.

Acessado em: 15 jan. 2024.

COSTA, Pedro Paulo Nunes. **Centrais fotovoltaicas consorciadas à centrais geradoras hidrelétricas (CGHS) – Um estudo de caso**. 2022. 1–105 f. MSc Dissertation – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2022. Disponível em: <http://hdl.handle.net/1843/47200>. Acessado em: 4 dez. 2023.

CRESESB. Potencial Solar - SunData v 3.0. 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acessado em: 2 nov. 2023.

CUNHA, Mário Luiz Menel da; AMARAL, Cristiano Abijaode; MORAES, Marcelo. **História da Autoprodução no Brasil**. BRASÍLIA: [s. n.], 2020. Disponível em: <http://abiape.com.br/wp-content/uploads/2020/12/Hist%C3%B3ria-da-autoprodu%C3%A7%C3%A3o.pdf>. Acessado em: 10 set. 2023.

DONG, Zerui; TAN, Jin; MULJADI, Eduard; NELMS, Robert M.; ST-HILAIRE, Antoine; PEVARNIK, Matthew; JACOBSON, Mark D. Developing of Quaternary Pumped Storage Hydropower for Dynamic Studies. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, vol. 11, nº 4, p. 2870–2878, 1 out. 2020. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2020.2980585>.

ELERA RENOVÁVEIS. Complexo Solar Janaúba. 2023. Disponível em: <https://www.elera.com/nossos-ativos/janauba/>. Acessado em: 5 nov. 2023.

EPE. **Estudos de inventário de usinas hidrelétricas reversíveis**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nt-006-2019-estudos-de-inventario-de-usinas-hidreletricas-reversiveis>. Acessado em: 9 fev. 2023.

EPE. **LEILÃO DE ENERGIA NOVA A-5 DE 2021**. Brasília: [s. n.], 30 set. 2021a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-592/Informe%20Vencedores%20LEN%20A5.pdf>. Acessado em: 27 nov. 2023.

EPE. **LEILÃO DE ENERGIA NOVA A-5 DE 2022**. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-592/Informe%20Vencedores%20LEN%20A5.pdf>.

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-

665/Informe%20Vencedores%20LEN%20A5_2022.pdf. Acessado em: 14 dez. 2023.

EPE. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica**. [S. l.: s. n.], 2021b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional (Ano Base 2022)– BEN 2023**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf. Acessado em: 17 set. 2023.

FEAM. **II Cadastro de Minas Paralisadas e Abandonadas do Estado de Minas Gerais**. Belo Horizonte: [s. n.], 2022.

FERNANDES, Patrícia Rocha Maciel; LIMA, Hernani Mota de. O quadro normativo do fechamento de mina e a gestão de minas abandonadas no Brasil e no Estado de Minas Gerais. **Revista Brasileira de Gestão Ambiental e Sustentabilidade**, vol. 8, nº 18, p. 352–370, 2021. [https://doi.org/10.21438/rbgas\(2021\)081823](https://doi.org/10.21438/rbgas(2021)081823).

FERREIRA, Thiago Vasconcellos Barral; ALMEIDA, Elisângela Medeiros de; MATTOS, Ana Dantas Mendez de; SODRÉ, Federica Natasha A.; SALGADO, Guilherme de Paula; VIEIRA, Hermani de Moraes; CONDE, Marcos Ribeiro. **Emissão de gases de efeito estufa em Reservatórios Hidrelétricos - NT EPE-DEA-SMA 012/2022**. Brasília: [s. n.], 26 maio 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-673/NT%20EPE-SMA-DEA_012-2022.pdf. Acessado em: 28 set. 2023.

GÖRTZ, J.; AOUAD, M.; WIEPRECHT, S.; TERHEIDEN, K. Assessment of pumped hydropower energy storage potential along rivers and shorelines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 165, 1 set. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112027>.

GUYER, J. P. **An Introduction to Pumped Storage Hydroelectric Power Plant Projects**. El Macero, California: The Clubhouse Press, 2017.

HUERTAS-HERNANDO, Daniel; FARAHMAND, Hossein; HOLTTINEN, Hannele; KIVILUOMA, Juha; RINNE, Erkka; SÖDER, Lennart; MILLIGAN, Michael; IBANEZ, Eduardo; MARTÍNEZ, Sergio Martín; GOMEZ-LAZARO, Emilio; ESTANQUEIRO, Ana; RODRIGUES, Luis; CARR, Luis; VAN ROON, Serafin; ORTHS, Antje Gesa; ERIKSEN, Peter Børre; FORCIONE, Alain; MENEMENLIS, Nickie. Hydro power flexibility for power systems with variable renewable energy sources: an IEA Task 25 collaboration. **WIREs**

Energy and Environment, vol. 6, nº 1, p. e220, 2017. DOI <https://doi.org/10.1002/wene.220>. Disponível em: <https://wires.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/wene.220>.

HUNT, J D; FREITAS, M A V; PEREIRA, A O. Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil. **Energy**, vol. 78, p. 513–523, 2014. DOI <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.10.038>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214011888>.

HUNT, Julian D; BYERS, Edward; WADA, Yoshihide; PARKINSON, Simon; GERNAAT, David E H J; LANGAN, Simon; VAN VUUREN, Detlef P; RIAHI, Keywan. Global resource potential of seasonal pumped hydropower storage for energy and water storage. **Nature Communications**, vol. 11, nº 1, p. 947, 2020. DOI [10.1038/s41467-020-14555-y](https://doi.org/10.1038/s41467-020-14555-y). Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41467-020-14555-y>.

HUNT, Julian David; FREITAS, Marcos Aurélio Vasconcelos de; PEREIRA JUNIOR, Amaro Olímpio. A review of seasonal pumped-storage combined with dams in cascade in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 70, p. 385–398, 2017. DOI <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.255>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116310383>.

HUNT; ZAKERI, Behnam; LOPES, Rafael; BARBOSA, Paulo Sérgio Franco; NASCIMENTO, Andreas; CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto; SCHNEIDER, Paulo Smith; WADA, Yoshihide. Existing and new arrangements of pumped-hydro storage plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 129, 1 set. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109914>.

IEA. **World Energy Outlook 2022**. Paris: [s. n.], 2022. Disponível em: www.iea.org/t&c/.

IEA, International Energy Agency. **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets**. [S. l.: s. n.], 2002. Disponível em: <https://library.um.edu.mo/ebooks/b13623175.pdf>. Acessado em: 15 set. 2023.

IHA. **Hydropower Status Report**. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.hydropower.org/publications/2022-hydropower-status-report>. Acessado em: 10 ago. 2023.

JEBER, Adriana; PROFETA, André Luiz. Meio Ambiente e Mineração. 2018. **Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais – CODEMGE**. Disponível em: <http://recursomineralmg.codemge.com.br/meio-ambiente-e-mineracao/>. Acessado em: 28 set. 2023.

KHALID, Ahmad Mohd; MITRA, Indradip; WARMUTH, Werner; SCHACHT, Volker. Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 65, p. 1139–1158, 1 nov. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.066>.

KHALILPOUR, Rajab; VASSALLO, Anthony. Planning and operation scheduling of PV-battery systems: A novel methodology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 53, p. 194–208, 1 jan. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.015>.

LEITE, Carlos Raldieres. **Perda de capacidade de geração em centrais hidrelétricas por efeito da evolução temporal da rugosidade do circuito hidráulico da instalação**. 2020. 37 f. MSc Dissertation – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2020.

MA, Tao; YANG, Hongxing; LU, Lin; PENG, Jinqing. Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno-economic optimization. **Applied Energy**, vol. 137, p. 649–659, 2015. DOI <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.06.005>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914005790>.

MADUREIRA, Angelo Torres. **Estabilidade da geração de energia em usinas hidrelétricas com turbinas Francis reversíveis: estudo de caso UHE Tucuruí**. 2023. 1–105 f. MSc Dissertation – Universidade Federal do Pará, Tucuruí, 2023.

MAPA, Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Generación de energía a partir del agua. Tipos de centrales hidráulicas y elementos que las conforman y minicentrales hidroeléctricas. , p. 1–26, 2023. Disponível em: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/agua/temas/sistema-espaniol-gestion-agua/310generaciondeenergiaapartirdelaguatiposdecentraleshidraulicasyelementosquelasconformanyminicentraleshidroelectricas_tcm30-215763.pdf. Acessado em: 13 set. 2023.

MARGETA, Jure; GLASNOVIC, Zvonimir. Feasibility of the green energy production by hybrid solar + hydro power system in Europe and similar climate areas. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 14, n° 6, p. 1580–1590, ago. 2010. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.01.019>.

MARGETA, Jure; GLASNOVIC, Zvonimir. Theoretical settings of photovoltaic-hydro energy system for sustainable energy production. **Solar Energy**, vol. 86, n° 3, p. 972–982, mar. 2012. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.01.007>.

MING, Zeng; JUNJIE, Feng; SONG, Xue; ZHIJIE, Wang; XIAOLI, Zhu; YUEJIN, Wang. Development of China's pumped storage plant and related policy analysis. **Energy Policy**, vol. 61, p. 104–113, out. 2013. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.061>.

MME. **Balanço Energético Nacional - 2023 (Ano base 2022)**. Brasília: [s. n.], 2023a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

MME. Sistema de Informações Energéticas - SIE Brasil - Ministério de Minas e Energia. 2023b. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/SIEBRASIL/consultas/reporte-dato42-jerarquizado.aspx?oc=30181&or=30182&ss=2&v=1>. Acessado em: 4 set. 2023.

MONGIRD, Kendall; VISWANATHAN, Vilayanur; ALAM, Jan; VARTANIAN, Charlie; SPRENKLE, Vincent; BAXTER, Richard. **2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment**. [S. l.: s. n.], 2020.

NAG, Soumyadeep; LEE, Kwang Y.; SUCHITRA, D. A comparison of the dynamic performance of conventional and ternary pumped storage hydro. **Energies**, vol. 12, nº 18, 12 set. 2019. <https://doi.org/10.3390/en12183513>.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **ENERGIA SOLAR NO BRASIL: SITUAÇÃO E PERSPECTIVAS**. [S. l.: s. n.], 2017. Disponível em: https://bd.camara.leg.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/32259/energia_solar_limp.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acessado em: 30 ago. 2023.

NEWBERY, David. Shifting demand and supply over time and space to manage intermittent generation: The economics of electrical storage. **Energy Policy**, vol. 113, p. 711–720, 2018. DOI <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.044>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517307905>.

NIBBI, Leonardo; SOSPIRO, Paolo; DE LUCIA, Maurizio; WU, Cheng Cheng. Improving Pumped Hydro Storage Flexibility in China: Scenarios for Advanced Solutions Adoption and Policy Recommendations †. **Energies**, vol. 15, nº 21, 1 nov. 2022. <https://doi.org/10.3390/en15217918>.

NIKOLAOS, Papadakis C.; MARIOS, Fafalakis; DIMITRIS, Katsaprakakis. A Review of Pumped Hydro Storage Systems. **Energies**, vol. 16, nº 11, 1 jun. 2023. <https://doi.org/10.3390/en16114516>.

NÓBREGA, B. S; LIMA, W. G.; MELO, R H; GONÇALVES, M. C.; WANDERLEY, A. C. Desempenho de um sistema solar fotovoltaico com diferentes inclinações e orientações azimutais em cidades da Paraíba. **Principia**, vol. 43, p. 175–188, 2018. Disponível em: <https://periodicos.ifpb.edu.br/index.php/principia/article/view/1950>. Acessado em: 3 out. 2023.

NREL, National Renewable Energy Laboratory. **System Advisor Model (SAM)**. [S. l.]: SAM 2023.12.17 Revisão1, SSC 290, 2023.

OLIVEIRA JÚNIOR, José Batista de. **Desativação de empreendimentos mineiros: estratégias para diminuir o passivo ambiental**. 2001. 1–179 f. PhD Thesis – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3134/tde-22102003-153601/pt-br.php>. Acessado em: 27 ago. 2023.

PINGO, Solar. How Solar Panels Work. jan. 2018. Disponível em: <https://medium.com/the-pingo-blog/how-solar-panels-work-c6f93feeabab>. Acessado em: 14 set. 2023.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Cresesb. Rio de Janeiro: [s. n.], 2014.

PORTERO, Ulises; VELÁZQUEZ, Sergio; CARTA, José A. Sizing of a wind-hydro system using a reversible hydraulic facility with seawater. A case study in the Canary Islands. **Energy Conversion and Management**, vol. 106, p. 1251–1263, 2015. DOI <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.10.054>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415009760>.

PUJADES, Estanislao; ORBAN, Philippe; BODEUX, Sarah; ARCHAMBEAU, Pierre; ERPICUM, Sébastien; DASSARGUES, Alain. Underground pumped storage hydropower plants using open pit mines: How do groundwater exchanges influence the efficiency? **Applied Energy**, vol. 190, p. 135–146, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.093>.

PUJADES, Estanislao; WILLEMS, Thibault; BODEUX, Sarah; ORBAN, Philippe; DASSARGUES, Alain. Underground pumped storage hydroelectricity using abandoned works (deep mines or open pits) and the impact on groundwater flow. **Hydrogeology Journal**, vol. 24, nº 6, p. 1531–1546, 1 set. 2016. <https://doi.org/10.1007/s10040-016-1413-z>.

QFE2050. **Mapa Geológico do Quadrilátero Ferrífero versão 2020**. Ouro Preto: [s. n.], 2019. Disponível em: <https://qfe2050.ufop.br/mapa-geologico-do-quadrilatero-ferrifero-2019>. Acessado em: 5 nov. 2023.

RASCKE, Antonio Carlos Leandro; PEREIRA, Deyvid Da Coregio. O Setor Elétrico Brasileiro e o Código Brasileiro de Energia Elétrica. , p. 1–6, 2021. .

REHMAN, Shafiqur; AL-HADHRAMI, Luai M.; ALAM, Md Mahbub. Pumped hydro energy storage system: A technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 44, p. 586–598, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>.

SAIGUSTIA, Candra; ROBAK, Sylwester. Review of potential energy storage in abandoned mines in Poland. **Energies**, vol. 14, nº 19, 1 out. 2021. <https://doi.org/10.3390/en14196272>.

SÁNCHEZ, Luis Enrique. **Planejamento para o fechamento prematuro de minas Planning for early mine closure**. [S. l.: s. n.], 2011. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rem/a/GjM7YRRFmTywrkR9LmZYgvw/?lang=pt>. Acessado em: 5 out. 2023.

SAULSBURY, Bo. **A Comparison of the Environmental Effects of Open-Loop and Closed-Loop Pumped Storage Hydropower**. [S. l.: s. n.], abr. 2020. Disponível em: <https://www.energy.gov/energy-storage-grand-challenge/energy-storage-grand-challenge>.

SCHREIBER, Gerhard P. **Usinas Hidrelétricas**. 1º ed. São Paulo: Editora Edgard Blucher Ltda., 1978.

SEMAP, Secretaria de Estado de Meio-Ambiente e Desenvolvimento Sustentável. Deliberação Normativa Copam nº 220, de 21 de março de 2018. 2023. https://transparencia.meioambiente.mg.gov.br/views/introducao_fechamento_mina.php.

SIGA, Sistema de Informações de Geração da ANEEL. Matriz Elétrica Brasileira. 2023. ANEEL. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>. Acessado em: 15 set. 2023.

SILVA, S. B.; SEVERINO, M. M.; DE OLIVEIRA, M. A.G. A stand-alone hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system: A case study of Tocantins, Brazil. **Renewable Energy**, vol. 57, p. 384–389, set. 2013. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.02.004>.

SILVÉRIO, Naidion Motta; BARROS, Regina Mambeli; TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio; REDÓN-SANTAFÉ, Miguel; SANTOS, Ivan Felipe Silva dos; VALÉRIO, Victor Eduardo de Mello. Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin. **Energy Conversion and Management**, vol. 171, p. 339–349, 1 set. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.095>.

SOLVANG, E; CHARMASSON, J; SAUTERLAUTE, J; HARBY, A; KILLINGTVEIT, A; EGELAND; H. ET AL. **Norwegian hydropower for large scale**

electricity balancing needs – Pilot study of technical, environmental and social challenges.

Trondheim: [s. n.], 2014.

STOCKS, Matthew; STOCKS, Ryan; LU, Bin; CHENG, Cheng; BLAKERS, Andrew. Global Atlas of Closed-Loop Pumped Hydro Energy Storage. **Joule**, vol. 5, nº 1, p. 270–284, 20 jan. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.11.015>.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

TONIDANDEL, Rodrigo de Paula. **Aspectos Legais e Ambientais do Fechamento de Mina no Estado de Minas**. 2011. 1–160 f. MSc Dissertation – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011. Disponível em: https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/MPBB-8LMGN5/1/rodrigo_tonidandel.pdf. Acessado em: 28 maio 2023.

UNDP, United Nations Development Programme. Sustainable Development Goals. 2023. Disponível em: <https://www.undp.org/sustainable-development-goals>. Acessado em: 14 set. 2023.

USBLS, BUREAU OF LABOR STATISTICS. CPI Inflation Calculator. 2023. Disponível em: www.bls.gov. Acessado em: 30 nov. 2023.

VILANOVA, Mateus Ricardo Nogueira; FLORES, Alessandro Thiessen; BALESTIERI, José Antônio Perrella. Pumped hydro storage plants: a review. **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering**, vol. 42, nº 8, 1 ago. 2020. <https://doi.org/10.1007/s40430-020-02505-0>.

VOITH. Francis turbines. **VOITH Engineered Reliability**, , p. 1–12, 2021. .

VOITH. Pumped storage machines Reversible pump turbines, Ternary sets and Motor-generators. **VOITH Engineered Reliability**, , p. 1–16, set. 2020. Disponível em: https://voith.com/corp-en/11_06_Broschuere-Pumped-storage_einzeln.pdf. Acessado em: 29 set. 2023.

WHITE, Frank M. **Mecânica dos Fluidos**. 8º ed. São Paulo: AMGH Editora, 2018.

WU, Yaling; LIU, Zhongbing; LIU, Jiangyang; XIAO, Hui; LIU, Ruimiao; ZHANG, Ling. Optimal battery capacity of grid-connected PV-battery systems considering battery degradation. **Renewable Energy**, vol. 181, p. 10–23, 1 jan. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.036>.

ZAKERI, Behnam; SYRI, Sanna. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 42, p. 569–596, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>.