



UNIVERSIDADE FEDERAL DO TOCANTINS
CAMPUS DE PALMAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

MÁRCIO SANTOS SEPÚLVIA DE OLIVEIRA

**ALTERNATIVAS DE REPOTENCIAÇÃO PARA CGH BAGAGEM PELO MÉTODO
DO GANHO MÁXIMO TEÓRICO**

Palmas/TO
2019

MÁRCIO SANTOS SEPÚLVIA DE OLIVEIRA

**ALTERNATIVAS DE REPOTENCIAÇÃO PARA CGH BAGAGEM PELO MÉTODO
DO GANHO MÁXIMO TEÓRICO**

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT – Universidade Federal do Tocantins – Campus Universitário de Palmas, Curso de Engenharia Civil para obtenção do título de Bacharel e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: Msc. Marcos André de Oliveira

Palmas/TO
2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Tocantins

- O48a Oliveira , Márcio Santos Sepúlvia de .
ALTERNATIVAS DE REPOTENCIAÇÃO PARA CGH BAGAGEM
PELO MÉTODO DO GANHO MÁXIMO TEÓRICO. / Márcio Santos
Sepúlvia de Oliveira . – Palmas, TO, 2019.
102 f.
- Monografia Graduação - Universidade Federal do Tocantins –
Câmpus Universitário de Palmas - Curso de Engenharia Civil, 2019.
Orientador: Marcos André de Oliveira
1. Repotenciação. 2. Sustentabilidade. 3. Energias Renováveis. 4.
Ganho máximo teórico. I. Título

CDD 624

TODOS OS DIREITOS RESERVADOS – A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio deste documento é autorizado desde que citada a fonte. A violação dos direitos do autor (Lei nº 9.610/98) é crime estabelecido pelo artigo 184 do Código Penal.

Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFT com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

MÁRCIO SANTOS SEPÚLVIA DE OLIVEIRA

**ALTERNATIVAS DE REPOTENCIAÇÃO PARA CGH BAGAGEM PELO MÉTODO
DO GANHO MÁXIMO TEÓRICO**

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT - Universidade Federal do Tocantins Campus Universitário de Palmas, Curso de Engenharia Civil para obtenção do título de Bacharel e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Data de aprovação: 20/12/2019

Banca Examinadora:



Orientador, UFT - Universidade Federal do Tocantins



Prof. Msc. Alcy Monteiro Júnior

Examinador, UFT - Universidade Federal do Tocantins



Prof. Esp. Antônio Carlos da Silva Júnior

Examinador, UFT - Universidade Federal do Tocantins

*Dedico esse trabalho aos
meus pais e meu irmão.*

AGRADECIMENTOS

Com grande alegria e satisfação, encerro mais esta etapa. Os inúmeros desafios enfrentados são, finalmente, recompensados pela satisfação de poder atuar na engenharia. Para que isso fosse conquistado, foi preciso muito esforço e compreensão de pessoas muito além do meu ciclo acadêmico.

Aos meus pais, Valdeir Sepúlvia e Vilma Cabral, que muito se empenharam, agradeço o suporte e o incentivo nos momentos difíceis. Ao meu estimado irmão, Marcos Sepúlvia, agradeço por me auxiliar a ser alguém melhor, dividindo os momentos de alegria ou de dificuldade. E também ao meu orientador Marcos André de Oliveira, pelos ensinamentos compartilhados não só de cunho acadêmico, mas também sobre os desafios da vida.

Agradeço a Deus por ter me dado condições e forças para continuar, pois em muitas situações foi minha razão para suportar as adversidades e a quem humildemente agradeço pelas pessoas que colocou em minha vida. Aos meus amigos e familiares, que estiveram ao meu lado nesse desafio, meu eterno obrigado!

RESUMO

Uma das alternativas sustentáveis para aumentar a geração de energia elétrica, no Brasil, é a repotenciação de centrais hidrelétricas antigas. Sustentável porque o aumento de energia é acompanhado por mínimos impactos ambientais, garantia de melhor aproveitamento dos recursos hídricos e com custo reduzido se comparado ao de implantação de novas centrais hidrelétricas. A repotenciação pode ser definida como um conjunto de alterações realizadas em um empreendimento hidrelétrico, já implantado, com o objetivo de se alcançar ganhos em termos de potência e rendimento. O objetivo do presente trabalho é apresentar os resultados das alternativas avaliadas para a repotenciação da CGH de Bagagem, em operação no estado do Tocantins. Estes resultados foram obtidos a partir do levantamento de informações técnicas sobre o empreendimento, o que inclui dados de projeto e de operação, para a verificação do seu estado atual. A metodologia aplicada é a simulação do ganho máximo teórico para definição da modalidade de repotenciação mais adequada (reabilitação, revitalização ou ampliação) para a central hidrelétrica adotada para estudo de caso - CGH Bagagem. Os resultados preliminares confirmam a possibilidade de repotenciação da central hidrelétrica e dão suporte para a tomada de decisão e direcionamento de detalhamentos técnicos e econômicos sobre a melhor alternativa de repotenciação.

Palavras-chave: Repotenciação. Sustentabilidade. Energias Renováveis. Ganho máximo teórico.

ABSTRACT

One of the sustainable alternatives to increase electricity generation in Brazil is the repowering of old hydroelectric plants. Sustainable because the increase in energy is accompanied by minimal environmental impacts, ensuring better use of water resources and at a reduced cost compared to the implementation of new hydroelectric plants. Repowering can be defined as a set of changes made to a hydroelectric project, already implemented, with the objective of achieving gains in terms of power and efficiency. The aim of this paper is to present the results of the alternatives evaluated for the repowering of Bagagem CGH, operating in the state of Tocantins. These results were obtained from the survey of technical information about the enterprise, which includes design and operation data, to verify its current state. The applied methodology is the simulation of the maximum theoretical gain to define the most suitable repowering modality (rehabilitation, revitalization or expansion) for the hydroelectric power station adopted for the case study - CGH Bagagem. Preliminary results confirm the possibility of repowering the hydroelectric power station and support decision making and directing technical and economic details on the best repowering alternative.

Keywords: Repowering; Sustainability; Renewable energy; Maximum theoretical gain.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-Arranjo Básico de uma central hidrelétrica.....	24
Figura 2- Turbina Francis de eixo vertical	27
Figura 3(a)- Vista em 3D da Turbina Kaplan.....	27
Figura 3(b)- Turbina Kaplan	28
Figura 4(a)-Vista Esquemática da turbina tipo Pelton	28
Figura 4(b)- Malha para simulação fluidodinâmica da Turbina tipo Pelton.....	29
Figura 5-Vista esquemática de uma bolsa inflável com placas de aço	33
Figura 6-Barragem da CGH Corujão	41
Figura 7-Metodologia aplicada	42
Figura 8-Fluxograma para aplicação do método do ganho máximo teórico.....	49
Figura 9-Acesso a CGH Bagagem	50
Figura 10-Barragem de Soleira Vertente.....	54
Figura 11-Arranjo Geral da CGH Bagagem	55
Figura 12-Tomada d'água	56
Figura 13-Canal de adução com cerca e proteção Lateral.....	57
Figura 14-Câmara de Carga com Grade	58
Figura 15-Corte Longitudinal Esquemático de uma Câmara de Carga Típica	58
Figura 16-Conduto Forçado	59
Figura 17-Grupo Gerador	60
Figura 18-Turbina Francis	60
Figura 19-Casa de Força	61
Figura 20-Subestação	62
Figura 21-Croqui da Subestação.....	62
Figura 22-Planta Esquemática da Alternativa 1	70
Figura 23-Corte Longitudinal da Alternativa 1	72
Figura 24-Eixo de Instalação da Nova Barragem.....	73
Figura 25-Corte Transversal da Nova Barragem.....	73
Figura 26-Valores da Constante Ke	77
Figura 27-Diagrama Para Escolha da Turbina Hidráulica	78
Figura 28-Planta Esquemática da Alternativa 2	79
Figura 29-Corte Longitudinal da Alternativa 2	82
Figura 30-Planta Esquemática da Alternativa 3	85
Figura 31-Corte Longitudinal da Alternativa 3	87
Figura 32-Representação Esquemática do Fluxo de Caixa	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1-Classificação das PCH's quanto a Potência Instalada	17
Tabela 2-Dados Básicos da CGH Bagagem.	20
Tabela 3-Usinas Com Potencial de Repotenciação	22
Tabela 4-Dados Básicos da CGH Sirivera	40
Tabela 5-Dados Básicos da CGH Corujão	41
Tabela 6-Dados Operativos da CGH Taguatinga.....	42
Tabela 7-Vazões Médias, Mínimas e Máximas Mensais (m ³ /s) do Rio Bagagem.....	51
Tabela 8-Série Histórica de Vazões Médias Mensais (m ³ /s)	52
Tabela 9-Precipitações Médias Mensais	53
Tabela 10-Canal de Adução com Cerca de Proteção	56
Tabela 11-Valores de Referência da CGH Bagagem.....	64
Tabela 12-Valores de Referência para a Repotenciação	65
Tabela 13-Dados Básicos da Tomada d'água.....	66
Tabela 14-Conduto forçado.....	68
Tabela 15-Valores de Rugosidade	74
Tabela 16-Equações de Estimativa de Custo de PCH	89
Tabela 17-Custos das Alternativas de Repotenciação.....	90
Tabela 18-Receita Bruta Anual	91
Tabela 19-Benefícios Econômicos Anuais	93
Tabela 20-Tempo de Retorno Simples das Alternativas	94

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
DMT	Distância Média de Transporte
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
INCC	Índice Nacional da Construção Civil
NATURATINS	Instituto Natureza do Tocantins
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SIG	Sistemas de Informações Geográficas
UHE	Usina Hidrelétrica
WWF	World Wide Fund for Nature

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área Molhada da Seção
BA	Benefício Anual
b	Largura da Crista
C	Constante do Material da tubulação
CA	Custo Anual
C_{ch}	Custo Total da CGH
C_{en}	Custo de Engenharia
D	Diâmetro da Tubulação
FC	Fator de Capacidade
E	Energia Gerada
G	Gerador Elétrico
g	Gravidade
γ	Peso Específico da Água
H	Queda Útil
h	Perda de Carga
H_b	Altura Bruta ou Queda Bruta
H_m	Queda Motriz
H_u	Queda Útil Final
h_b	Altura da Barragem
h_{ca}	Altura do Canal de Adução
h_{sol}	Altura da Lâmina da Água sobre a Soleira
h_{ta}	Altura da Tomada d'água
h_e	Altura da Ensecadeira
h_e	Perda de Carga na Entrada da Tubulação
L_b	Comprimento da Barragem
L_{cf}	Comprimento do Conduto Forçado
L_{ca}	Comprimento do Canal de Adução
L_{lca}	Comprimento do Canal de Adução
L_e	Comprimento da Ensecadeira
I^o	Declividade do Canal
I	Investimento Anual
J_ε	Perdas de Carga na Turbina
J_p	Perdas nas Resistências Passivas Mecânicas
J_q	Perdas de Vazão na Turbina
k_e	Constante Relacionada com a Forma Geométrica na Entrada da Tubulação
n	Número de Máquinas
n	Rugosidade do Conduto
η_{ap}	Rendimento Global do Aproveitamento
η_{ca}	Rendimento do Circuito Hidráulico
η_g	Rendimento do Gerador
η_{global}	Rendimento Global
η_t	Rendimento Interno da Turbina
η_{tg}	Rendimento do Conjunto Turbina e Gerador
Q	Vazão
$Q_{máx}$	Vazão Máxima
$Q_{média}$	Vazão Média
Q_{MLT}	Vazão Média de Longo Termo

Q_p	Vazão de Projeto
P	Potência Útil
P_b	Potência Bruta
P_e	Potência do Eixo
P_{el}	Potência Elétrica
P_{inst}	Potência Instalada
P_{liq}	Potência Líquida
R	Regulador de Velocidade
RA	Receita Anual
R_h	Raio Hidráulico
T	Turbina Hidráulica
t	Período de Tempo
$TRIs$	Tempo de Retorno do Investimento Simples
R	Regulador de Velocidade
V	Velocidade do Escoamento
Σ	Somatório

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO	15
1.1 Justificativa	19
1.2Objetivos	21
1.2.1Objetivo Geral	21
1.2.2Objetivos Específicos	21
2.REFERENCIAL TEÓRICO	21
2.2Arranjo Geral de uma Pequena Central Hidrelétrica	23
2.5Ganhos possibilitados pela repotenciação:	31
2.6Modalidades de Repotenciação	35
2.7Exemplos de Estudo de Caso para Centrais Hidrelétricas.	36
2.7.1Centrais Hidrelétricas do Tocantins.....	40
3.METODOLOGIA	42
3.1Método Ganho Máximo Teórico	46
4.RESULTADOS E DISCUSSÕES	50
4.3 Novo aproveitamento hidroenergético com a repotenciação.....	64
4.5 Dimensionamento das alternativas	70
4.6 Estimativa preliminar economica das alternativas.....	88
5.CONSIDERAÇÕES FINAIS	93
REFERÊNCIAS	96
APÊNDICE	99
ANEXOS	102

1. INTRODUÇÃO

O histórico brasileiro de empreendimentos hidráulicos para geração de energia começa no estado de Minas Gerais, na cidade de Diamantina, no ano de 1883. Mais precisamente no Ribeirão do Inferno, que é um afluente do Rio Jequitinhonha. A energia produzida correspondia a 500 kW. Posteriormente, em 1889, também em Minas Gerais, mas na cidade de Juiz De Fora, foi construída a Usina de Marmelo que possuía capacidade instalada de 4 MW (GOMES, 2013).

Conforme Gomes (2013), as pequenas centrais hidrelétricas continuaram a ser instaladas e, em 1920, cerca de 84,7 % da capacidade instalada total era proveniente de usinas hidrelétricas. Vale ressaltar que nesse período as linhas de transmissão ainda representavam um empecilho, motivo pelo qual as usinas eram instaladas próximas do centro de carga.

No Brasil, segundo dados publicados pelo Balanço Energético Nacional - BEN de 2018, o país se caracteriza por ter uma matriz elétrica com origem majoritariamente renovável, sendo que a fonte hídrica apresenta papel fundamental nessa composição (gás natural, biomassa, eólica, carvão e derivados, nuclear e a energia solar), correspondendo a cerca de 65,2 % da oferta interna. As fontes renováveis são responsáveis por 80,4 % do que é ofertado internamente de energia elétrica no país, essa porcentagem é resultado da composição da produção nacional juntamente com as importações de origem renovável (EPE, 2018).

A Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2018), afirma que a fonte hídrica apresenta uma série de características como, por exemplo: o fato de ser uma fonte de geração renovável, economicamente competitiva e a vantagem de possuir flexibilidade operativa. Vale ressaltar que essa última característica é importante no sentido de atender às instabilidades da demanda.

A busca e o incentivo por formas diferentes de geração de energia como, tais como, por meio de pequenas centrais hidrelétricas, termelétricas, solares, eólicas, biomassa, devem ser impulsionadas, propiciando então uma mudança no sistema energético brasileiro, com o objetivo de diversificar a matriz energética, que hoje é majoritariamente hidráulica, se configura como um importante passo para uma possível solução (BACELLAR, 2017).

Um relatório da Organização das Nações Unidas - ONU, divulgado em 2014, mostra que a relação entre energia e água é notável, prova disso é que 90 % da

geração de eletricidade no mundo é advinda da água. Outro aspecto importante a se considerar é que a demanda por energia elétrica deve aumentar em 70 % até o ano de 2035, o que prioriza a necessidade do recurso hídrico, já que podem acontecer vários problemas de ordem natural, como o caso de estiagens que limitem seu uso e conseqüentemente possam restringir a ampliação do setor de geração de energia em países emergentes como o Brasil (ONU, 2004 apud BACELLAR, 2017, p.15).

CAUS e MICHELS (2014) afirmam que pequenas centrais já vêm a algum tempo despertando o interesse tanto de governantes como de ambientalistas, em razão de vários fatores, dentre os quais se destacam o de ordem ambiental, social e econômico.

A definição de UHE para fins de obtenção de outorga, conforme a Resolução Normativa N° 765 de 25 de abril de 2017 da ANEEL, é o empreendimento com potência instalada superior a 30 MW.

Segundo Resolução Normativa N° 745 de 22 de novembro de 2016 da ANEEL, é definida como pequena central hidrelétrica - PCH o empreendimento hidráulico, no qual a potência seja limitada inferiormente a 5.000 kW e não seja superior a 30.000 kW, com reservatório possuindo área máxima de 13 km² (ANEEL, 2016).

A portaria 102 do Ministério de Minas e Energia - MME (2016), com o objetivo de cadastramento em leilões, define como CGH o aproveitamento hidrelétrico que possua potência menor ou igual a 5.000 kW.

Uma sugestão de classificação de PCH's diz respeito às suas potências instaladas e as suas quedas de projeto, conforme apresentado na Tabela 1. Nesta tabela são considerados os dois indicadores de forma conjunta, já que considerar só um parâmetro de forma isolada não é suficiente para classificação de forma correta (ELETROBRÁS, 1997).

A instalação de PCH's no país se traduz em uma série de benefícios, dentre os quais podemos destacar a geração de energia elétrica de forma distribuída, limpa e renovável, além de proporcionar a redução de perdas dentro do sistema elétrico, já que atende a sistemas locais – o que resulta na minoração de investimentos em sistemas de transmissão e distribuição; outro ponto de bastante relevância se refere a mitigação de impactos ambientais, ao passo que um dos fatores que contribui para isso é a necessidade de pequenas áreas alagadas para o seu reservatório.

Tabela 1- Classificação das PCH`s quanto a potência instalada e a queda líquida

Classificação das centrais	Potência – P (kW)	Queda de projeto - H _d (m)		
		Baixa	Média	Alta
Micro	P < 100	H _d < 15	15 < H _d < 50	H _d > 50
Mini	100 < P < 1.000	H _d < 20	20 < H _d < 100	H _d > 100
Pequenas	1.000 < P < 30.000	H _d < 25	25 < H _d < 130	H _d > 130

Fonte: ELETROBRÁS (1997).

Os empreendimentos hidrelétricos, que podem ser tanto uma UHE, PCH ou CGH, em algum momento de sua vida útil passarão por um estágio de intervenção para manutenção e/ou modernização e/ou repotenciação, de forma integral ou parcial, que são necessários para que as instalações e equipamentos do empreendimento operem dentro dos limites considerados aceitáveis para o horizonte de projeto, cumprindo assim seu objetivo que é a geração de energia de forma eficiente (OLIVEIRA, 2012).

Oliveira (2012) sugere a seguinte definição para repotenciação:

“Uma intervenção ou conjunto de intervenções nas estruturas, circuitos hidráulicos e equipamentos eletromecânicos envolvidos no processo de conversão energética de um empreendimento hidrelétrico já construído, com ganho simultâneo de potência e rendimento, conciliados com benefícios econômicos e socioambientais” (OLIVEIRA, 2012, p. 1).

A técnica da repotenciação para centrais hidrelétricas pode ser concebida em três modalidades: reabilitação, revitalização ou ampliação. Sendo que estas podem ser empregadas de forma conjunta, a depender da situação em que a central se encontre frente à realidade do aproveitamento hidroenergético, a validade da benfeitoria almejada e também a viabilidade técnica e econômica das ações desenvolvidas (OLIVEIRA, BORTONI, 2012).

Oliveira e Bortoni (2012) afirmam que a realidade do aproveitamento hidroenergético é um conceito relativo ao dimensionamento da usina frente ao potencial ótimo, a condição da sua conservação e outras especificidades.

Analisando esse contexto de demanda versus disponibilidade de energia, que surge a possibilidade para a repotenciação de usinas hidrelétricas, em razão de uma

quantidade dessas usinas estarem com período de operação considerável e também pelo fato da matriz energética nacional ser dependente desse tipo geração (GOMES, 2013).

Sendo assim, a repotenciação de usinas geradoras de energia elétrica vem como uma opção viável para ganhos de energia frente ao que será demandado nos próximos anos (BORTOLIN, PRIORE, SPEROTTO, 2018). Oliveira (2012) afirma que essa técnica é feita com o empreendimento já instalado, com a finalidade de atingir ganhos de potência e rendimento através de um melhor rearranjo do circuito hidráulico frente ao que é disponível.

Isso faz com que a repotenciação se torne uma técnica atrativa para o investidor, uma vez que o capital aplicado é retornado em torno de 4 a 5 anos em razão de apenas alguns componentes a serem trocados ou modificados (GOMES, 2013). Somando-se a isso o fato que intervenções podem ser realizadas enquanto a usina se encontra em funcionamento, como no caso da modalidade de reabilitação, em que a usina fica operando na maior parte do tempo, possibilitando uma redução dos impactos em termos de produção de energia como também da mitigação dos impactos ambientais, uma vez que não existirá expansão de novas áreas alagadas.

Caso haja a confirmação da viabilidade técnica, econômica e ambiental, através da análise dos resultados dos levantamentos, ensaios e estudos complementares, a aplicação da técnica da repotenciação vai para o próximo nível, definido em legislação vigente, que é o requerimento de autorização da ANEEL para um dos tipos de modalidade de repotenciação (ampliação, modificação ou recapacitação). O requerimento deve ser assinado pelo representante legal da empresa juntamente com o estudo ou projeto básico se for necessário. Após a autorização da ANEEL, o próximo passo é o licenciamento ambiental (OLIVEIRA, 2017).

Portanto, a hipótese deste trabalho é que o método do ganho máximo teórico para avaliação das alternativas de repotenciação da CGH Bagagem possa indicar a viabilidade deste tipo de intervenção e permitir a tomada de decisão quanto a melhor alternativa para repotenciação.

O método do ganho máximo teórico é uma primeira etapa para avaliação da viabilidade da repotenciação de um empreendimento hidrelétrico. Ao passo que são utilizados dados já disponíveis (primários e secundários), sua aplicação é rápida e com baixo custo.

1.1 JUSTIFICATIVA

Historicamente o país sempre foi marcado por construções de grandes empreendimentos hidrelétricos, como exemplos têm-se os da usina binacional de ITAIPU e da maior usina nacional - UHE TUCURUÍ. Ambas vêm cumprindo seu papel de propiciar energia para os respectivos mercados consumidores. Em razão do crescimento do mercado consumidor de energia, a geração precisará acompanhar essa expansão para poder suprir a demanda de energia, sendo que vários entraves deverão ser resolvidos para tal finalidade. O que desafia o governo a pensar novas formas de suprir o consumo sem deixar de lado aspectos ambientais. Com isso a repotenciação se mostra como uma das possíveis medidas para suprir parte da demanda por energia renovável.

A energia elétrica no país, o qual é dependente de forma majoritária da fonte hídrica, representado por empreendimentos hidráulicos que podem ser usinas hidrelétricas - UHE, pequenas centrais hidrelétricas - PCH's ou centrais geradoras hidrelétricas - CGH, vêm sofrendo restrições de expansão, sobretudo por questões ambientais, visto que parte das áreas possíveis para a instalação de novos empreendimentos dessa natureza se encontram em áreas com biomas de importante valor ambiental representados pelo Cerrado e Amazônia, que somados correspondem por 70 % do potencial hidrelétrico a ser explorado.

Portanto, a técnica de repotenciação é uma ferramenta importante no cenário de produção energética, pois apresenta características positivas, as quais cabem destacar: custos menores quando comparados com a construção de um empreendimento novo; redução ou praticamente extinção dos impactos ambientais, uma vez que os impactos já foram estabelecidos durante a operação e instalação do empreendimento; implantação em curto prazo; além da possibilidade de compensação de créditos de carbono.

No cenário local, vale destacar que o estado do Tocantins apresenta 12 centrais geradoras hidrelétricas em operação (ANEEL, 2018), sendo elas: CGH Corujão, CGH Ponte Alta do Bom Jesus, CGH Fazenda Jedai, CGH Buritirana, CGH Bagagem, CGH Mateiros, CGH Peixinho, CGH Sirivera, CGH Tapuias, CGH Sucuri, CGH Palmeiras, CGH Piabanha do Tocantins. Dentre estas, as centrais de Bagagem, Corujão e de Ponte Alta do Bom Jesus são as mais antigas, apresentando o ano de início de operação de 1977, 1948 e 1948, respectivamente.

Já as outras centrais, mais recentes, têm os seguintes anos de início de operação: 2003 (CGH Fazenda Jedai), 2008 (CGH Buritirana), 2010 (CGH Peixinho), 2011 (CGH Mateiros), 2014 (Piabinha do Tocantins), 2016 (CGH Sirivera), 2016 (CGH Tapuias), 2018 (CGH Sucuri) e 2018 (CGH Palmeiras). O que indica a possibilidade de repotenciação da CGH de Ponte Alta do Bom Jesus, CGH Bagagem e a CGH Corujão.

Para a tomada de decisão sobre repotenciar ou não uma central hidrelétrica, são realizados levantamentos, ensaios e estudos para definir o atual estado da estrutura bem como as condições de contorno. Esses estudos contemplam várias áreas como, por exemplo: topografia, hidrologia, levantamento no sistema hidráulico de adução e também dos grupos geradores. Na maioria das vezes os dados fornecidos não apresentam confiabilidade, isso ocorre principalmente em razão das diferentes tecnologias empregadas ao longo do tempo, quando nos referimos as centrais com período relativamente longo de operação, o que de certa forma dificulta o traçado ideal da melhor alternativa de intervenção, exigindo técnicas melhoradas para tal finalidade.

A CGH Bagagem foi escolhida para o estudo de caso. A qual se localiza no município de Natividade – TO (latitude 11°22'17" S e longitude 47°34'32" W), a uma distância aproximada de 258 km da capital Palmas. Sua operação iniciou-se no ano de 1977. Demais características são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2: Dados Básicos da CGH Bagagem

Área da bacia de drenagem	158,5 km ²
Área estimada do reservatório	430,44 km ²
Perímetro estimado do reservatório	90,39 km
Tipo de Usina	Fio d'água
Número de unidades	1 unidade
Potência de Concessão	480 kW

Fonte: ANEEL (2018).

Portanto, o trabalho justifica-se, pois demonstra a aplicabilidade do método do ganho máximo teórico para a tomada de decisão sobre a viabilidade preliminar para

repotenciação de uma central hidrelétrica, tomando como estudo de caso a CGH Bagagem. Utilizando-se de dados operativos, de projeto, de literatura e de mercado, pode-se definir as alternativas de repotenciação e, dentre estas, a melhor, com o objetivo de acrescentar energia proveniente do potencial ocioso ao mercado consumidor, bem como agregar os benefícios energéticos, econômicos e ambientais da repotenciação.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo definir alternativas para a repotenciação da CGH Bagagem e escolha da melhor opção, através da aplicação do método do ganho máximo teórico, adaptado do modelo para análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação de pequenas centrais hidrelétricas desenvolvido por Oliveira (2012).

1.2.2 Objetivos Específicos

- Avaliar os diagnósticos e dados preliminares da CGH Bagagem;
- Definir as alternativas para possível repotenciação da CGH Bagagem;
- Simular o ganho máximo teórico com a repotenciação da CGH Bagagem;
- Definir a modalidade de intervenção (reabilitação, revitalização ou ampliação) por meio de critérios técnicos e econômicos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 A repotenciação no Brasil

No país existe uma série de indagações importantes a respeito de aproveitamentos hidrelétricos, como por exemplo: os entraves para a utilização do potencial restante na Amazônia; elevados valores para investimentos em projetos de grande relevância, no período inicial da implantação; e a grande distância entre os futuros aproveitamentos hidrelétricos e os locais de maior consumo (EPE, 2018).

Nesse sentido, a repotenciação se apresenta como uma opção complementar, podendo-se destacar dois aspectos: o primeiro é o de acrescentar capacidade em centros de maior porte, no qual o potencial para se aproveitar é limitado somado ao grande consumo; o segundo é no sentido de auxiliar na minimização de perdas em transmissão e distribuição, propiciando assim energia extra próxima aos centros de grande utilização (OLIVEIRA, 2012).

Segundo a ANEEL (2019), atualmente o Brasil possui 424 PCH's em operação com potência fiscalizada de 5.205.536 kW e, em termos de CGH, possui 703 empreendimentos em operação com potência fiscalizada de 716.796 kW.

No Brasil, a possibilidade de repotenciação é considerada, principalmente, para centrais hidrelétricas com mais de 20 anos de operação. Na Tabela 3 são apresentados os potenciais para repotenciação no Brasil, considerando o tipo e a quantidade de empreendimentos em operação.

Conforme Oliveira (2018), cerca de 56% da capacidade instalada brasileira no final do ano de 2017 já estava em operação antes de 1997. De acordo com Bermann *et. al.* (2004) são plantas antigas possuindo mais de 20 anos de operação, com seus respectivos geradores possuindo mais de 120 mil horas trabalhadas, que exigem maiores manutenções.

De acordo com Veiga (2013), para a seleção de empreendimentos compatíveis com a repotenciação, uma das opções se encontra nas usinas que contém "poços" não ocupados. Tais poços são definidos como um arranjo livre na casa de máquinas, com a finalidade de uma locação futura para novos elementos de geração.

Tabela 3: Usinas com potencial de repotenciação no Brasil

Tipo	Total	Mais de 20 anos	Percentage m
UHE	218	107	49%
PCH	428	40	9%
CGH	656	231	35%
Total	1302	378	29%

Fonte: Elaboração Própria (2019).

Estima-se que os ganhos possibilitados pela motorização de poços vazios, na casa de máquinas das usinas em operação no Brasil, poderiam incrementar de

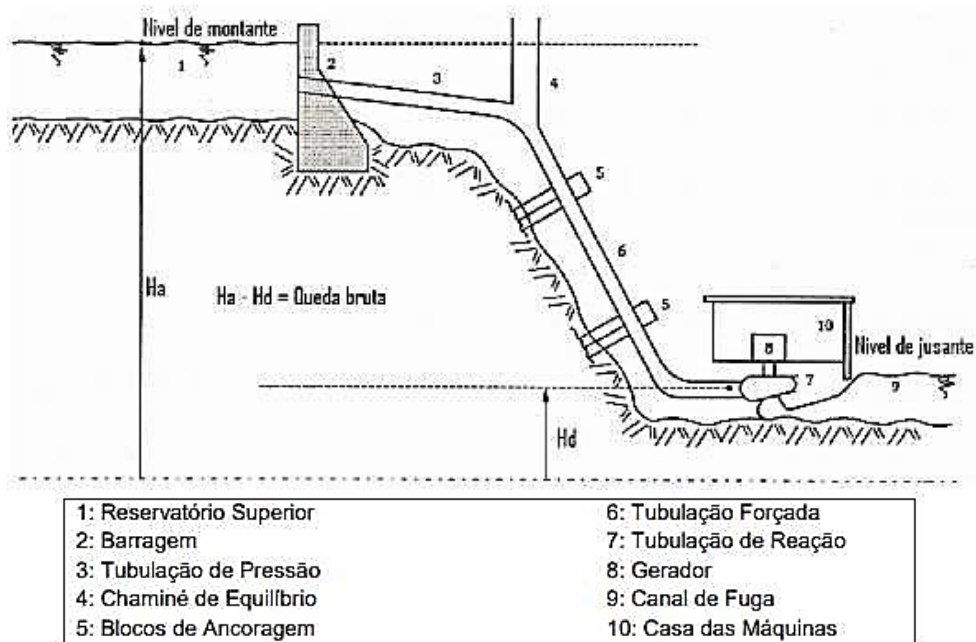
3.341 MW a 5.096 MW na potência instalada, conforme o incentivo para a regulação desse tipo de intervenção (VEIGA, 2013).

2.2 Arranjo Geral de uma Pequena Central Hidrelétrica

Segundo o Manual de Inventário hidroelétrico de bacias hidrográficas do Ministério de Minas e Energia (2007), várias estruturas conforme apresentado na figura 1, podem estar presentes na composição de um aproveitamento hidrelétrico, sendo que as mais importantes são assim listadas:

- **Barragem:** é conceituada como sendo um elemento de solo ou concreto, montada na região de vale do rio, indo da ombreira de uma margem em direção a seguinte, cuja finalidade é a de aumentar o nível máximo normal do reservatório.
- **Dique:** é um elemento comumente executado em solo, que elimina possíveis selas topográficas ou evita fugas de água do reservatório.
- **Sistema de desvio de água:** geralmente localizado próximo à barragem com a função de desviar o rio através de algumas estruturas pertinentes como: canal, galerias, adufas, ou inclusive o estreitamento do leito do rio com a finalidade de possibilitar a execução das estruturas localizadas no leito seco do rio.
- **Circuito de geração:** É composto por canais, tomadas d'água, condutos ou túneis de adução de baixa pressão, possíveis chaminés de equilíbrio ou câmaras de carga, condutos ou túneis forçados de elevada pressão, casa de força externa ou subterrânea e canal ou túneis de fuga. O circuito de geração possui como objetivo conduzir a água para a conversão de energia mecânica em energia elétrica.

Figura 1: Arranjo básico de uma central hidrelétrica



Fonte: Simone (2000,p.39).

- **Estrutura de Vertimento:** Sendo constituído de canal de aproximação, vertedor (com ou sem comportas), dissipador de energia e canal de restituição. Assim como ocorre no circuito de geração, as obras dos componentes de vertimento podem estar presentes junto ou afastado da barragem, de acordo com as peculiaridades do lugar em estudo.
- **Descarregador de Fundo:** Elemento constituído de comportas ou válvulas, permitindo o fluxo em direção à jusante da barragem.
- **Sistema de transposição de desnível:** Constituído por elementos que possibilitam a transposição de cargas ou passageiros da via navegável, passando o desnível resultante da localização da barragem.
- **Sistema de transposição da Fauna aquática migratória:** Sendo composto por elementos necessários para a passagem da fauna aquática, vencendo o desnível resultante da inserção da barragem.

2.3 Grupos geradores.

As turbinas são constituídas por um conjunto de pás que são unidas a um eixo interligado a um gerador, de acordo com o movimento de rotação as turbinas

realizam o processo de conversão de energia cinética (energia de movimento da água) em energia elétrica por meio de geradores de eletricidade (ANEEL, 2008).

Conforme Germer (2015) é usado o parâmetro da mudança de pressão estática como critério para tal classificação, ou seja, no primeiro grupo constituído pelas turbinas Pelton, Turgo e Michell-Blanki não se verificam a variação da pressão estática ao longo dos pontos de entrada e saída do rotor. Diferentemente do que ocorre no segundo grupo, ou seja, é observada uma diminuição de pressão estática ao longo do rotor, sendo as seguintes turbinas representantes desse grupo: Francis, Kaplan e Hélice.

As turbinas mais utilizadas em centrais hidrelétricas são:

- **Turbinas Francis:** A nomenclatura é de origem inglesa representada pelo nome de seu criador o engenheiro inglês James Bicheno Francis (1815-1892), que a elaborou no ano de 1848, sendo resultado da evolução da turbina Dowd (criada por Samuel Dowd 1804-1879) em 1838. Ela é representante das turbinas do tipo reação, apresentando eficiência em torno de 90%, sendo usada para alturas de 20 a 700 m, ou seja, apresenta uma grande faixa de utilização, motivo pelo qual ela é mais utilizada no mundo (Germer, 2015).
- A turbina Francis apresenta seu rotor dentro do distribuidor como apresentado na figura 2, fazendo com que a água ao passar pelo rotor fique perto do eixo. Os rotores da turbina Francis se apresentam sob diferentes formas a depender do tipo de velocidade específica da turbina, sendo assim agrupados: lenta, normal, rápida ou extra rápida.
- O distribuidor é constituído por pás agrupadas em volta do rotor, sendo que elas podem mudar sua direção em diferentes ângulos de acordo com as descargas com o objetivo de diminuir a perda hidráulica. As pás do distribuidor apresentam um eixo de rotação disposto de forma paralela em relação ao eixo da turbina, possibilitando um aumento de seção de escoamento ou o fechamento total quando em rotação. Esta máquina pode operar em uma grande faixa, tal condição é conseguida por duas características importantes ao funcionamento de uma turbina: vazão e altura de queda, o que torna a turbina Francis flexível às sazonalidades

relacionada a tais fatores. Apresentando a seguinte faixa de funcionamento: 45 a 400 m de carga e de 10 a 700 m³/s de vazão (Germer, 2015).

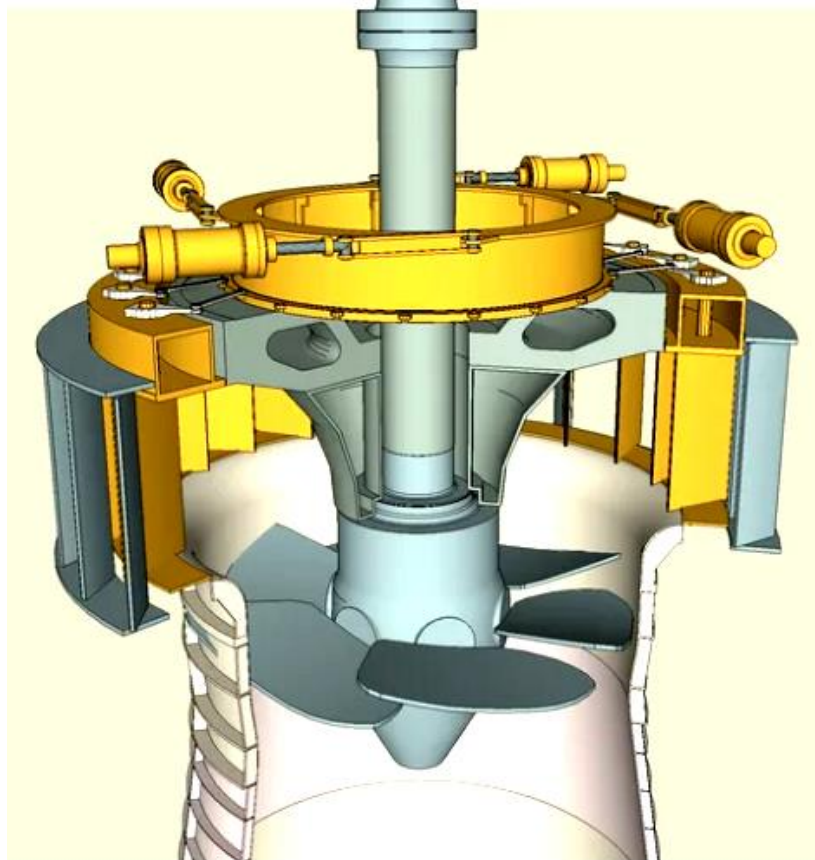
- **Turbinas Kaplan:** São classificadas como turbinas de reação, pelo fato de unir pressão e velocidade da água para movimentar seu eixo, possuem como o benefício o fato de possuir um alto rendimento em relação a diferentes alturas de queda, outro ponto que favorece seu rendimento reside no fato que tais turbinas podem ter tanto a abertura do distribuidor como o ângulo das pás modificado mesmo estando em funcionamento. Essas turbinas são empregadas em instalações com altura de queda de 15 m a 60 m. Em relação à turbina do tipo Francis operam com velocidade superior para uma mesma altura de queda. Apresenta eixo vertical na maioria dos casos como apresentado nas figuras 3(a) e 3(b), podendo possuir eixo horizontal. Um exemplo de aplicação desse tipo de turbina é em usinas maré-motrizes na França (COSTA, 2003).
- **Turbinas Pelton:** É definida como uma turbina de ação, onde a vazão de água incide na forma de jato sobre o rotor que é constituído de pás na forma de duas conchas como indicado nas figuras 4(a) e 4(b). Os jatos possuem direção paralela em relação ao plano do rotor, sua faixa operativa é para elevadas alturas de queda e baixas vazões, ou seja, a topografia brasileira não é ideal para o funcionamento de turbinas Pelton de maior porte. Possui como componentes principais de sua estrutura: rotor, injetor, defletor, mancal de escora, conduto de distribuição, agulha, acionamento do defletor, anel de regulação, anteparo para jato (SILVA, 2018).

Figura 2: Turbina Francis de eixo vertical



Fonte: Mecânica Industrial (2020).

Figura 3 (a): Vista em 3D da Turbina tipo Kaplan



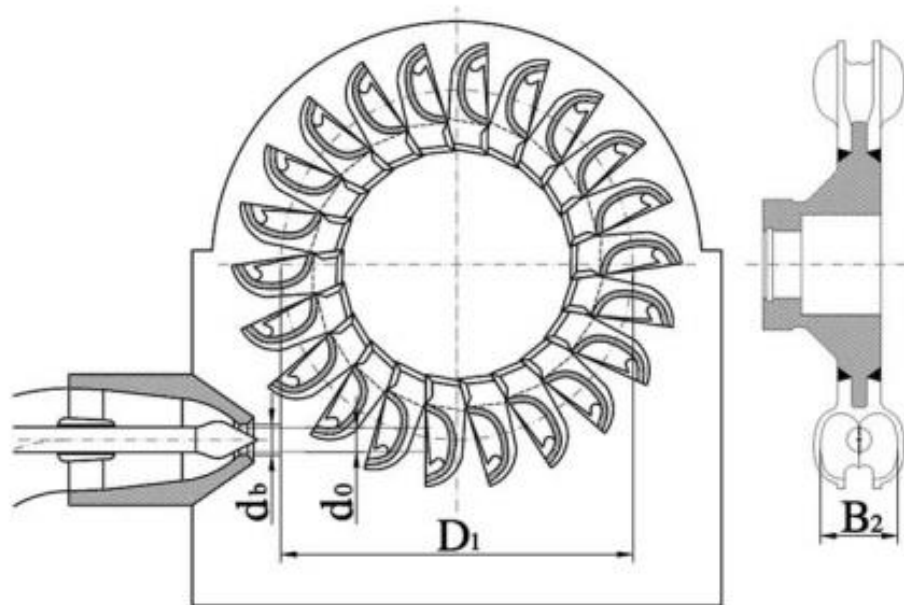
Fonte: Sullivann (2014).

Figura 3(b): Turbina Kaplan



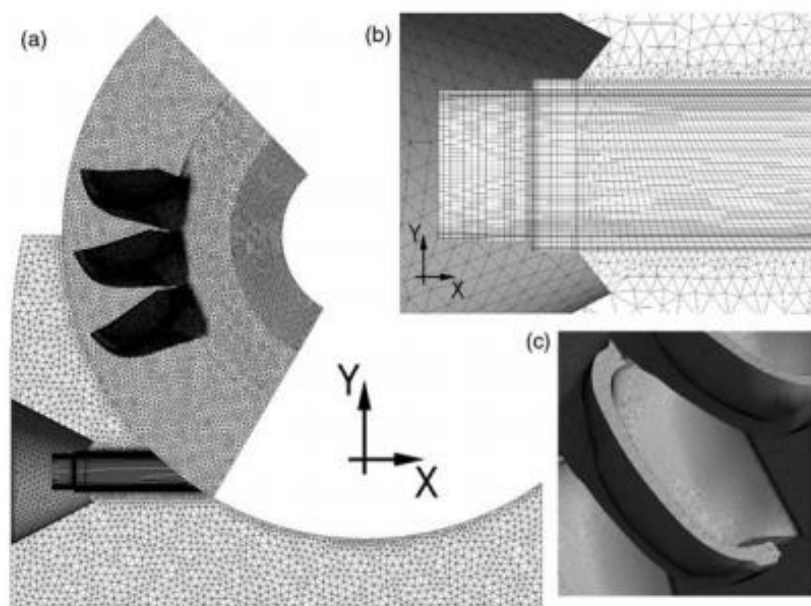
Fonte: Zeco (2020).

Figura 4 (a): Vista Esquemática da Turbina tipo Pelton



Fonte: Cavazzini et. al. (2013).

Figura 4 (b): Malha para simulação fluidodinâmica da Turbina tipo Pelton



Fonte: Cavazzini et. al. (2013).

2.4 Repotenciação

Existem alguns entendimentos com o intuito de definir a repotenciação. Conforme Veiga (2001), o conceito de repotenciação é dado como aquele que se refere ao conjunto de obras que tem como objetivo possibilitar um ganho de energia e rendimento.

Segundo Oliveira (2012), a repotenciação pode ser definida como “uma intervenção ou conjunto de intervenções nas estruturas, circuitos hidráulicos e equipamentos eletromecânicos envolvidos no processo de conversão energética de um empreendimento hidrelétrico já construído, com ganho simultâneo de potência e rendimento, conciliados com benefícios econômicos e socioambientais”.

Segundo EPE (2008), a repotenciação pode ser definida como um conjunto de obras e de modificações nos equipamentos que compõe o empreendimento hidráulico, com o objetivo de obter benefícios em termos de potência e eficiência na produção de energia, credibilidade e segurança operacional.

Comparada ao crescimento anual da demanda de energia no país, a repotenciação, quantitativamente, não acrescenta grandes ganhos de potência em função das condições de contorno da central como a queda líquida nominal, contudo é uma das alternativas para acrescentar potência dentro de realidades locais, configurando-se como uma grande ferramenta para o *aproveitamento ótimo* de

usinas existentes, uma vez que elimina as folgas de projeto iniciais, reduzindo as perdas e aumentando o rendimento global do sistema (OLIVEIRA, 2012).

Assim a repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs é, a curto e a médio prazos, uma alternativa para garantir o melhor aproveitamento do potencial hidráulico em usinas já implantadas, conforme a modalidade de repotenciação esse prazo pode ser de anos no caso da ampliação, ou meses como no caso da revitalização (troca de turbina, por exemplo), permitindo ganhos energéticos, econômicos e socioambientais, e a longo prazo um recurso para enfrentar o envelhecimento do parque hidrelétrico nacional (OLIVEIRA, 2012).

EPE (2008) expõe que existem fatores relacionados com o elemento tempo, responsáveis pela modificação da capacidade de geração de energia, justificando assim a aplicação da técnica de repotenciação, sendo que três fatores principais atuam na redução de geração:

- **Deterioração dos equipamentos:** causada de forma natural ao longo do tempo, atua no sentido de desgastar os elementos da usina, além de diminuir sua capacidade nominal. A rapidez com que essa deterioração vai ocorrendo é influenciada por vários fatores como: as variedades dos equipamentos, dos materiais relacionados, o modo de operação, as manutenções preventivas e corretivas feitas desde a implantação.
- **Obsolescência do dimensionamento da usina:** é gerada em decorrência da constante evolução dos critérios usados no dimensionamento inicial do empreendimento, sendo que tal evolução possibilitaria um ajuste no redimensionamento da potência efetiva e também na energia firme no sentido de aumentá-los ou reduzi-los conforme a situação. Um fato que comprova tal afirmação diz respeito à série de vazões disponíveis hoje em contraposição com as disponíveis há vinte anos, evidenciando o fato de a usina ter sido subdimensionada à época. Outro fator que ratifica tal afirmação é a evolução da instrumentação utilizada para aferição da série histórica de vazões que também resulta em diferenças significativas em relação ao que existia no passado. A implantação de um novo empreendimento hidráulico na região de montante em uma bacia hidrográfica que já possua outros empreendimentos, possivelmente resultará em modificações dos valores

de potência efetiva e energia firme nas usinas de jusante da bacia, acarretando com isso uma correção superficial.

- **Defasagem tecnológica:** a produtividade de antigos componentes que não sofreram um processo de modernização durante sua utilização em uma usina, na maioria das vezes, é menor em relação a componentes novos (turbina, gerador, sistemas de controle, etc.), isso é motivado pela defasagem tecnológica.

Um estudo sobre o cenário da repotenciação no Brasil foi elaborado classificando-as por categorias, sendo usado como parâmetro a extensão do empreendimento. Tais categorias, utilizadas pela ANEEL até então, iniciando-se pela repotenciação mínima, chegou-se na seguinte classificação (WWF, 2004):

- **Repotenciação Mínima:** é relativa aos ajustes realizados na turbina e no gerador, retomando seus rendimentos de origem. Tais ajustes possibilitam ganhos médios de capacidade de 2,5 %.
- **Repotenciação Leve:** na qual se consegue um ganho de capacidade da ordem de 10 % (valor adotado em razão dos vários casos já realizados) refere-se à repotenciação feita na turbina e no gerador.
- **Repotenciação Pesada:** refere-se à classificação da ANEEL que possibilita ganhos em torno de 20 % a 30 % em razão da troca do rotor, apresentando poucos casos apontados. Sendo adotado como parâmetro o valor médio de 23,30 %.

2.5 Ganhos possibilitados pela repotenciação:

Indo ao encontro com o relato de outros autores, é possível dizer que o maior desafio se encontra no momento para a tomada da decisão de repotenciar e qual sua dimensão dentro do empreendimento. O estado de conservação das estruturas que compõe uma usina ao longo da sua operação não é de fácil verificação, fazendo com que a minoração dos custos e à amplificação dos benefícios sejam um processo criterioso e com risco relacionado (OLIVEIRA e BORTONI, 2012).

Oliveira e Bortoni (2012), afirmam que a diminuição da capacidade de produção de uma central hidrelétrica ao longo dos anos, desde a sua ativação, é resultado de vários aspectos, os quais podem ser denominados de “fatores de defasagem temporal”, são relacionados, dentre outros, ao desgaste de estruturas,

obsolescência e defasagem tecnológica. Tais fatores são responsáveis pelos principais ganhos energéticos com a repotenciação:

- **Ganhos de Vazão:** Grande parcela das PCH's que foram candidatas para passar pela técnica de repotenciação, possuíam seu dimensionamento inicial se baseando em uma série histórica de vazões que apresentava limitações como o baixo número de dados disponíveis na estação fluviométrica mais próxima ao empreendimento, ou seja, uma série curta, fazendo o projetista utilizar-se da técnica de regionalização de vazões, técnica essa que relaciona estações fluviométricas ao redor da região do empreendimento, que possuam menor número de falhas na série de dados. A partir de um acréscimo de 15 a 50 anos de dados dentro de uma série histórica, no período de operação de tais usinas, é de se esperar que a alteração em relação às vazões de referência do empreendimento hidráulico, manifeste perspectiva de ganhos relevantes. Assim ganhos expressivos de vazão são possíveis, devido à revisão dos dados de vazões disponíveis, permitindo assim um dimensionamento que leve em conta à disponibilidade hídrica presente e as variações hidrológicas benéficas, que são geradas em razão de fontes externas como, por exemplo, a transposição de outro rio na região de montante de onde se localiza o aproveitamento atual, incremento de vazões advindas de obras hidráulicas, como também construção de usinas de regulação na região montante. Vale ressaltar que havendo um possível aumento da vazão máxima turbinada na definição do projeto, mas sem efetivamente existir sobras na disponibilidade natural das vazões afluentes que garanta o atendimento dessa nova vazão turbinada durante a maior parte da operação da usina, não será possível incorporar energia nova.
- **Ganhos de Queda:** Os possíveis ganhos de queda líquida são gerados a partir de alguns fatores como, por exemplo, ganhos de queda bruta, ou pela diminuição de perdas hidráulicas dentro do circuito de adução (acarretando em um maior rendimento no circuito de adução), ou também pela retirada de obstáculos de escoamento na restituição. O que pode ser conseguido através das seguintes alternativas: elevação do nível da água de montante (uso de comporta inflável; comporta agulha ou comporta

fusível), ou pela transferência dos componentes civis e hidráulicos para região de montante (rearranjo); diminuição do nível da água de jusante ou a transferência da casa de máquinas para jusante (rearranjo); diminuição de perdas no circuito hidráulico de adução, o que pode ser alcançado com: redimensionamento no circuito hidráulico, alterações de ordem geométricas, extinção de pontas bruscas, redução da rugosidade, troca de elementos hidromecânicos ultrapassados como comportas, grades e válvulas, por elementos atuais.

Figura 5: Vista esquemática de uma bolsa inflável com placas de aço



Fonte: Adaptado de Obermeyer Hydro por Oliveira (2012).

Segundo Oliveira e Bortoni (2012), comportas infláveis são operadas através de uma programação anterior, sendo que o limitador se baseia nos níveis de água mínimo e máximo utilizados como parâmetros para seu acionamento ou desligamento. É constituída de uma bolsa de borracha reforçada, apoiada em uma estrutura de concreto por meio de chumbadores, sendo inflada com água ou ar através de um compressor de ar ou uma bomba de água, conectados a bolsa de borracha com a utilização de um tubo.

De acordo com ESHA (2004), tais comportas apresentam benefícios importantes como o baixo custo, fácil operação e a pouca necessidade de manutenção, sendo então econômica uma vez que a largura da crista é considerável frente à altura da estrutura.

Um tipo de comporta inflável é apresentada na figura 5. Seu princípio de funcionamento é feito a partir de uma bolsa de borracha que envolve painéis de aço atuando como flashboards, que oscilam sua inclinação de acordo com o controle de pressão dentro da bolsa, possibilitando assim ajustar o nível de água na região de montante. O referido dispositivo apresenta como vantagem a possibilidade de ser desativado de maneira ágil em situação de cheias, além da proteção gerada pelos painéis de aço contra objetos flutuantes que possam a vir perfurar a bolsa de borracha (OLIVEIRA e BORTONI, 2012).

- **Ganhos de Rendimento:** Os possíveis ganhos de rendimento podem ser conseguidos através da análise de todo processo de conversão hidroenergética, tendo pra isso como referência o potencial hidráulico atual em relação ao potencial hidráulico aproveitado na época da construção da central hidrelétrica, ou seja, para se conseguir um melhor rendimento global é necessário conseguir ganhos nas partes que compõe a estrutura, como no circuito de adução, turbina, gerador e no circuito de restituição. Vale ressaltar que os maiores ganhos de rendimento são concentrados nos grupos geradores (turbinas e geradores), através de substituições totais ou parciais.
- **Ganhos operacionais:** A técnica da repotenciação possibilita benefícios de garantia física de energia, necessitando para isso um pedido de revisão do valor desta junto ao Ministério de Minas e Energia - MME. Sendo que o valor incremental de energia física, proporcionado pela repotenciação é obtido por meio da seguinte equação: $\Delta GFE = GFE_{novo} - GFE_{antigo}$, no qual ΔGFE é definido como o valor incremental de garantia física de energia tendo como unidade o MWmédio; Já o GFE_{novo} é o valor que leva em conta as modificações propiciadas pela repotenciação e, GFE_{antigo} é o valor que não leva em consideração as modificações propiciadas pela repotenciação. Assim a parcela incremental de energia será somada ao valor de garantia física válida durante a data de publicação da resposta da revisão.

2.6 Modalidades de Repotenciação

De acordo com De acordo com Oliveira (2012), em uma central hidrelétrica o processo de repotenciação pode ser feito em três possíveis modalidades de intervenção, tais modalidades podem ser realizadas de forma conjunta, ou separadas de acordo com alguns fatores como, por exemplo: o estado em que se encontra o aproveitamento hidroenergético, o prolongamento da benfeitoria pretendida e a viabilidade técnica, econômica e ambiental das possíveis intervenções. As modalidades de repotenciação são:

- **Reabilitação:** é a retomada dos principais equipamentos de conversão energética (grupos geradores) para seu estado inicial de operação em termos de potência e rendimento, contribuindo assim para um maior prolongamento da vida útil da usina, juntamente com a economia de custos com indisponibilidade e reparos. Os benefícios energéticos para essa modalidade estão restringidos à potência instalada originalmente, que é a mesma presente no ato de outorga, ou seja, qualquer benefício energético além do original é motivado por melhorias tecnológicas.
- **Revitalização:** é a modalidade que tem a finalidade de garantir uma nova vida útil da usina, ou seja, assegurar um prolongamento de sua vida útil. Vale ressaltar que ela proporciona benefícios energéticos maiores que a modalidade de reabilitação, embora não se caracterize como uma modalidade de ampliação, já que os benefícios energéticos são alcançados através da melhoria ou da troca dos elementos responsáveis pela conversão energética, sendo que tais alterações são restringidas aos circuitos hidráulicos (adução e restituição), como também alterações fundamentais de conformação na casa de máquinas. Esse tipo de modalidade é particularmente aplicável em empreendimentos hidráulicos onde existam folgas no dimensionamento do projeto.
- **Ampliação:** nesta modalidade as intervenções são feitas quando existe um subdimensionamento da usina, isso ocorre quando o potencial hidráulico existente (vazão e queda) se encontra mal utilizado. Essa modalidade requer uma verificação de todo o dimensionamento do empreendimento, como a possibilidade de alteamento da barragem, capacidade dos elementos de descarga (vertedor e dispositivos de

descarga complementares), circuitos hidráulicos (adução e restituição) e a casa de máquinas. Um dos pontos preponderantes de viabilidade neste tipo de intervenção diz respeito ao custo de indisponibilidade da usina, uma vez que alterações na casa de máquinas, construção de um novo circuito hidráulico, ou a inserção de novos grupos geradores pode ser executada, de acordo com as especificidades da usina, com os grupos anteriores ainda em operação durante a realização das intervenções. Esse tipo de modalidade possivelmente se configura como a mais onerosa, embora exista a possibilidade de se ter um custo de indisponibilidade menor.

2.7 Exemplos de Estudo de Caso para Centrais Hidrelétricas.

A PCH Emas Nova, construída entre 1936 e 1942, localizada no Rio Mogi Guaçu, em Pirassununga – SP e a Micro Central Hidrelétrica Quilombo, inserida no rio Jundiaí, em Itupeva – SP, ambas desativadas, foram estudadas para fins de reativação e repotenciação (BERMANN E VEIGA, 2002).

Abaixo se encontra uma breve descrição desses casos:

a) PCH Emas Nova:

- A PCH de Emas novas era uma central de derivação, a fio da água, possuía casa de força com grupo gerador de potência instalada de 4,2 MW.
- Características da turbina Antiga: Marca Oerlikon, turbina do tipo Kaplan com eixo vertical, potência de 4.600 cv, rotação de 225 rpm, vazão de 35,66 m³/s para a potência de 2.000 kW, vazão de 19,33 m³/s para a potência de 1.500 kW, vazão de 17,80 m³/s para a potência de 1.000 kW, vazão de 8,90 m³/s para a potência de 0.50 kW e uma queda de 6,5 m.
- Avaliação Técnica: Já que a potência instalada do grupo gerador da central é maior frente à capacidade de geração da instalação, direcionou-se para a escolha de um novo grupo gerador de capacidade compatível e maior rendimento, fazendo com que a repotenciação da central fosse de valor reduzido e menor prazo. O projeto de repotenciação desta central foi

desenvolvido porque a empresa proprietária, a Elektro, almejava para usufruir do mercado de energia, na época.

- A avaliação hidrológica resultou em uma vazão firme de 33,90 m³/s e uma vazão média de 35,66 m³/s. O novo grupo gerador ficou com uma potência nominal de 2,1 MW; o novo rendimento da turbina ficou em 92 % e do gerador em 98 %; apresentando um fator de capacidade de 90 %.
- Avaliação Econômica de Emas: O custo para repotenciação da central foi de R\$ 975.000,00 em 2002, com um ganho energético de 6.450 MWh (70 %); O ganho real de potência instalada foi de 819 kW (2,59 %); O custo da energia gerada foi de 58,00 R\$/MWh; O índice da instalação foi de 1.590,61 R\$/kW; Amortização do investimento em 3 anos e meio. Já a Reativação possui os seguintes valores: custo da reativação: R\$ 1455.000,00; ganho energético da reativação: 15.670 MWh; potência instalada: 1.988 kW-32,59 %; custo da energia gerada: 28,53 R\$/MWh índice da instalação: 790,48 R\$/kW, o investimento será amortizado em 1 ano.
- Viabilidade Econômica - Oportunidade de negócio: os dados de custo, resultantes das análises da avaliação econômica demonstraram a possibilidade do investimento. Verificou-se que é uma repotenciação de valor elevado, devido à troca do rotor da turbina com o reparo do gerador, com um índice de instalação de 1.591 R\$/kW. A previsão para o resultado do investimento será em torno de 2 a 3,5 anos. Já no caso representado pela reativação da central, o negócio se mostra como uma excelente oportunidade, sendo que o índice de instalação é de 790,00 R\$/kW, valor de geração de 28,50 R\$/kW e retorno do valor investido em torno de 6 meses a 1,5 anos.

b) MCH Quilombo:

- A MCH Quilombo: é uma central do tipo fio da água e de derivação, está inserida no rio Jundiaí (bacia hidrográfica do rio Tietê), na cidade de Itupeva – SP. O início da operação da central foi no ano de 1913. A empresa responsável por sua construção foi a Empresa Luz e Força de Jundiaí, sendo que o encerramento das atividades da central se deu em

1968. Possui casa de força constituída de dois grupos geradores com potência instalada total igual a 867 kW. A tomada d'água da central apresenta uma barragem com vertedor de superfície com a função de favorecer a adução da água no sentido do conduto de baixa pressão com 1 km. Dados técnicos: vazão média de 6,5 m³/s; vazão mínima de 4,2 m³/s; queda nominal de 29 m; 2 grupos geradores, com potência total de 867 kW, eficiência do conjunto 75 % (total).

- Análise técnica: Essa análise foi representada por recentes estudos hidrológicos, hidráulicos, de conformação e de escolha de equipamentos. A opção de reativação demandaria a reconstrução quase total da central. Já a opção de Repotenciação Hipotética englobaria, para fins de estudo, a restauração da máquina anterior com o objetivo de se obter a eficiência das máquinas atuais, mantendo as circunstâncias hidrológicas.
- Avaliação hidrológica: vazão firme de 4,2 m³/s; vazão média de 6,5 m³/s; rendimento do gerador de 98 %; e fator de capacidade: 90 %.
- Novo grupo gerador: potência nominal de 1,61 MW e rendimento da turbina de 92 %.
- Avaliação econômica: A repotenciação teve um custo de R\$ 575.000,00, benefício energético de 4.541 MWh (50 %), ganho real de potência instalada de 576 kW (21 %). O valor da nova venda de energia seria 53,67 R\$/MWh e o índice de instalação é de 1.528,42 R\$/kW; O retorno do investimento seria em torno de 3,5 anos.
- Reativação: A reativação custaria R\$ 2.710.000,00 e o benefício energético da reativação seria de 11.315 MWh. A potência instalada seria de 1.615 kW (21 %); o valor da energia produzida de 73,50 R\$/MWh e o índice de instalação de 1.782,44 R\$/kW. O investimento retornaria no período aproximado de 4,5 anos.
- Viabilidade Econômica: A partir dos levantamentos de custo referentes ao processo de reativação e repotenciação, ambas se mostraram possíveis de serem executadas. Vale ressaltar que o processo da repotenciação só se apresenta executável a partir da restauração dos elementos geradores e com o requisito de ser realizado no período em que o fator de capacidade apresenta limites reduzidos, estabelecendo assim maior

quantidade de energia nos cálculos de retorno do capital investido. Entretanto seu índice de instalação de 1.528,00 R\$/kW é classificado como elevado. A viabilidade econômica da repotenciação acontecerá no período de 2 a 3 anos e meio, a depender das transações no mercado de energia, já o processo de reativação apresentará retorno do investimento no período de 2 a 4 anos e meio.

c) PCH Lajeado:

- Outro caso que revelou a aplicabilidade da repotenciação foi o da PCH Lajeado, localizada no município de Lajeado, estado do Tocantins, construída em 1971 pelas Centrais Elétricas de Goiás – CELG e adquirida, em 2006, pela Enel Green Power. É uma usina a fio d'água, com características de uma central de desvio, com 1,8 MW de potência de concessão e geração histórica média anual de 13.747 MWh.
- Conforme Oliveira (2017) a revisão dos estudos hidrológicos comprovou um subdimensionamento da usina frente às vazões afluentes disponíveis, sendo que os estudos de repotenciação indicaram um ganho de vazão da ordem de 8,8 m³/s. Já a queda líquida antiga, que era de 90 m, passou a ser de 104,5 m. Nestes estudos de repotenciação, entre as 4 alternativas consideradas, a melhor alternativa (modalidade ampliação) foi estruturada na adição de um novo circuito de adução e uma nova casa de máquinas com 2 unidades geradoras, cujo incremento de potência instalada chegou a 8 MW, a um custo final de 3.668 R\$/kW.
- Discussões e Resultados: é difícil estabelecer um valor que possa ser tomado como investimento típico em um projeto de repotenciação e, considerando os custos de investimento para as quatro alternativas de repotenciação da PCH Lajeado - TO, segundo Oliveira (2017) que um valor médio de investimento de 2.365 R\$/kW (referente a janeiro de 2010). Contudo, após etapa de otimização da potência instalada o autor apresentou como resultado um custo de 3.668 R\$/kW, incluindo sistema de transmissão associado e juros de 10 % ao ano, para potência de 8 MW.

2.7.1 Centrais Hidrelétricas do Tocantins

Nesse tópico são abordadas algumas centrais hidrelétricas do estado do Tocantins, com os principais pontos relativos à operação das mesmas, bem como o ano de início de operação, potência instalada, localização e etc. O estado do Tocantins apresenta 12 centrais geradoras hidrelétricas em operação (ANEEL, 2018), sendo elas: CGH Corujão, CGH Ponte Alta do Bom Jesus, CGH Fazenda Jedai, CGH Buritirana, CGH Bagagem, CGH Mateiros, CGH Peixinho, CGH Sirivera, CGH Tapuias, CGH Sucuri, CGH Palmeiras e CGH Piabanha do Tocantins.

A Central Hidrelétrica de Sirivera está localizada no Município de Ponte Alta do Bom Jesus-TO (Latitude 11°55'28,04" e Longitude 46°16'52,32"), distante 405 km da capital Palmas – TO. Sua operação se iniciou no ano de 2016 (ANEEL, 2018). A CGH apresenta potência instalada de 1.800 kW, onde aproveita uma queda bruta de 17,25 m no Ribeirão Bonito (sub-bacia 21 do Rio Tocantins), demais características são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4: Dados Básicos da CGH Sirivera

Área da bacia de drenagem	398,78 km ²
Área estimada do reservatório	0,05 km ²
Vazão média de longo Termo	14,17 m ³ /s
Queda Líquida de Referência	16,61 m
Tipo de Usina	Fio d'água
Número de unidades	1
Potência de concessão	1.800 kW

Fonte: ZX ENERGIA (2017).

A CGH Corujão (Figura 7) está instalada no Município de Araguaína - TO (Latitude 7°12'35" e Longitude 48°14'15"), distante 424 km da capital Palmas, e iniciou sua operação no ano de 1971. A central aproveita 7,6 m de queda bruta nominal do Rio Lontra (Bacia do Araguaia) e sua potência de concessão é de 680 kW. Demais dados referentes à operação da central estão relacionados na Tabela 5.

Tabela 5: Dados Básicos da CGH Corujão

Área da bacia de drenagem	449 km ²
Área estimada do reservatório	2,96 km ²
Queda bruta nominal	7,6 m
Tipo de usina	Fio d'água
Número de unidades	1
Produção média anual (2001-09)	3.902 MWh
Potência de concessão	680 kW

Fonte: ENEL (2013).

Figura 6: Barragem da CGH Corujão



Fonte: Portal o Norte (2013).

A PCH de Taguatinga encontra-se em operação desde 21 de janeiro de 1983 (ANEEL, 2013). Está localizada no Município de Taguatinga - TO (latitude 12°28'13" e longitude 46°26'48") e inserida no Ribeirão do Abreu, o qual é pertencente a Bacia do Rio Tocantins, sendo de responsabilidade da empresa proprietária Enel, possui uma potência outorgada de 1.800 kW. Alguns dados operativos da PCH se encontram na Tabela 6 (ANEEL, 2013).

Tabela 6: Dados operativos PCH Taguatinga

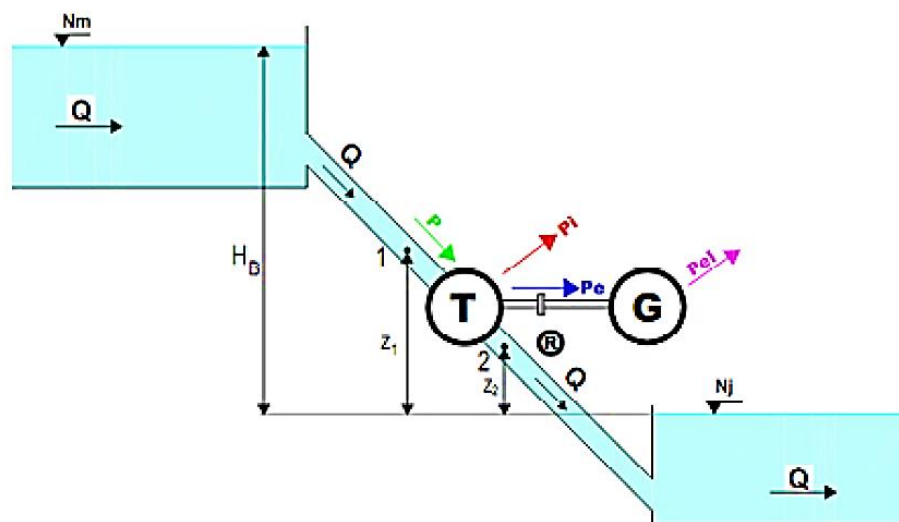
Vazão turbinada	4,55 m ³ /s
Queda líquida	45,90 m
Tipo de usina	Fio d'água
Número de unidades	1
Potência de concessão	1.800 kW

Fonte: ANEEL (2013).

3. METODOLOGIA

O processo de transformação energética em um empreendimento hidrelétrico ocorre em etapas, sendo que em cada etapa têm-se perdas de energia, a partir das quais são definidas as respectivas potências e rendimentos durante essa conversão. O esquema hidráulico representado na figura 7 evidencia essa transformação: dois reservatórios, circuito hidráulico, turbina hidráulica (T), gerador elétrico (G) e regulador de velocidade (R).

Figura 7: Perfil hidráulico esquemático de uma usina hidrelétrica



Fonte: Oliveira (2017).

Segundo Oliveira (2017), o escoamento que ocorre no conduto que interliga os dois reservatórios (de montante e jusante) se dá exclusivamente pela ação da gravidade, de onde passa pela turbina (T) e aciona o gerador (G), de forma que a rotação do conjunto (n) é controlada pelo regulador de velocidade (R). Onde: Q - vazão (m^3/s); N_m - Nível de montante (m), N_j - Nível de jusante (m), H_B - Altura de queda bruta ou queda bruta (m); e γ - peso específico da água (N/m^3). Sabendo que a referência é o nível de jusante (N_j), e que os pontos 1 e 2 representam a entrada e a saída da turbina, respectivamente, então define-se as quedas, potências ($P_B =$ Potência Bruta e $P_u =$ Potência útil) e rendimentos como é realizado a seguir.

A altura de queda bruta ou queda bruta, H_B , é conceituada como sendo a diferença de cotas entre os limites de nível máximo normal montante e normal jusante ($N_m - N_j$), ou seja, a potência bruta é dada pela seguinte relação:

$$P_B = \gamma Q H_B \quad (1)$$

Oliveira (2017) expõe que inicialmente a energia, que é resultante da altura de queda bruta, entra na tubulação, mas nem toda ela é utilizada pela turbina, uma vez que ao longo do caminho existe uma série de equipamentos e/ou dispositivos responsáveis por perdas de energia. Tais dispositivos são representados por: grades, limpa grades, comportas, válvulas, bifurcações e etc. A partir desse decréscimo tem-se uma nova parcela de energia chamada de queda útil ou queda disponível (H) é essa energia que vai entrar na turbina para acioná-la de fato.

Sendo:

$$H_B = H + h_{pca} \quad (2)$$

Onde, h_{pca} = perda de energia referente ao trajeto no circuito de adução até a entrada na turbina (m).

A partir daí temos a potência disponível ou potência útil (P), que é a potência realmente disponível para turbina, representada por:

$$P = \gamma Q H \quad (3)$$

Ou também

$$P = \eta_{ca} \cdot P_B \quad (4)$$

Onde, η_{ca} = rendimento do circuito hidráulico (OLIVEIRA, 2012).

A partir da queda útil ainda temos mais decréscimos de energia decorrentes da própria turbina, conforme Macintyre (1983), essa perda é gerada por duas parcelas, sendo uma originada por decréscimos resultantes de atritos, turbilhonamentos, vórtices e irregularidades no escoamento, são as chamadas

perdas de carga na turbina sendo representadas por: $J\varepsilon$. Já a outra parcela, Jq , é relacionada às perdas de vazão atuante na turbina, provocada por folgas presentes entre o receptor e as paredes fixas.

Logo essas perdas contribuem para que só chegue no receptor de fato uma parcela de energia denominada de queda motriz (H_m).

Assim tem-se:

$$H = H_m + J\varepsilon + Jq \quad (5)$$

ou escrevendo a mesma equação da seguinte forma:

$$H_m = H - J\varepsilon - Jq \quad (6)$$

Já o rendimento interno da turbina, determinado de forma experimental, é dado pela seguinte expressão:

$$\eta = \frac{P_i}{P} \quad (7)$$

Sendo P_i definida como a potência interna da turbina (OLIVEIRA, 2017).

Conforme mesmo autor Macintry (1983), da quantidade disponível de queda motriz H_m , parcela deste valor denominada de J_p é utilizada para eliminar as resistências mecânicas passivas, localizadas, sobretudo nos mancais e em elementos auxiliares ligados diretamente a estrutura da unidade. Com isso resta uma quantidade menor de energia denominada de H_u (queda útil final), que é empregada para o acionamento do gerador elétrico. Assim temos a seguinte equação representativa do processo:

$$H_m = H_u + H_p \quad (8)$$

Já o rendimento mecânico é:

$$\eta = \frac{P_e}{P_i} \quad (9)$$

O rendimento total da turbina assim definido:

$$\eta_T = \eta_i + \eta_m \quad (10)$$

Com isso temos que a potência do eixo que é escrita da seguinte forma:

$$P_e = \eta Q H_u \quad (11)$$

ou também escrita da seguinte forma:

$$P_e = \eta_t \cdot P \quad (12)$$

A potência elétrica, P_{el} , que também pode ser denominada de potência gerada é dada por:

$$P_{el} = \eta_g \cdot P_e \quad (13)$$

Oliveira (2017) afirma que por meio de experimentos adequados são determinadas as perdas no gerador e seu rendimento é definido por:

$$\eta = \frac{P_{el}}{P_e} \quad (14)$$

Com isso temos o rendimento global da usina, η_{global} dados pela seguinte relação:

$$\eta_{global} = \eta_{ca} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \quad (15)$$

implicando em:

$$P_{el} = \eta_{global} \cdot P_B \quad (16)$$

O que resulta em uma potência gerada por usina hidrelétrica dada por:

$$P_{el} = \eta_{ca} \eta_t \eta_g P_B \quad (17)$$

De acordo com a resolução da ANEEL nº 420, Art. 2º, a Potência instalada, P_{inst} , é aquela que estabelece o porte da central geradora com os objetivos de outorga, regulação e fiscalização. Ela é dada pelo somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras principais da central. Já a potência elétrica ativa nominal de uma unidade geradora é conceituada como sendo a máxima potência elétrica ativa possível de ser alcançada nos terminais do gerador elétrico, respeitando os limites nominais do fator de potência, e atestados através dos dados de geração ou por meio de ensaio de desempenho (OLIVEIRA, 2012).

A partir de um número “n” de unidades geradoras, a definição de potência instalada pode ser dada pela seguinte relação:

$$P_{inst} = \sum_1^n (P_{el})_n \quad (18)$$

Com isso chegamos à conclusão que a energia gerada em uma usina hidrelétrica é relacionada ao rendimento do circuito hidráulico de adução, do rendimento da turbina, do rendimento do gerador, da vazão e da queda bruta (OLIVEIRA, 2019).

Sendo assim temos:

$$E = E(\eta_{ca}, \eta_t, \eta_g, Q, H_B) \quad (19)$$

3.1 Método do Ganho Máximo Teórico

O estudo de viabilidade pode ser, de maneira geral, oneroso. As avaliações técnicas iniciais podem permitir, num primeiro momento, a execução de uma simulação de potenciais ganhos com a repotenciação. Assim inicia-se um estudo dos benefícios energéticos, considerando em um momento inicial a tese de que um rendimento máximo teórico seja atingido pelos grupos geradores. O que pode ser somado com a premissa do aproveitamento ótimo de vazões afluentes e das quedas existentes, de forma acessível e econômica. Esta primeira abordagem consolida o método do ganho máximo teórico. A partir daí, pode-se prosseguir ou não para um estudo completo de viabilidade técnica, econômica e ambiental, se necessário (OLIVEIRA, 2017).

O rendimento máximo teórico está relacionado ao estado tecnológico dos atuais dispositivos presentes no mercado. Na atualidade o valor de 0,92 de rendimento máximo teórico para um grupo gerador poderá ser utilizado, ou seja, os valores de 0,94 e 0,98 de rendimento para turbina e gerador, nesta ordem (OLIVEIRA, 2012). Rendimentos máximos teóricos mais conservadores também podem ser usados.

Oliveira (2012) afirma que a simulação preliminar é iniciada a partir de informações de entrada, as quais são constituídas por dados técnicos existentes, sendo utilizados para uma descrição das peculiaridades dos grupos repotenciados e a projeção dos benefícios econômicos e energéticos. As despesas da repotenciação são previstas nessa etapa.

Os dados técnicos, fundamentais, são constituídos pelas seguintes informações: hidrologia (vazões características), topografia, curvas de comportamento das máquinas, dados de mercado; dados de placa dos grupos geradores; além de uma série histórica relativa à operação da central (potências, rendimentos, níveis de montante e jusante, energia produzida, fator de disponibilidade, etc.). Na inexistência de informações de ordem técnica que caracterizem dados para iniciar a simulação do ganho máximo teórico, a depender do critério utilizado na simulação, poderá ser empregado dados presentes em literatura para uma avaliação preliminar (OLIVEIRA, 2012).

Oliveira (2012) expõe que nesta etapa inicial são listadas as limitações de ordem técnica, dentre as quais se verificam as limitações de ordem ambiental que,

ocasionalmente, podem restringir as intervenções ou até impossibilitá-las, originando a escolha da melhor modalidade de repotenciação da CGH.

As etapas de hierarquização das avaliações técnico-econômicas são aplicadas de acordo com as singularidades presentes em cada empreendimento hidráulico, da realidade econômica e os modelos de negócio da empresa, além da presença de informações técnicas precisas (OLIVEIRA, 2017).

Outro ponto importante da repotenciação diz respeito ao licenciamento ambiental, que geralmente segue os mesmos passos para um empreendimento novo, excetuando-se os casos que ocorrem alagamentos de áreas novas (expansão da área alagada) ou casos extremos. Ou seja, na repotenciação os aspectos ambientais não atuam como um elemento que restringe a sua aplicabilidade (OLIVEIRA, 2012).

Por meio do fluxograma em anexo, é apresentada uma proposta de modelo para Análise da Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental da repotenciação de centrais hidrelétricas. A partir da obtenção de dados constituídos por estudos hidrológicos (vazões características), levantamentos topográficos (altura de queda), levantamentos em circuitos hidráulicos (análise de dimensionamento), levantamentos e ensaios em grupo geradores (rendimentos e estado de operação), levantamentos geológicos e geotécnicos (viabilidade de ampliações), e juntando-se a isso o estudo criterioso do presente estado dos equipamentos e seu tempo restante de operação, pode-se então estabelecer a modalidade mais adequada para a realização da repotenciação que podem ser de três tipos: reabilitação, revitalização ou ampliação (OLIVEIRA, 2012).

Para a realização deste trabalho, será usada a metodologia descrita no fluxograma da figura 8 onde é considerado simplificações relativas à redução das etapas apresentadas no fluxograma em anexo, sendo que as etapas determinantes deste trabalho serão representadas por: diagnósticos e avaliações preliminares; simulação do ganho máximo teórico com a repotenciação, definição das modalidades de repotenciação (reabilitação, revitalização ou ampliação) e avaliação técnico-econômica preliminar, indicando à melhor alternativa para repotenciação da CGH Bagagem.

Seguindo o fluxograma da metodologia adotada nesse trabalho (figura 8), será realizada inicialmente uma análise dos dados constantes no relatório ambiental simplificado, disponibilizado pelo órgão ambiental NATURATINS (2010), os dados

disponibilizados são constituídos por dados de placa do grupo gerador como potência nominal, rotação e o tipo de turbina instalada; dados de vazões (vazão média de longo termo, vazões máximas e mínimas); imagens representativas do empreendimento e as características do circuito hidráulico de adução (dimensões, vazão turbinada, altura de queda, rendimentos e etc.). A partir do conhecimento atual de operação da CGH bagagem, são então definidas possíveis alternativas de repotenciação frente ao que é disponível na região de estudo.

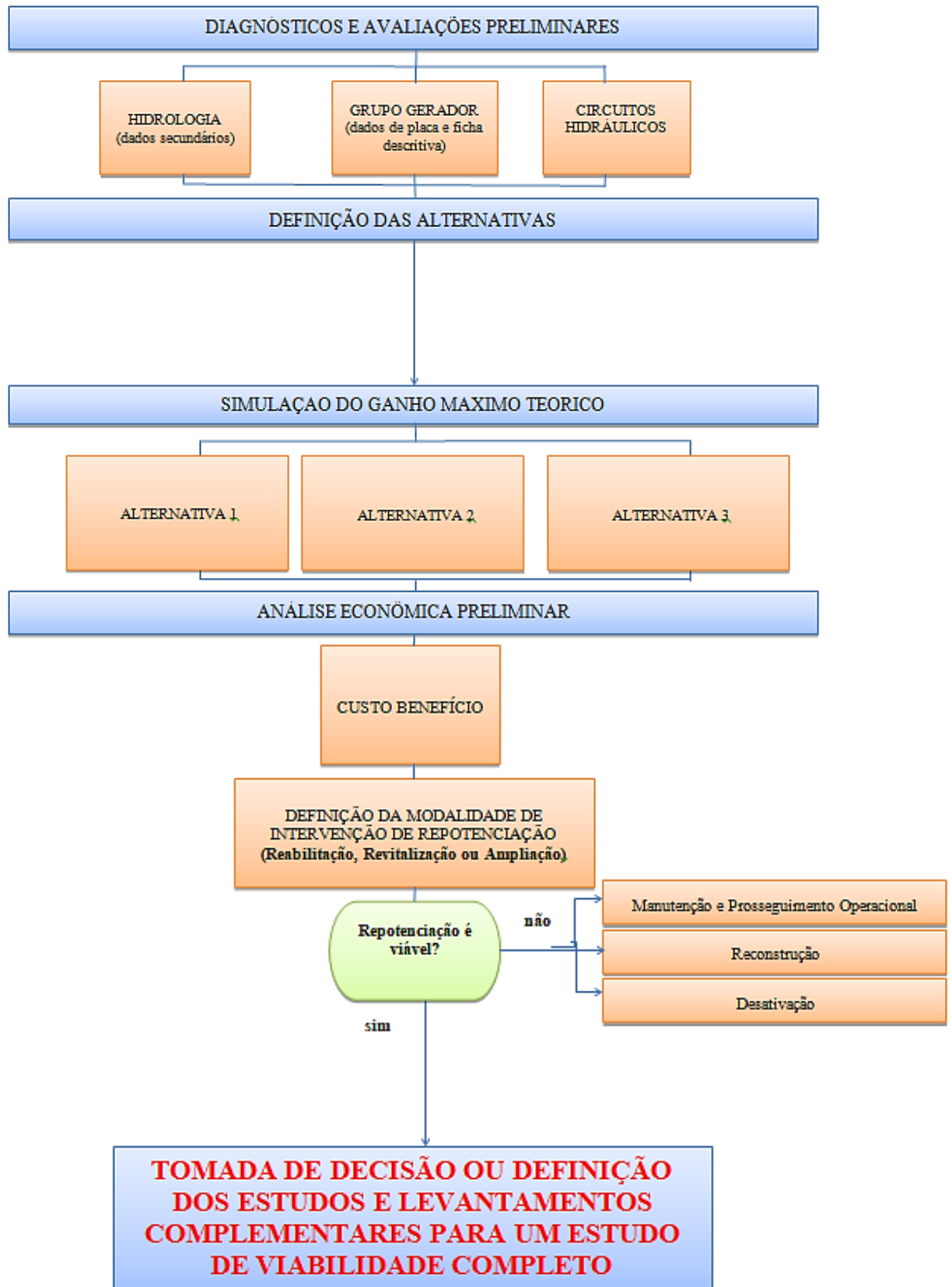
As definições das alternativas de repotenciação foram realizadas partindo-se da premissa do aproveitamento ótimo do potencial hidráulico disponível na região de estudo. O que resultou em três possíveis alternativas de repotenciação, onde foi estimado que o rendimento máximo teórico a ser alcançado no grupo gerador seja de 0,80.

Então foi realizado o dimensionamento das alternativas, tendo como base as Diretrizes Para Estudos e Projetos Básicos de Pequenas Centrais Hidrelétricas-PCH (2000). Após o dimensionamento inicial, são definidas as novas potências instaladas para cada arranjo; com isso uma estimativa de custo preliminar pode ser efetuada por meio de curvas de custos, essas curvas são utilizadas para se ter uma referência dos preços praticados no mercado.

Com as estimativas de custos desenvolvidas, será realizada uma análise econômica do investimento por meio do fluxo de caixa, onde serão consideradas as receitas (entradas) e saídas (despesas), para um horizonte de 20 anos do empreendimento. Assim poderá ser verificado um benefício econômico anual para cada alternativa, onde será possível estimar o tempo de retorno de cada alternativa e escolher a mais viável.

Após a realização dos respectivos benefícios econômicos das alternativas, poderá ser definido o arranjo mais eficiente em termos de rentabilidade econômica e produção energética. Permitindo então a tomada de decisão quanto à aplicação da modalidade de repotenciação, ou a definição de estudos e levantamentos que descrevam a possibilidade de repotenciação de forma ampla.

Figura 8: Fluxograma para aplicação do Método do Ganho Máximo Teórico



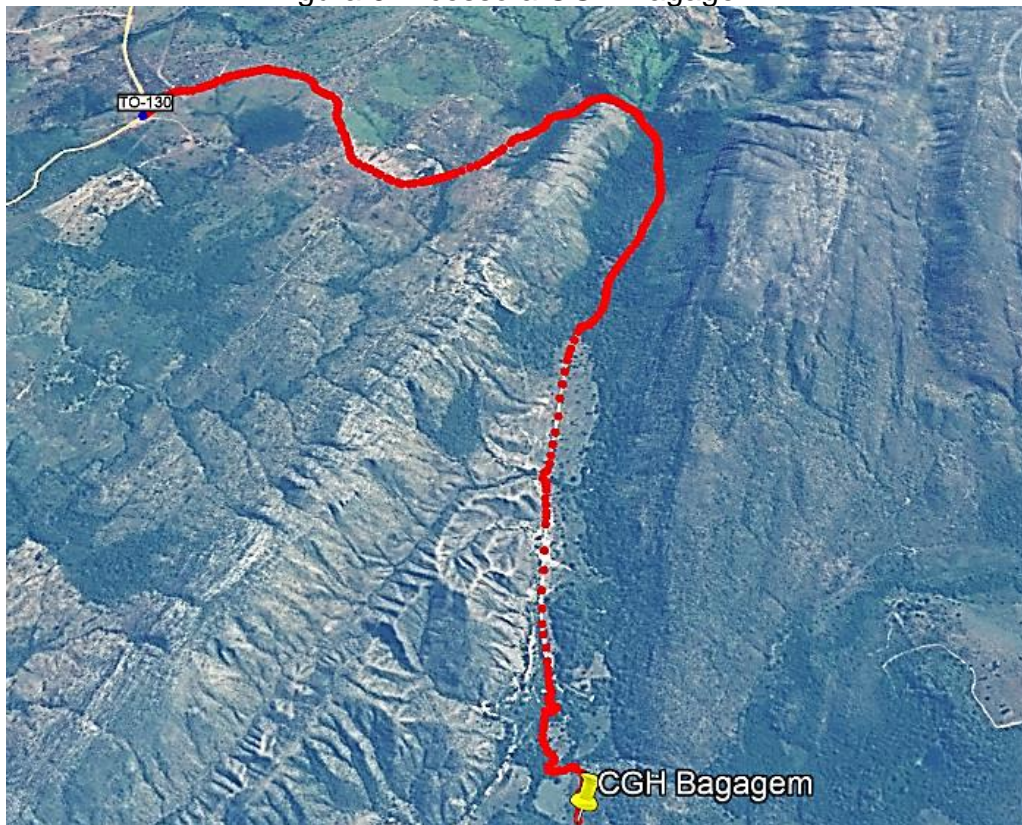
Fonte: Oliveira - Adaptado (2019).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Descrição da Central Hidrelétrica de Bagagem.

Conforme informações presentes no relatório ambiental simplificado (NATURATINS, 2010), a CGH Bagagem encontra-se instalada no Rio Bagagem (sub-bacia 21), pertencente à bacia hidrográfica do Rio Tocantins, sendo que os principais contribuintes na região de montante da CGH são os córregos Pedra e Sucuriú, com os respectivos comprimentos de talvegue de 11,5 km e 14,5 km. A área de drenagem total do Rio Bagagem é de 158,5 km², já na região de montante da central a área é de 130 km² e o comprimento do talvegue é 24 km. O acesso ao empreendimento pode ser realizado pela rodovia TO-130 distante, 7,35 km da central, como mostrado na figura 9:

Figura 9: Acesso a CGH Bagagem



Fonte: Adaptado de Google Earth (2019).

A central teve sua construção iniciada em 1970 e foi finalizada no ano de 1977; seu arranjo é constituído por uma barragem vertedora (figura 10), tomada d' água, canal de adução, câmara de carga, conduto forçado e uma casa de máquinas

onde abriga um grupo gerador, sua potência de concessão é de 480 kW, sendo que deste valor só é gerado em média 200 kW, ou seja, apresenta uma produção anual de energia no valor de 1.752 MWh (NATURATINS, 2010). Evidenciando a existência de folgas no dimensionamento, o que demonstra uma possível viabilidade para o processo de repotenciação.

4.1.2 Hidrologia

A partir dos estudos hidrológicos elaborados pela empresa ENEL Green Power, controladora da empresa Alvorada Energia S/A, conforme Naturatins (2010), o aproveitamento possui uma vazão média de longo termo (Qmlt) no valor de 3,77 m³/s e uma vazão média de 5,30 m³/s; já as vazões máxima e mínima mensais são, respectivamente, 12,06 m³/s (março de 1947) e 2,27 m³/s (setembro de 1983). As vazões representativas do empreendimento estão relacionadas nas Tabelas 7 e 8.

Tabela 7: Vazões Médias, Mínimas e Máximas Mensais (m³/s) do Rio Bagagem entre os anos de 1931-2000

Vazão	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Julho	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Média	4,82	5,15	5,44	4,59	3,43	2,97	2,79	2,66	2,66	2,93	3,47	4,33
Mínima	3,10	3,04	3,18	3,04	2,67	2,46	2,39	2,34	2,27	2,30	2,60	2,86
Máxima	8,22	10,47	12,06	7,15	5,63	4,01	3,60	3,42	3,28	3,96	5,82	8,98

Fonte: ENEL Green Power/ Alvora Energia (2010).

4.1.3 Pluviometria

Levantamentos hidrológicos realizados pela empresa proprietária, na região onde se localiza a central hidrelétrica de Bagagem, indicaram o valor de 1.600 mm para a precipitação média anual; 1.157 mm como precipitação mínima observada no ano de 1986 e 2.189 mm de precipitação máxima observada em 2009, tais informações estão relacionadas na tabela 9.

Tabela 8: Série Histórica de Vazões Médias Mensais (m³/s) do período de 1970 a 2000

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1970	4,89	4,16	5,89	3,66	3,09	2,86	2,79	2,71	2,67	3,01	3,34	3,14
1971	3,10	3,04	3,18	3,50	2,85	2,74	2,60	2,53	2,52	2,90	3,43	3,57
1972	3,40	3,79	3,91	3,70	2,89	2,75	2,73	2,60	2,57	2,80	3,08	3,40
1973	3,53	3,83	4,11	4,03	3,22	2,91	2,78	2,72	2,68	3,17	3,31	3,33
1974	4,23	4,40	6,38	5,29	4,22	3,24	2,99	2,87	2,74	3,11	3,42	3,67
1975	4,08	5,01	5,08	5,80	3,59	3,34	3,27	3,04	2,90	3,13	3,44	3,53
1976	3,66	4,66	4,06	3,84	3,24	2,56	2,40	2,34	2,60	3,49	4,59	4,70
1977	6,17	5,75	4,84	5,06	3,48	2,80	2,56	2,36	2,32	2,99	3,12	4,97
1978	6,49	7,71	6,82	5,33	4,15	3,17	2,74	2,45	2,38	3,06	2,95	5,07
1979	7,36	7,71	5,36	4,51	3,21	2,76	2,58	2,48	2,65	2,74	3,92	4,29
1980	5,49	8,50	4,74	5,16	3,19	2,83	2,64	2,46	2,55	2,51	5,70	6,28
1981	5,38	3,96	6,31	4,95	3,19	3,07	2,71	2,51	2,39	3,48	5,82	4,98
1982	8,22	4,68	5,29	4,17	2,95	2,69	2,56	2,45	2,43	2,65	2,96	3,12
1983	7,15	6,35	4,73	3,93	2,72	2,52	2,39	2,35	2,27	2,70	3,41	4,41
1984	3,68	4,44	5,10	4,36	2,93	2,55	2,42	2,37	2,44	2,84	2,73	3,81
1985	6,96	4,45	5,06	5,44	3,61	2,78	2,60	2,51	2,43	3,22	3,89	6,20
1986	6,22	5,32	4,50	4,88	3,37	2,83	2,68	2,55	2,44	3,16	3,40	4,52
1987	3,85	4,49	6,27	4,09	3,06	2,69	2,53	2,46	2,46	2,80	3,30	4,41
1988	4,28	5,39	6,71	3,93	2,85	2,58	2,46	2,39	2,33	3,33	2,89	7,59
1989	4,51	5,09	4,83	3,73	2,99	2,62	2,53	2,45	2,43	2,76	2,90	8,74
1990	4,08	4,54	5,03	4,02	3,09	2,65	2,54	2,48	2,61	2,62	2,60	3,99
1991	4,97	3,91	4,53	4,86	3,35	2,63	2,47	2,38	2,44	2,45	3,34	3,89
1992	5,41	10,47	3,89	3,49	2,83	2,53	2,44	2,35	2,45	2,36	4,14	8,98
1993	5,11	3,39	3,76	3,49	2,81	2,46	2,40	2,35	2,43	2,65	2,68	3,49
1994	4,31	4,64	5,71	5,25	2,87	2,65	2,51	2,37	2,29	2,30	3,69	3,93
1995	4,13	5,44	5,38	6,98	4,25	3,00	2,83	2,76	2,64	2,95	3,34	4,73
1996	3,70	3,36	4,80	4,15	3,08	2,75	2,57	2,58	2,49	2,85	3,88	3,59
1997	5,84	4,22	6,86	4,57	3,93	3,33	2,82	2,69	2,76	2,90	2,85	3,75
1998	3,80	3,86	4,22	3,26	2,87	2,50	2,44	2,58	2,57	2,59	3,50	4,23
1999	4,88	3,89	4,84	3,32	3,22	2,82	2,66	2,58	2,64	2,57	4,04	4,80
2000	5,29	6,25	6,39	5,14	3,69							

Fonte: ENEL Green Power/Alvorada Energia (2010).

Tabela 9: Precipitações Médias Mensais, Período (1975-2009)

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
1975	230,8	236,8	247,7	137,9	19,9	0	11	1	0	127,6	235,4	198,1	1446,2
1976	153,6	238,3	163	96,1	103,9	0	0	0	113,3	150,5	201,5	255,7	1475,9
1977	357,3	234	208,8	231,3	95,2	4	0	0	39,5	193,4	256,3	326,3	1946,1
1978	169	449,3	239,1	69,8	75,1	58,6	28,6	0	55,3	94,8	127	186,9	1553,5
1979	392	321,7	284,5	190,5	69,5	0	0	25,3	58,5	143,9	335,4	179,2	2000,5
1980	354	446,8	176,8	162,9	22,2	0	0	0	11,1	63,8	426,5	362,8	2026,9
1981	239,9	92	391,8	88	11	21,2	4	3	0	138	286	165,7	1440,6
1982	433	287,5	227	84,2	2	0	0	10,2	39,7	82,5	195,1	155,7	1516,9
1983	471,5	240	274	15	0	0	0	0	6	114,7	173	308	1602,2
1984	110,8	259,7	228,3	129,4	4	3	0	15,2	46,1	154,8	86,7	202,8	1240,8
1985	341	168,2	232,1	110,3	70,9	0	2	0	36,1	187,2	207,4	418	1773,2
1986	256,2	193,3	180,4	151,9	9,2	1	0	0	7,4	114,8	111,9	130,9	1157
1987	152,3	161,2	338,6	53,4	8	0	0	0	25,6	79,4	237	299,5	1355
1988	244,3	202,2	223,8	233,6	9,1	6	0	0	0	135,6	194,1	288,2	1536,9
1989	239,1	181,9	169,2	126,5	74,8	0	12,2	3	25,2	106,9	182	434,5	1555,3
1990	138	208,4	161,8	70,5	59,9	0	0	14,4	45,3	150	157	205,9	1211,2
1991	234,2	141,2	246,4	210,8	6,2	0	0	0	21,5	28,5	274,5	159,9	1323,2
1992	296	272,7	136,9	95	3	0	0	0	58,8	102,3	263,9	532,2	1760,8
1993	143	260	119,3	78,4	90,3	0	0	13	35,1	112,3	95,6	230,4	1177,4
1994	240,9	233,8	399	264,3	17,5	15,4	0	0	3	47,5	153	248,4	1622,8
1995	176,9	264	250,5	354,3	103,3	0	0	0	0	124,2	232,6	203,9	1709,7
1996	175,6	120,1	397,5	70,5	26,1	0	0	0	5,5	241,8	360,2	121,7	1519
1997	337,6	227	445,8	189,8	68,6	5,8	0	0	53,9	145	114,4	332,9	1920,8
1998	273,3	116,8	173,6	16,1	107,4	0	0	0	3,2	77,6	307,6	349,2	1424,8
1999	267,5	216,2	229	57,6	41,4	4,4	0	0	55,9	145,3	319,7	392,9	1729,9
2000	282,6	354,8	197	184,9	5,1	1,6	0	0	31,7	155,3	274,4	432,3	1919,7
2001	137,3	198,4	454,9	124,5	63,1	2,8	0	0	41,7	188	284	422	1896,7
2002	409,8	197,5	192	135	12,8	0	0	0	63,8	60,3	137,7	280,4	1489,3
2003	234,9	197,9	350,8	191,7	73	0	0	27,4	3,9	106,1	254,4	233,3	1673,4
2004	375,7	422	337,2	84,4	0	1,9	7,8	0	1,8	40,5	123,6	194,8	1589,7
2005	275,8	227,6	309,2	90,4	48,5	0	0	0,8	11,9	55,9	195,3	283,5	1498,9
2006	157,4	451,7	307,5	253,2	128,8	0	0	0	103,4	124,3	172,3	223	1921,6
2007	249,4	363	121,3	86,6	12,6	0	0	0	6,8	48,8	204	108,3	1200,8
2008	304,2	358,3	388,5	158,8	16,5	2	0	0	11,4	50,8	398,3	245,9	1934,7
2009	307,1	301,5	237,3	130	355	10,8	0	0	55,1	170,3	263,7	358,6	2189,4
Média	261,8	252,7	258,3	135,1	51,8	4,0	1,9	3,2	30,8	116,1	223,5	270,6	1609,7

Fonte: ENEL Green Power/Alvorada Energia (2010).

4.1.4 Barragem Vertedora

A barragem da CGH Bagagem foi construída em concreto armado (figura 10), com soleira vertente, possuindo uma altura máxima de 1,34 m, comprimento total de 20,60 m e cota da crista no valor de 440,06 m.

Figura 10: Barragem de soleira vertente



Fonte: Naturatins (2010).

4.1.5 Circuito Hidráulico de Adução

O circuito hidráulico de adução da central em estudo é constituído pelas seguintes estruturas: tomada d'água (incorporada à barragem) com comporta, canal de adução moldado em concreto com extravasor lateral, câmara de carga com grade e um conduto forçado de aço.

A verificação da atual condição do circuito hidráulico foi realizada a partir de levantamentos de informações básicas de projeto, como as dimensões (diâmetros, comprimento, altura e largura) das estruturas e/ou dispositivos já citados, e também por meio da avaliação de capacidade das estruturas em atender as condições estabelecidas no projeto inicial em termos de vazão e queda, utilizando-se de equações de dimensionamento. As estruturas constituintes do circuito hidráulico estão representadas na figura 11.

Figura 11: Arranjo geral da CGH Bagagem

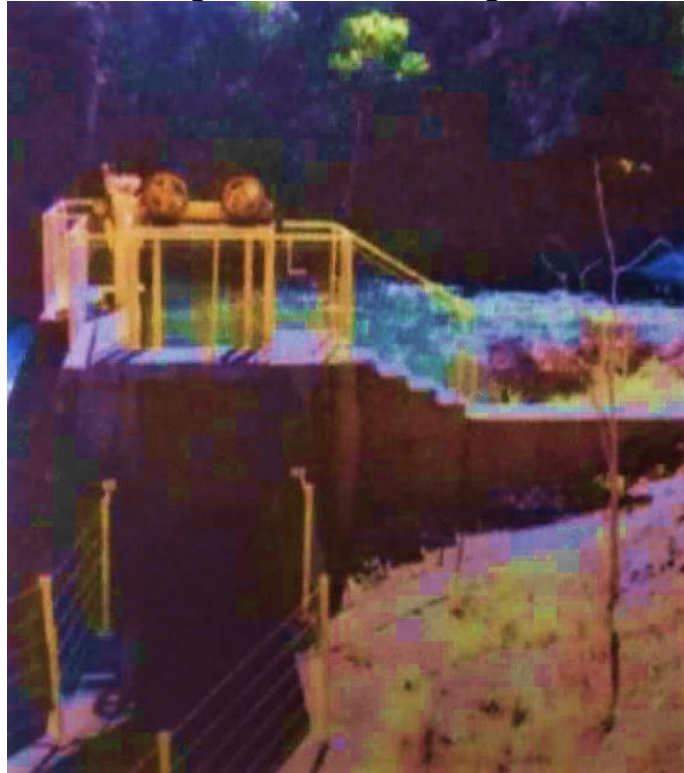


Fonte: Google Earth- Adaptado (2019).

4.1.5.1 Tomada d'água

A tomada d'água da CGH Bagagem é incorporada à barragem, e tem a função de conduzir o volume de água do reservatório em direção ao circuito hidráulico, a qual contém uma comporta deslizante como mostrado na figura 12. As dimensões de projeto para a tomada d'água são as seguintes: comprimento de 3,51 m, altura de 3,02 m e largura de 2,66 m.

Figura 12: Tomada d'água



Fonte: Naturatins (2010).

4.1.5.2 Canal de Adução.

O canal de adução da central foi moldado em concreto armado, possuindo seção em formato retangular (figura 13), com as dimensões relacionadas na Tabela 10:

Tabela 10: Vazão Máxima Admissível no Canal de Adução

Grandeza	Valores	Unidades	Observações
Comprimento (Lca)	33,98	m	Medido no campo
Largura (Llca)	1,15	m	Medido no campo
Altura (hca)	1,79	m	Medido no campo

Fonte: Naturatins (2010).

Figura 13: Canal de adução com cerca de proteção e extravasor lateral



Fonte: Naturatins (2010).

4.1.5.3 Câmara de Carga

Essa estrutura tem como função possibilitar a transição entre escoamentos, inicialmente representado pelo escoamento no canal de adução, que se encontra sobre efeito da pressão atmosférica, para o escoamento sob pressão que ocorre no conduto forçado. Atuando também no sentido de minimizar o efeito do golpe de aríete dentro do conduto forçado decorrente do fechamento repentino do dispositivo de controle de vazões turbinadas, além de fornecer água ao conduto forçado em situações de abertura brusca do dispositivo citado, até se firmar o regime permanente de escoamento dentro do canal de adução (OLIVEIRA, 2012).

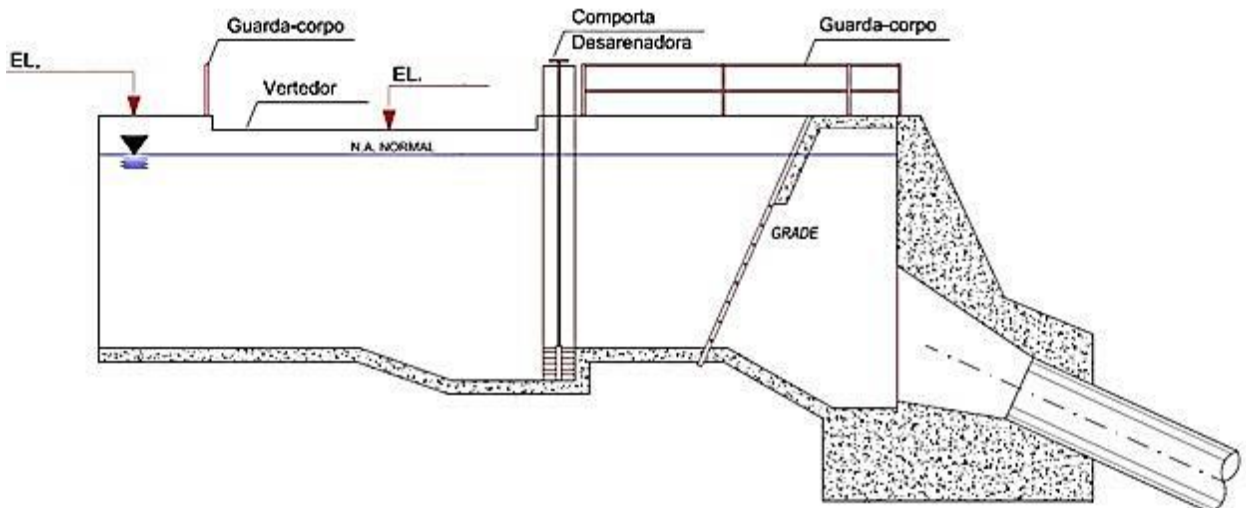
Não pôde ser confirmada a capacidade da câmara de carga e suas características dimensionais, por falta de dados, e tomou-se como hipótese simplificadora que esta encontra-se dimensionada adequadamente para atender a potência instalada originalmente na central hidrelétrica (480 kW). Na figura 14 é apresentada a integração do canal de adução e da câmara de carga. Já na figura 15 é apresentado um corte esquemático de uma câmara de carga típica de uma central hidrelétrica.

Figura 14: Câmara de Carga com Grade



Fonte: Naturatins (2010).

Figura 15: Corte longitudinal esquemático de uma câmara de carga típica



Fonte: adaptado de Oliveira (2012).

4.1.5.4 Conduto Forçado

O conduto forçado apresenta as seguintes dimensões de projeto: diâmetro de 860 mm e comprimento total de 88,52 m, o conduto foi confeccionado em chapa de aço, conforme mostrado na figura 16.

Figura 16: Conduto Forçado



Fonte: Naturatins (2010).

4.1.6 Situação do Grupo Gerador

A casa de máquinas da CGH Bagagem abriga um único grupo gerador (figura 17), constituído por uma turbina do tipo Francis de eixo horizontal (figura 18), com potência nominal unitária de 330 kW e velocidade síncrona de 720 rpm, e um gerador elétrico com potência nominal unitária de 600 kW para a tensão nominal 0,44 kV e uma rotação de 720 rpm.

Figura 17: Grupo Gerador



Fonte: Naturatins (2010).

Figura 18: Turbina Francis



Fonte: Naturatins (2010).

Conforme dados apresentados no relatório ambiental (NATURATINS, 2010), a central apresenta uma geração máxima atual da ordem de 200 kW médios, demonstrando assim um subaproveitamento em relação a potência instalada de projeto que é de 480 kW, ou seja, um valor superior a 50% da potência original não

está sendo utilizada para geração de energia. *Isso, principalmente, por causa da capacidade restritiva da turbina.*

4.1.7 Casa de Força.

A casa de força da CGH Bagagem (figura 19) é do tipo abrigada, construída em alvenaria de vedação.

4.1.8 Subestação Elétrica.

A subestação da central (figura 20) tem uma área total de 63 m², sendo que a base do transformador ocupa 8,40 m². Este, com uma potência de 25 kVA e tensão de 440/220-127V sendo interligado a uma linha de transmissão de 34,5 kV.

Cabe ressaltar que na área da subestação se encontra uma caixa separadora (figura 21) para coletar eventuais vazamentos de óleo do transformador.

Figura 19: Casa de Força



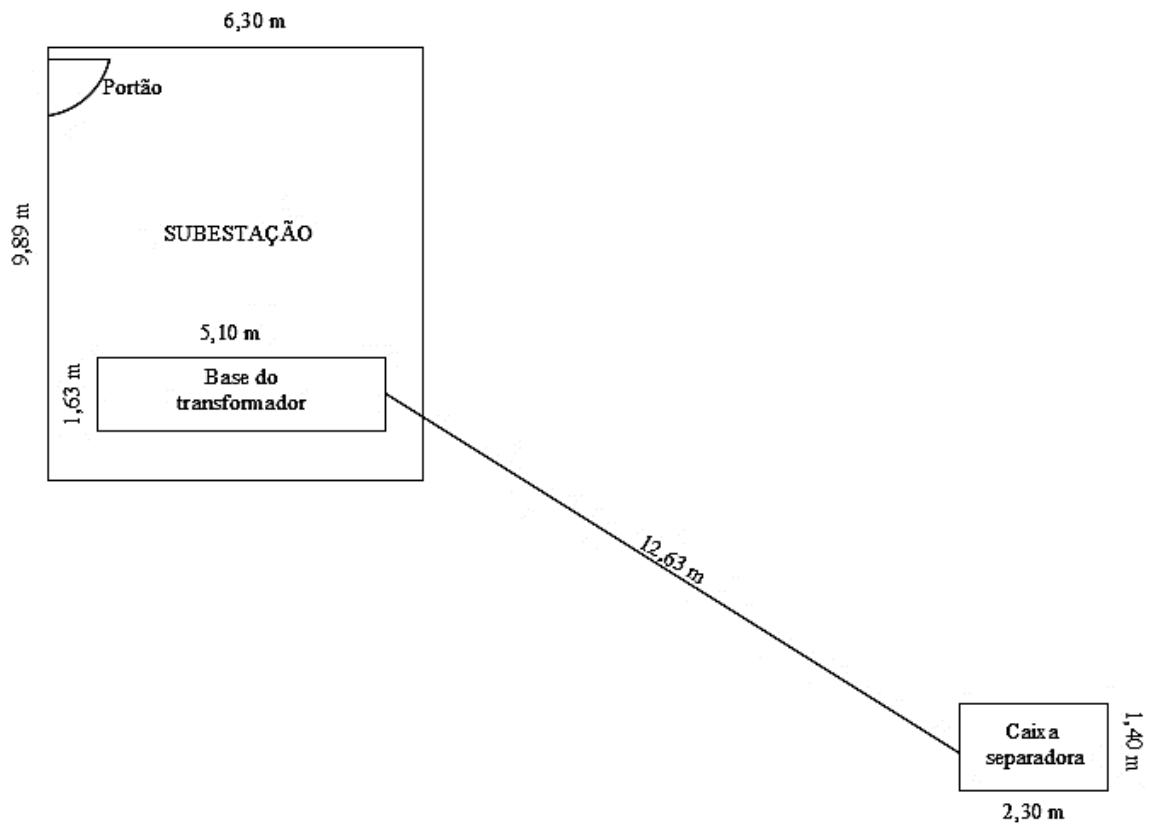
Fonte: Naturatins (2010).

Figura 20: Subestação



Fonte: Naturatins (2010).

Figura 21: Croqui da Subestação



Fonte: Naturatins- Adaptado (2020).

4.2 SIMULAÇÃO DO GANHO MÁXIMO TEÓRICO

Através da simulação do ganho máximo teórico pode-se estimar o benefício energético da repotenciação, a partir da consideração de hipóteses simplificadoras: que o rendimento máximo teórico possa ser alcançado nos grupos geradores e o aproveitamento ótimo das vazões e queda existentes (OLIVEIRA, 2017). Os custos e despesas decorrentes das intervenções também são estimados.

Segundo Oliveira (2017), o rendimento máximo teórico é definido a partir das condições tecnológicas dos atuais equipamentos ofertados no mercado. Ou seja, pode-se considerar rendimentos de 0,94 e 0,98 para a turbina e para o gerador, respectivamente. O que permite estabelecer o valor de 0,92 de rendimento máximo teórico para o grupo gerador.

O conhecimento prévio da qualidade e confiabilidade dos dados, primários e secundários, disponíveis sobre o empreendimento, possibilita a adoção de valores mais conservadores. Neste trabalho adotou-se um rendimento global para o novo grupo gerador no valor de 0,80.

Cabe ressaltar que não foi possível estabelecer completamente as condições de contorno relacionadas ao dimensionamento original da central, uma vez que estudos e levantamentos complementares, de interesse para estudos de repotenciação, não foram disponibilizados pela empresa proprietária, tais como a ficha técnica atualizada do empreendimento, as curvas de comportamento do grupo gerador, o estudo hidrológico atualizado e o levantamento topográfico. O que foi contornado pelo uso de dados declarados pela empresa proprietária à ANEEL e ao órgão ambiental estadual, NATURATINS, conhecimento do local do empreendimento, Sistemas de Informações Geográficas – SIG, estimativas conservadoras e recorrendo à literatura especializada.

A simulação do ganho máximo teórico foi realizada por meio da aplicação de equações de dimensionamento relacionadas nas Diretrizes Para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas da ELETROBRÁS (2000), utilizando-se do software *Excel*, para a quantificação das potências, rendimentos, custos e despesas da repotenciação.

4.3 NOVO APROVEITAMENTO HIDROENERGÉTICO COM A REPOTENCIAÇÃO

O potencial hidráulico disponível é maior do que o aproveitado atualmente, o que permitiu definir as possíveis alternativas de repotenciação. Os dados de operação da situação atual da central estão relacionados na Tabela 11.

Tabela 11: Valores de referência da CGH Bagagem (antigos)

Grandezas	Valores	Unidades
Cota Montante	431,82	m
Cota de Jusante	403,68	m
H bruta	28,14	m
Q média do empreendimento	5,30	m ³ /s
Q _{MLT} do empreendimento	3,77	m ³ /s
Vazão máxima turbinada	2,90	m ³ /s
Potência de concessão	480	kW
Potência máxima aproveitada	200	kW
Potência ociosa	280	kW

Fonte: Naturatins (2010) e ANEEL (2018).

4.3.1 Incremento de Vazões (Q)

O ideal para o dimensionamento das alternativas de repotenciação é em posse da curva de permanência do aproveitamento, que não foi disponibilizada para este trabalho. Nesse contexto, foram considerados nos cálculos a vazão média, $Q_{\text{média}} = 5,3 \text{ m}^3/\text{s}$, e a vazão média de longo termo, $Q_{\text{MLT}} = 3,77 \text{ m}^3/\text{s}$, que são vazões de referência do empreendimento e podem ser tomadas como base para o dimensionamento.

A partir dos referidos dados de vazões afluentes e os cálculos realizados no circuito de adução do empreendimento, foi identificado que o conduto forçado é restritivo, uma vez que a vazão máxima suportada por ele é de $2,90 \text{ m}^3/\text{s}$ (como será demonstrado no item 4.5.3), ou seja, o conduto forçado está subdimensionado frente à vazão média de longo de termo ($Q_{\text{MLT}} = 3,77 \text{ m}^3/\text{s}$), por exemplo, atestando assim um possível ganho incremental de vazão na ordem de $0,87 \text{ m}^3/\text{s}$. Comparando-se a restrição do conduto com a vazão média ($Q_{\text{média}} = 5,3 \text{ m}^3/\text{s}$) já é possível vislumbrar um ganho da ordem de $2,4 \text{ m}^3/\text{s}$.

4.3.2 Incremento de Queda (H)

A queda bruta (H bruta) atualmente aproveitada é de 28,14 m. Devido à falta de informações do projeto original da central, para definição da queda líquida (H líquida) para o arranjo atual, parcela das perdas foram calculadas e parcela foi estimada.

Sendo a queda bruta definida como a diferença de cotas entre o nível máximo normal de montante e o nível normal jusante, a partir do conhecimento prévio do local do empreendimento, verificou-se um possível ganho de queda, da ordem de 4,55 m; considerando uma nova tomada d'água localizada a montante da atual, ou seja, uma nova queda bruta poderá ser utilizada para novos arranjos de repotenciação. Assim:

$$H_{bruta\ aproveitável} = H_{bruta\ atual} + H_{bruta\ disponível} = 28,14 + 4,55 = 32,69\text{ m.}$$

Os dados de referência para o aproveitamento ótimo (novo potencial hidroenergético) através da repotenciação e, conseqüentemente, para definição das alternativas e respectivas modalidades de repotenciação, estão sintetizados na tabela 12.

Tabela 12: Valores de referência para repotenciação da CGH Bagagem (novos)

Grandezas	Valores	Unidades
Cota Montante	436,37	m
Cota de Jusante	403,68	m
H bruta	32,69	m
Q média do empreendimento	5,30	m ³ /s
Q _{MLT} do empreendimento	3,77	m ³ /s

Fonte: Elaboração Própria (2019).

4.3.3 cálculos dimensionais do circuito hidráulico de adução do arranjo atualmente instalado

Como os projetos da CGH Bagagem, em posse da proprietária, não foram fornecidos para execução deste trabalho, adotou-se os dados declarados pela referida empresa no licenciamento ambiental (Naturatins, 2010), pela ANEEL e estimativas teóricas para definição de parâmetros de interesse do circuito hidráulico

de adução. Os resultados teóricos foram embasados por literatura clássica na área de estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas.

4.3.3.1 Tomada d'água

Os principais dados dimensionais da tomada d'água estão relacionados na tabela 13. Tem-se uma área molhada máxima de 7,50 m². Considerando a indicação do Manual de Diretrizes para Projetos de PCH (ELETROBRÁS, 2000), no qual afirma que no escoamento que passa pela grade, a velocidade máxima deve ser de 1 m/s, tem-se a partir da aplicação da equação:

$$Q_{\text{máxima}} = V A_{\text{seção}} \quad (20)$$

Onde: v= velocidade no conduto; Aseção = área da seção e Qmáxima= vazão máxima.

Resultando em uma vazão máxima de 7,50 m³/s, ou seja, a tomada d'água suportaria um acréscimo de vazão no valor de 4,6 m³/s em relação à vazão máxima que pode ser turbinada atualmente (2,90 m³/s).

Tabela 13: Dados básicos da Tomada d'água

Grandeza	Valores	Unidades	Observações
Altura (hta)	3,02	m	Medido no campo
Comprimento (Lta)	3,51	m	Medido no campo
Largura (Llta)	2,66	M	Medido no campo

Fonte: Naturatins (2010).

Então, a partir da utilização da equação (20), conclui-se que a tomada d'água não constitui um elemento restritivo dentro do circuito hidráulico.

4.3.3.2 Canal de adução

Para o estudo da vazão máxima admissível, através do canal, foi utilizada à equação de Manning (equação 21), classicamente aplicada para este tipo de dimensionamento hidráulico:

$$Q = \frac{AI^{2/3}Rh^{2/3}}{n} \quad (21)$$

sendo, Q = vazão (m^3/s); I° = declividade do canal (m/m); A = área molhada máxima (m^2); n = coeficiente de rugosidade do canal (adimensional) e R_h = raio hidráulico (m).

Em posse dos dados dimensionais do canal foram calculadas as grandezas para aplicação da equação 21. Obteve-se então o valor da área molhada máxima como sendo $1,82 m^2$, resultante do produto da largura, $1,15 m$, e do tirante máximo, $1,59 m$, que é resultado do desconto de 20% em relação à altura total do canal ($1,79 m$).

O perímetro molhado resultante, dado pela soma das arestas que entram em contato com a lâmina da água, é $4,33 m$; já o raio hidráulico, o qual é dado pela relação da área molhada sobre o perímetro molhado, é de $0,42 m$. Para o parâmetro de rugosidade, que diz respeito à condição do canal, foi adotado o valor de $0,035$ (por se tratar de um canal com mau estado de conservação).

A declividade do canal, na falta de dados de projeto ou medidos, foi estimada no valor aproximado de $0,011$.

Encontrou-se então, um valor de $3,08 m^3/s$ de vazão máxima admissível para o canal de adução. Conclui-se que a vazão máxima suportada pelo canal de adução é próxima do valor da vazão turbinada de projeto ($2,90 m^3/s$), não representando, portanto, restrição quanto ao seu dimensionamento para o alcance da potência de concessão.

4.3.3.3 Conduto Forçado.

Calculou-se a vazão máxima suportada pelo conduto forçado, utilizando-se a velocidade máxima recomendada pelo Manual de Diretrizes para Projetos de PCH da ELETROBRÁS (2000), o qual estipula a velocidade máxima admissível de $5 m/s$ para conduto de aço; com isso o valor da área da seção do mesmo é dada por:

$$A_{seção} = \pi \cdot (r^2) \quad (22)$$

Onde, π = constante "pi", r = raio da seção (m) e $A_{seção}$ = área da seção do conduto (m^2). Os valores de entrada são: $3,1415$ para a constante "pi" e $0,43 m$ para o raio do conduto forçado, resultando em uma área de $0,58 m^2$.

Tem-se então a vazão máxima dada pela seguinte equação:

$$Q_{maxima} = V A_{seção} \quad (20)$$

sendo: Q = vazão (m^3/s), V = velocidade (m/s) e A = área (m^2). Os valores utilizados

para os dados de entrada foram de 5 m/s para a velocidade máxima no conduto e 0,58 m² para a área da seção do conduto, resultando em 2,90 m³/s para a vazão máxima suportada no conduto. Na tabela 14 estão relacionados os dados básicos do conduto forçado.

Tabela 14: Conduto Forçado

Grandeza	Valores	Unidades	Observações
Diâmetro (D)	0,86	m	Medido no campo
Comprimento (Lcf)	88,52	m	Medido no campo

Fonte: Naturatins (2010).

Uma vez que a vazão máxima suportada no conduto forçado é de 2,90 m³/s, é verificado que esse elemento se constitui como restritivo no circuito hidráulico atual, já que a vazão média de longo termo para a região é de 3,77 m³/s. Assim o conduto forçado não consegue atender toda a disponibilidade de vazão existente no local. Vale ressaltar que não foi levado em consideração a variação de pressão ao longo do conduto devido ao golpe de aríete.

4.4 ALTERNATIVAS

Nesta etapa são definidas as alternativas para repotenciação da CGH Bagagem, com o objetivo de um melhor aproveitamento do potencial hidráulico disponível (aproveitamento ótimo) e, conseqüentemente, incremento na geração. Basicamente, um aproveitamento hidroenergético é regido pelas vazões e quedas disponíveis no tempo, na região de estudo.

Oliveira (2012a) afirma que a repotenciação é uma grande ferramenta para cumprir com o critério legal do “aproveitamento ótimo”, constante na Lei nº 9.074, de 1995. Esta lei apresenta, no seu Art. 5º, § 2º e § 3º, que o “aproveitamento ótimo” configura-se como todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica. O autor ainda esclarece que o conceito do aproveitamento ótimo introduz a possibilidade de atualizações ou refinamentos constantes nas condições de contorno, que permitem afirmar o que é ótimo frente à dinamicidade dos recursos naturais, dos processos de uso múltiplo dos recursos hídricos e das questões

ambientais, bem como das evoluções tecnológicas do setor hidrelétrico, das mudanças legais e estratégias governamentais. Portanto, este conceito internaliza em si um direcionamento para sustentabilidade do aproveitamento dos recursos hidroenergéticos nacionais.

Na falta da curva de permanência para auxiliar no dimensionamento energético, adotou-se inicialmente um fator de capacidade condizente com os desempenhados por usinas em operação no Brasil. O fator de capacidade é definido como a relação entre a potência média e a potência instalada, ou seja, a partir da equação:

$$FC = \frac{P_{\text{media}}}{P_{\text{instalada}}} \quad (23)$$

Em posse da vazão média que pode ser aproveitada (3,77 m³/s), adotou-se um fator de capacidade de 0,65 para definição da potência instalada.

Foram definidas 3 alternativas de repotenciação para CGH Bagagem, a saber:

1) A **Alternativa 1** está relacionada com o aproveitamento integral do potencial hidráulico disponível, ou seja, uma queda bruta de 32,69 m e uma vazão de projeto de 5,80 m³/s. Esta alternativa equivale a um rearranjo completo da central, através da construção de um novo circuito de adução, construção de uma nova barragem mais a montante e construção de uma nova casa de máquinas. Portanto é uma repotenciação na modalidade ampliação, devido à extensão das intervenções.

2) A **Alternativa 2** também na modalidade de ampliação, é estabelecida mantendo-se a queda bruta de 28,14 m e conservando o circuito hidráulico existente e a atual casa de máquinas; ao mesmo tempo em que será construído um circuito hidráulico adicional juntamente com uma nova casa de máquinas para o aproveitamento da nova queda bruta de 32,69 m. Ou seja, deverá ser construída uma barragem a montante da atual.

3) A **Alternativa 3** consiste na substituição completa do grupo gerador atual, conservando a barragem, o circuito e a casa de máquinas existentes, uma vez que a potência máxima atual é de 200 kW, ou seja, menos de 50 % em relação a potência de concessão, 480 kW. Esta alternativa classifica-se na modalidade revitalização.

4.5 DIMENSIONAMENTO DAS ALTERNATIVAS

Alternativa 1: Aproveitamento total da queda e vazão existentes.

Esta alternativa, repotenciação na modalidade ampliação, consolida-se com a implantação de novo arranjo, que substitui completamente o atual. O que inclui a construção de uma nova barragem, a substituição de todo o circuito hidráulico (tomada d'água, canal de adução, câmara de carga e conduto forçado), adição de uma nova casa de máquinas e sistema de interligação, conforme apresentado na figura 22. Para aproveitar a integralidade do potencial hidráulico disponível, ou seja, uma queda bruta de 32,69 m (figura 23) e uma vazão de projeto de 5,80 m³/s.

Uma vez que essa alternativa é baseada em um novo arranjo para a central, não é verificada restrição operativa para o dimensionamento inicial.

Para um ganho de queda bruta da ordem de 4,55 m, a atual barragem vertedora será mantida, pois é a fio d'água e seria um custo desnecessário para retirá-la, uma nova estrutura de barramento foi dimensionada para ser instalada à montante do ponto onde está a atual.

Figura 22: Planta esquemática da Alternativa 1



Fonte: Elaboração própria (2019).

Foi escolhida uma barragem do tipo soleira vertente, pelo fato das características presentes na região favorecerem sua instalação, por exemplo, a

presença de um vale estreito e o leito de rochas, como pode ser visualizado pela figura 25, e também pela facilidade construtiva e custo reduzido. O reservatório local é do tipo acumulação.

A barragem será moldada em concreto armado em razão de ser do tipo soleira vertente. Considerada a topografia local, a barragem foi dimensionada com um comprimento total de 23,74 m para melhor aproveitamento do eixo disponível, altura de 1,80 m, espessura de base de 3,75 m e as inclinações na face de montante no valor de 0,70:1 e jusante no valor de 0,10:1. As dimensões citadas estão em consonância com o que preconiza o manual da ELETROBRÁS (2000).

Em relação aos detalhes construtivos dessa alternativa, cabe ressaltar a presença de solo rochoso (figura 24), ou seja, se constitui como uma vantagem construtiva, no sentido de reduzir a quantidade de concreto necessária para a fundação da barragem (figura 25).

A partir das dimensões encontradas, foi efetuado o cálculo da lâmina d'água máxima sobre a crista da soleira vertente da barragem. O Manual da Eletrobrás (2000) recomenda a seguinte equação para definição da carga hidráulica sobre a crista da soleira:

$$h_{sol} = \left(\frac{Q_{m\acute{a}x}}{2,0 b} \right)^{2/3} \quad (24)$$

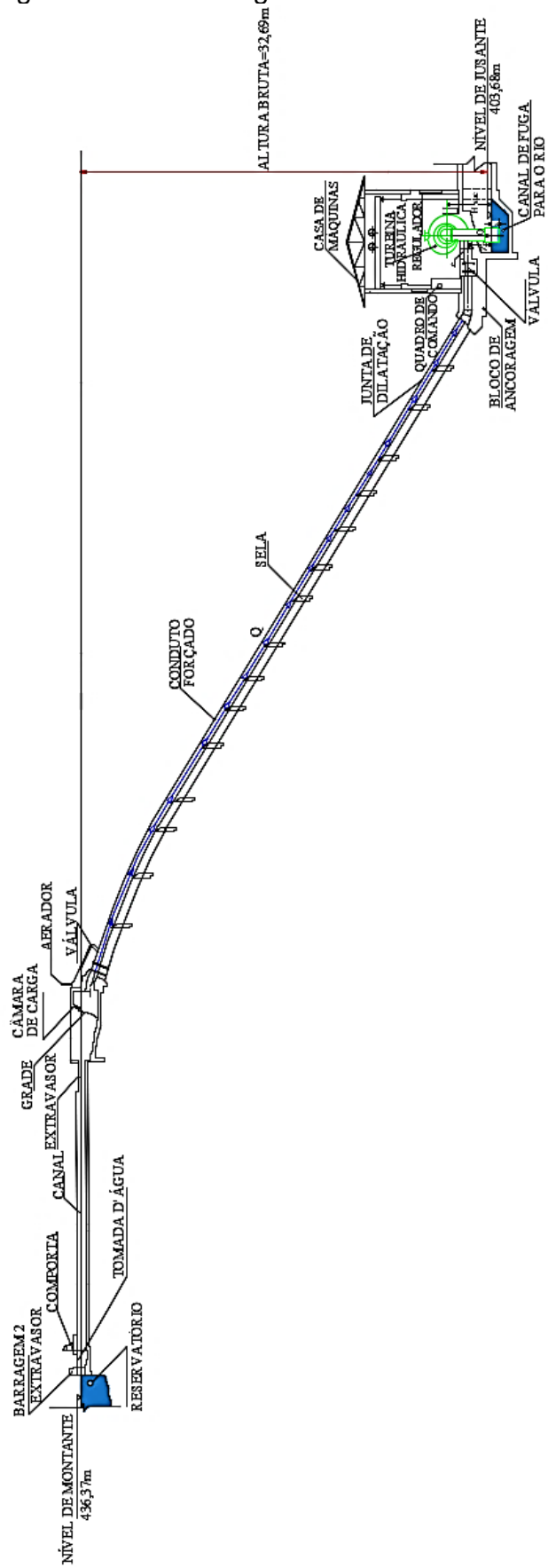
Onde, $Q_{m\acute{a}x}$ = vazão de cheia, b = largura da crista e h_{sol} = altura da lâmina da água sobre a soleira em metros.

Utilizando dados de vazões máximas da série histórica e devido ajuste estatístico estimou-se a vazão de cheia, com tempo de retorno de 100 anos, como sendo 22 m³/s.

Assim, com a aplicação da equação (24), para os valores de entrada, de 23,74 m para a largura de crista e 22 m³/s para a vazão de cheia, foi obtido 0,59 m para a lâmina vertente máxima.

Seguindo o dimensionamento das estruturas da nova central, foram realizados os cálculos necessários para se encontrar a área da seção da tomada d'água, necessária para aduzir a vazão de projeto, 5,80 m³/s. Uma vez que o Manual da ELETROBRÁS (2000) recomenda a velocidade máxima da água na estrutura como sendo 1 m/s, a partir daí foi aplicado à equação (20), sendo retornado o valor de 5,80 m² de área da seção da tomada d'água.

Figura 23: Corte Longitudinal da Alternativa 1



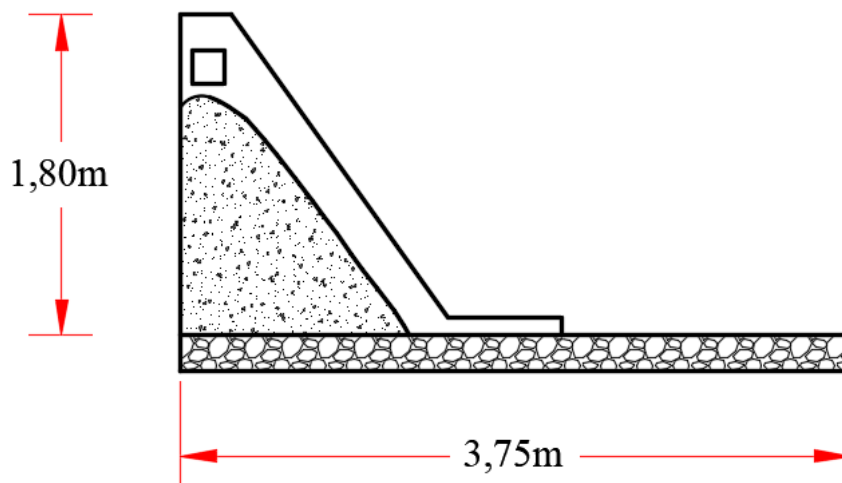
Fonte: Elaboração Própria (2019).

Figura 24: Eixo de instalação da nova Barragem



Fonte: Acervo Pessoal.

Figura 25: Corte transversal da nova barragem



Fonte: Elaboração Própria (2019).

Com isso, foi fixada uma altura de 2,00 m para a seção da estrutura obtendo-se então 2,90 m de largura na seção da tomada d'água. Em relação ao comprimento da tomada d'água, o mesmo foi obtido a partir da disposição topográfica, levando em consideração a recomendação do manual de ser instalada preferencialmente na saída lateral da barragem (figura 22), assim o valor do novo comprimento da tomada d'água foi de 4,48 m. Para seu traçado levou-se em consideração algumas recomendações do Manual da ELETROBRÁS (2000).

O canal de adução da alternativa foi traçado a partir da disposição topográfica, iniciando-se na saída da tomada d'água em direção à câmara de carga,

com isso o comprimento do canal foi verificado como sendo de 104,26 m; portanto levando-se em conta o dimensionamento anterior onde a altura da tomada d'água foi fixada como sendo 2,00 m; logo a altura e a largura do canal de adução foram fixadas inicialmente em 1,90 m e 2,50 m, respectivamente. Em relação à declividade da estrutura o Manual da ELETROBRÁS (2000), recomenda a utilização do valor de 0,0004 m/m, além dos valores de rugosidade relacionados na tabela 15, onde foi utilizado o valor de 0,011 pelo fato do canal ser confeccionado em argamassa de cimento.

Com isso foi aplicado à equação de Manning (21), onde as dimensões de altura e largura do canal foram inseridas, juntamente com a rugosidade. Retornando uma vazão máxima de projeto de 6,21 m³/s, ou seja, o canal apresenta uma folga de segurança de 0,41 m³/s.

Tabela 15: Valores de rugosidade

Natureza das Paredes	Valores
Cimento Liso	0,010
Argamassa de Cimento	0,011
Pedras e tijolos rejuntados	0,013
Tijolos rugosos	0,015
Alvenaria ordinária	0,017
Canais com Pedregulhos finos	0,020
Canais com Pedras e Vegetação	0,030
Canais em mau estado de conservação	0,035

Fonte: Eletrobrás (2000).

Para a escolha do tipo de seção (retangular) do novo canal de adução levou-se em consideração o tipo de formação geológica da região de inserção do canal, constituída de rocha fraturada e aflorada (figura 24). Assim o custo de escavação será reduzido, uma vez que a base para locação da estrutura é firme. Além do fato de que uma seção do tipo trapezoidal se constituiria como uma alternativa mais onerosa, uma vez que mais material rochoso necessitaria ser escavado para a construção da nova estrutura.

Com o conhecimento das dimensões do novo canal foram efetuados os cálculos para se determinar a perda de carga na estrutura, por meio da equação de perda de carga derivada da fórmula universal:

$$J = \frac{fv^2}{4Rh2g} \quad (25)$$

onde, v = velocidade do escoamento (m/s), f = coeficiente de atrito adimensional, sendo obtido pelo diagrama de Moody; Rh = raio hidráulico do canal, que é dado

pela relação entre a área molhada e o perímetro molhado (m); g = aceleração da gravidade (m/s^2), J = perda de carga por metro (m/m). Inicialmente para se encontrar o fator de atrito da equação (25), é necessária a aplicação de duas relações, sendo elas:

$$\frac{Dh}{k} \quad (26)$$

$$Re = \frac{vDh}{\nu} \quad (27)$$

onde: Dh = diâmetro hidráulico (m); k = constante relacionada com o material do conduto (m); v = velocidade do escoamento (m/s); Re = Número de Reynolds (adimensional) e ν = viscosidade do fluido (m^2/s). Para o cálculo das relações (26) e (27) foram utilizados os seguintes valores de entrada: $v = 1,36$ m/s; $Dh = 2,88$ m; $k = 0,00025$ m e $\nu = 0,0000101$ m^2/s . Logo, os resultados para as relações (26) e (27) foram respectivamente: 11525,42 e $3,89 \cdot 10^6$. A partir desses parâmetros e por meio do diagrama de Moody, foi relacionado o par de valores (11525,42 e $3,89 \cdot 10^6$) nos seus respectivos eixos e encontrado o valor de 0,013 para o fator de atrito.

Logo, com o fator de atrito de 0,013, e os seguintes valores de entrada para a equação (25): $v = 1,36$ m/s; $Rh = 0,72$ m e $g = 9,8$ m/s^2 ; foi encontrado o valor de 0,0447 m de perda de carga para a seção do canal.

O dimensionamento da nova câmara de carga foi realizado levando-se em conta o Manual de Diretrizes Para Projetos de PCH da ELETROBRÁS (2000), onde afirma que para alturas de queda superiores a 25 m, a câmara de carga precisa fornecer um volume de água suficiente para atender a vazão de projeto por 60 segundos, ou seja, a partir da vazão de projeto de 5,80 m^3/s , o volume disponível na câmara de carga precisa ser de 348 m^3 , o que indica uma profundidade da câmara de carga de 3,00 m e uma seção de 116 m^2 , assim a nova câmara terá uma seção retangular com as dimensões de 11 m de comprimento e 10,55 m de largura.

Para o conduto forçado, indicado na figura 22, foi encontrado um valor de comprimento de 129,6 m. Conforme o Manual da ELETROBRÁS (2000), para o dimensionamento do diâmetro econômico da tubulação forçada deve-se utilizar a seguinte equação para o dimensionamento:

$$De = 127 \sqrt[7]{\frac{Qp^3}{Ht}} \quad (28)$$

Sendo, De = diâmetro econômico (cm); Qp = vazão de projeto (m^3/s) e $Ht = 1,2$ vezes a queda bruta de projeto.

$$De=127 \sqrt[7]{\frac{5,80^8}{39,22}} \quad (28)$$

O que resultou em um diâmetro econômico de 1555 mm, sendo o respectivo diâmetro comercial adotado, de 1550 mm para a tubulação forçada.

A partir do dimensionamento da nova tubulação forçada da central, foi realizado o cálculo para se determinar a perda de carga resultante dessa tubulação, utilizando-se para isso a equação:

$$H_f=10,646 \frac{L_{cf} Q_p^{1,852}}{D^{4,87} C^{1,852}} \quad (29)$$

onde: L_{cf} = comprimento do conduto forçado (m), D = diâmetro da tubulação (m), Q_p = vazão de projeto (m^3/s) e C = constante que depende do material da tubulação. Os dados de entrada para a equação foram: comprimento do conduto forçado de 129,6 m; diâmetro com 1,55 m, vazão de projeto de 5,8 m^3/s e constante de 125 (correspondente ao aço galvanizado).

Com os valores de entrada correspondentes, o valor de 0,54 m foi encontrado para a perda de carga distribuída na tubulação forçada. Em relação às perdas de carga localizadas, a perda de carga na entrada na tubulação forçada foi calculada, e demais estimadas em 20 % das distribuídas. O manual da ELETROBRÁS (2000) recomenda a utilização da seguinte fórmula para o cálculo da perda de carga na entrada da tubulação:

$$h_e=ke \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (30)$$

sendo: h_e = perda de carga na entrada tubulação forçada (m), g = aceleração da gravidade (m/s^2), v = velocidade do escoamento (m/s) e ke =constante relacionada com a forma geométrica presente na entrada da tubulação conforme dados da figura 26.

Com os valores de entrada utilizados na equação (30) de 9,8 m/s^2 para a aceleração da gravidade, 5 m/s para a velocidade do escoamento e 0,23 para a constante ke (referente a forma ligeiramente arredonda). A perda de carga na entrada da tubulação forçada resultou em 0,109 m, o formato na entrada da tubulação escolhido é relacionado com o aspecto construtivo da estrutura da câmara de carga, uma vez que a forma ligeiramente arredondada é mais estável em relação aos taludes disponíveis.

Com isso, as perdas de carga calculadas ao longo do circuito hidráulico proposto totalizam 0,89 m. A queda líquida de referência foi calculada a partir dos

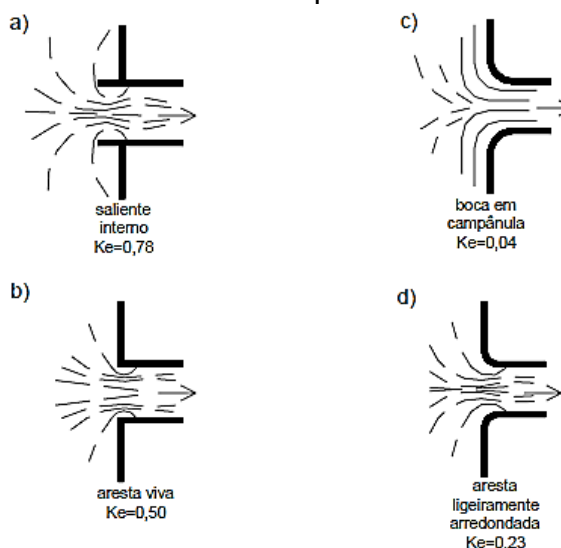
descontos de perda de carga sobre a queda bruta de projeto, conforme equação (2) do capítulo de metodologia (capítulo 3), resultando em uma queda líquida de 31,79 m.

Conforme o Manual da ELETROBRÁS (2000) para o cálculo da potência instalada de um empreendimento será utilizado a seguinte equação:

$$P = \eta \gamma Q_p H \quad (31)$$

onde: γ = peso específico da água (N/m^3); η = rendimento global; Q_p = vazão de projeto (m^3/s); H = queda útil (m). Assim foram utilizados os seguintes valores de entrada para a equação: 9810 N/m^3 ; 0,85; 5,80 m^3/s e 31,79 m, respectivamente, resultando em uma nova potência instalada no valor de 1537 kW.

Figura 26: Valores da constante ke para entrada do conduto forçado



Fonte: Eletrobrás (2000).

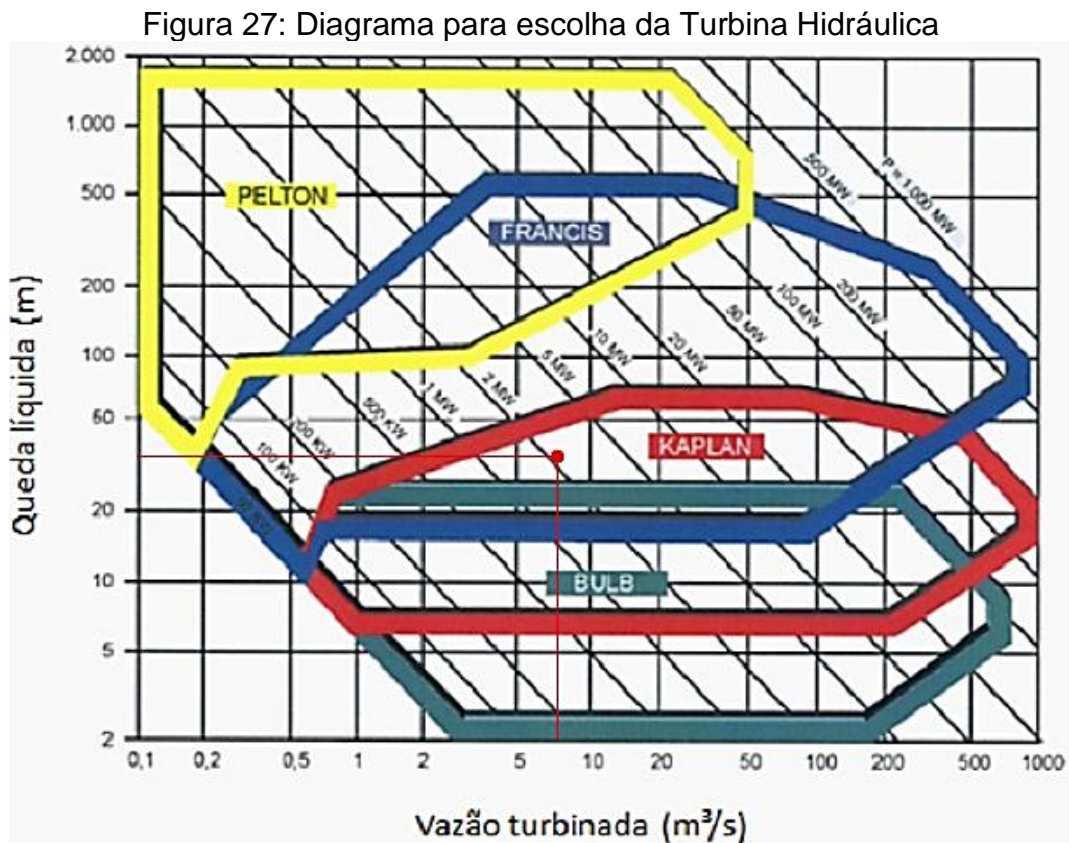
A partir da nova potência instalada para central, fica evidenciado um ganho energético, devido ao aproveitamento ótimo do potencial hidráulico disponível, da ordem de 668,78 %, uma vez que a produção energética será de 36,90 MWh/dia, em comparação com os atuais 4,8 MWh/dia, gerados na central. Com isso será necessário à regulação junto a ANEEL, pois houve a alteração da potência instalada, como ocorre nas alternativas 2 e 3. Além disso, nessa alternativa outra vantagem é evidenciada, no que diz respeito a não necessidade de parada do circuito antigo para a implantação do atual arranjo.

Por outro lado, essa alternativa pode ser mais onerosa do ponto de vista econômico, já que serão necessários custos para aquisição de novas terras, uma

vez que será construído um novo circuito, juntamente com custos decorrentes do transporte de materiais e equipamentos para a construção do novo arranjo, relacionados com a DMT (distância média de transporte), uma vez que a CGH fica localizada distante em torno de 7,35 km da rodovia TO 130, e por esta mesma rodovia 30 km até a cidade Pindorama do Tocantins.

Com o valor da potência a ser instalada, 1537 kW, e calculando a potência média (relacionada a vazão de 3,77 m³/s), por meio da equação (31), o fator de capacidade resultante foi de 0,65.

Para a escolha da turbina hidráulica foi utilizado o diagrama da figura 27, onde os parâmetros de queda líquida (m) e vazão turbinada (m³/s) são relacionados nos respectivos eixos, onde o novo equipamento será escolhido por meio da interseção desses pontos conforme figura 27. Portanto, com uma queda líquida de 31,79 m e uma vazão de 5,80 m³/s, a turbina do tipo Francis foi considerada a mais adequada do ponto de vista técnico em razão da ampla faixa operativa, como também do ponto de vista econômico, uma vez que esse tipo de turbina apresenta um custo menor em relação às demais.



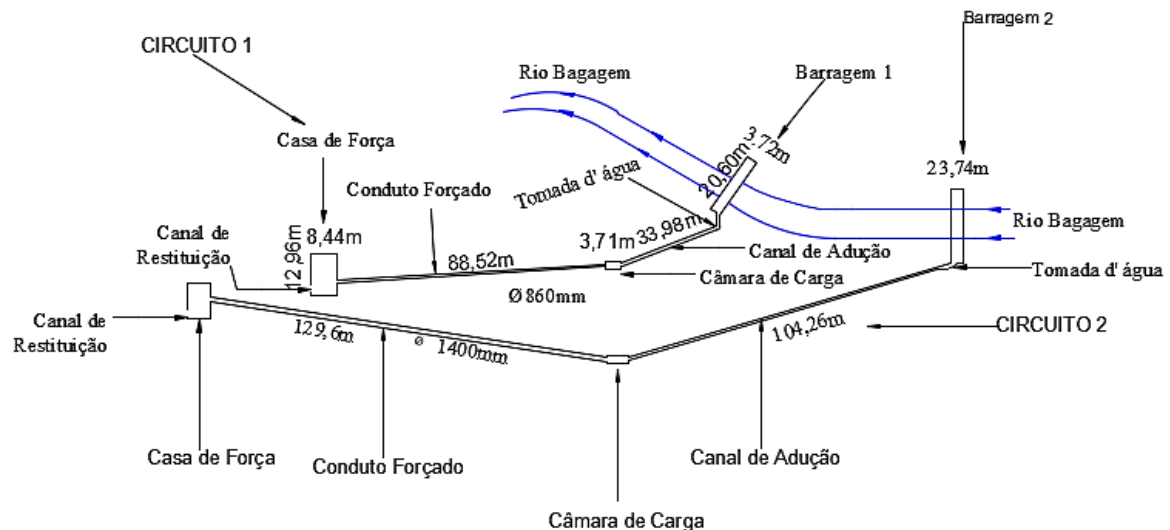
Fonte: Schneeberger (2012).

Alternativa 2: manter o arranjo atual da central, com a inserção de um novo circuito hidráulico.

Com o conhecimento da atual situação da CGH em termos de produção energética como exposto no item 4.1.6, onde o valor máximo de produção energética é da ordem de 200 kW, foi calculada a atual vazão turbinada utilizando-se da equação (31) correspondente a essa potência, resultando no valor de 1,23 m³/s para a vazão turbinada atual.

Assim foi verificado o não aproveitamento integral da vazão disponível na região de estudo de 5,8 m³/s, atestando um subdimensionamento hidráulico. Logo essa alternativa, repotenciação na modalidade ampliação, consolida-se com a implantação de novo arranjo, que substitui completamente o atual seguindo o mesmo traçado da alternativa 1. O que inclui a construção de uma nova barragem, a substituição de todo o circuito hidráulico (tomada d'água, canal de adução, câmara de carga e conduto forçado), adição de uma nova casa de máquinas e sistema de interligação de forma complementar ao circuito já existente (figura 28). Para aproveitar a integralidade do potencial hidráulico disponível, ou seja, uma queda bruta de 32,69 m (figura 29) e uma vazão de projeto remanescente de 4,57m³/s.

Figura 28: Planta Esquemática da Alternativa 2



Fonte: Elaboração Própria (2019).

As dimensões da barragem vertente moldada em concreto são equivalentes ao da alternativa 1, no qual o comprimento total é de 23,74 m aproveitando todo o

eixo disponível de implantação (figura 24), altura de 1,80 m e espessura de base com 3,75 m e as inclinações na face de montante no valor de 0,70:1 e jusante no valor de 0,10:1; conforme estabelece o Manual da ELETROBRAS (2000). Para o dimensionamento da lâmina d'água sobre a soleira vertente foi utilizada a equação (24), utilizando-se dos seguintes dados de entrada: 22 m³/s para a vazão de cheia e 23,74 m de largura de base; resultando em uma altura de lâmina com 0,59 m.

Os cálculos necessários para se encontrar a área da seção da tomada d'água, necessária para aduzir a nova vazão de projeto de 4,57 m³/s. Seguem as orientações do Manual da ELETROBRAS (2000), onde a velocidade máxima da água recomendada na estrutura como sendo 1 m/s, a partir daí foi aplicado à equação (20), sendo retornado o valor de 4,57 m² de área da seção da tomada d'água. Com isso, foi fixada uma altura de 2,00 m para a seção da estrutura obtendo-se então 2,50 m de largura na seção estrutura, com isso a tomada d'água pode suportar uma margem de segurança pra vazão da ordem de 0,43 m³/s.

Em relação ao comprimento da tomada d'água (4,48 m), o mesmo foi obtido a partir da disposição topográfica, onde foi utilizada a recomendação do manual de ser instalada preferencialmente na saída lateral da barragem (figura 28).

O canal de adução da alternativa foi traçado considerando a disposição topográfica da região, iniciando-se na saída da tomada d'água em direção à câmara de carga, com isso o comprimento do canal foi verificado como sendo de 104,26 m; portanto levando-se em conta o dimensionamento anterior onde à altura da tomada d'água foi fixada como sendo 2,00 m; a altura e a largura do canal de adução foram fixados inicialmente em 1,90 m e 2,30 m, respectivamente. Em relação à declividade da estrutura o Manual da ELETROBRÁS (2000), recomenda a utilização do valor de 0,0004 m/m, além dos valores de rugosidade relacionados na tabela 15, onde foi utilizado o valor de 0,011 pelo fato do canal ser confeccionado em argamassa de cimento.

Com as dimensões estabelecidas, e a aplicação da equação (21) foi encontrada uma vazão máxima suportada pelo canal de 5,52 m³/s, permitindo assim uma margem de segurança da ordem de 0,95 m³/s.

Conforme aconteceu na alternativa 1, a escolha do tipo de seção (retangular) do novo canal de adução foi determinado pelo tipo de formação geológica da região de inserção do canal, constituída de rocha fraturada e aflorada (figura 24). Assim o

custo de escavação será reduzido, uma vez que a base para locação da estrutura é firme.

A partir do conhecimento da seção do novo canal foram efetuados os cálculos para se determinar a perda de carga na estrutura, utilizando-se para isso a equação (25) e os parâmetros obtidos por meio das relações (26) e (27), sendo que os dados de entrada utilizados para a relação (26) foram: $D_h = 2,74$ m e $k = 0,00025$ m; resultando em um valor adimensional de 10975,43; já para a relação (27) os dados de entrada foram os seguintes: $v = 1,16$ m/s; $D_h = 2,74$ m/s e $\nu = 1,01 \cdot 10^{-6}$ m²/s; a partir desses dois parâmetros calculados e utilizando-se do diagrama de Moody, o fator de atrito encontrado foi de 0,013.

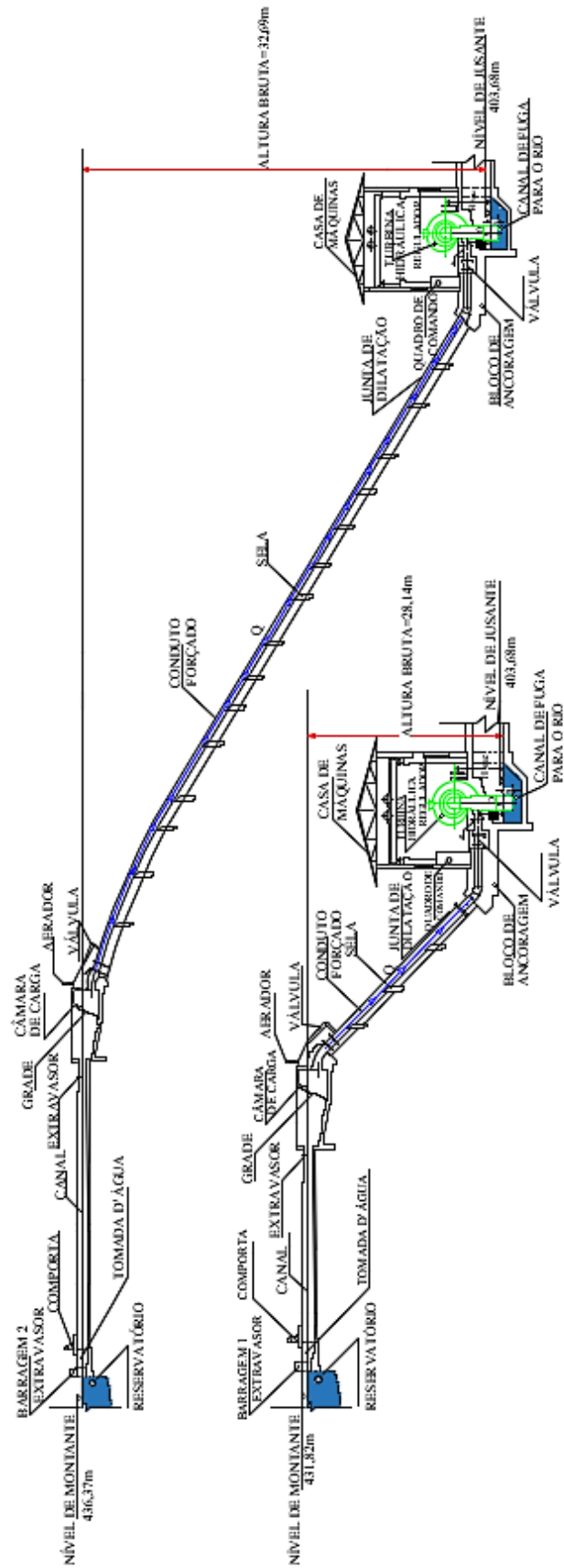
Com a determinação do fator de atrito, e dos valores de velocidade, diâmetro hidráulico; viscosidade acima citados e da gravidade (9,8 m/s²), a perda de carga no canal foi calculada com a equação (25), resultando em 0,034 m.

Conforme recomendação do Manual de Projetos de PCH da ELETROBRÁS, a câmara de carga deverá ser projetada para fornecer um volume de água suficiente para atender a vazão de projeto, durante um período de 60 segundos. Utilizando-se da vazão de 4,57 m³/s, a nova câmara de carga deverá ter um volume de 274,2 m³, com uma profundidade de 3 m e uma área de 91,4 m² em formato retangular com comprimento de 11 m e largura de 8,31 m.

Para o conduto forçado, indicado na figura 28, foi encontrado um valor de comprimento de 129,6 m. Conforme o Manual da ELETROBRÁS (2000), para o dimensionamento do diâmetro econômico da tubulação forçada foi utilizada a equação (28), no qual os dados de entrada foram: vazão de projeto (4,57 m³/s), altura bruta de 32,69 m, resultando em um diâmetro de 1404 mm, assim foi escolhido o diâmetro comercial de 1400 mm.

Encontrado o novo diâmetro da tubulação forçada da central, foi realizado o cálculo para se determinar a perda de carga distribuída na tubulação, utilizando-se para isso a equação (29), onde foram utilizados os seguintes dados de entrada: comprimento do conduto forçado de 129,6 m; diâmetro com 1,404 m; vazão de projeto de 4,57 m³/s e constante no valor de 125 (correspondente ao aço galvanizado). Resultando em uma perda distribuída de 0,58 m.

Figura 29: Corte Longitudinal da Alternativa 2



Fonte: Elaboração Própria (2019).

Em relação às perdas de carga localizadas no novo circuito; a perda de carga na entrada da tubulação forçada foi calculada, e as demais estimadas em 20 % das distribuídas. Utilizando da equação (30) para o cálculo da perda de carga na entrada da tubulação e os dados de entrada: $g = 9,8 \text{ m/s}^2$; $v =$ velocidade do escoamento igual a 2,94 m/s (obtida pela fórmula (20)) e $k_e =$ constante relacionada com a forma geométrica presente na entrada da tubulação 0,23 (forma ligeiramente arredondada) conforme dados da figura 26; resultou em uma perda de 0,10 m.

Com isso, as perdas de carga totais ao longo do circuito hidráulico proposto foram de 0,91 m. A nova queda líquida de referência foi calculada a partir dos descontos de perda de carga sobre a queda bruta de projeto, conforme equação (2) do capítulo de metodologia (capítulo 3), resultando em uma queda líquida de 31,77 m.

Por meio da equação (31), e os seguintes valores de entrada: 9810 N/m³ para o peso específico da água; 0,85 de rendimento global; 4,57 m³/s para a vazão de projeto e 31,77 m de queda líquida, resultou em uma nova potência instalada no valor de 1210 kW.

Inicialmente é notado um ganho energético com a introdução do novo circuito no valor de 505 % em relação aos 4,8 MWh/dia produzidos na central. Com isso a nova potência instalada produzirá 29,05 MWh/dia.

Em relação às vantagens propiciadas se nota inicialmente a energética, além da indisponibilidade, uma vez que durante a construção do novo circuito não será necessário uma parada do arranjo existente, já que o desvio do rio para a construção da nova barragem poderá ser feita sem prejuízo para a vazão do circuito já existente, além do benefício de um maior aproveitamento das vazões existentes dado que nem toda vazão está sendo utilizada no arranjo atual.

As desvantagens dessa alternativa estão relacionadas principalmente aos aspectos econômicos, como acontece na alternativa 1, posto que se trata de uma intervenção na modalidade de ampliação também serão necessários custos de aquisição de novas terras. Outra desvantagem se refere aos impactos negativos no meio ambiente, uma vez que o novo circuito a ser implantado provocará alterações nas formações arbóreas existentes, decorrentes de movimentações de pessoas e máquinas para a execução dos serviços.

Conhecida a nova potência instalada para o circuito 2 de 1210 kW, e a partir da equação (31) da potência para a vazão média de longo termo ($3,77 \text{ m}^3/\text{s}$) no qual é de 682,61 kW, o fator de capacidade encontrado para essa alternativa foi de 0,56.

Com a queda líquida de referência e vazão de projeto, podemos determinar a nova turbina hidráulica que será instalada no circuito 2, sendo realizado por meio da análise do diagrama presente na figura 27, e com os valores da queda líquida (31,77 m) e da vazão disponível ($4,57 \text{ m}^3/\text{s}$), por meio da interpolação dos pontos citados, chegou-se na melhor opção representada pela turbina do tipo Francis.

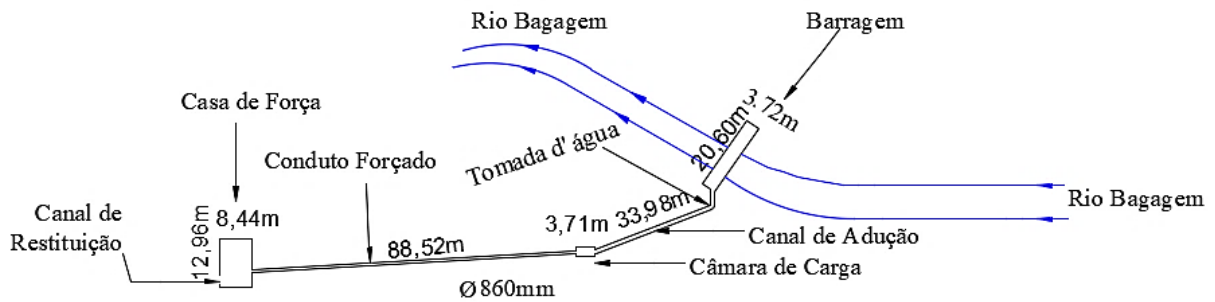
Alternativa 3: manter o arranjo atual com substituição completa do grupo gerador

A partir dos cálculos de dimensionamento realizados, pode-se observar a partir do item 4.3.3.3 que a vazão máxima para o conduto forçado é de $2,90 \text{ m}^3/\text{s}$, ou seja, é menor que a vazão média de longo termo ($Q_{\text{MLT}}=3,77 \text{ m}^3/\text{s}$), representando assim uma restrição operativa, por não aproveitar todo o potencial hidráulico disponível. Partindo-se dessa verificação, uma alternativa, repotenciação, na modalidade revitalização, será dimensionada, constituída pela substituição do atual grupo gerador, mantendo-se todo o arranjo existente (barragem, tomada d'água, canal de adução, câmara de carga e o conduto forçado), tendo como referência a nova vazão de projeto de $2,90 \text{ m}^3/\text{s}$ e queda bruta de 28,14 m.

Seguindo as recomendações de dimensionamento do Manual de Diretrizes para Projetos de PCH da ELETROBRÁS (2000), foram utilizados os parâmetros recomendados com o intuito de se calcular as perdas no circuito hidráulico de adução correspondente a vazão de $2,90 \text{ m}^3/\text{s}$, e com isso encontrar o valor da queda líquida e a correspondente potência hidráulica instalada, utilizando-se do arranjo já existente da central conforme o planta esquemática da figura 30 e o corte longitudinal da figura 31.

Em posse dos dados de projeto disponíveis do circuito hidráulico da central, foram realizados os cálculos necessários para se encontrar as perdas de carga no canal de adução e no conduto forçado, sendo assim descritos:

Figura 30: Planta Esquemática da Alternativa 3



Fonte: Elaboração Própria (2019).

A partir do conhecimento da seção do canal foram efetuados os cálculos para se determinar a perda de carga na estrutura, utilizando-se para isso a equação (25) e os parâmetros obtidos por meio das equações (26) e (27), sendo que os dados de entrada utilizados para a equação (26) foram: $D_h=1,68$ m e $k=0,00025$ m; resultando em um valor adimensional de 6756,58; já para a equação (27) os dados de entrada foram os seguintes: $v=1,58$ m/s; $D_h=1,68$ m/s e $\nu=1,01 \cdot 10^{-6}$ m²/s; a partir desses dois parâmetros calculados e utilizando-se do diagrama de Moody, o fator de atrito encontrado foi de 0,0135. Com a determinação do fator de atrito, e dos valores de velocidade, diâmetro hidráulico; viscosidade acima citados e da gravidade (9,8 m/s²), a perda de carga no canal foi calculada com a equação (25), resultando em 0,0348 m.

Calculada a perda referente ao canal de adução, posteriormente foi realizado o cálculo das perdas de carga no conduto forçado, representada inicialmente pela perda distribuída utilizando-se para isso a equação (29), onde foram utilizados os seguintes dados de entrada: comprimento do conduto forçado de 88,52 m; diâmetro com 0,86 m; vazão de projeto de 2,90 m³/s e constante "C" de 125 (correspondente ao aço galvanizado). Resultando em uma perda distribuída de 2,04 m.

Em relação às perdas de carga localizadas no circuito atual; a perda de carga na entrada na tubulação forçada foi calculada, e demais estimadas em 20 % das distribuídas. Utilizando da equação (30) para o cálculo da perda de carga na entrada da tubulação e os dados de entrada: $g= 9,8$ m/s²; $v=$ velocidade do escoamento de 4,99 m/s (obtida pela fórmula (20)) e $k_e=$ constante relacionada com a forma geométrica presente na entrada da tubulação 0,23 (forma ligeiramente arredondada) conforme dados da figura 28; resultou em uma perda de 0,64 m.

As perdas de carga totais ao longo do circuito hidráulico atual foram de 2,71 m. A nova queda líquida foi calculada a partir dos descontos de perda de carga total em relação à queda bruta de projeto, conforme equação (2) do capítulo de metodologia (capítulo 3), resultando em uma queda líquida de 25,42 m.

Utilizando-se da equação (31), e os seguintes valores de entrada: 9810 N/m³; 0,85; 2,90 m³/s e 25,42 m, respectivamente, foi calculada uma nova potência instalada no valor de 614,79 kW.

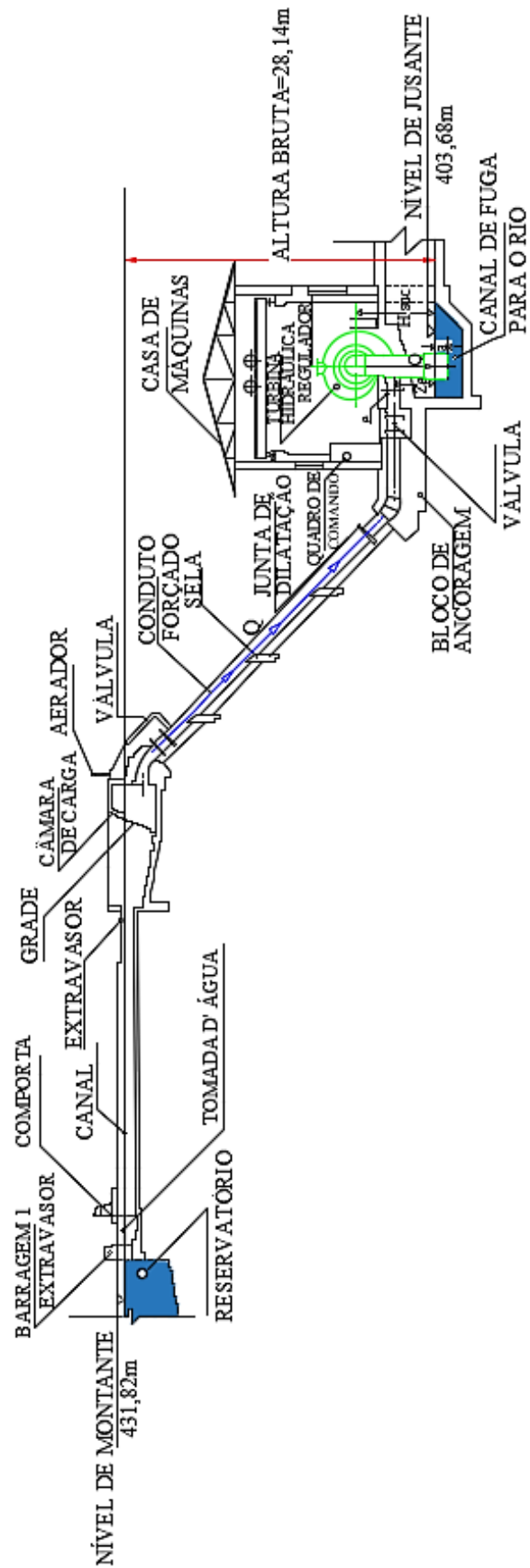
Logo o novo valor da potência instalada será de 614,79 kW. Assim a energia produzida obtida através dessa intervenção será em torno de 14,75 MWh/dia, demonstrando um ganho percentual de 207,29 % sobre os atuais 4,8 MWh/dia produzidos pela central.

Somando-se ao benefício de ganho energético propiciado por essa intervenção, também foram visualizadas outras vantagens dessa alternativa, dentre as quais se destaca o menor tempo de indisponibilidade futura da usina, já que a substituição do grupo gerador reduzirá a necessidade de paradas, uma vez que a nova casa de máquinas será toda automatizada; além de um aumento da vida útil da usina; outro benefício diz respeito à redução de custos com operação e manutenção ao longo da vida útil do grupo gerador, como também mínimos impactos ambientais negativos verificados (resultantes das modificações na casa de máquinas para a inserção do novo grupo gerador); além de um maior faturamento com a comercialização da energia adicional gerada.

Por outro lado, as desvantagens decorrentes dessa intervenção se referem à possibilidade de baixa produção energética em épocas de estiagem (baixos valores de vazão), como também os custos envolvidos no sentido de readequação da linha de transmissão e na subestação elétrica, uma vez que essas estruturas foram dimensionadas para uma potência instalada de 0,480 MW.

Outra desvantagem diz respeito à integração do novo grupo gerador ao circuito atual, uma vez que será necessária a parada do circuito hidráulico para se realizar a integração do novo grupo gerador, e até mesmo a quebra da casa de máquinas atual para sua adequação.

Figura 31: Corte Longitudinal da Alternativa 3



Fonte: Elaboração Própria (2019).

A partir dos dados de projeto, ou seja, queda líquida de referência de 25,46 m e vazão de 2,90 m³/s, a partir da análise do diagrama da figura 27, tem-se que a turbina mais apropriada para a situação é a do tipo Francis, devido à vantagem de atender uma ampla faixa de potência instalada e também pelo fato de ser a mais viável em termos econômicos. Com a nova potência instalada referente à vazão de 2,90 m³/s é de 614,79 kW, e a potência média referente a vazão de (3,77 m³/s) é de 480 kW, foi encontrado o valor de 0,78 para o fator de capacidade.

4.6 ESTIMATIVA PRELIMINAR ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS

O investimento inicial para implantação de uma central hidrelétrica é constituído pelos custos de estudos iniciais (hidrológicos; topográficos e viabilidade); custos de desenvolvimento (projeto e concepção), de engenharia (construção, projeto e serviços), de compra de equipamento, materiais, e também dos serviços de obra. Após a implantação e operação da central hidrelétrica, os custos futuros são resultantes, principalmente, de manutenção e operação dos equipamentos e estruturas envolvidas no processo de conversão energética. Assim, a estimativa econômica realizada nesse trabalho é representativa do investimento inicial e das despesas decorrentes de manutenção e operação, os impostos não foram considerados na estimativa.

Segundo Souza *et al.* (1999), a estimativa inicial dos custos relativos à aquisição de materiais, equipamentos e os serviços das obras de construção, podem ser realizadas através da utilização de equações de estimativa de custo, tais como as apresentadas na tabela 16.

As equações de estimativa de custos para o conduto forçado, grupo gerador e para a casa de força, desenvolvidas por Magalhães (2009), e as equações da estimativa de custo para pequenas barragens desenvolvida por Martinez (1994), foram utilizadas de forma a complementar as equações propostas por Souza *et al.* (1999), com a finalidade de obter uma melhor estimativa preliminar de custo.

As estimativas constantes na tabela 16 são baseadas nos custos dos anos de 1998, 1994 e 2008. Assim, para a atualização destes custos foi utilizado o Índice Nacional da Construção Civil - INCC. Este índice é elaborado pela Fundação Getúlio Vargas, a qual é responsável por verificar a evolução dos custos na construção civil de forma mensal. Para o período compreendido entre 01/01/1998 até 01/11/2019,

obteve-se um fator de correção de 261,78%, e para o período de 11/2008 até 11/2019, o fator de correção foi de 166,62%.

Tabela 16: Equações Para Estimativa de custo de PCH

Itens	Custo Inicial (R\$)	Ano	Fator de Correção	Custo Atualizado (R\$) Base: 11/2019)	(Data
Serviços Preliminares	-	-		-	
Canteiro e Equipamento ⁽¹⁾	2,6.Pel+12247,3	1998	2,6178	6,81.Pel+32060,98	
Administração ⁽¹⁾	33,05.Pel	1998	2,6178	86,51.Pel	
Engenharia ⁽¹⁾	64,4391.Pel	1998	2,6178	168,68.Pel	
Sistema de Captação	-			-	
Desvio do Rio ⁽¹⁾	39,84929.hc.lc	1998	2,6178	104,3174714hc.lc	
Barragem de Concreto ⁽²⁾	140,65e ^{0,3798.Hb} .Kv.Lb	1994	6,5412	920e ^{0,3798.Hb} .Kv.Lb	
Tomada d'água ⁽¹⁾	4428,451.Qp	1998	2,6178	11592,79903.Qp	
Comporta e Grade ⁽¹⁾	9,7Qp ² +167,9.Qp+700	1998	2,6178	25,3927Qp ² +439,529.Qp+1832,46	
Circuito de adução	-			-	
Canal de adução ⁽¹⁾	33,92686.Qp.lca	1998	2,6178	88,813.Qp.lca	
Câmara de carga ⁽¹⁾	5146,168.Qp	1998	2,6178	13471,6.Qp	
Conduto Forçado ⁽³⁾	0,23.Lcf ^{1,16} .Qp ^{1,03}	2008	1,6662	0,38.Lcf ^{1,16} .Qp ^{1,03}	
Blocos de ancoragem ⁽¹⁾	56,35.Qp.lcf	1998	2,6178	147,513.Qp.Lcf	
Grupo Gerador ⁽³⁾	17,12.n ^{-1,07} .Hb ^{0,908} .Qp ^{1,20}	2008	1,6662	28,52.n ^{-1,07} .Hb ^{0,908} .Qp ^{1,20}	
Sistema Elétrico	-			-	
Sistema de Proteção ⁽¹⁾	12,64893.Pel	1998	2,6178	33,1124.Pel	
Subestação ⁽¹⁾	71,58089.Pel	1998	2,6178	187,384.Pel	
Outras Estruturas	-			-	
Casa de Máquinas ⁽³⁾	437n ^{1,64} .Hb ^{-0,388} .p ^{0,635}	2008	1,6662	728.1294.n ^{1,64} .Hb ^{-0,388} .p ^{0,635}	
Outros	-			-	
Operação e Manutenção ⁽¹⁾	24,4148+1,73.Pel+0,00793(Cch-Cen)	1998	2,6178	63,913+4,528.Pel+0,020759.(Cch-Cen)	
(1) Souza <i>et al.</i> (1999)	(2) Martinez (1994)	(3) Magalhães (2009)			

Fonte: Elaboração Própria (2019).

Onde os dados de entrada são:

he= Altura da ensecadeira (m);

Le= Comprimento da ensecadeira (m);

hb=Altura da barragem (m);

Lb= Comprimento da Barragem (m);

Lca= Comprimento do Canal de Adução (m);

Lcf=Comprimento do Conduto Forçado (m);

Cch=Custo total da CGH (R\$);

Cen=Custo de engenharia (R\$);

Pel= Potência Elétrica (kW);

Qp= Vazão de projeto (m³/s);

Hb= Queda Bruta (m) do empreendimento;

n= Número de máquinas.

Após a aplicação das equações de custos observadas na tabela 16 e corrigidas para o período atual (11/2019), foram encontrados os valores relacionados na tabela 17.

Tabela 17: Custos das alternativas de repotenciação

Custos (R\$)	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Serviços Preliminares	434.923,02	340.976,27	36.245,42
Sistema de Captação	278.319,76	263.172,05	-
Adução	904.027,47	708.291,51	-
Grupo Gerador	5.577.418,47	3.655.067,75	2.118.823,42
Sistema Elétrico	339.028,62	266.900,96	135.559,56
Casa de Máquinas	247.317,36	212.464,73	146.457,76
Operação e Manutenção	26.370,01	13.489,05	9.015,31
Custo Total	7.807.404,72	5.460.362,32	2.446.101,47

Fonte: Elaboração Própria (2019).

4.6.1 Estimativa da Receita Bruta Anual.

Com a equação que relaciona os elementos de conversão energética tais como, vazão de projeto, queda bruta, gravidade, rendimento e fator de capacidade, juntamente com o preço pago pelo kWh, pode ser estimado a receita bruta anual por meio da equação:

$$RA = \eta_{ap} \cdot Q_p \cdot g \cdot H_B \cdot FC \cdot t \cdot T \text{ (R\$)} \quad (32)$$

Onde: T= tarifa de energia (R\$/kWh); RA=Receita Bruta Anual da CGH (R\$); FC=fator de capacidade (adimensional); t= período de tempo considerado (horas); Qp=vazão de projeto (m³/s); H_B=Queda bruta (m); η_{ap} =rendimento global do aproveitamento (adimensional) e g=gravidade (m/s²).

Os valores de FC utilizados na equação (32) foram encontrados a partir dos cálculos de potência instalada e potência média constantes no dimensionamento das alternativas deste trabalho, que resultaram nos seguintes valores de fator de capacidade para as alternativas 1, 2 e 3 respectivamente: 0,66; 0,56 e 0,78.

Para o valor da tarifa de energia, foi utilizado o valor estipulado pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), para o período atual (11/2019), no qual se utilizou como referência o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, que são preços divididos entre as categorias da energia do tipo leve, média ou pesada, além de ser subdividido entre as 4 regiões do país (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte). Assim, para a região Norte do país, no período considerado (11/2019), o valor do PLD para o preço de venda do kWh ficou em 0,32 R\$/kWh.

Para o tempo utilizado na equação (32), considerou-se o período em horas para 365 dias, descontando os dias de indisponibilidade das alternativas, onde foi considerado 7 dias de indisponibilidade para as alternativas 1 e 2; e 15 dias para a alternativa 3, resultando nos períodos de operação de 8.592 horas para as alternativas 1 e 2; e 8.400 horas para a alternativa 3.

Logo, para cada uma das alternativas de repotenciação, os valores de receita bruta anual foram relacionados na tabela 18:

Tabela 18: Receita Bruta Anual

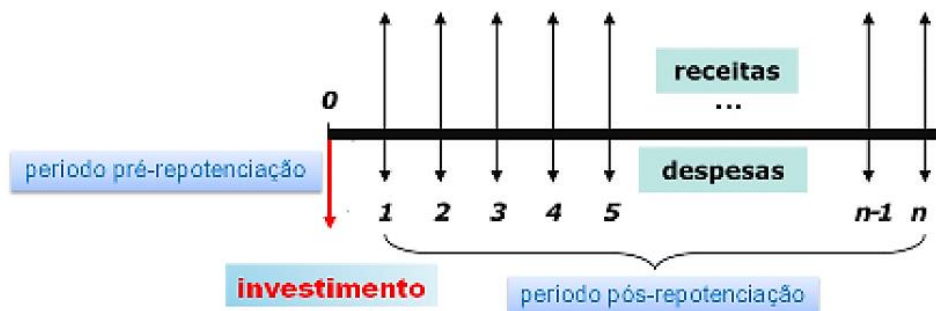
Alternativas	Receita bruta anual (R\$)
Circuito 1	2.781.370,10
Circuito 2	1.876.803,31
Circuito 3	1.290.240,00

Fonte: Elaboração Própria (2019).

4.6.2 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é um método utilizado na avaliação econômica do processo de repotenciação, nesse método as variáveis envolvidas ao longo do período de análise são representadas pelas receitas (entradas) e as despesas (saídas) conforme mostrado na figura 32; os períodos anuais são os mais utilizados para análise do fluxo de caixa do processo de repotenciação (OLIVEIRA, 2012).

Figura 32: Representação esquemática do fluxo de caixa



Fonte: Oliveira (2012).

Considerando períodos anuais no fluxo de caixa, a receita anual (RA) foi calculada tomando-se como preço de venda da energia o valor de 0,32 (R\$/kWh), e os custos e despesas anuais (CA) decorrentes da repotenciação, que são: custos de construção, custos de operação e manutenção. Na receita das alternativas 1 e 2, foi

levado em conta o período de indisponibilidade a partir da operação, sendo adotado o período de 7 dias por ano, para eventuais paradas no sistema, seja por falha ou para manutenções corretivas ou preventivas, uma vez que esses arranjos serão todos automatizados será reduzido a possibilidade de paradas; em contrapartida o período de indisponibilidade do arranjo da alternativa 3 é maior (15 dias) porque a usina é antiga, embora o grupo gerador seja novo. Após os cálculos das parcelas de entrada e saída anuais, é então quantificado o benefício líquido anual (BA), que é dado pela seguinte relação: $BA=RA-CA$. Logo para se quantificar o benefício no horizonte de projeto, fez-se o somatório dos benefícios anuais excluindo os tributos, seguro e depreciação para o horizonte de 20 anos de projeto, conforme em Apêndice.

Para a elaboração do fluxo de caixa deste trabalho foi considerado o período de 20 anos para as três alternativas, conforme a lei nº 9.427, de 1996 (redação dada pela Lei nº10.848 de 2004), as autorizações e concessões para acréscimo de geração, objetivando o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico, poderão ser prorrogados por prazo suficiente à amortização dos investimentos, limitados em 20 anos.

O período estimado para o início da operação dos novos arranjos das alternativas 1 e 2 foi de 3 anos por serem na modalidade ampliação, já para a alternativa 3 foi considerado o tempo de início da operação em 6 meses necessário para as readequações necessárias na casa de máquinas. Com isso, as receitas das alternativas 1 e 2 só começaram a ser contabilizadas a partir do 4º ano, e para a alternativa 3 a partir do 1º ano.

Nesse trabalho foram desconsideradas as despesas relacionadas com seguros, impostos e depreciação, logo só foram consideradas as despesas com operação e manutenção.

Para o preço comercializado da energia foi considerado também o valor de 0,32 R\$/kWh. Na tabela 19 foram relacionados os respectivos benefícios anuais para as alternativas.

Tabela 19: Benefícios Econômicos Anuais

Alternativas	Benefícios econômicos anuais (R\$)
Circuito 1	1.951.379,84
Circuito 2	1.310.799,01
Circuito 3	1.094.858,38

Fonte: Elaboração Própria (2019).

4.6.3 Tempo de Retorno Simples do Investimento.

O tempo de retorno simples do investimento é utilizado para quantificar o período em que o investimento será recuperado. Stalla (2000) afirma que este método possui uma série de vantagens, as quais cabem destacar: simplicidade para o cálculo, significado intuitivo e a liquidez do projeto. Entretanto o método em questão possui a desvantagem de não considerar as variações econômicas (inflação) no decorrer do período de análise. Como neste trabalho o objetivo é indicar a alternativa mais viável para repotenciação da central hidrelétrica, este método é o suficiente para tomada de decisão.

O tempo de retorno simples é dado pela seguinte equação:

$$TRIs = I/BA \quad (33)$$

Onde: TRIs é o tempo de retorno do investimento simples, I= investimento total e BA= benefício anual. A partir dos dados de entrada relacionados na tabela 20, temos os respectivos tempos de retorno para as alternativas.

Pode-se concluir, a partir dos resultados sintetizados na tabela 20, que a alternativa 3 apresenta o menor tempo de retorno, portanto é a mais viável economicamente em comparação com as demais alternativas.

Tabela 20: Tempo de Retorno Simples das Alternativas

Alternativas	Investimento (sem juros) (R\$)	Benefício Anual (R\$)	Tempo de Retorno Simples (anos)
Circuito 1	7.807.404,72	1.951.379,84	4,00
Circuito 2	5.460.362,32	1.310.799,01	4,16
Circuito 3	2.446.101,47	1.094.858,38	2,23

Fonte: Elaboração Própria (2019).

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Partindo-se do conceito de aproveitamento ótimo, no qual fundamenta-se no melhor arranjo para o aproveitamento do potencial hidroenergético disponível, chegou-se nos traçados das alternativas 1, 2 e 3. Foi possível verificar ganhos em termos de geração de energia, rendimento e ganhos de operação no desenvolvimento das alternativas.

Na alternativa 1 pode-se verificar o maior ganho energético em relação às demais alternativas, equivalente a 624,37 % frente à produção energética atual; ganho de rendimento possibilitado pela inserção de novas estruturas constituintes do circuito hidráulico, onde é verificado a redução das perdas de carga ao longo do mesmo. Ganhos em termos de operação também são verificados nessa alternativa, possibilitado por um melhor aproveitamento da hidrologia disponível, uma vez que a depender da vazão disponível será possível utilizar o circuito novo ou o incremental. Por outro lado, acabou sendo a alternativa que apresentou o maior valor para o investimento inicial, como era de se esperar pois ela utiliza da maior vazão e queda disponíveis, necessitando para isso aquisição de novas terras para seu arranjo, logo é a mais onerosa como observado na análise preliminar de custo.

Com relação à alternativa 2, pode-se quantificar um ganho energético da ordem de 470 % em relação ao produzido atualmente, além de ganhos de operação e rendimento, conforme relacionados na alternativa 1.

Em comparação à alternativa 1, a alternativa 2 apresentou ganhos energéticos inferiores, mas por outro lado seus custos de implantação foram menores.

Para ambas as alternativas (1 e 2), a inserção do novo circuito, não necessitará de parada da central existente; por outro lado as alternativas 1 e 2 apresentam, embora mínimos, impactos ambientais negativos, tais como supressão de vegetação, movimentação de solo devido inserção de novos circuitos. Os impactos ambientais positivos também são observados, como o melhor aproveitamento das vazões, ganhos econômicos pela venda incremental de energia.

Em relação à alternativa 3, pôde-se constatar um ganho de energia menor em relação às demais, da ordem de 207,29 %. Nesta alternativa foi verificado um ganho rápido de energia, já que a para troca do grupo gerador será necessário um período curto de 6 meses, possibilitando um ganho de operação já que o novo grupo gerador aproveita de melhor forma a vazão disponível (impacto ambiental positivo). Destaca-se que nessa intervenção serão verificados os menores impactos ambientais negativos, uma vez que para a integração e inserção do novo grupo gerador ao circuito atual, será necessário intervenções construtivas para readequação na casa de máquinas.

Como pode ser verificado na tabela 20, a alternativa que apresenta o menor tempo de retorno (2,23 anos) é a alternativa 3.

Importante destacar que todas as três alternativas de repotenciação são viáveis, já que o tempo de retorno do investimento para novas Centrais Geradoras Hidrelétricas ficam em torno de 8 a 10 anos, em média. Mas refinamentos econômicos precisam ser realizados, em outra etapa de avaliações, como a inclusão de juros, inflação, tributos, seguros e depreciação.

Essa afirmação pode ser reforçada, pelo que afirma Arbex (2019), o custo médio para implantação de uma PCH ou CGH é rentável até R\$ 10.000,00 por kW instalados, portanto para as alternativas de repotenciação apresentadas foram obtidos os seguintes custos por kW instalados: R\$ 5.077,78; R\$ 4.751,11; R\$ 3.978,76; para as alternativas 1, 2 e 3 respectivamente.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Resolução normativa nº 745, de 22 de novembro de 2016**. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016745.pdf>>. Acesso em: 20 abr. 2019.
- ANEEL. **Banco de Informações de Geração**. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 25 abr. 2019.
- ANEEL. **Atlas da Energia Elétrica no Brasil**. 2008. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par2_cap3.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2019.
- BACELLAR, R. M. B. A água e a energia como elementos essenciais para a qualidade da vida humana: a emergente necessidade de sustentabilidade nos sistemas de produção energética. In: CONFERÊNCIA DE PCH DISCUTE PERSPECTIVAS PARA O MERCADO, 11., 2017, Itajubá. **Notícias e Shp News**. Itajubá: **Committee**, 2017. p. 15- 20.
- BORIN, J.; ENNES, S. A.W., PADILHA, F. C. S.. Obtenção de créditos de carbono a partir da repotenciação de pequenas centrais hidrelétricas-PCH's. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 19., 2007, Rio de Janeiro. **Grupo XIV- Grupo de Estudo de Conservação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Ucs, 2007. p. 1 - 7.
- CAUS, Tuane Regina; MICHELS, Ademar. **Energia hidrelétrica: eficiência na geração**. 2014. 27 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Pós Graduação em Eficiência Energética, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.
- COSTA, Antônio Simões. **Turbinas Hidráulicas e Condutos Forçados**. 2003. Disponível em: <<http://www.labspot.ufsc.br/~simoies/dincont/turb-hidr-2003.pdf>>. Acesso em: 01 mai. de 2019.
- CUSTO MÉDIO DE PCHS E CGHS FICOU EM R\$ 225/MWH DESDE 2010, APONTA ESTUDO**. Curitiba: Abrapch, 03 ago. 2017. Disponível em: <<https://abrapch.org.br/2017/08/03/custo-medio-de-pchs-e-cghs-ficou-em-r-225mwh-desde-2010-aponta-estudo/>>. Acesso em: 10 dez. 2019.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional**. 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>. Acesso em: 21 abr. 2019.
- ELETROBRÁS, **Diretrizes para Elaboração de Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**, Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Manuais-e-Diretrizes-para-Estudos-e-Projetos.aspx>>. Acesso em :25 de maio de 2019.
- GOMES, E.P. **Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização**. 2013. 111 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Unicamp, Campinas, 2013.

- GERMER, Eduardo. **Turbinas**. 2015. Disponível em:<http://paginapessoal.utfpr.edu.br/eduardomg/maquinas-de-fluxo/material/Cap.6_Turbinas.pdf/view>. Acesso em 10 de maio de 2019.
- MAGALHÃES, R. N. **Estimação de custos para projetos de pequenas centrais hidrelétricas**. 2009. 109 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2009. Disponível em: <<http://livros01.livrosgratis.com.br/cp134026.pdf>>. Acesso em: 10 dez. 2019.
- MARTINEZ, C. B. **Interações entre o planejamento e o projeto de UHE's. O caso das pequenas centrais hidrelétricas no Brasil**. 1994. 294 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1994. Disponível em:<<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/264522>>. Acesso em: 20 dez. 2019.
- MIGLIORINI, P.C.P. **Repotenciação de pequena central hidrelétrica Emas "Nova"-Pirassununga-SP: aspectos técnicos, socioambientais e economicos**. 2011. 82 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.
- Ministério de Minas e Energia. **PORTARIA N° 102**. 2016. Disponível em:<<http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PORTARIA+No+102+DE+22+DE+MA+R%C3%87O+DE+2016.pdf/0eb68d7f-74a5-40a4-bbdf-70471ad3fcb1>>. Acesso em: 14 abr. 2019.
- OLIVEIRA, M.A. **Repotenciação de pequenas centrais hidrelétricas: avaliação técnica e econômica**. 2012. 171 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2012.
- OLIVEIRA, M. A.; BORTONI, E. C. Ganhos Viabilizados pela Repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas: conceitos e definições. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO., 8.,2012,Curitiba. **Energias para o século XXI: sociedade e desenvolvimento**. Curitiba: Cbpe, 2012. p. 1 – 19.
- OLIVEIRA, M. A.; Modelo para análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação de pequenas centrais hidrelétricas. In: CONFERÊNCIA DE PCH DISCUTE PERSPECTIVAS PARA O MERCADO, 11.,2017,Itajubá. **Notícias e Shp News**. Itajubá: Committee, 2017. p. 5-10.
- OLIVEIRA, M. A. Technical and economic evaluations for decision-making on the repowering of small hydropower plants and the optimum exploit of existing plants in brazil. **American Journal Of Hydropower, Water And Environment Sytems**, Itajubá,v. 6, p.16-24, 20 out. 2018.
- RECONSTRUÇÃO da Barragem da Usina Corujão inicia no próximo mês. **O Norte**. Araguaína, 24 jan. 2020. p. 1-2. Disponível em: <<https://www.portalnorte.com.br/noticias/araguaina-57068-reconstrucao-da-barragem-da-usina-corujao-inicia-no-proximo-mes/57068/>>. Acesso em: 20 dez. 2020.
- SOUZA, Z./ Santos, A.H.M./ Bortoni, E.C. – Centrais Hidrelétricas: estudos para implantação - Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 1999.

SPEROTTO, Sara Regina; PRIORI, Franciele; BORTOLIN, Taison Anderson. Estudos Hidrológicos para a Repotenciação de uma Central Geradora Hidrelétrica. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DE TECNOLOGIAS PARA O MEIO AMBIENTE, 6., 2018, Bento Gonçalves. **Inovação com sustentabilidade em tempos de mudança**. Bento Gonçalves: Ucs, 2018. p. 1 – 10.

SILVA, E.C.N. **Máquinas de Fluxo**. 2019. Disponível em: <<http://sites.poli.usp.br/d/pmr2481/aula01-int.pdf>>. Acesso em 15 de maio de 2019.

VEIGA, J.R.C. **Oportunidades de negócio com a repotenciação de usinas: aspectos técnicos, econômicos e ambientais**. 2001. 80 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós Graduação em Energia, Usp, São Paulo, 2001.

VEIGA, José Roberto Campos da; BERMANN, Célio. Repotenciação de usinas hidrelétricas: uma avaliação a partir de três estudos de caso. **Revista Brasileira de Energia**, Rio de Janeiro, v. 9, n. 1, p.1-9, 7 jan. 2002.

WWF-BRASIL, 2004, “A Repotenciação De Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental”. Grupo de Estudos de Política Energética. 34p.

APÊNDICE

Tabela 21: Fluxo de Caixa da Alternativa 1

Anos	Receitas Anuais (R\$)	Custo e despesas anuais (R\$)
0		
1	-	2602468,24
2	-	2602468,24
3	-	2602468,24
4	2781370,10	26370,01
5	2781370,1	26370,01
6	2781370,1	26370,01
7	2781370,1	26370,01
8	2781370,1	26370,01
9	2781370,1	26370,01
10	2781370,1	26370,01
11	2781370,1	26370,01
12	2781370,1	26370,01
13	2781370,1	26370,01
14	2781370,1	26370,01
15	2781370,1	26370,01
16	2781370,1	26370,01
17	2781370,1	26370,01
18	2781370,1	26370,01
19	2781370,1	26370,01
20	2781370,1	26370,01
Total	47283291,7	8255694,89
Benefício Líquido Anual (R\$)		1951379,84

Fonte: Elaboração Própria (2019).

Tabela 22: Fluxo de Caixa da Alternativa 2

Anos	Receitas Anuais (R\$)	Custo e despesas anuais (R\$)
0		
1	-	1820120,773
2	-	1820120,773
3	-	1820120,773
4	1876803,31	13489,05
5	1876803,31	13489,05
6	1876803,31	13489,05
7	1876803,31	13489,05
8	1876803,31	13489,05
9	1876803,31	13489,05
10	1876803,31	13489,05
11	1876803,31	13489,05
12	1876803,31	13489,05
13	1876803,31	13489,05
14	1876803,31	13489,05
15	1876803,31	13489,05
16	1876803,31	13489,05
17	1876803,31	13489,05
18	1876803,31	13489,05
19	1876803,31	13489,05
20	1876803,31	13489,05
Total	31905656,27	5689676,17
Benefício Líquido Anual (R\$)		1310799,01

Fonte: Elaboração Própria (2019).

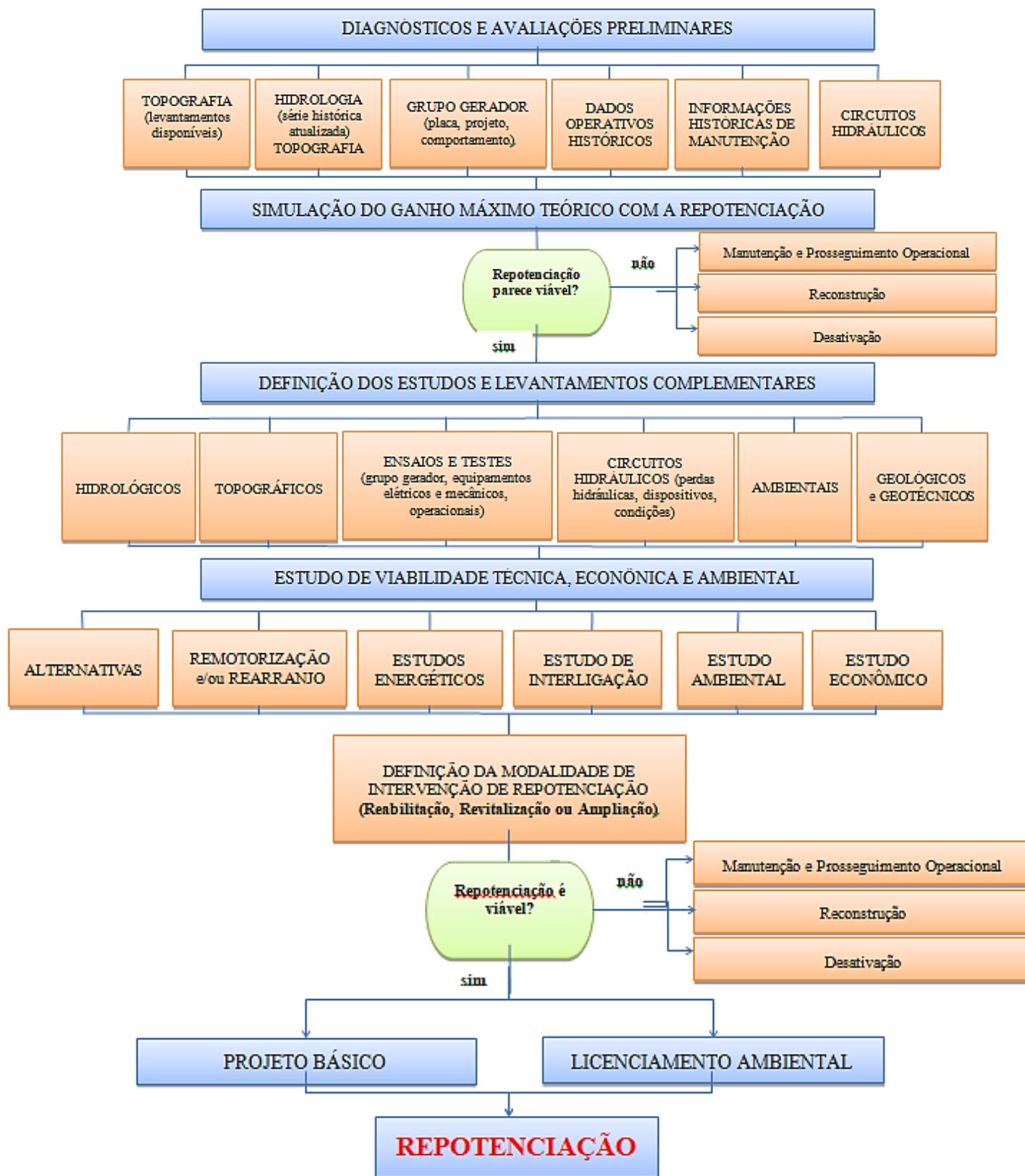
Tabela 23: Fluxo de Caixa da Alternativa 3

Anos	Receitas Anuais (R\$)	Custo e despesas anuais (R\$)
0		
1	-	2446101,47
2	1290240,00	9015,31
3	1290240,00	9015,31
4	1290240,00	9015,31
5	1290240	9015,31
6	1290240	9015,31
7	1290240	9015,31
8	1290240	9015,31
9	1290240	9015,31
10	1290240	9015,31
11	1290240	9015,31
12	1290240	9015,31
13	1290240	9015,31
14	1290240	9015,31
15	1290240	9015,31
16	1290240	9015,31
17	1290240	9015,31
18	1290240	9015,31
19	1290240	9015,31
20	1290240	9015,31
Total	24514560,00	2617392,36
Benefício Líquido Anual (R\$)		1094858,38

Fonte: Elaboração Própria (2019).

ANEXOS

Anexo 1: Metodologia de referência



Fonte: Oliveira (2010).