FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE RONDÔNIA
NÚCLEO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO REGIONAL E MEIO AMBIENTE - PGDRA

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO ESTADO DE RONDÔNIA: ESTUDO DE CASO NA CGH MARTINUV

EDUARDO EGIDIO VICENSI DELIZA

PORTO VELHO (RO)
2021

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE RONDÔNIA
NÚCLEO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO REGIONAL E MEIO AMBIENTE - PGDRA

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO ESTADO DE RONDÔNIA: ESTUDO DE CASO NA CGH MARTINUV

EDUARDO EGIDIO VICENSI DELIZA

Orientador: Prof. Dr. Fabrício Moraes de Almeida

Dissertação de Mestrado apresentada junto ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente, Área de Concentração Desenvolvimento Sustentável & Diagnóstico Ambiental, para obtenção do Título de Mestre em Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente.

PORTO VELHO (RO)
2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

Fundação Universidade Federal de Rondônia

Gerada automaticamente mediante informações fornecidas pelo(a) autor(a)

D355a Deliza, Eduardo Egidio Vicensi.

Análise de viabilidade técnica e econômica da repotenciação de pequenas centrais hidrelétricas no estado de Rondônia: estudo de caso na CGH Martinuv / Eduardo Egidio Vicensi Deliza. -- Porto Velho, RO, 2021.

99 f. : il.

Orientador(a): Prof. PhD Fabrício Moraes De Almeida

Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente) Fundação Universidade Federal de Rondônia

1.Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2.Repotenciação. 3.Inovação Tecnológica. 4.Desenvolvimento Regional Sustentável. I. Almeida, Fabrício Moraes De. II. Título.

CDU 627.82(811.1)

Bibliotecário(a) Luã Silva Mendonça CRB 11/905

EDUARDO EGIDIO VICENSI DELIZA

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO ESTADO DE RONDÔNIA: ESTUDO DE CASO NA CGH MARTINUV

Comissão Examinadora

Documento assinado eletronicamente por **FABRICIO MORAES DE ALMEIDA**, **Presidente**, em 26/03/2021, às 16:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, doDecreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **FLAVIO DE SAO PEDRO FILHO**, **Membro Titular**, em 27/03/2021,às 16:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539,de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **JORGE TOMIOKA**, **Membro Titular**, em 26/03/2021, às 14:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **CLÁUDIA BRAZIL MARQUES**, **Membro Titular**, em 26/03/2021,às 20:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **EDUARDO EGIDIO VICENSI DELIZA**, **Discente**, em 26/03/2021, às 15:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Porto Velho, 26 de março de 2021.

Resultado: Aprovada.

Dedico este trabalho a Deus, que sempre me deu forças para continuar, aos meus pais, Marcos (in memorian) e Loridane, por todo amor e ensinamentos ao longo da vida e ao meu filho, Theodoro.

AGRADECIMENTOS

Aos meus irmãos e amigos, por todo apoio e paciência ao longo do desta etapa.

Ao meu orientador, Dr. Fabrício Moraes de Almeida, pela contribuição técnica ao longo do trabalho, agregando valor ao mesmo.

Ao Dr. Flávio de São Pedro Filho, por todo apoio, presente antes mesmo do ingresso no programa de mestrado, até as etapas finais.

Ao Sr. Rubens, pelo apoio nas atividades de campo e a todos os outros que contribuíram com o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

As Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs contribuem com o desenvolvimento energético e social do Brasil. Além disso, PCHs podem suprir as dificuldades atuais das Usinas Hidrelétricas - UHEs, reduzindo: perdas com transmissão e distribuição e atrasos no licenciamento/construção. Grande parte do potencial hidráulico a ser aproveitado encontra-se na região Norte, trazendo uma série de desafios de caráter econômico, social e ambiental. Para reduzir novos impactos socioambientais provenientes de empreendimentos hidrelétricos e, ainda assim, atender à crescente demanda por eletricidade, pode-se destacar o processo de repotenciação, que busca otimizar a potência instalada de um empreendimento através da utilização de inovações tecnológicas ou identificação de folgas no projeto inicial. O objetivo geral desta pesquisa é estudar a viabilidade técnico-econômica da repotenciação de centrais hidrelétricas. E para os resultados traz como objetivos específicos efetuar o levantamento dos principais elementos cognitivos que permitam o conhecimento sobre repotenciação de centrais hidrelétricas (1); analisar casos de repotenciação realizados em usinas hidrelétricas em face dos respectivos ganhos energéticos obtidos com a aplicação de tecnologias inovadoras ou correção de deficiências de projeto (2); avaliar os benefícios técnico-econômicos da repotenciação de centrais hidrelétricas, considerando as principais características de uma usina (3).

Palavras-chave: Pequenas Centrais Hidrelétricas. Repotenciação. Inovação Tecnológica. Desenvolvimento Regional Sustentável.

ABSTRACT

Small Hydroelectric Plants - SHPs contribute to Brazil's energy and social development. In addition, SHPs can meet the current difficulties of Hydroelectric Plants - UHEs, reducing: losses from transmission and distribution and delays in licensing / construction. Much of the hydraulic potential to be harnessed is found in the North region, bringing a series of economic, social and environmental challenges. To reduce new socio-environmental impacts from hydroelectric projects and still meet the growing demand for electricity, the repowering process can be highlighted, which seeks to optimize the installed power of a project through the use of technological innovations or identification of gaps in the initial project. The general objective of this research is to study the technical and economic feasibility of repowering hydroelectric power plants. And for the results it has as specific objectives to carry out the survey of the main cognitive elements that allow the knowledge about repowering of hydroelectric power plants (1); analyze cases of repowering carried out in hydroelectric plants in view of the respective energy gains obtained with the application of innovative technologies or correction of design deficiencies (2); evaluate the technical and economic benefits of the repowering of hydroelectric plants, considering the main characteristics of a plant (3).

Keywords: Small Hydroelectric Plants. Repowering. Technologic innovation. Sustainable Regional Development.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fontes de geração de eletricidade (mundial) entre 1971 e 2017 20
Figura 2 - Evolução da Potência Instalada no Brasil 22
Figura 3 - Participação das fontes renováveis na matriz elétrica 23
Figura 4 - Síntese da expansão prevista para o setor elétrico até 2027 24
Figura 5 - Representação típica de uma usina hidrelétrica 28
Figura 6 - Idade crítica de componentes e estruturas de empreendimentos hidrelétricos 31
Figura 7 - Custos de operação e manutenção ao longo da vida útil de uma máquina 40
Figura 8 - Modelo de análise de viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação de PCHs 47
Figura 9 - Modelo utilizado para o diagrama de redes PERT-CPM 49
Figura 10 - Mapa dos empreendimentos de geração de energia elétrica (PCH e CGH) – RO. 50
Figura 11 - Vista superior da CGH Martinuv 52
Figura 12 - Gráfico de frequência de publicações por ano no período 2000 – 2019 54
Figura 13 - Gráfico de autores com maior frequência de publicação 54
Figura 14 - Gráfico de periódicos com maior frequência de publicação 55
Figura 15 - Gráfico de instituições com maior frequência de publicação 55
Figura 16 - Gráfico dos países com maior frequência de publicação 56
Figura 17 - Gráfico das áreas de conhecimento com maior frequência de publicação 56
Figura 18 - Gráfico de frequência de publicações por ano no período 2000 – 2019 57
Figura 19 - Gráfico de autores com maior frequência de publicação 58
Figura 20 - Gráfico de periódicos com maior frequência de publicação 58
Figura 21 - Gráfico de instituições com maior frequência de publicação 59
Figura 22 - Gráfico dos países com maior frequência de publicação 59
Figura 23 - Gráfico das áreas de conhecimento com maior frequência de publicação 60
Figura 24 - Canal de adução 67
Figura 25 - Montagem em série do conduto forçado da CGH Martinuv 68
Figura 26 - Vista interna da casa de máquinas 69
Figura 27 - Canal de fuga 70
Figura 28 - Subestação da usina 70
Figura 29 - Turbinas hidráulicas da CGH Martinuv 71
Figura 30 - Gerador elétrico da CGH Martinuv 72
Figura 31 - Localização da usina (com curvas de nível) 73

Figura 32 - Curva de nível da área da CGH Martinuv (3 em 3 metros) 73
Figura 33 - Canal de adução da CGH Martinuv sem fluxo d'água 75
Figura 34 - Canal trapezoidal com Geomembrana PEAD 77
Figura 35 - Perfil do canal de adução da CGH Martinuv (com valas laterais) 79
Figura 36 - Resultados dos Leilões de Energia Elétrica (Filtro: PCH e CGH) 81
Figura 37 - Diagrama de Redes PERT-CPM 83
Figura 38 - Curva Valor Presente Acumulado x Vida Útil (Alternativa I) 86
Figura 39 - Curva Valor Presente Acumulado x Vida Útil (Alternativa II) 87
Figura 40 - Curva Valor Presente Acumulado x Vida Útil (Alternativa III) 88

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Empreendimentos de geração de eletricidade em operação no Brasil 21
Quadro 2 - Fontes utilizadas no Brasil - Fase: Operação 22
Quadro 3 - Empreendimentos em operação no Estado de Rondônia 25
Quadro 4 - Tipo de pesquisa e características 36
Quadro 5 - Procedimentos, análise de dados e geração de conhecimentos 37
Quadro 6 - Pequenas Centrais Hidrelétricas em Rondônia (Fase: em operação) 50
Quadro 7 - Centrais Geradoras Hidrelétricas em Rondônia (Fase: em operação) 51
Quadro 8 - Palavras-chave utilizadas no estudo bibliométrico 53
Quadro 9 - Artigos mais relevantes - Pequenas Centrais Hidrelétricas 57
Quadro 10 - Artigos mais relevantes - Repotenciação 60
Quadro 11 - Repotenciações e estudos de viabilidade realizados no Brasil e no exterior 65
Quadro 12 - Dimensões do conduto forçado 68
Quadro 13 - Dados técnicos das turbinas da CGH Martinuv 71
Quadro 14 - Coeficiente de condutividade hidráulica associado ao tipo de superfície 77
Quadro 15 - Coeficientes de rugosidade de Manning 80
Quadro 16 - Levantamento das atividades 82
Quadro 17 - Custos do revestimento com geomembrana PEAD. 84
Quadro 18 - Custo total 84
Quadro 19 - Ganho anual devido à repotenciação 85
Quadro 20 - Análise econômica - CGH Martinuv (Alternativa I) 85
Quadro 21 - Análise econômica - CGH Martinuv (Alternativa II) 86
Quadro 22 - Análise econômica - CGH Martinuv (Alternativa III) 87

Quadro 23 - Resumo da avaliação técnica.....89
Quadro 24 - Resumo da avaliação econômica.....89
Quadro 25 - Comparativo das propriedades técnicas da Geomembrana reforçada RhinoMat® Aquamat Flex (0,65) com a geomembrana convencional de 0,8 mm 90
Quadro 26 - Comparativo das propriedades técnicas da Geomembrana reforçada RhinoMat® Aquamat Flex (0,65) com a geomembrana convencional de 1,0 mm 90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Potencial hidrelétrico brasileiro para os estudos de longo prazo 21
Tabela 2 - Fórmulas Gerais.....45

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRAGEL	Associação Brasileira de Geração de Energia Elétrica
AIE	Agência Internacional de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANA	Agência Nacional das Águas
BEN	Balanço Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GEE	Gases de Efeito Estufa
IDHM	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal
MUST	Montante de Utilização do Sistema de Transmissão
ONG	Organização Não Governamental
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão
PNE	Plano Nacional de Energia
SIGEL	Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UFV	Usina Fotovoltaica

UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termoelétrica
UTN	Usina Termonuclear
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

BA	Benefício líquido anual
C_T	Custo total da obra de repotenciação (R$)
C_P	Custo de projeto (R$)
C_E	Custo de repotenciação dos equipamentos eletromecânicos (R$)
$C_{O\&M}$	Custo operacional e manutenção (Usina Desativada) (R$)
C_{TE}	Custo dos tributos e encargos (Usina Desativada) (R$)
C_{LT}	Custo das perdas em Linhas de Transmissão (Usina Desativada) (R$)
C_I	Custo de indisponibilidade (Usina em Operação) (R$)
C_C	Custo com obras civis (Reconstrução) (R$)
C_A	Custo com impactos ambientais (Reconstrução) (R$)
E	energia total gerada na usina ao longo de um ano, ou 8.760 horas (em MWh/ano)
E'	Energia firme
F_C	Fator de capacidade médio
F_D	Fator de disponibilidade média das unidades geradoras;
F_P	Fator de permanência
$F_P{}'$	Fator de permanência crítico, ou seja, computado ao longo do período crítico do sistema de referência
FC_0	Fluxo de caixa verificado no momento zero (inicial)
FC_t	Fluxo de caixa no período t (previsto)
ρ	densidade da água (kg/m³)
g	aceleração da gravidade (m/s²)
H	altura de queda líquida, correspondente à diferença entre os níveis de montante e de jusante, menos as perdas medias por atrito na tubulação (m)
i	Taxa de juros

I	Investimento total
n	Número de períodos considerado
η	Rendimento do conjunto turbina-gerador
ηT	Rendimento da turbina
ηG	Rendimento do gerador
P	Potência instalada capacidade de produção de energia elétrica (MW)
P_1	Potência de saída no secundário
P_2	Potência de entrada no primário
P_D	Potência media disponível ou capacidade média de geração da usina (em MW)
PBs	*Payback* simples
Q	Vazão turbinada pelo conjunto de unidades geradoras (m^3/s)
Q_E	Energia elétrica produzida
$R_{B/C}$	Relação benefício/custo
T	Período de tempo considerado
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 16
1.1 Justificativa 16
1.2 Problematização 17
1.3 Objetivos 18
1.4 Estrutura do Trabalho 18
2 REVISÃO TEÓRICO-CONCEITUAL 19
2.1 Levantamento teórico e conceitual sobre os elementos cognitivos da repotenciação 19
2.1.1 Potencial Hidrelétrico no Brasil 20
2.1.2 Fontes renováveis na matriz elétrica 22
2.1.3 Perspectivas de expansão 23
2.1.4 Empreendimentos Hidrelétricos no Estado de Rondônia 25
2.2 Principais conceitos sobre centrais geradoras hidrelétricas 26
2.2.1 Componentes de uma usina hidrelétrica 28
2.3 Definições sobre repotenciação de usinas hidrelétricas 31
2.3.1 Modalidades de intervenção da repotenciação 33
2.3.2 Principais barreiras a uma maior difusão da repotenciação no país 34
3 MATERIAIS E MÉTODOS 36
3.1 Procedimentos metodológicos 36
3.2 Tratamento sobre estudo bibliométrico 37
3.3 Análise de repotenciações realizadas no exterior e no Brasil 38
3.4 Análise técnico-econômica da repotenciação 38
3.4.1 Avaliação técnica da repotenciação centrais hidrelétricas 38
3.4.2 Avaliação econômica da repotenciação de centrais hidrelétricas 42
3.4.3 Modelo para análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas 46
3.5 Diagrama de redes PERT/CPM 48

3.6 Local de Realização da Pesquisa 49
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO 53
4.1 Resultado do levantamento dos principais elementos cognitivos que permitem o conhecimento sobre repotenciação de centrais hidrelétrica 53
4.2 Resultado dos *cases* de repotenciação analisados 61
4.2.1 Repotenciações realizadas no exterior 61
4.2.2 Estudos de viabilidade realizados no Brasil 62
4.3 Resultado da análise de viabilidade aplicada na CGH MARTINUV 66
4.3.1 Descrição geral da usina 66
4.3.2 Topografia e geologia 72
4.3.3 Estudos Hidrometeorológicos 74
4.3.4 Estudo Energético 74
5 CONCLUSÕES 92
REFERÊNCIAS 94

1 INTRODUÇÃO

A hidreletricidade tem sido a principal fonte de geração da matriz elétrica brasileira. Entre os fatores que influenciam esta grande representatividade, destacam-se o grande potencial hidrelétrico do país e a grande flexibilidade operativa obtida com este tipo de alternativa, atendendo assim às flutuações de demanda.

A demanda energética no Brasil é crescente, mas os potenciais hidráulicos já estão sendo, em sua maioria, aproveitados. Desta forma o país encontra-se em uma situação onde há a necessidade de, além de ampliar o quantitativo de empreendimentos hidrelétricos, garantir o melhor aproveitamento das unidades que estão em operação, ou seja, alcançar o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico.

Para que seja possível alcançar-se a máxima eficiência na operação dos empreendimentos hidrelétricos, utiliza-se a repotenciação, processo no qual um empreendimento passa por uma série de intervenções em busca do incremento de potência e/ou rendimento, seja por deficiências de projeto ou depreciação.

Assim, o estudo de caso com foco na viabilidade técnico-econômica da repotenciação objetiva identificar as alternativas de intervenção em uma central geradora hidrelétrica em fase de operação.

1.1 Justificativa

Do ponto de vista estratégico, uma PCH é mais viável que uma grande usina, estão distribuídas no território nacional, geram empregos locais e não necessitam de grandes linhas de transmissão. As PCHs e CGHs são empreendimentos com tecnologia totalmente nacional, o que permite fomentar a indústria brasileira.

De acordo com a ABRAGEL (2017), as PCHs podem suprir as dificuldades atuais das UHEs, reduzindo perdas com transmissão e distribuição e atrasos no licenciamento/construção. Para reduzir novos impactos socioambientais provenientes de empreendimentos hidrelétricos e, ainda assim, atender à crescente demanda por eletricidade, pode-se destacar o processo de repotenciação.

Através da repotenciação também é possível intervir em empreendimentos mal aproveitados, seja por mal dimensionamento ou depreciação, fazendo cumprir-se o conceito de “aproveitamento ótimo” do potencial hidráulico, conforme Lei Nº 9.074/95. O “aproveitamento ótimo” é dinâmico e objetiva determinar a máxima produção energética de um potencial

hidráulico em uma bacia hidrográfica qualquer, respeitadas as restrições de caráter socioambiental, contratuais e regulatórias (NT Nº 221 – SGH/ANEEL, 2011).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) reconhece, através da Nota Técnica nº 026/2011, que estudos de repotenciação de unidades geradoras existentes podem trazer ganhos na operação energética e agregar disponibilidade ao Sistema Interligado Nacional, além de atender sistemas isolados, principalmente no caso de PCHs e CGHs. Ainda de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, a região Norte não conta com seu potencial de PCH mapeado (EPE, 2018).

A repotenciação pode ser utilizada para redefinir a potência nominal inicialmente projetada com o auxílio de inovações tecnológicas e concepções mais atuais de projeto ou ainda para elevar a potência de operação, através da identificação de folgas no projeto inicial, sem que haja incorporação de novas tecnologias à unidade geradora.

A pesquisa aqui realizada, aborda a utilização de tecnologias inovadoras na melhoria de processos, especificamente através de intervenções no processo de geração de energia através da repotenciação, e está relacionada à Linha de Pesquisa 2 – Políticas Públicas e Desenvolvimento Sustentável, do Programa de Pós-graduação em Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente (PGDRA), da Universidade Federal de Rondônia (UNIR).

1.2 Problematização

Um dos maiores gargalos no desenvolvimento econômico e social, de qualquer nação, consiste no fornecimento de energia elétrica que permita tais avanços. Em contrapartida ao aumento da demanda por eletricidade, tem-se o aumento das preocupações ambientais, exigindo a necessidade de investimentos em fontes renováveis.

É fato que o Brasil possui um grande potencial hidrelétrico, mesmo com toda a representatividade desta fonte em sua matriz, há muitos potenciais ainda não aproveitados. Mas o investimento em novos empreendimentos é a única alternativa para atender à crescente demanda? O presente trabalho apresenta uma alternativa aos novos empreendimentos, a repotenciação, obtendo ganhos de potência e rendimento através de intervenções em usinas existentes.

1.3 Objetivos

O objetivo geral desta pesquisa é estudar a viabilidade técnico-econômica da repotenciação de centrais hidrelétricas. E para os resultados traz como objetivos específicos efetuar o levantamento dos principais elementos cognitivos que permitam o conhecimento sobre repotenciação de centrais hidrelétricas (1); analisar casos de repotenciação realizados em usinas hidrelétricas em face dos respectivos ganhos energéticos obtidos com a aplicação de tecnologias inovadoras ou correção de deficiências de projeto (2); avaliar os benefícios técnico-econômicos da repotenciação de centrais hidrelétricas, considerando as principais características de uma usina (3).

1.4 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos, sendo este o primeiro, introdutório. No Capítulo 2 é realizado o referencial teórico, onde são abordados o potencial hidrelétrico no Brasil, demanda energética, classificação dos empreendimentos, conceitos e definições acerca da repotenciação, regulamentação e comercialização da energia elétrica no mercado brasileiro e atuais barreiras à repotenciação. Além disso, o capítulo apresenta um modelo para estudo de viabilidade da repotenciação em Pequenas Centrais Hidrelétricas.

No Capítulo 3 são abordados os materiais e métodos utilizados no presente trabalho. Serão abordadas algumas repotenciações e estudos de viabilidade realizados em usinas localizadas no Brasil e no exterior. É realizada a avaliação técnica do processo de repotenciação de usinas hidrelétricas, tratando dos estudos e diagnósticos realizados nos principais equipamentos e estruturas presentes nos empreendimentos de geração, e os respectivos ganhos energéticos obtidos através deste processo, tais como ganho de vazão, queda, rendimento e operacional.

Ainda no Capítulo 3, são apresentados os métodos para avaliação econômicas do processo de repotenciação de usinas hidrelétricas, com a estrutura dos custos envolvidos e variáveis que devem ser consideradas. O Capítulo 4 refere-se à apresentação dos resultados e discussão e, por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho e recomendações para trabalhos futuros.

2 REVISÃO TEÓRICO-CONCEITUAL

A administração financeira, conforme Assaf Neto (2014), é um campo de estudo teórico e prático que objetiva, essencialmente, assegurar um melhor e mais eficiente processo de captação e alocação de recursos de capital. Nesse contexto, a viabilidade de investimento fundamenta-se em decisões de investimento complexas, que exigem elevado conhecimento técnico no trato de seus instrumentos. Esta teoria preconiza a racionalidade da decisão de investimento e a busca da maximização da eficiência na alocação de recursos.

2.1 Levantamento teórico e conceitual sobre os elementos cognitivos da repotenciação

Para a física, energia é a capacidade de produzir trabalho e transferir calor ou alterar matéria (VECCHIA, 2010). Já Lobão et al. (2010), apontam que a energia em seu sentido mais amplo tem um papel fundamental para a sociedade, como elemento chave para a inclusão social, desenvolvimento sustentável e, consequentemente, melhoria da qualidade de vida da população.

Cardoso (2009), em estudo sobre os desafios ao desenvolvimento Brasileiro, assevera que o pressuposto é o de que o estoque de recursos naturais é finito e, portanto, se não preservados, ou reproduzidos tempestivamente e de forma racional estar-se-ia comprometendo a sobrevivência das futuras gerações.

No horizonte do Plano Decenal de Expansão (PDE) 2026 (EPE, 2017), para atender à crescente demanda de eletricidade é necessário manter uma matriz energética distribuída, com foco nas fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa), atendendo às premissas socioambientais. A projeção é que as fontes renováveis sejam responsáveis por 90% da geração de eletricidade em 2026. Em conjunto, as Usinas Hidrelétricas, Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas são responsáveis por 64% de toda eletricidade gerada, sendo 3,62% correspondente às PCHs e CGHs (ANEEL, 2019).

A hidroeletricidade ainda apresenta custo inferior se comparado às demais fontes renováveis, além de proporcionar segurança energética, complementariedade com as demais renováveis, flexibilidade operativa e manutenção de uma matriz elétrica de baixo carbono (EPE, 2017). De acordo com a ANEEL (2017), ao contrário de uma usina hidrelétrica de grande porte, as PCHs não necessitam de grandes reservatórios para armazenagem de volumes de água, pois operam a fio d’água, ou seja, permitem a passagem contínua da água com uma capacidade nominal mais estável.

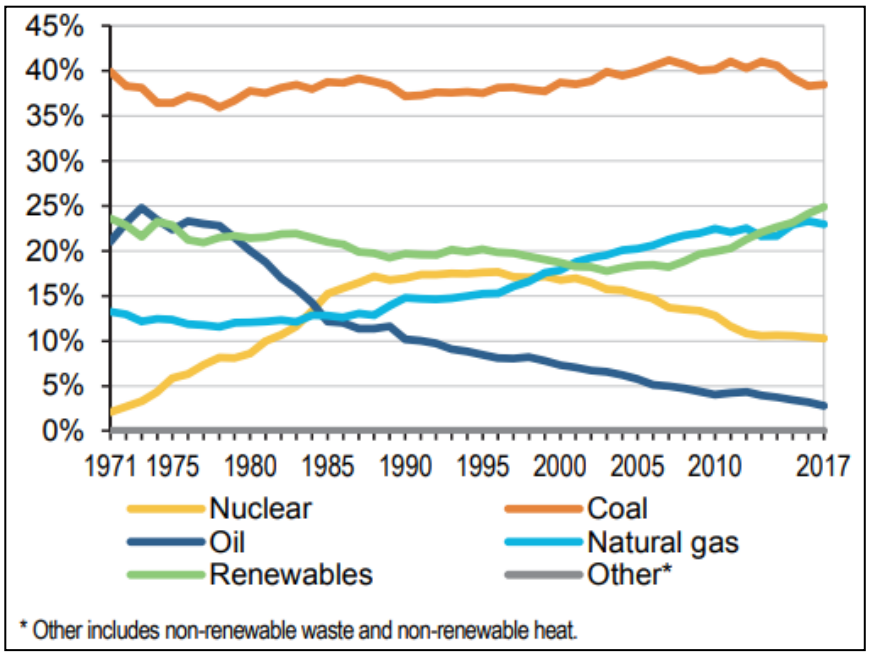
As PCHs e CGHs têm papel importante no parque de geração de energia elétrica nacional. Dados do Banco de Informações de Geração mostram que a potência instalada das PCHs, ao considerar empreendimentos em operação e outorgados, somam 7067,3 MW, valor bem próximo da capacidade instalada das usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, que juntas somam 7318 MW (ANEEL, 2019).

2.1.1 Potencial Hidrelétrico no Brasil

De acordo com a Agência Internacional de Energia - IEA (2019), entre os anos de 1974 e 2017, a produção mundial de eletricidade aumentou de 6298 TWh para 25721 TWh, apresentando crescimento médio de 3,3% ao ano. O aumento na produção só foi interrompido entre os anos de 2008 e 2009, devido à crise que afetou o mercado global, afetando a produção em diversos setores industriais. Em seu último relatório, a IEA (2019) divulgou que o aumento na produção de eletricidade entre 2016 e 2017 foi de 2,5%.

Na Figura 1 é possível verificar que grande parte da produção mundial de eletricidade ainda é proveniente de fontes fósseis.

Figura 1 - Fontes de geração de eletricidade (mundial) entre 1971 e 2017



Fonte: Agência Internacional de Energia (2019).

Devido às incertezas geradas em levantamentos anteriores, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) resolveu estimar o potencial hidrelétrico brasileiro considerando apenas empreendimentos em operação, construção e inventariados, conforme Tabela 1. A EPE ressalta

que estes valores podem variar ao longo do tempo, pois os critérios de avaliação técnica, econômica e socioambiental não são estáticos.

Tabela 1 - Potencial hidrelétrico brasileiro para os estudos de longo prazo

Etapa	*UHEs (GW)*	*Projetos < 30 MW (GW)*	*Total (GW)*	*Participação (%)*
Operação e construção(1)	*102*	*6*	*108*	*62%*
Potencial hidrelétrico inventariado(2)	*52*	*16*	*68*	*38%*
Potencial hidrelétrico brasileiro	***154***	***22***	***176***	***100%***

Notas: (1) Considera apenas 50% da potência de Itaipu (usina binacional). (2) Do total de 52 GW de potencial das UHEs, cerca de 12 GW não apresentam interferência em áreas protegidas (Unidades de Conservação, Terras Indígenas e Territórios Quilombolas).

Fonte: EPE (2017).

Atualmente o Brasil possui uma potência instalada de **165.879.273** kW, distribuídos conforme Quadro 1.

Quadro 1 - Empreendimentos de geração de eletricidade em operação no Brasil

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	710	740.148	739.962	0,45
CGU	1	50	50	0
EOL	615	15.106.789	15.079.493	9,09
PCH	425	5.271.549	5.232.476	3,15
UFV	2.475	2.106.241	2.103.241	1,27
UHE	217	102.532.178	99.922.634	60,24
UTE	3.018	42.321.846	40.811.417	24,6
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,2
Total	**7.463**	**170.068.801**	**165.879.273**	100

Fonte: ANEEL (2019).

O parque de geração de energia elétrica do Brasil é, como já citado, em sua maioria proveniente de recursos hidráulicos, mas também é composto por outras fontes, como mostrado na Quadro 2.

Quadro 2 - Fontes utilizadas no Brasil - Fase: Operação

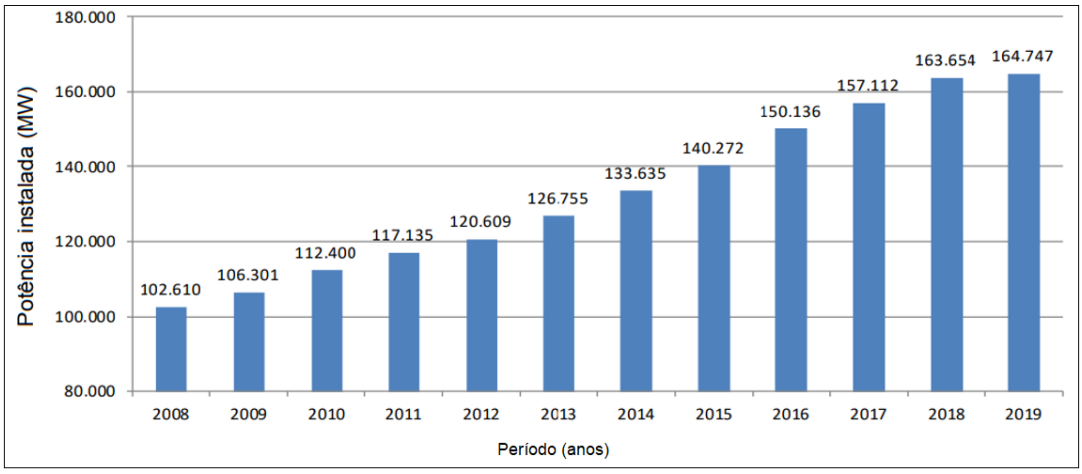
Origem	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
Fóssil	2452	27.427.975	25.955.383	16,13
Biomassa	566	14.893.870	14.856.033	8,76
Nuclear	2	1.990.000	1.990.000	1,17
Hídrica	1352	108.543.875	105.895.071	63,82
Eólica	615	15.106.789	15.079.493	8,88
Solar	2476	2.106.242	2.103.242	1,24
Undi-Elétrica	1	50	50	0
Total	7464	170.068.801	165.879.272	100

Fonte: ANEEL (2019).

Observa-se que a fonte hidráulica representa 63,84% da capacidade instalada, sendo que 3,15% são provenientes de Pequenas Centrais Hidrelétricas e 0,45% de Centrais Geradoras Hidrelétricas, totalizando 5.972.438 kW. As projeções da ANEEL indicam que, com a entrada em operação de empreendimentos que ainda estão em fase de construção ou construção não iniciada, o aumento na potência instalada de PCHs e CGHs será de 1.803.422 kW.

A potência instalada de energia elétrica no Brasil é crescente, de forma a atender a demanda dos agentes consumidores. A Figura 2 ilustra, graficamente, esta evolução no período 2008 a 2019.

Figura 2 - Evolução da Potência Instalada no Brasil



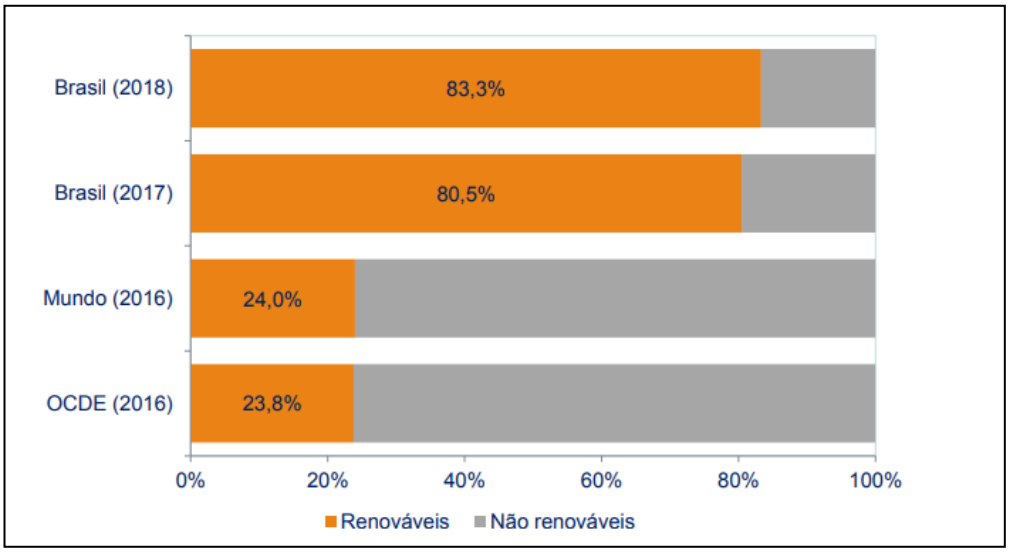
Fonte: Adaptado do Banco de Informações de Geração - BIG (2019).

2.1.2 Fontes renováveis na matriz elétrica

As fontes renováveis de eletricidade são predominantes na matriz elétrica do Brasil, realidade verificada em poucos países do mundo. As emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) por unidade de energia gerada são pequenas em relação a outros países. Como exemplo, para produzir 1 MWh de energia elétrica, o Brasil gera 88,0 kg de CO2, valor 5,8 vezes menor do que é gerado pela China (EPE, 2019).

A participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, em comparação à média mundial, é mostrada na Figura 3. Vale ressaltar que a manutenção da elevada participação das fontes renováveis na matriz é um desafio para o Brasil, principalmente considerando que o nível de consumo não é equivalente ao de países desenvolvidos.

Figura 3 - Participação das fontes renováveis na matriz elétrica



Fonte: EPE (2019).

O aumento na participação entre 2017 e 2018 foi devido ao incremento de geração hidráulica e eólica. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, a projeção é que entre o intervalo de 2017 a 2027 o consumo de energia elétrica irá aumentar a uma taxa de 3,7% ao ano no primeiro quinquênio e 3,6% para o segundo quinquênio. Um dos grandes desafios consiste em enfrentar o envelhecimento dos empreendimentos de geração e dos sistemas de transmissão, de forma a garantir a confiabilidade da oferta de eletricidade (EPE, 2018).

2.1.3 Perspectivas de expansão

A maior parte do potencial hidráulico a ser aproveitado se encontra na região Norte, trazendo uma série de desafios de caráter econômico, social e ambiental. Tais desafios exigem planejamento e participação de diversos setores: governo, academia, ONG, comunidades locais, etc.

Entretanto, esta geração é dependente das condições hidrológicas. Em 2015, por exemplo, devido à condição hidrológica desfavorável, foi necessário aumentar a geração em termelétricas, o que fez com que fosse gerado quase 65 MtCO2e no Sistema Interligado Nacional (SIN). Em condições normais, estima-se que as emissões para 2020 e 2026 sejam de 24 e 37 MtCO2e, respectivamente (EPE, 2017).

Segundo o PDE 2026, no rol de candidatas à expansão, há proposta de projetos de PCH e CGH, com estimativa de crescimento de 300 MW no segmento anualmente. Estes projetos são submetidos ao Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), sendo que há possibilidade deste potencial de 300 MW ser ampliado.

No caso das perdas elétricas, espera-se maior dificuldade na realização de investimentos para a redução de perdas, fazendo com que o nível deste indicador se mantenha constante no primeiro quinquênio. Já no segundo quinquênio, o maior crescimento econômico gera investimentos que levam à redução das perdas (EPE, 2017).

O ideal seria que houvesse maior agilidade nas ações voltadas à redução de perdas elétricas no SIN, principalmente considerando que, de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), em 2014, a perda média na transmissão e distribuição de energia elétrica no mundo foi de 8,26 %. Neste mesmo ano, a perda registrada no Brasil foi de 15,78 %. Países como China e Estados Unidos apresentam perdas abaixo de 6% (IEA, 2019).

No horizonte do PDE 2027, a oferta total de eletricidade, que em 2017 foi de 624 TWh, deve chegar a 889 TWh em 2027 (valor estimado). A Figura 4 traz o indicativo de expansão (potência instalada) do setor para que seja alcançada a oferta de eletricidade citada.

Figura 4 - Síntese da expansão prevista para o setor elétrico até 2027

FONTE OU ATIVIDADE	EXPANSÃO DO PDE 2027
UHE	- 3.080 MW (13 UHEs), todas as regiões do Brasil com exceção do Nordeste - Contratado: 1.114 MW (4 UHEs). Indicativo: 1.966 MW (9 UHEs) - Região Hidrográfica Amazônica: 5 UHEs e 61% da potência, RH Paraná: 6 UHEs e 29% da potência, RH Uruguai: 1 UHE e 5% da potência, e RH Atlântico Sudeste: 1 UHE e 5% da potência
PCH	- 2.797 MW - Contratado: 747 MW (62 PCHs) em todas as regiões do Brasil - Indicativo: 2.050 MW nos subsistemas S e SE/CO
Termelétricas fósseis (GN, carvão) e nuclear	- 24.690 MW - Contratado: 6.020 MW (6 UTEs GN, 2 UTEs a diesel e 1 UTE a carvão, além de 1 ampliação de UTE GN) e 1.405 MW (1 nuclear) - Indicativo: 17.265 MW (64% no subsistema SE/CO, 22% no S e 14% no NE)
Termelétricas a biomassa	- 3.141 MW - Contratado: 541 MW, 61% de queima do bagaço e palha da cana de açúcar, 32% de cavaco de madeira, 4% de biogás, 2% de biogás de vinhaça e 1% de casca de arroz, nos subsistemas SE/CO, NE e S - Indicativo: 2.600 MW, dos quais 150 MW são de biogás, no subsistema SE/CO
Eólicas	- 14.006 MW - Contratado: 4.006 MW (164 parques), predominantemente no NE - Indicativo: 10.000 MW no subsistema NE (80%) e no subsistema S (20%)
Solar	- 7.459 MW - Contratado: 2.459 MW (88 projetos) sendo 71% no NE e 29% no SE - Indicativo: 5.000 MW nos subsistemas NE e SE/CO

Fonte: EPE (2018).

A expansão da geração termelétrica causa preocupação devido aos impactos socioambientais, mas no horizonte do PDE 2027, a expansão da geração térmica é necessária para agregar confiabilidade e permitir a otimização dos recursos no sistema elétrico, uma vez que a participação das fontes renováveis tende a aumentar. De qualquer modo, o plano reconhece a importância de os projetos serem implantados em áreas que apresentem menor sensibilidade socioambiental. Também destaca a importância do uso de tecnologias que minimizem o consumo de água e a emissão de poluentes atmosféricos (EPE, 2018).

2.1.4 Empreendimentos Hidrelétricos no Estado de Rondônia

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG), o estado de Rondônia conta com 17 PCHs em operação, 1 em construção (Apertadinho) e 3 com obras não iniciadas (Machadinho I, Cachoeira Formosa e Urubu) (ANEEL, 2019).

A potência instalada das 17 PCHs em Rondônia é de 151.421 kw, com área total alagada de 7.351,4 ha. Se forem consideradas as CGHs, são acrescentados 21.712 kW de potência. Além das PCHs, Rondônia possui quatro UHEs em operação, a saber: UHE Samuel, UHE Rondon II, UHE Santo Antônio e UHE Jirau, com potência instalada de 7.608.250 kW, conforme Quadro 3.

Quadro 3 - Empreendimentos em operação no Estado de Rondônia

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	13	23.417	0,28
PCH	17	151.421	1,82
UFV	1	20	0
UHE	4	7.608.250	91,47
UTE	46	534.737	6,43
Total	**81**	**8.317.846**	100

Fonte: BIG (2019).

Além das pequenas centrais hidrelétricas em operação, há previsão de entrada em operação de outras quatro, uma em fase de construção (PCH Apertadinho na cidade de Vilhena, com 30 MW de potência instalada) e outras três em construção não iniciada, sendo: Machadinho I (10,5 MW), Cachoeira Formosa (12,3 MW) e Urubu (21 MW). A UHE Tabajara, com potência instalada de 400 MW, localizada no município de Jí-Paraná, tem previsão de entrada em operação em 2025 (ANEEL, 2019).

As PCHs tiveram papel importantíssimo em Rondônia, principalmente nas cidades do interior. A cidade de Vilhena recebeu a primeira PCH do estado, com potência instalada de 2600 kW, a PCH Rio Vermelho foi inaugurada em 1987. Anteriormente a eletricidade era

totalmente fornecida através de Pequenas Centrais Termelétricas (PCTs). Dois anos depois, em 1989, foi inaugurada a UHE Samuel, localizada na cidade de Candeias do Jamari.

Devido à implantação das Pequenas Centrais Hidrelétricas, houve aumento quantitativo e qualitativo na geração elétrica do Estado, garantindo o fornecimento em 24 h/dia em diversas cidades (DELIZA ET AL, 2020).

2.2 Principais conceitos sobre centrais geradoras hidrelétricas

A geração de energia elétrica através da fonte hidráulica tem sido utilizada há séculos em todo o mundo, e em alguns países, como o Brasil, configura-se como a principal fonte presente na matriz. De acordo com a ANEEL (2019), 63,84% da potência instalada no Brasil é pertencente a empreendimentos hidrelétricos.

A geração elétrica através de aproveitamentos hidráulicos ocorre através de turbinas que convertem a energia hidráulica em cinética, que por sua vez é transformada em energia elétrica através de um gerador devidamente acoplado.

Os empreendimentos hidrelétricos são classificados de acordo com sua capacidade de geração, área de reservatório, altura da queda d'água, tipo de turbina e de barragem. Quanto à potência instalada, a ANEEL, através da Resolução Normativa Nº 875/2020, utiliza a seguinte classificação:

I - Pequenas Centrais Hidrelétricas

Para ser considerado Pequena Central Hidrelétrica (PCH), o empreendimento deve atender alguns critérios, que por sua vez sofreram alterações ao longo do tempo. No atual enquadramento, a ANEEL, através da Resolução Normativa Nº 875/2020, define que, para serem considerados empreendimento com características de PCH, estes devem:

a) Ser destinados a autoprodução ou produção independente;
b) Potência instalada superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW; e
c) Área do reservatório de até 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio.

Comparada às outras formas de geração de energia, Bacellar (2017) aponta que, além de vantagens já citadas das PCHs, como menores impactos ambientais, melhor aproveitamento hídrico, redução de perdas em linhas de transmissão, descentralização da produção e geração de empregos locais, estas são geralmente implantadas por pequenos e médios investidores, em vez de grandes instituições bancárias.

Através da construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas é possível reduzir a dependência das grandes Usinas Hidrelétricas, diminuindo a vulnerabilidade geral do sistema em caso de ciclos hidrológicos desfavoráveis, atendendo de forma mais eficiente às necessidades de carga de pequenos centros consumidores, sejam eles urbanos, rurais ou industriais e induzem investimentos sob influência do empreendimento, contribuindo com o desenvolvimento local (SOUZA; VALÊNCIO, 2005).

De acordo com o PDE 2027, existe um vasto elenco de empreendimentos com enquadramento de PCH que ainda não foram aproveitados. Além disso, o PDE 2027 destaca que a flexibilidade operativa e a sinergia com outras fontes renováveis (eólica, biomassa e fotovoltaica) (EPE, 2018).

A ANEEL (2017), através de uma modelagem quantitativa, identificou que 92% do potencial brasileiro disponível de PCH concentram-se nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, sendo que a região Norte ainda não possui um mapeamento acerca do potencial desta classe de empreendimento.

O PDE 2027 estima uma expansão no segmento de PCHs na ordem de 350 MW/ano em 2023 e 2024, 450 MW entre 2025 e 2027 e 600 MW/ano para o período subsequente ao horizonte decenal. No intervalo 2018 a 2027, o setor hidrelétrico terá uma expansão de aproximadamente 5,9 GW, sendo que 2,8 GW estão associados às PCHs. Vale ressaltar que 747 MW (62 PCHs) já estão contratados. Este aumento na potência instalada contribui sensivelmente com as projeções de carga, com média anual de aproximadamente 2.963 MW.

II - Centrais Geradoras Hidrelétricas

Central Geradora Hidrelétrica com Capacidade Instalada Reduzida (CGHs) são, conforme Resolução Normativa Nº 875/2020, aqueles empreendimentos hidrelétricos cuja potência seja igual ou inferior a 5.000 kW.

Conforme a Lei 9.074/95 e Resolução Normativa Nº 875/2020, as CGHs, diferentemente das Pequenas Centrais Hidrelétricas e Usinas Hidrelétricas, estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

Devido à esta dispensa, os trâmites relacionados à implantação de CGHs são reduzidos. Devido à baixa potência instalada e consequentemente baixos impactos ambientais, as licenças ambientais são obtidas com maior facilidade perante os órgãos competentes, sendo esta uma das vantagens do investimento em empreendimentos nesse enquadramento.

Entre outras vantagens das CGHs, destacam-se:

a) São considerados empreendimentos de propriedade privada, o que assegura a direito de exploração por tempo indeterminado;
b) Incentivos legais e desconto em tarifas de sistemas de transmissão e distribuição, conforme Lei nº 13.360/2016;
c) Obras de pequeno porte e com simplicidade de execução, além de utilizar tecnologia nacional;
d) Possibilidade de comercialização de energia em 3 mercados: Mercado Livre (ACL), Leilões de energia EPE / ANEEL (ACR) e Geração distribuída (GD).

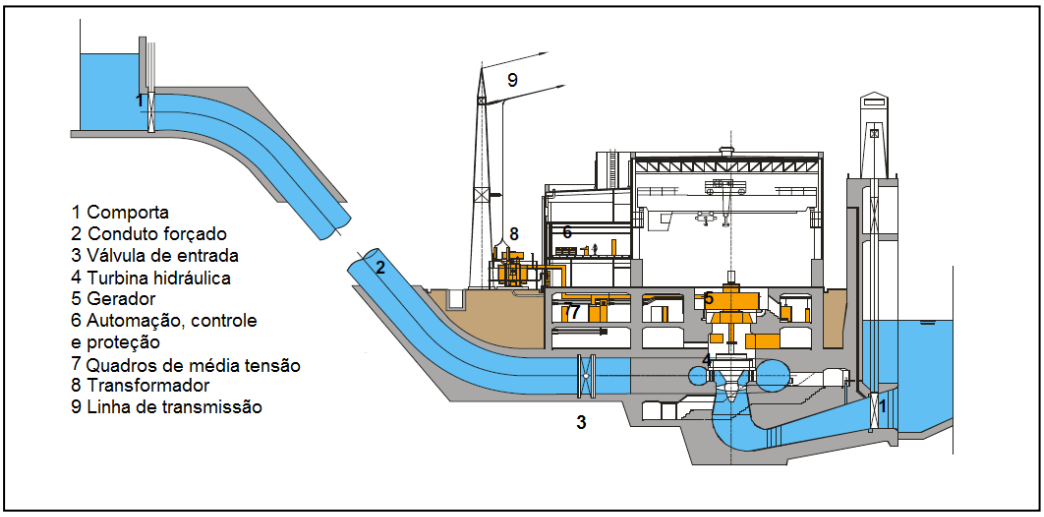
Para fins de licenciamento ambiental, as PCHs e CGHs devem apresentar o Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA, de acordo com a legislação estadual e federal.

Apesar de não ser objeto do presente estudo, a ANEEL, através da Resolução Normativa Nº 875/2020, classifica as UHEs como sendo: empreendimentos com potência instalada superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, desde que não sejam enquadrados como PCH e estejam sujeitos à outorga de autorização; potência instalada superior a 50.000 kW, sujeitos à outorga de concessão; e independente da potência instalada, tenham sido objeto de outorga de concessão ou de autorização.

2.2.1 Componentes de uma usina hidrelétrica

A Figura 5 ilustra um modelo típico de usina hidrelétrica, com seus principais equipamentos e estruturas. A seguir serão abordados alguns dos principais componentes utilizados no processo de conversão energética através de fonte hidráulica.

Figura 5 - Representação típica de uma usina hidrelétrica



Fonte: GOMES (2013).

I - Turbinas

De acordo com a NBR 6445/2016, as turbinas hidráulicas podem ser classificadas quanto à forma de conversão (de ação e de reação), tipo (bulbo, diagonal, fluxo transversal, francis, hélice, jato inclinado, pelton, Kaplan e tubular), e posição do eixo (vertical, horizontal e inclinada).

Nas Pequenas Centrais Hidrelétricas, as turbinas mais aplicadas são as do tipo Francis, Pelton e Kaplan. Estas podem, através de seus modelos e variações, ser aplicadas em aproveitamentos com diversas características, a escolha é feita através da faixa de operação (vazão x queda).

As turbinas Kaplan são utilizadas quando o aproveitamento hidráulico apresenta uma grande vazão e pequenas quedas (tipicamente abaixo de 60 m). Este modelo foi desenvolvido e patenteado, em 1912, pelo engenheiro austríaco Victor Kaplan. Uma das principais vantagens deste tipo de turbina é que o rotor possui pás e palhetas móveis, possibilitando ajustes angulares de acordo com o fluxo d'água e, consequentemente, aumentar a faixa de operação em que a eficiência é máxima (VASCONCELLOS et al., 2007).

As turbinas Francis possuem um distribuidor em que é possível realizar o ajuste do ângulo de entrada da água, permitindo que este tipo de turbina possua bons rendimentos em diversas condições, que podem variar de 45 a 400 metros de queda e 10 a 700 m^3/s de vazão. Este é o tipo de turbina mais empregado em PCHs, devido justamente a sua ampla faixa operacional (HIDROENERGIA, 2019).

Já as turbinas Pelton são utilizadas quando se tem pequenas vazões e grandes quedas (desníveis). De acordo com a NBR 6445, neste tipo de turbina o fluxo d'água incide sobre o rotor que possui pás em forma de conchas. A topografia brasileira não favorece a utilização de turbinas Pelton de grande porte devido à ausência de grandes quedas. A usina Reissek, na Áustria, possui 1767 m de queda e utiliza sistema com turbina Pelton (SILVA, 2016).

II - Geradores

Desenvolvido por Michael Faraday em 1831, na Inglaterra, o gerador elementar funciona de acordo com o princípio da indução eletromagnética. Os geradores elétricos utilizados em usinas hidrelétricas são chamados de hidrogeradores, podendo ser síncronos ou assíncronos (SOUZA et al., 1999), sendo este equipamento responsável por transformar a energia mecânica, obtida pela rotação da turbina, em energia elétrica.

Os geradores síncronos operam com velocidade constante. A variação do campo magnético necessária à indução magnética é criada através do movimento de rotação do rotor, constituído de material ferromagnético envolto em um rolamento. Conhecido como enrolamento de campo, este tem a função de produzir um campo magnético constante que deve interagir com o campo produzido pelo enrolamento do estator. O estator é um componente fixo, montado entorno do rotor, também é composto por material ferromagnético e enrolamentos ao longo de sua circunferência. O gerador síncrono recebe energia mecânica da turbina (potência de eixo), sendo que a rotação deve ser controlada, pois a frequência da tensão trifásica é função desta velocidade (VILANOVA, 2008).

Os geradores assíncronos são capazes de funcionar com qualquer tipo de corrente e não possui sincronismo entre a rotação e a frequência de alimentação. Estes são mais simples e robustos, além de serem mais adaptáveis a diferentes aplicações e especificações energéticas. Necessitam de condensadores para equilibrar os fatores de potência devido à falta de sincronismo (TECNOGERA, 2016).

Para serem aplicados em centrais hidrelétricas, os geradores elétricos geralmente necessitam de subsistemas, compostos por reguladores de tensão, sistema de excitação, frenagem e levantamento (THOMÉ, 2004).

III - Transformadores

Os transformadores são responsáveis por elevar a tensão de geração até a tensão de transmissão. No segmento de PCHs, a tensão de geração varia de 6900 a 13800 V. Para ser transmitida, esta tensão é elevada para a faixa entre 34.500 e 138.000 V (THOMÉ, 2004).

Em plantas de pequenas centrais hidrelétricas pode-se utilizar transformador trifásico ou banco de transformadores monofásicos.

O rendimento de um transformador é dado pela seguinte relação:

$$N = \frac{P_1}{P_2} \tag{1}$$

Onde:

P_1= potência de saída no secundário;

P_2= potência de entrada no primário.

Os transformadores necessitam de resfriamento, que pode ser realizado a seco ou por óleo, impedindo que a temperatura chegue a níveis elevados, podendo reduzir o rendimento,

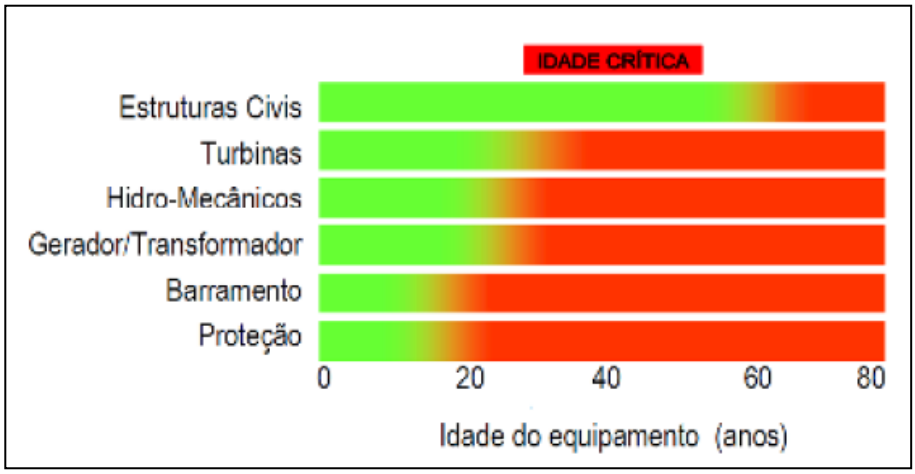
gerar curto-circuito ou até mesmo reduzir a vida útil do equipamento. O rendimento de transformadores modernos pode chegar a 99%.

2.3 Definições sobre repotenciação de usinas hidrelétricas

A repotenciação é um procedimento que consiste em, de alguma maneira, aumentar a geração elétrica de uma instalação hidrelétrica já existente. De acordo com Oliveira (2012), pode-se definir a repotenciação como sendo uma intervenção ou conjunto de intervenções em centrais hidrelétricas, seja nas estruturas, circuitos ou equipamentos eletromecânicos, obtendo, assim, ganhos de potência e rendimento.

Todos empreendimentos hidrelétricos, sejam UHEs, PCHs ou CGHs, em maior ou menor grau, podem passar por processo de repotenciação, seja por subdimensionamento ou defasagem temporal. Ou seja, além das etapas atuais dos projetos de empreendimentos hidrelétricos, tal como "Estudos de viabilidade", "Projeto Básico", "Projeto Executivo", "Construção", "Operação e Manutenção", estes também passarão por etapas de "Repotenciação" e/ou "Desativação" (OLIVEIRA, 2012). A vida útil de empreendimentos hidrelétricos pode ser analisada através da Figura 6.

Figura 6 - Idade crítica de componentes e estruturas de empreendimentos hidrelétricos



Fonte: Oliveira (2012).

A repotenciação busca aumentar a capacidade de geração de energia elétrica e pode ser expressa através da seguinte equação (BERMANN, 2004):

$$Q_E = P \times F_C \times T \tag{2}$$

Onde,

Q_E= energia elétrica produzida;

P = potência instalada;

F_C = fator de capacidade médio; e

T = período de tempo considerado.

Através da Equação 2, verifica-se que o aumento da energia gerada pode ser obtido através do aumento da potência instalada ou do fator de capacidade. O fator de capacidade é a relação entre a geração média em determinado período e a potência instalada da usina (ONS, 2018).

Em países desenvolvidos, o processo de repotenciação já tem sido realizado de forma rotineira visando a obtenção de ganhos energéticos. De acordo com o projeto "Blue Age for a Green Europe", elaborado em 2002, através de técnicas de repotenciação em PCHs, seria possível aumentar a potência instalada em 1.111 MW (VUKOSLAVČEVIĆ, 2017).

Para Maldonado et al. (2006), com a repotenciação é possível maximizar a eficiência energética da usina sem gerar grandes impactos socioambientais, considerando que os impactos já foram consolidados e não há necessidade de remoção compulsória de populações ribeirinhas. Além disso, quando não houver alteração no nível do reservatório, quaisquer hipóteses de erosões às margens do rio são descartadas.

A viabilidade do projeto depende de uma análise multidisciplinar, nos aspectos técnicos, econômicos e ambientais. A viabilidade do procedimento de repotenciação pode ser analisado através de indicadores, tais como: idade do empreendimento, custos de operação e manutenção, produtividade (geração), flexibilidade de operação e aproveitamento do potencial hidráulico disponível frente às tecnologias atuais (OLIVEIRA, 2012).

Lemos (2014) afirma que repotenciar é utilizar a engenharia em busca da otimização de parâmetros operacionais e técnicos dos empreendimentos hidrelétricos, tais como produtividade, disponibilidade, faixa operativa, perfis hidráulicos, entre outros.

Segundo Veiga (2001), após a realização das avaliações acerca das condições de uma usina, existem quatro opções, sendo elas:

a) Desativação;
b) Reparo e prosseguimento operacional;
c) Reconstrução; e
d) Reabilitação.

Tanto a desativação quanto o reparo e prosseguimento operacional são opções que são adotadas quando há inviabilidade de investimento no empreendimento, devido à baixa confiabilidade dos equipamentos e instalações, baixo fator de capacidade ou fim da vida útil.

A reconstrução caracteriza-se pela construção de uma usina essencialmente nova, substituindo totalmente os principais equipamentos e estruturas presentes. Veiga (2001) destaca que esta é a opção mais aplicada em pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e em usinas termoelétricas (UTE).

A opção reabilitação envolve um conjunto de atividades que buscam: aumentar a vida útil e confiabilidade, melhorar o rendimento, reduzir manutenções e simplificar a operação.

Quanto ao ganho de capacidade instalada, Veiga (2001) classifica a repotenciação da seguinte forma:

a) Repotenciação mínima: corresponde a um ganho de capacidade de geração da ordem de 2,5% e envolve reparos na turbina e gerador, recuperando os níveis originais de rendimento;
b) Repotenciação leve: corresponde a um ganho de capacidade de geração da ordem de 10% e envolve a repotenciação da turbina e gerador;
c) Repotenciação pesada: corresponde a ganhos de capacidade de geração que podem variar entre 20 e 30%, pode envolver a troca dos principais equipamentos do grupo gerador.

Oliveira (2012) considera que existe uma diferenciação na tomada de decisão para os casos de usinas em funcionamento e usinas desativadas, sendo:

a) Usina em funcionamento: neste caso as opções são: Manutenção e prosseguimento operacional, Reconstrução, Repotenciação ou Desativação.
b) Usina desativada: neste caso as opções são Reativação (através de reconstrução ou repotenciação) ou manter desativada.

2.3.1 Modalidades de intervenção da repotenciação

No processo de repotenciação de uma usina hidrelétrica, as atividades de intervenção podem ser divididas nas seguintes modalidades (OLIVEIRA, 2012):

a) Reabilitação;
b) Revitalização;
c) Ampliação.

I - Reabilitação

A modalidade reabilitação corresponde ao restabelecimento das condições originais (potência e rendimento) dos equipamentos de conversão energética (grupos geradores), proporcionando a extensão da vida útil da usina e redução de custos de indisponibilidade e manutenção.

II - Revitalização

Esta modalidade de intervenção permite a obtenção de ganhos superiores aos da modalidade reabilitação, não chegando ao nível de ampliação. Os ganhos energéticos nesta modalidade são obtidos através da melhoria ou substituição dos equipamentos de conversão energética (turbinas e geradores), limitando as intervenções aos circuitos hidráulicos de adução e restituição. De acordo com Oliveira (2012), a revitalização pode ser aplicada quando existem folgas de projeto (turbina ou gerador subdimensionados), elevados níveis de ruído, vibração e cavitação, dentre outros fatores.

III - Ampliação

Neste tipo de intervenção, ocorre um rearranjo da usina, relacionando novas construções com parte da estrutura existente. Esta modalidade de repotenciação é aplicável quando for verificado que existe um subdimensionamento da usina, não realizando o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico disponível (vazão e queda). As intervenções podem abarcar alterações na barragem, vertedouro, circuitos hidráulicos e casa de máquinas.

Neste tipo de modalidade pode ocorrer alteração na área alagada pelo reservatório, portanto é necessário atentar-se às restrições e custos ambientais. Uma vantagem da modalidade ampliação em relação as outras, é que, dependendo das particularidades da usina, boa parte das obras de construção de circuitos hidráulicos e casa de máquinas adicionais podem ser realizadas com os grupos geradores antigos operando grande parte do tempo, o que reduz o custo de indisponibilidade.

Na prática, podem ser realizadas mais de uma modalidade de intervenção, a depender das condições em que a instalação se encontra.

2.3.2 Principais barreiras a uma maior difusão da repotenciação no país

De acordo com Gomes (2013), na década de 1990, a principal barreira à repotenciação de usinas hidrelétricas foi a instabilidade regulatória e falta de planejamento do setor, não havia nenhum tipo de remuneração para o acréscimo de energia assegurada (garantia física), capacidade de atendimento de ponta ou margem de reserva.

No início dos anos 2000, as paradas de máquinas para manutenção ou obras teriam que ser muito bem planejadas, pois a queda na produção de energia poderia levar as empresas a recorrerem ao mercado spot, com preços mais altos, para honrarem seus compromissos. Esta situação se agravou com a ocorrência do racionamento em 2001. Com isso, o preço da energia aumentou, elevando, consequentemente, o custo de indisponibilidade das unidades geradoras, de forma a inviabilizar os projetos de repotenciação (GOMES, 2013).

Para os casos de repotenciação em que a potência instalada da usina seja elevada, mas sem apresentar ganhos na sua garantia física, a usina não receberia acréscimo de remuneração, considerando que a comercialização de eletricidade se dá por meio da energia assegurada. Além disso, o MUST (Montante de Utilização do Sistema de Transmissão) seria elevado, aumentando os custos para o empreendedor.

Outra barreira à repotenciação ocorre quando não há aumento no rendimento da usina, porém com possibilidade de maior geração no atendimento da ponta de carga. Neste caso não há incentivos regulatórios, mas os custos de operação poderiam ser reduzidos. Vale ressaltar a importância da maior geração hidrelétrica no período de ponta de carga, pois o valor da energia térmica neste período é muito superior, podendo chegar a R$500MWh, enquanto a média da geração hidrelétrica é em torno de R$100/MWh (GOMES, 2013).

A usina hidrelétrica receberá aumento na remuneração quando ocorre aumento da energia física, seja através do aumento de potência instalada, rendimento ou de ambos. A garantia física é uma métrica importante pois define a quantidade máxima de energia que a usina hidrelétrica pode comercializar. As UHEs passam por revisão da garantia física a cada cinco anos (ordinária) ou na ocorrência de fatos relevantes (extraordinária), como no caso da ocorrência de repotenciação (EPE, 2019).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este documento traz uma pesquisa quantitativa apoiada em Prodanov e Freitas (2013), que destacam que o método científico é um procedimento ou caminho para alcançar determinado fim e que o propósito da ciência é a busca do conhecimento. Assim, esta pesquisa adota o método de abordagem indutiva, onde, segundo Gil (2010), a generalização não deve ser buscada aprioristicamente, mas constatada a partir da observação de casos concretos suficientemente confirmadores dessa realidade. Constitui o método no quais o conhecimento é fundamentado exclusivamente na experiência, sem levar em consideração princípios preestabelecidos.

Diniz e Silva (2008) afirmam que alguns procedimentos são necessários para o exercício do método indutivo por parte do pesquisador, sendo eles: observação sistemática dos fenômenos; elaboração de classificações a partir da descoberta de relação entre os fenômenos observados; construção de hipóteses, verdades provisórias, a partir das relações observadas; verificação das hipóteses por meios de experimentações e testes; construção de generalizações, a partir dos resultados experimentados e testados, servindo como explicação para outros estudos que apresentem casos similares e confirmação das hipóteses para se estabelecer as leis gerais sobre os fenômenos investigados.

3.1 Procedimentos metodológicos

Para atender aos objetivos propõe-se uma pesquisa exploratória e descritiva envolvendo levantamento bibliográfico, documental e estudo de caso em busca de resultados quantitativos, conforme Quadro 4.

Quadro 4 - Tipo de pesquisa e características

PESQUISA	DESCRIÇÃO
Tipo	Pesquisa exploratória e descritiva.
Natureza	Aplicada.
Abordagem	Indutiva com resultados quantitativos.
Procedimentos	- Levantamento bibliográfico -Levantamento Documental -Levantamento em campo -Estudo de caso
Análise de dados	*HIDRO 1.4, HYDROEDIT, ArcGis, Google Earth, HIDROWEB(TELEMETRIA).*

Proposição	Dissertar os resultados com foco na identificação da melhor alternativa de repotenciação para a PCH/CGH selecionada.

Fonte: O Autor (2019).

Os procedimentos a serem utilizados na pesquisa podem ser observados no Quadro 5.

Quadro 5 - Procedimentos, análise de dados e geração de conhecimentos

PESQUISA E PROPOSIÇÃO	PROCEDIMENTO	DETALHAMENTO
1. Pesquisa exploratória	**Levantamento bibliográfico**	Levantamento de referencial teórico em livros, artigos, dissertações, teses, sítios, e revistas eletrônicas sobre o setor elétrico e a repotenciação de PCHs e CGHs.
	Levantamento Documental	Levantamento das leis, normas e planos relacionados à geração de eletricidade no Brasil e o processo de repotenciação. Exemplos: BEN – BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL; PDE 2027 – PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA (EPE, 2018); PNE 2050 – PLANO NACIONAL DE ENERGIA (EPE, 2018); BIG – BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO (ANEEL, 2019); Nota técnica DEN 03/08: Considerações sobre repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas (EPE, 2008). .
2. Pesquisa descritiva	**Estudo de caso**	O estudo de caso, aplicado em uma CGH, envolve o levantamento em campo com avaliações técnicas e econômicas, visando identificar potenciais ganhos a serem obtidos através da repotenciação
3. Resultados	**Proposição**	Dissertar sobre os resultados com foco na identificação da maximização da solução ótima encontrada para a repotenciação.

Fonte: O Autor (2019).

3.2 Tratamento sobre estudo bibliométrico

Com base no grande ganho energético que pode ser proporcionado através da repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas, através da aplicação de novas tecnologias inovadoras ou corrigindo deficiências de projeto, este estudo tem como objetivo analisar como este método tem sido utilizado ao redor do mundo.

Para a realização deste levantamento, foi aplicado um estudo bibliométrico. Segundo Fonseca (1986), a bibliometria é uma técnica de análise quantitativa e estatística de medição dos índices de produção e disseminação do conhecimento específico.

Foi aplicado o modelo proposto por Costa (2010), onde são levantados dados acerca dos principais autores, países, anos, instituições, periódicos e áreas do conhecimento das publicações relacionadas ao tema repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

A amostra pesquisada corresponde aos artigos indexados na Base de Dados Scopus Elsevier, com acesso através do Portal de Periódicos da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES, em junho de 2019.

3.3 Análise de repotenciações realizadas no exterior e no Brasil

Serão analisados alguns casos de repotenciação e estudos de viabilidade de repotenciação realizados em usinas hidrelétricas, tanto no Brasil como no exterior. Inicialmente abordar-se-ão as repotenciações realizadas pela Andritz Hydro, empresa multinacional que atua em projetos e produção de equipamentos para pequenas, médias e grandes usinas hidrelétricas. A empresa desenvolve tecnologia para todos os tipos de turbina: Francis, Kaplan, Pelton, Bulbo e tubular tipo S. A Andritz Hydro também teve participação no consórcio de construção da UHE Santo Antônio, na cidade de Porto Velho/RO.

3.4 Análise técnico-econômica da repotenciação

3.4.1 Avaliação técnica da repotenciação centrais hidrelétricas

A avaliação da viabilidade técnica da repotenciação será iniciada com análise da documentação técnica do empreendimento, entre elas: projetos; manuais; dados de geração e histórico de manutenção, de forma a contribuir com a tomada de decisões quanto ao levantamento de campo, que envolvem inspeções, medições e testes específicos.

I - Produção de energia em usinas hidrelétricas

A Empresa de Pesquisa Energética, através da Nota Técnica DEN 03/08, analisa as formas de ganhos energéticos que podem ser obtidos através da repotenciação e modernização de unidades geradoras. A produção de energia em usinas hidrelétricas será demonstrada, através das equações presentes na NT DEN 03/08, a seguir.

A potência gerada por um conjunto turbina-gerador pode ser calculada a partir de:

$$P = \rho \times g \times H \times Q \times \eta \quad (4)$$

Onde:

P= potência ou capacidade de produção de energia elétrica (MW)

ρ = densidade da água (kg/m³);

g = aceleração da gravidade (m/s²);

H = altura de queda líquida, correspondente à diferença entre os níveis de montante e de jusante, menos as perdas medias por atrito na tubulação (m);

Q = vazão turbinada pelo conjunto de unidades geradoras (m³/s); e

η = rendimento do conjunto turbina-gerador

O rendimento do conjunto turbina-gerador (equação 5) é calculado a partir dos rendimentos individuais de cada componente:

$$\eta = \eta T \times \eta G \quad (5)$$

onde:

ηT = rendimento da turbina; e

ηG = rendimento do gerador

A potência disponível para geração é dada pela seguinte equação:

$$P_D = F_D \times P_I \quad (6)$$

Onde:

P_D = potência media disponível ou capacidade média de geração da usina (em MW);

F_D = fator de disponibilidade média das unidades geradoras;

A quantidade total de energia produzida pela usina hidrelétrica ao longo de um ano pode ser obtida através da Equação 7. Ressalta-se que se trata de um valor estimado, pois considera a potência efetiva constante.

$$E = 8760 \times F_P \times F_D \times P_I \quad (7)$$

Onde:

E = energia total gerada na usina ao longo de um ano, ou 8.760 horas (em MWh/ano);

F_P = fator de permanência, que reflete a disponibilidade média anual de vazão e queda líquida na usina, ou seja, do produto h×Q, para a produção de energia elétrica.

A energia firme de uma usina corresponde à sua geração média ao longo do período crítico do sistema de referência. Desta forma, utilizando-se a expressão (8), pode-se definir a energia firme (E') de uma usina da seguinte forma:

$$E' = 8760 \times F_P{}' \times F_D \times P_I \quad (8)$$

Onde:

$F_P{}'$ = fator de permanência crítico, ou seja, computado ao longo do período crítico do sistema de referência.

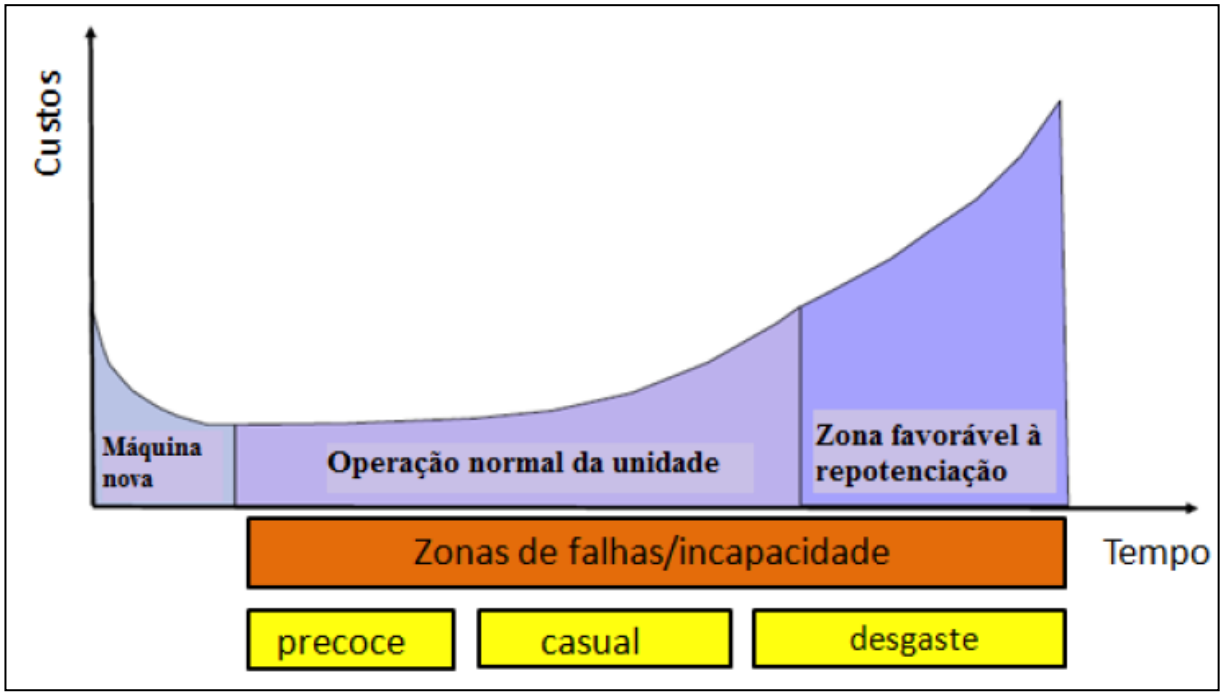
A expressão 8 pode ser usada também para se calcular o fator de capacidade (F_C) da usina hidrelétrica, definido como:

$$F_C = \frac{E'}{8760 \times P_I} \quad (9)$$

II - Motivos para repotenciar

Com o passar do tempo, as usinas hidrelétricas, assim como diversos outros empreendimentos, tendem a apresentar maiores custos de operação e manutenção, como demonstrado na Figura 7.

Figura 7 - Custos de operação e manutenção ao longo da vida útil de uma máquina



Fonte: GOMES (2013).

Pode-se observar na Figura 23 que o custo inicial de operação e manutenção não é tão baixo devido ao aprendizado e eventuais erros cometidos durante a montagem e uso dos equipamentos, o que tende a diminuir rapidamente. Conforme Gomes (2013), os custos sobem de forma controlada por alguns anos, até que, conforme se avança à segunda metade da vida

útil, começam a subir rapidamente, devido ao aumento da indisponibilidade associada ao desgaste crescente e troca de componentes.

Tecnicamente, a repotenciação pode ser considerada interessante nos seguintes casos (GOMES, 2013):

a) Necessidade de aumento da confiabilidade dos equipamentos com a utilização de componentes e partes fabricadas com novos materiais e processos de fabricação mais atualizados;
b) Necessidade de diminuição das paradas não programadas (maior disponibilidade de operação da unidade);
c) Necessidade de diminuição dos custos de operação e manutenção;
d) A usina não produz mais o seu potencial disponível devido às limitações do equipamento existente;
e) Final da vida útil do equipamento;
f) Surgimento de novos requisitos operacionais ou alteração de dados hidrológicos;
g) Problemas com cavitação;
h) Problemas mecânicos (trincas, desgastes, vibração);
i) Problemas ambientais (óleo);
j) Necessidade de aumento dos rendimentos da turbina e do gerador;
k) Necessidade de aumento da potência unitária da unidade geradora, ou da energia firme;
l) Necessidade de automação para operação remota;
m) Necessidade de melhoria nas condições de segurança da usina.

Com o passar do tempo, a tendência é que ocorra a redução da capacidade de geração do empreendimento, devido a fatores de defasagem temporal. Entre estes fatores, destacam-se (Oliveira, 2012):

a) Obsolescência do dimensionamento da usina – pode ocorrer em casos onde há alteração nos parâmetros utilizados na fase de projeto da usina, ocasionando um subdimensionamento ou superdimensionamento, alteração dos valores de referência da série histórica de vazões, utilização de grupo geradores que não foram projetados para o empreendimento, utilização parcial do potencial hidráulico e superação de restrições construtivas da época;
b) Desgaste dos equipamentos e deterioração das estruturas civis e hidráulicas – este desgaste é um processo natural, que varia de acordo com a qualidade dos materiais envolvidos,

tempo de funcionamento, qualidade e eficiência dos processos de manutenção e interferência de processos físicos, químicos e biológicos do meio onde se localiza o empreendimento.

3.4.2 Avaliação econômica da repotenciação de centrais hidrelétricas

Neste nível de avaliação são considerados os custos e benefícios econômicos e financeiros da repotenciação de usinas hidrelétricas. Consiste em avaliar o possível ganho econômico, através dos dados obtidos na avaliação técnica (ganho de rendimento, ganho de potência instalada, energia assegurada), e comparar com os custos. Esta avaliação pode demonstrar que nem toda obra de repotenciação viável tecnicamente também o é economicamente. Ou seja, a viabilidade técnica é uma condição necessária, porém não suficiente para se justificar o investimento.

O custo Total da Obra de Repotenciação (C_T) é dado por:

$$C_T = C_P + C_E + C_{O\&M} + C_{TE} + C_{LT} + C_I + C_C + C_A \quad (3)$$

Onde:

C_P = Custo de projeto (R$);

C_E = Custo de repotenciação dos equipamentos eletromecânicos (R$);

$C_{O\&M}$ = Custo operacional e manutenção (Usina Desativada) (R$);

C_{TE} = Custo dos tributos e encargos (Usina Desativada) (R$);

C_{LT} = Custo das perdas em Linhas de Transmissão (Usina Desativada) (R$);

C_I = Custo de indisponibilidade (Usina em Operação) (R$);

C_C = Custo com obras civis (Reconstrução) (R$);

C_A = Custo com impactos ambientais (Reconstrução) (R$).

O custo que envolve a aquisição de equipamentos (C_E) deve considerar:

a) Impostos: 15%;
b) Transporte e Seguro: 5%;
c) Montagem e Teste: 10%.

Essas porcentagens incidem sobre preço de venda dos componentes a serem adquiridos (ELETROBRÁS/PCH-COM, 2000).

Estimados os custos e receitas envolvidas para cada alternativa de repotenciação, a viabilidade técnico-econômica será avaliada, através dos métodos:

a) Potência (W);
b) Potência disponível (W);
c) Energia produzida (MWh/ano);
d) Vazão Infiltrada (m^3/s);
e) Energia Perdida (R$);
f) Perda de carga (m);
g) Raio hidráulico (m);
h) Custo de Investimento e Indisponibilidade (R$);
i) VPL – Valor Presente Líquido;
j) TIR - Taxa Interna de Retorno;
k) *Payback* simples;
l) *Payback* descontado;
m) Relação Receita-Custo.

A viabilidade econômica do projeto de repotenciação será confirmada quando o preço do custo da energia produzida (R$/kWh) atingir valores inferiores aos de comercialização, ou seja, esta relação é considerada como um índice de sensibilidade (atratividade) na seleção dos melhores projetos de repotenciação em que se deve realizar o investimento (VEIGA, 2002).

A escolha da melhor alternativa de repotenciação para um determinado empreendimento é realizada, do ponto de vista econômico, através da análise conjunta de métodos específicos, comumente utilizados para a análise de investimentos em projetos. A seguir serão abordados os principais métodos utilizados e que contribuem com a tomada de decisão.

Os métodos de análises de investimentos que serão aplicados neste estudo são: VPL, TIR e o *payback.* Estes métodos também levam em consideração a taxa mínima de atratividade – TMA.

I - Método do Valor Presente Líquido – VPL

De acordo com Rebelatto (2004) o VPL consiste em trazer as entradas e saídas de capital para a data zero do investimento, descontada a taxa de juros, é um método geralmente utilizado na avaliação de alternativas e seleção de projetos. Quando o VPL é positivo (VPL>0), significa que o projeto possui uma taxa de rendimento superior à taxa de juros considerada, sendo assim, economicamente viável. Caso contrário (VPL<0), o projeto deve ser rejeitado, pois o retorno seria inferior à taxa de juros.

O VPL pode ser obtido através da seguinte equação:

$$VPL = \sum_{t=0}^{n} \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0 \quad (10)$$

Onde,

VPL = Valor Presente Líquido;

FC_0 = Fluxo de caixa verificado no momento zero (inicial);

FC_t = Fluxo de caixa no período t (previsto).

i = Taxa de juros;

n = número de períodos considerado.

II - Taxa Interna de Retorno – TIR

É definida como sendo a taxa de desconto que iguala o valor presente líquido (VPL) a zero, fazendo com que o valor presente das entradas se iguale ao investimento inicial. Ou seja, é a taxa de retorno anual que a empresa obteria se concretizasse o projeto e recebesse as entradas de caixa conforme planejado (GITMAN, 2007).

A partir da Equação 11, obtém-se equação da TIR:

$$FC_0 = \sum_{t=0}^{n} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (11)$$

Para critério de avaliação, se a TIR obtida for maior do que o custo de capital investido (taxa mínima de atratividade) o projeto é viável, podendo ser aceito, caso contrário (TIR < taxa mínima de atratividade) deve-se rejeitá-lo.

III - Payback Simples

De acordo com Schaicoski (2002), o payback simples pode ser definido como o período em que os valores dos investimentos (fluxos negativos) se anulam com os valores de caixa (fluxos positivos). Em outras palavras, é o tempo que um determinado investimento leva para ser ressarcido.

Como critério de análise, o projeto deverá ser aceito se apresentar um *payback* abaixo do mínimo definido e esperado pela empresa, definido de acordo com suas estratégias de negócio (MOTA; CALÔBA, 2002).

O *payback* simples pode ser obtido através da Equação 12:

$$PBs = \frac{I}{BA} \tag{12}$$

Onde:

PBs - Payback simples;

I - Investimento total;

BA – Benefício líquido anual.

IV - Payback Descontado

O conceito de *payback* descontado é parecido com o de *payback* simples, mas leva em consideração o fator tempo no valor do dinheiro, trazendo a valor presente os valores futuros do fluxo de caixa (ASSAF NETO; LIMA, 2011). Ou seja, este método pretende medir o tempo necessário para que o somatório das parcelas descontadas seja, no mínimo, igual ao investimento inicial.

Ao considerar o valor do dinheiro no tempo (fluxo de caixa descontado) percebe-se que o prazo para retorno do investimento aumenta.

V - Relação Benefício/Custo

É um indicador utilizado para comparar o valor presente dos benefícios líquidos com o valor de investimento do projeto (OLIVEIRA, 2012). Pode ser expresso como:

$$R_{B/C} = \frac{BA}{I} \tag{13}$$

Para que um projeto seja viável, a $R_{B/C}$ deve ser maior do que 1. A Tabela 2 traz as fórmulas utilizadas para o cálculo das variáveis técnico-econômicas.

Tabela 2 - Fórmulas Gerais

Parâmetro	**Fórmula**
Potência (W)	$P = \rho \times g \times H \times Q \times \eta$
Potência disponível (W)	$P_D = F_D \times P_I$
Energia produzida (MWh/ano)	$E = 8760 \times F_P \times F_D \times P_I$
Vazão Infiltrada (m³/s)	$Q_i = K.I.A$
Energia Perdida (R$)	$E_P = (Q.h_f.0{,}0088).TME.VE.h$

Perda de carga (m)	$h_f = L(n.V.R_H{}^{2/3})^2$
Raio hidráulico (m)	$R_H = \frac{A_m}{P_m}$
Custo de Indisponibilidade (R$);	$C_{INDISP} = Geração\ diária\ x\ TME\ x\ Nº\ de\ dias\ sem\ operação$
Custo total (R$)	$C_T = C_P + C_E + C_{O\&M} + C_{TE} + C_{LT} + C_I + C_C + C_A$
VPL – Valor Presente Líquido	$VPL = \sum_{t=0}^{n} \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0$
TIR - Taxa Interna de Retorno;	$FC_0 = \sum_{t=0}^{n} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t}$
Payback simples	$PBs = \frac{I}{BA}$
Payback descontado	$PB_D = \sum_{t=1}^{n} FC(1+d)^t$
Relação Receita-Custo	$R_{B/C} = \frac{BA}{I}$

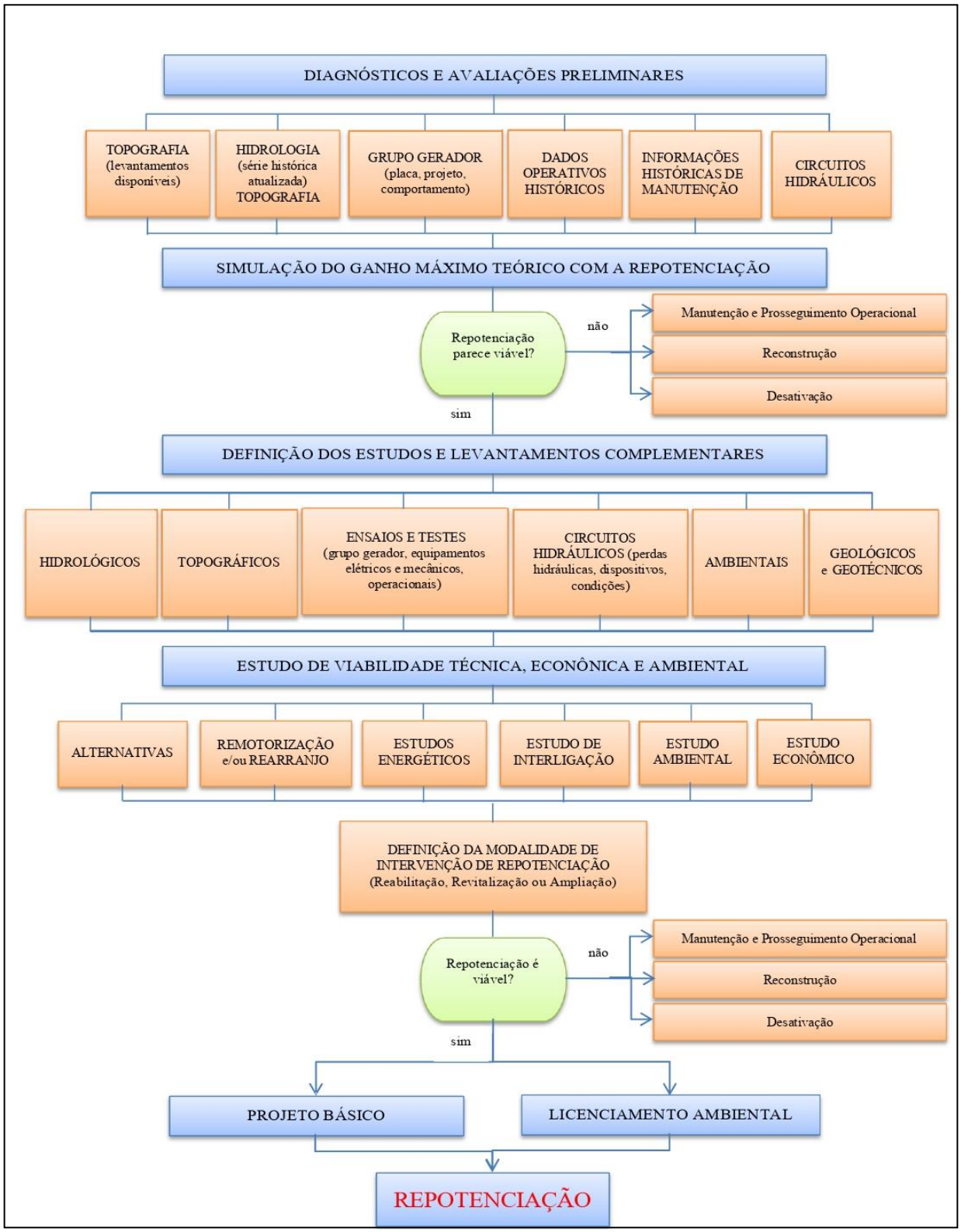
Fonte: ELETROBRÁS (2003); ASSAF NETO; LIMA (2011); OLIVEIRA (2012).

3.4.3 Modelo para análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas

Para a aplicação no estudo de caso desta pesquisa, será utilizado o modelo de análise de viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação de PCHs proposto por Oliveira (2012). Ressalta-se que, apesar do modelo contemplar a avaliação ambiental, a presente pesquisa restringe-se à avaliação dos critérios técnicos e econômicos. Vale lembrar que, excluindo casos onde há alteração no nível do reservatório e, consequentemente, aumento da área alagada, os aspectos ambientais não configuram restrições que venham a inviabilizar a repotenciação.

Conforme Oliveira (2012), para os casos em que a alternativa de repotenciação envolva a alteração do reservatório, como citado anteriormente, o licenciamento ambiental deve seguir as mesmas diretrizes da regulamentação vigente para empreendimentos novos. A Figura 8 ilustra o modelo que será utilizado para a realização do estudo de viabilidade.

Figura 8 - Modelo de análise de viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação de PCHs



Fonte: OLIVEIRA (2012).

Conforme Figura 8, o processo de repotenciação envolve diagnósticos e avaliações preliminares e complementares, podendo envolver análise topográfica, hidrográfica, ensaios

nos equipamentos, dados históricos de geração e manutenção, geológicos e geotécnicos. Caso a repotenciação apresente indicações de viabilidade, parte-se para o estudo de viabilidade propriamente dito, com a definição da modalidade e alternativas de intervenção.

Ressalta-se que cada usina apresenta particularidades em suas características e condições de contorno. Além disso, as análises apresentam particularidades quanto ao objetivo do estudo, no presente trabalho, o foco é o estudo da viabilidade técnica e econômica.

Oliveira (2012) aponta que após a identificação das restrições técnicas impostas pelas condições de contorno do empreendimento é que se pode finalmente definir quais serão as modalidades de intervenção e sua extensão, correspondentes ganhos energéticos e custos-benefícios econômicos correspondentes.

3.5 Diagrama de redes PERT/CPM

Frequentemente utilizada nas etapas de planejamento, sequenciamento e acompanhamento de projetos, a rede PERT/CPM aborda os prazos de execução das atividades, determinadas com certo nível de incerteza (MONTEIRO & RAMIRES, 2013).

Inicialmente elaboradas de forma independente, o PERT (*Program Evolution and Review Technique*) e o CPM (*Critical Path Method*) são atualmente metodologias analisadas de forma integrada (RABENSCHLAG & DIAS, 2012).

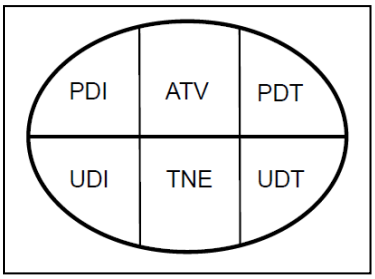
De acordo com Nuss et al. (2017), a rede PERT/CPM proporciona:

a) visão gráfica das atividades que compõem o projeto;
b) estimativa de quanto tempo o projeto consumirá;
c) visão de quais atividades são críticas para o atendimento do prazo de conclusão;
d) visão de quanto tempo de folga disponível nas atividades não-críticas.

Martins e Laugeni (2006) definem o caminho crítico de um projeto como a sequência das tarefas que determinam a duração do projeto, e as atividades que compõem o caminho crítico são denominadas atividades críticas. Caso ocorra algum atraso em alguma das atividades críticas, todo o projeto atrasará.

Além das atividades (etapas de projeto), foram consideradas os outros parâmetros relacionados à metodologia PERT/CPM, conforme Figura 9.

Figura 9 - Modelo utilizado para o diagrama de redes PERT-CPM



Fonte: Adaptado de CORDEIRO ET AL. (2018).

Onde:

ATV – Atividade;

TNE – Tempo necessário para execução;

PDI – Primeira data de início (data em que podem ser iniciadas as atividades caso as antecessoras tenham sido obedecidas no período de duração estimado);

PDT – Primeira data de término (data de término de uma atividade dentro do prazo estimado que se iniciou em PDI);

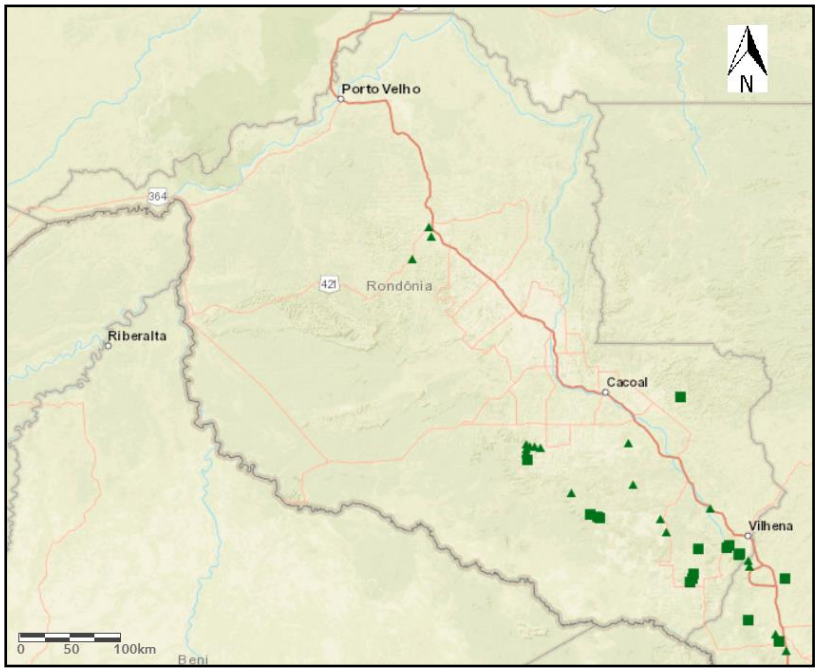
UDI – Última data de início (data limite de encerramento de uma atividade, sem atraso da data do término do projeto);

UDT – Última data de término (data limite de início de uma atividade que pode se encerrar em UDT).

3.6 Local de Realização da Pesquisa

De acordo com Tilio Neto (2010), se entende por Amazônia o complexo ecossistema localizado na bacia hidrográfica do Rio Amazonas, com a superfície total superior a 7 milhões de km², ou aproximadamente 40% da América do Sul, que a maior porção de água doce do planeta é oriunda do Rio Amazonas e seus mais de mil afluentes, além do significativo potencial hidroviário e hidrelétrico. A Figura 10 aponta a localização das PCHs e CGHs do Estado de Rondônia.

Figura 10 - Mapa dos empreendimentos de geração de energia elétrica (PCH e CGH) – RO



Fonte: SIGEL (2020).

De acordo com fontes da SIGEL - Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico - (2020), existem 17 Pequenas Centrais Hidrelétricas-PCHs e 13 Centrais Geradoras Hidrelétricas, em operação no estado de Rondônia.

O Quadro 6 mostra as PCHs em operação no estado de Rondônia, com sua respectiva potência e localização.

Quadro 6 - Pequenas Centrais Hidrelétricas em Rondônia (Fase: em operação)

PCH	POTÊNCIA INSTALADA (kW)	MUNICÍPIO
Alta Floresta	5.000	Alta Floresta d'Oeste -RO
Cachoeira	11.120	Vilhena - RO
Chupinguaia	1.260	Vilhena - RO
Santa Luzia D'Oeste	3.000	Alto Alegre do Parecis – RO
Saldanha	5.280	Alta Floresta d'Oeste -RO
Cabixi	2.700	Vilhena - RO
Monte Belo	4.800	Alta Floresta d'Oeste –RO
Rio Branco	6.900	Alta Floresta d'Oeste –RO
Primavera	25.700	Pimenta Bueno/Primavera de Rondônia - RO
Ângelo Cassol	3.600	Alta Floresta d'Oeste –RO
Cascata Chupinguaia	9.600	Chupinguaia – RO

Santa Cruz de Monte Negro	17.010	Monte Negro – RO
Jamari	20.000	Ariquemes - RO
Canaã	17.000	Ariquemes – RO
Figueira	1.400	Alta Floresta d'Oeste –RO
Cachoeira Cachimbo Alto	9.801	Alta Floresta d'Oeste –RO
Cesar Filho	7.000	Chupinguaia – RO

Fonte: Adaptado do Banco de Informações de Geração – BIG (2019).

As CGHs em operação no estado de Rondônia estão listadas no Quadro 7, com sua respectiva potência e localização.

Quadro 7 - Centrais Geradoras Hidrelétricas em Rondônia (Fase: em operação)

CGH	**POTÊNCIA INSTALADA (kW)**	**MUNICÍPIO**
Altoé I	2.062	Alto Alegre do Parecis -RO
Altoé II	1.000	Pimenteiras do Oeste - RO
Cachoeira do Cambará	2.160	Vilhena - RO
Castaman II	950	Colorado do Oeste – RO
Espigão	2.300	Espigão d'Oeste -RO
Fazenda Figueirão	40	Alta Floresta d'Oeste - RO
Marcol	2.500	Vilhena - RO
Margarida Ltda	1.480	Colorado do Oeste - RO
Martinuv	1.840	Vilhena - RO
Poço	720	Vilhena – RO
Rio Enganado	2.000	Colorado do Oeste - RO
Rio Vermelho	2.560	Vilhena – RO
São João PA	3.804	Pimenteiras do Oeste - RO

Fonte: Adaptado do Banco de Informações de Geração – BIG (2019).

Verifica-se que a maioria das PCHs e CGHs estão localizadas na região sul do estado. A usina selecionada para a aplicação da proposta metodológica de análise de viabilidade técnica e econômica será a Central Geradora Hidrelétrica Martinuv. A CGH Martinuv (Figura 11) localiza-se na margem do rio Pimenta Bueno, região Sul do estado de Rondônia, no município de Vilhena. O local de instalação está definido pelas seguintes coordenadas:

a) Latitude 12°49'18'' S
b) Longitude 60°17'45'' W

O acesso terrestre parte da cidade de Vilhena/RO, percorrendo cerca de 15 km pela BR-364, na direção Vilhena – Porto Velho, seguindo cerca de 15 km na BR-399, no sentido Vilhena – Colorado D'Oeste, finalmente mais 8 km através de estradas vicinais, não pavimentadas, até o local das instalações.

Figura 11 - Vista superior da CGH Martinuv

Fonte: Google Earth (2020).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta sessão estão apresentados os resultados relacionados a cada um dos objetivos específicos da pesquisa. Estes resultados foram alcançados por meio de estudo bibliométrico conforme especificado na metodologia, da análise de cases de repotenciação e da aplicação do estudo de caso na central hidrelétrica Martinuv, localizada na cidade de Vilhena/RO.

4.1 Resultado do levantamento dos principais elementos cognitivos que permitem o conhecimento sobre repotenciação de centrais hidrelétrica

Aplicou-se um filtro temporal, entre os anos de 2000 e 2019, e tipo de documento, neste caso, artigos. No Quadro 8 constam as palavras-chave selecionadas para a pesquisa e o quantitativo de artigos encontrados.

Quadro 8 - Palavras-chave utilizadas no estudo bibliométrico

Tema	Palavras-chave	Artigos Encontrados
Pequena Central Hidrelétrica	"*Small Hidropower Plant"*	199
Repotenciação	*"Repowering"*	215
Inovação Energética	*"Energy Innovation"*	9692
Desenvolvimento Sustentável	*"Sustainable Development"*	77705

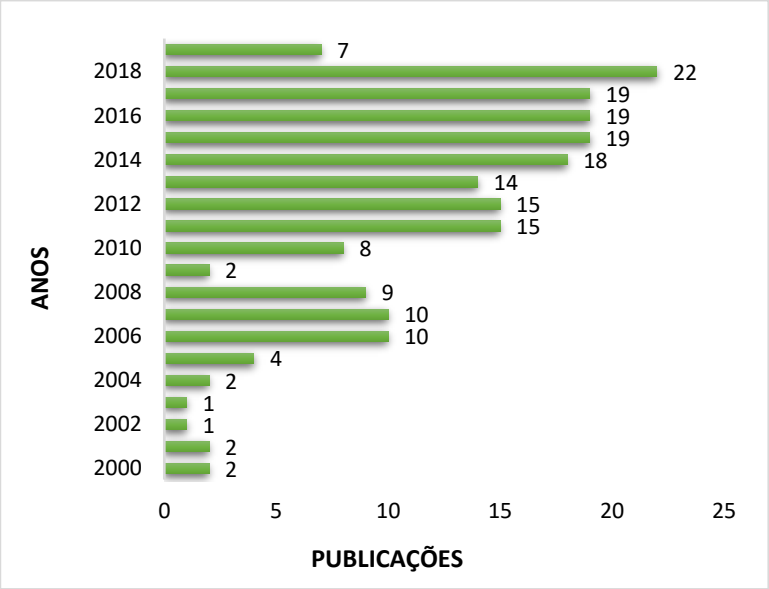
Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Através da base de dados Scopus Elsevier, os artigos relacionados a cada uma das palavras-chave foram analisados. A amostra apresentada contém dados relacionados ao número de publicações por ano, principais autores, periódicos, instituições, países e áreas do conhecimento com maior frequência de publicação, além dos artigos mais relevantes, dentro do intervalo das últimas duas décadas (2000 – 2019).

I - Pequena Central Hidrelétrica – PCH

Para esta sessão, os termos utilizados para a pesquisa foram "*Small Hidropower Plant*". Aplicando-se o filtro para artigos, a pesquisa retornou 199 resultados. Na Figura 12 é possível visualizar graficamente os dados referente às publicações por ano, no intervalo de 2000 a 2019.

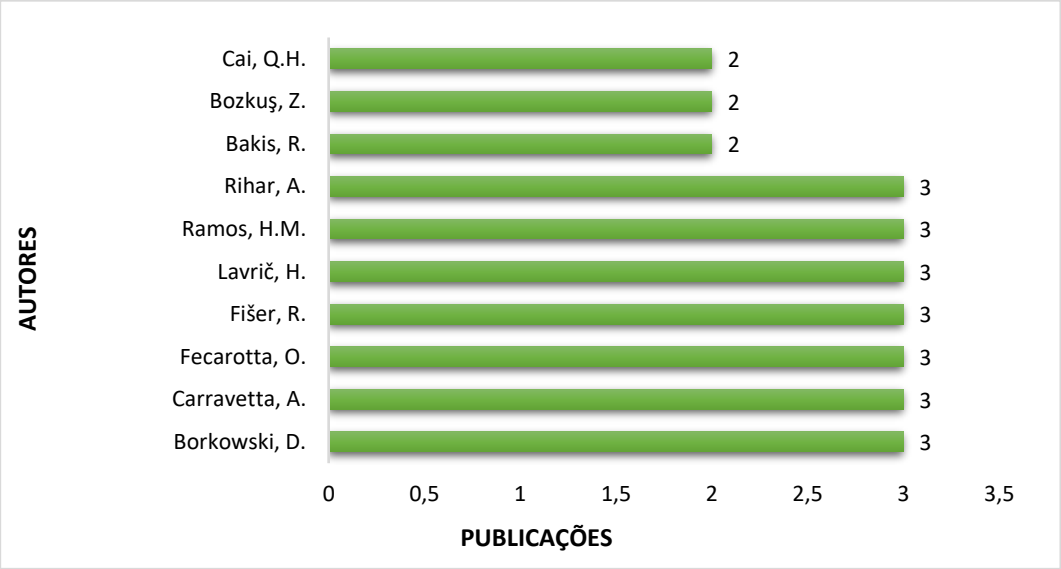
Figura 12 - Gráfico de frequência de publicações por ano no período 2000 – 2019



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

É possível verificar que o ano de 2009 apresentou um número muito baixo de publicações neste tema, apenas duas, posteriormente o volume voltou a crescer. Em 2019 foram encontrados 7 artigos até a data desta pesquisa. Os autores que mais publicaram sobre Pequenas Centrais Hidrelétricas, no intervalo 2000 – 2019, são mostrados na Figura 13.

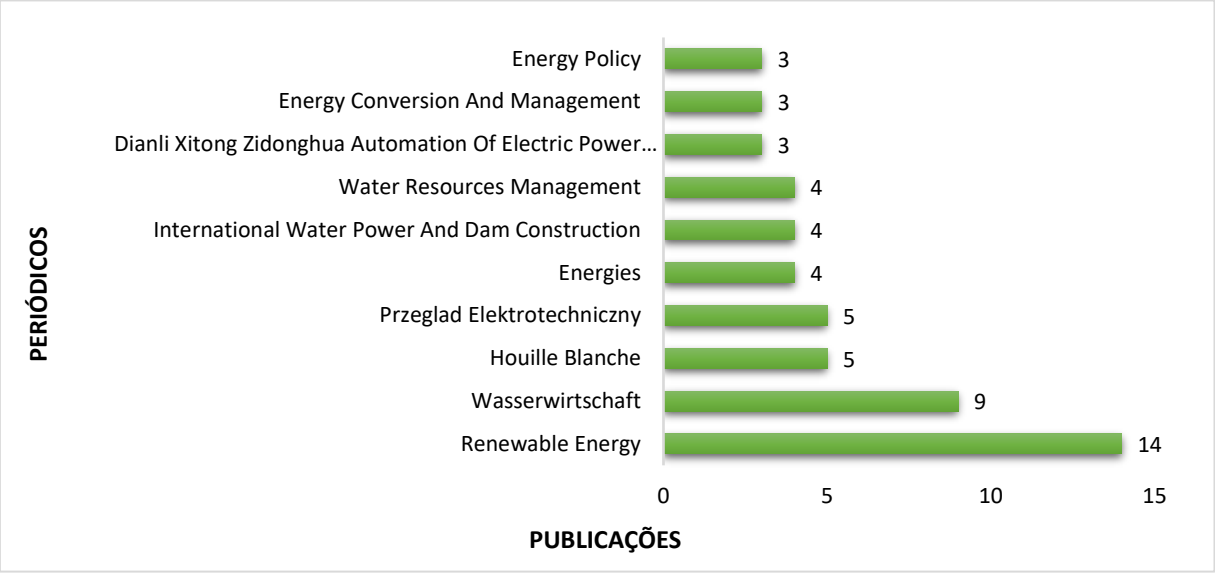
Figura 13 - Gráfico de autores com maior frequência de publicação



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

Os dados acerca de quais periódicos apresentaram maior publicações no assunto estão apresentados graficamente na Figura 14.

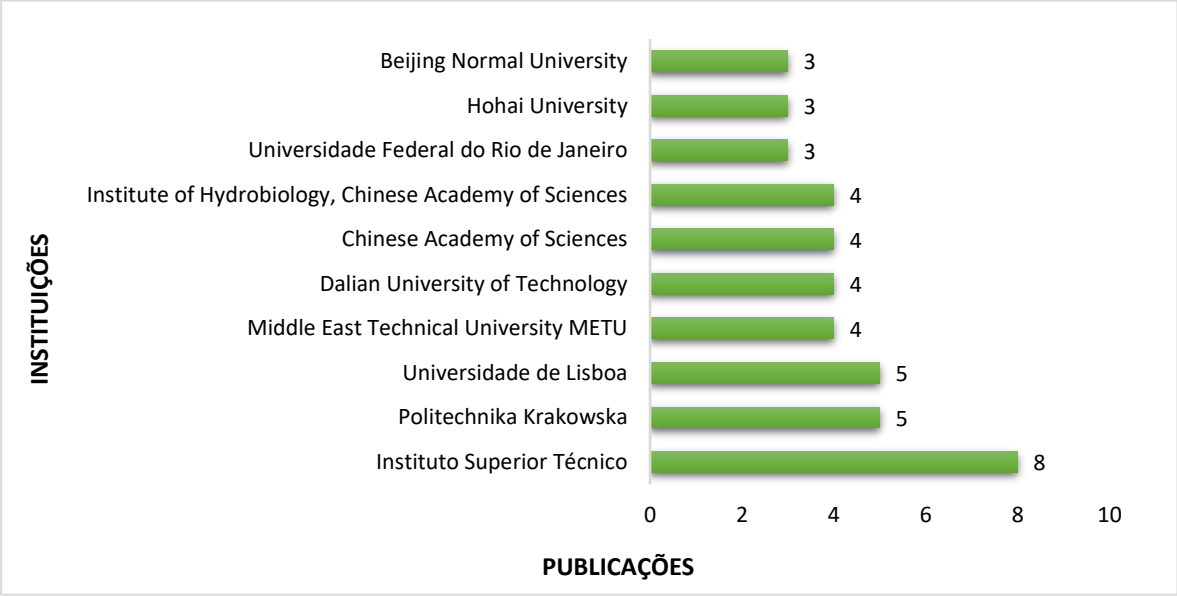
Figura 14 - Gráfico de periódicos com maior frequência de publicação



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

As instituições que mais contribuíram com as publicações estão ilustradas graficamente na Figura 15.

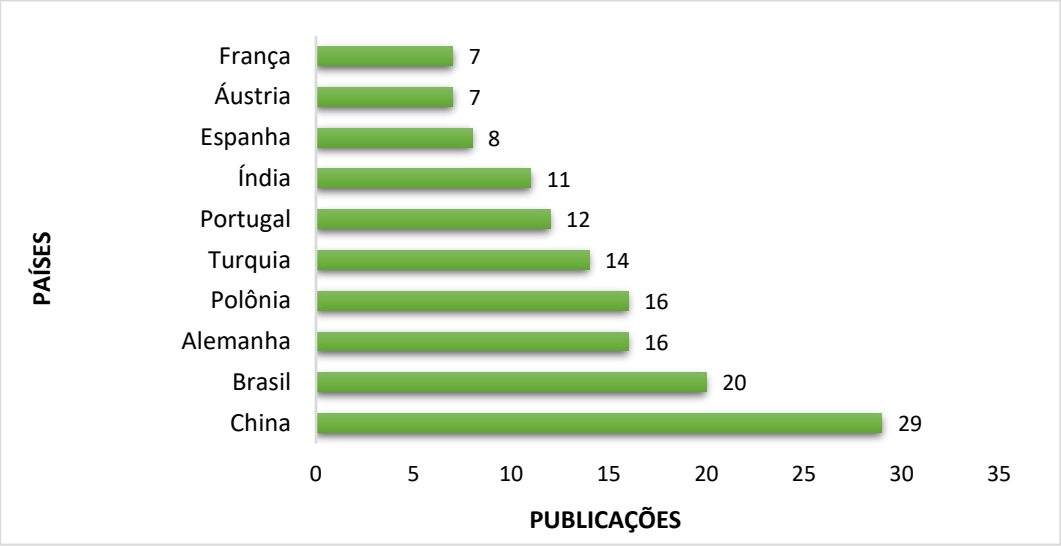
Figura 15 - Gráfico de instituições com maior frequência de publicação



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

Nota-se que o Brasil obteve destaque neste assunto devido ao trabalho da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Na Figura 16 estão representados graficamente os países que mais contribuíram com publicações no período analisado.

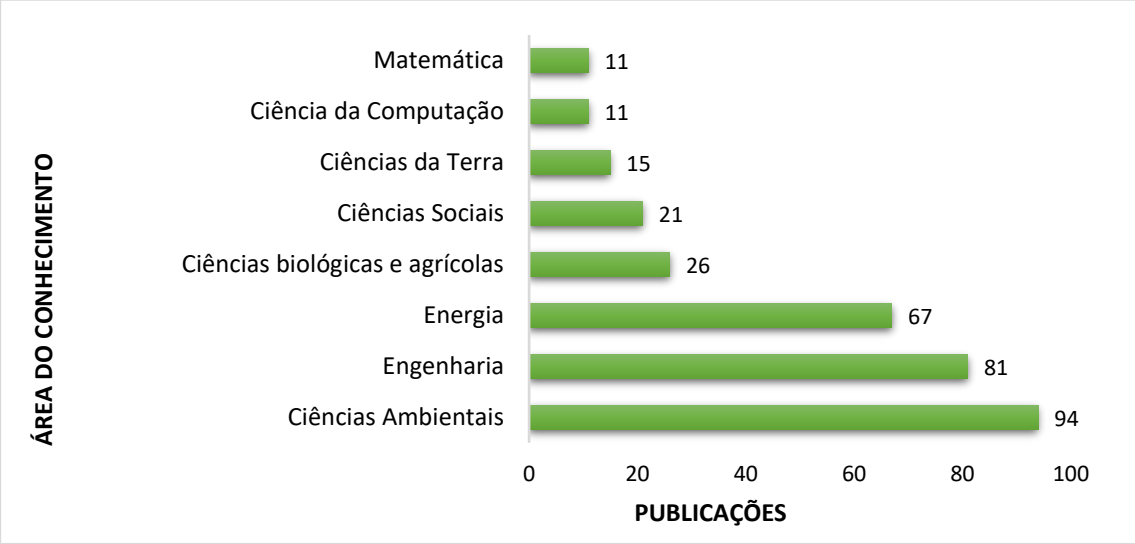
Figura 16 - Gráfico dos países com maior frequência de publicação



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

Com vinte publicações, o Brasil ocupa a segunda posição neste ranking, demonstrando que, além de possuir uma matriz energética predominante da fonte hidráulica, contribui com o desenvolvimento do setor. Os dados contidos na Figura 17, ilustrada abaixo, demonstram graficamente as áreas do conhecimento com a maior frequência de publicação sobre o assunto.

Figura 17 - Gráfico das áreas de conhecimento com maior frequência de publicação



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

O Quadro 9 apresenta os artigos com maior relevância, ou seja, aqueles com o maior número de citações, de acordo com a base de dados.

Quadro 9 - Artigos mais relevantes - Pequenas Centrais Hidrelétricas

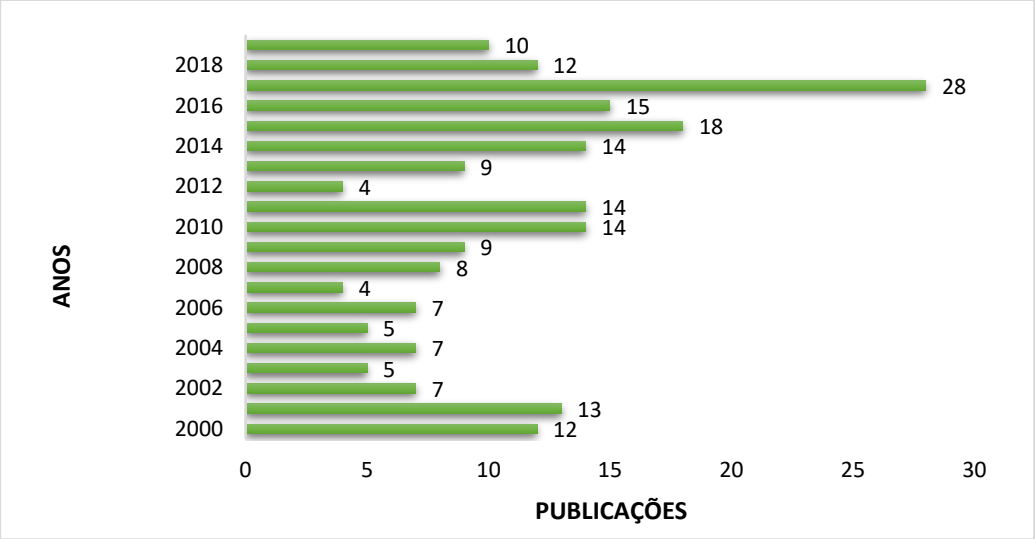
Título	Autores	Ano	Citações
Investment timing and optimal capacity choice for small hydropower projects.	BØCKMAN, T. et al.	2008	93
Energy Production in Water Distribution Networks: A PAT Design Strategy.	CARRAVETTA, A. et al.	2012	92
Ecological consequences of hydropower development in Central America: Impacts of small dams and water diversion on neotropical stream fish assemblages.	ANDERSON, E.P. et al.	2006	80
The role of hydroelectric power and contribution of small hydropower plants for sustainable development in Turkey.	DURSUN, B., GOKCOL, C.	2011	66
Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant.	ANAGNOSTOPOULOS, J.S., PAPANTONIS, D.E.	2007	56

Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

II - Repotenciação

Para esta sessão, o termo utilizado para a pesquisa foi "*Repowering*". Aplicando-se o filtro para artigos, a pesquisa retornou 215 resultados. Na Figura 18 é possível visualizar graficamente o número de publicações por ano acerca das repotenciações, no intervalo de 2000 a 2019.

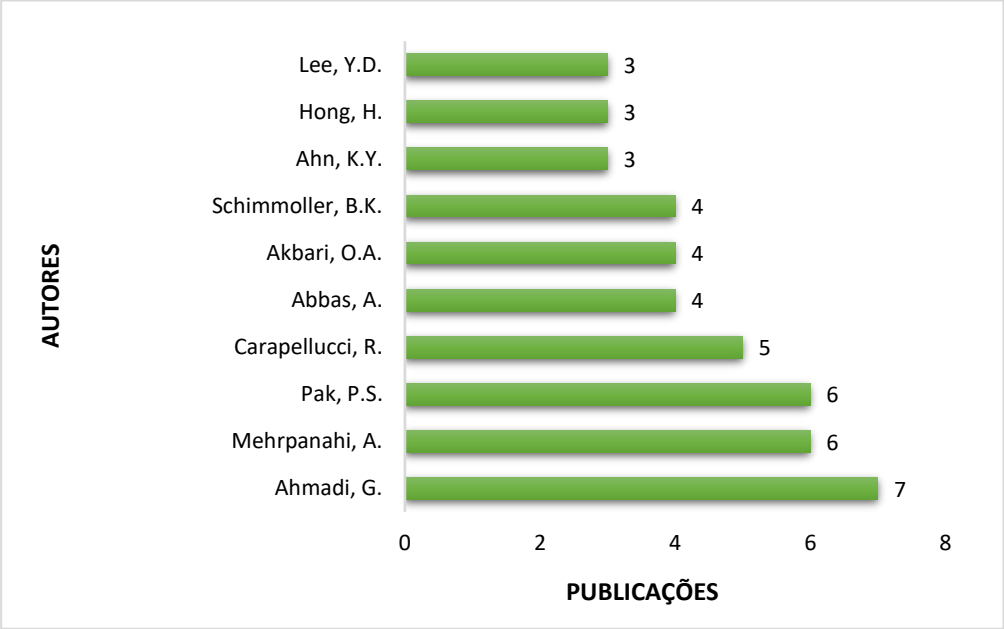
Figura 18 - Gráfico de frequência de publicações por ano no período 2000 – 2019



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

Nota-se que houve um pico de publicações no ano de 2017 (28 publicações) e uma queda no ano de 2018 (12 publicações). Em 2019 a tendência é que este número volte a aumentar, considerando que até a data da pesquisa já foram publicados 10 artigos. Os autores com maior frequência de publicação sobre Repotenciação, no intervalo 2000 – 2019, são mostrados na Figura 19.

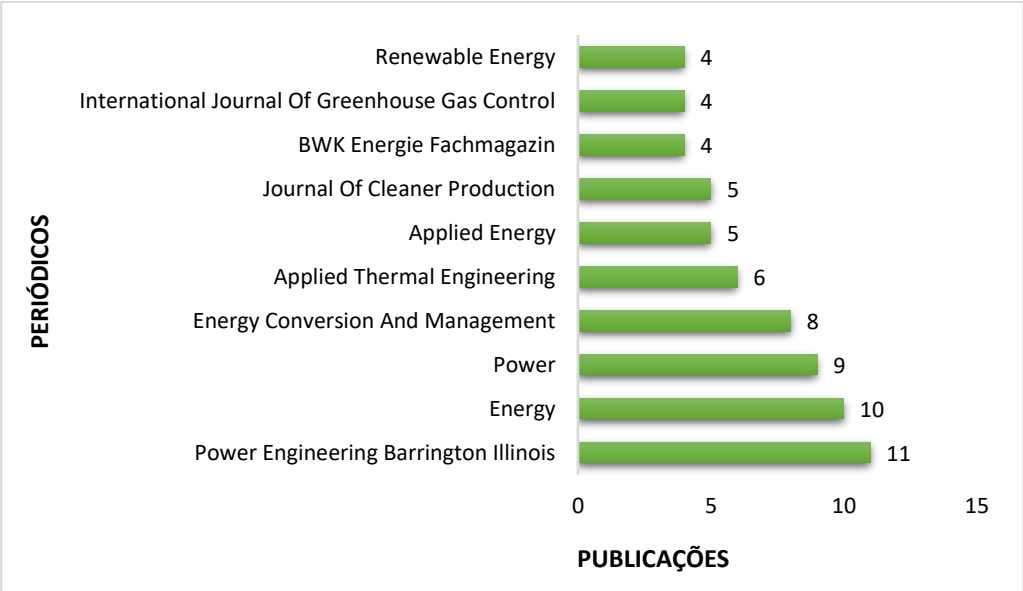
Figura 19 - Gráfico de autores com maior frequência de publicação



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

Os dados acerca de quais periódicos apresentaram a maior frequência de publicação no assunto estão ilustrados graficamente na Figura 20.

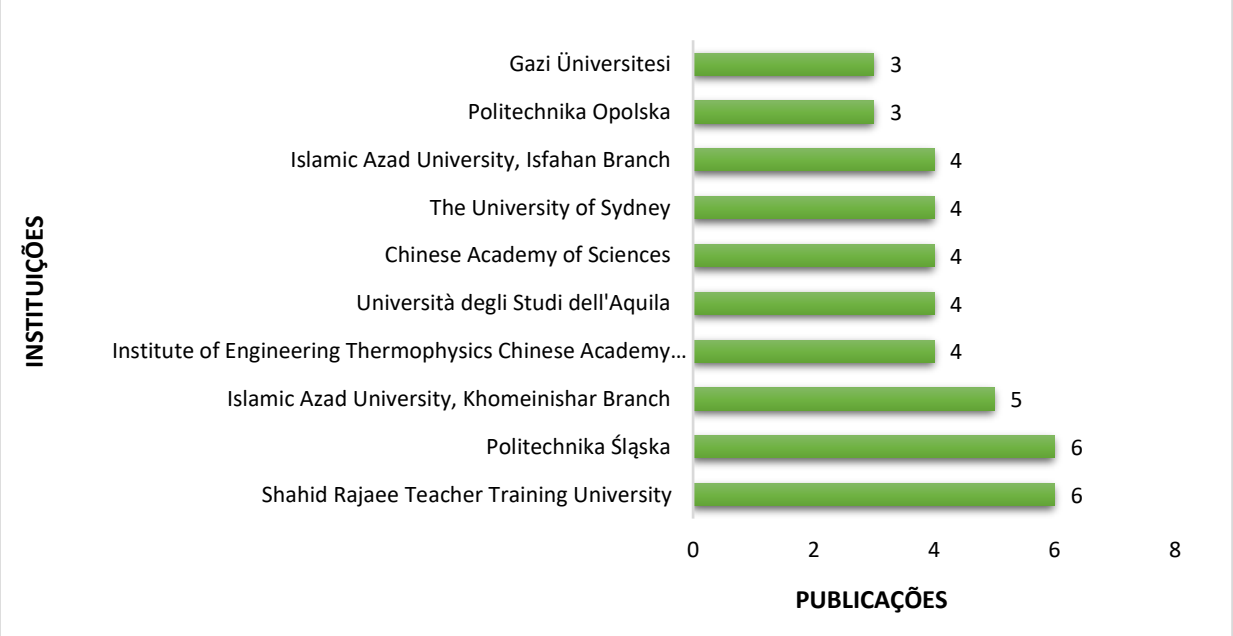
Figura 20 - Gráfico de periódicos com maior frequência de publicação



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

As instituições que mais contribuíram com as publicações estão ilustradas graficamente na Figura 21.

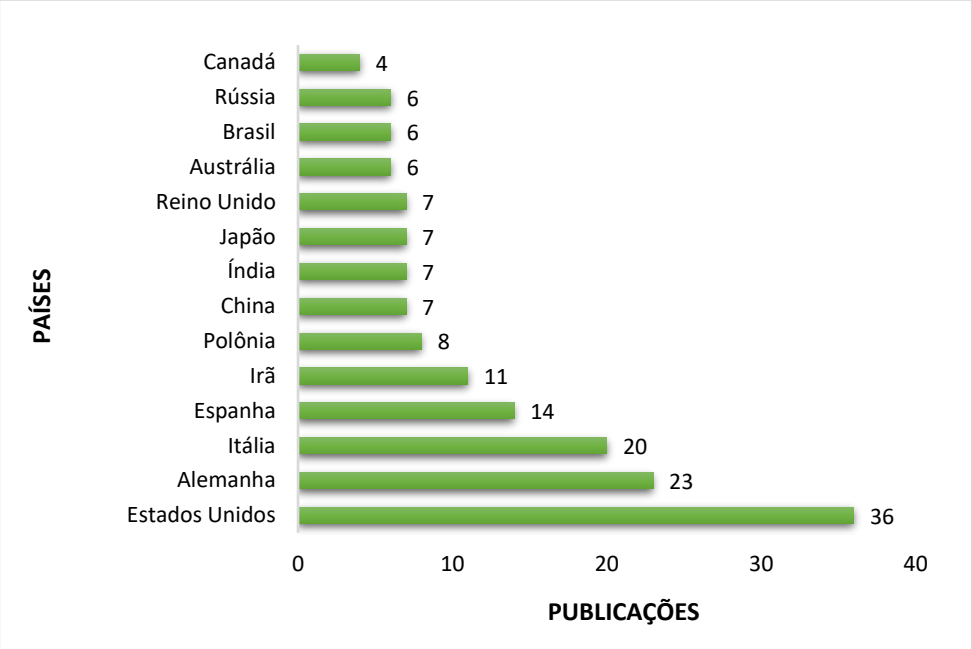
Figura 21 - Gráfico de instituições com maior frequência de publicação



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

Na Figura 22 estão representados graficamente os países que mais contribuíram com publicações no período analisado.

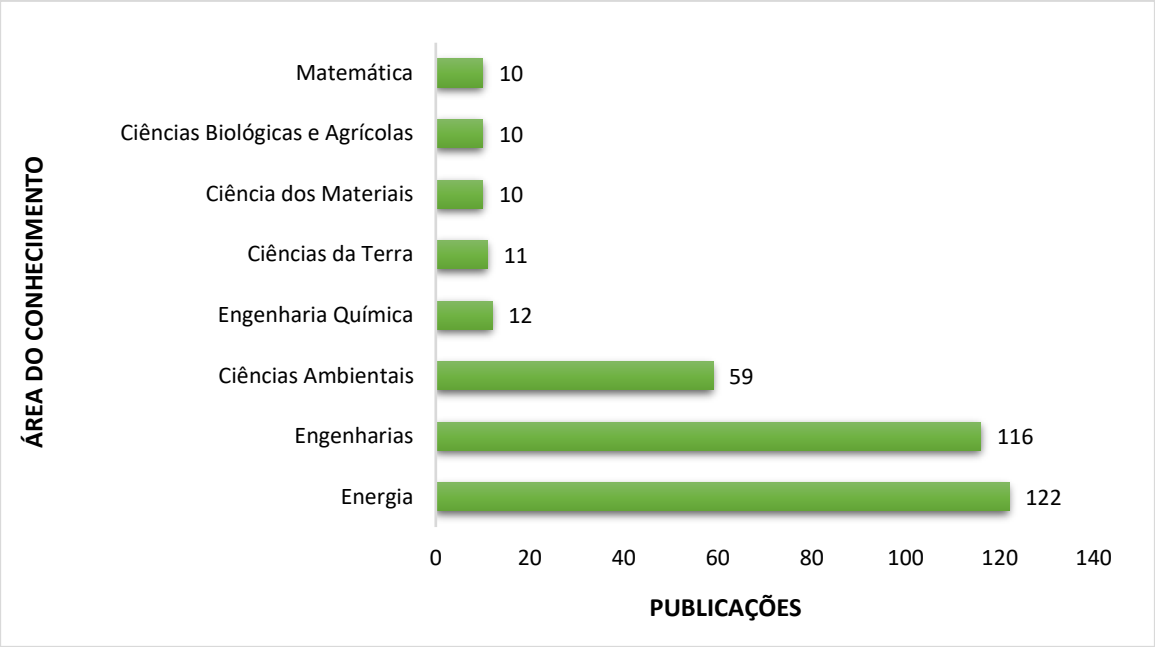
Figura 22 - Gráfico dos países com maior frequência de publicação



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

Os dados contidos na Figura 23, ilustrada abaixo, demonstram graficamente as áreas do conhecimento com a maior frequência de publicação sobre o assunto.

Figura 23 - Gráfico das áreas de conhecimento com maior frequência de publicação



Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

O Quadro 10 apresenta os artigos com maior relevância, ou seja, aqueles com o maior número de citações, de acordo com a base de dados.

Quadro 10 - Artigos mais relevantes - Repotenciação

Título	Autores	Ano	Citações
Batteryless, wireless sensor powered by a sediment microbial fuel cell.	DONOVAN, C. et al.	2008	202
Collision fatality of raptors in wind farms does not depend on raptor abundance.	DE LUCAS, M. et al.	2008	118
An option for solar thermal repowering of fossil fuel fired power plants.	POPOV, D.	2011	91
Study and design of a hybrid wind-diesel-compressed air energy storage system for remote areas.	IBRAHIM, H. et al.	2010	84
Efficient use of energy by utilizing gas turbine combined systems.	NAJJAR, Y.S.H.	2001	81

Fonte: Elaborado pelo autor a partir da base de dados Scopus Elsevier (2019).

Neste estudo, optou-se por levantar dados quanto ao número de publicações por ano, principais autores, periódicos, instituições, países e áreas do conhecimento, mas isto não é uma regra, a metodologia pode ser aplicada para outras variáveis.

Os países com maior frequência de publicações foram Estados Unidos e China, sendo este último o que mais teve artigos relacionados às pequenas centrais hidrelétricas. O Brasil também apresentou excelentes números neste tema.

4.2 Resultado dos *cases* de repotenciação analisados

Vários casos sobre repotenciação de usinas hidrelétricas foram analisados neste subtópico, seguindo a regra mandamental prevista nos objetivos desta, com foco na repotenciação, considerando principalmente os ganhos energéticos alcançados pela aplicação de tecnologias inovadoras, ou por correção de deficiências identificadas em projetos.

A seguir tem-se a análise dos casos de repotenciação no exterior, onde o uso da repotenciação é uma prática bastante utilizada por empresas como a Andritz Hydro, que também atua no desenvolvimento de componentes para usinas hidrelétricas. A análise também foi realizada a nível nacional, onde percebe-se o aumento de estudos de viabilidade relacionados à repotenciação.

4.2.1 Repotenciações realizadas no exterior

Uma das repotenciações realizadas pela Andritz Hydro foi na usina de Akosombo, no rio Volta, em Gana. Com início de operação em 1965, a usina possuía seis unidades de turbinas tipo Francis vertical.

Através de testes, utilizando o método de Gibson em 1992, verificou-se que o rendimento das turbinas estava abaixo dos valores conhecidos anteriormente. Desta forma, o principal objetivo da repotenciação deste empreendimento foi a garantia de uma operação segura e eficiente por, no mínimo, 25 anos, além de ganhos de potência instalada. Foi diagnosticado que o baixo rendimento das turbinas estava relacionado ao desalinhamento das palhetas fixas com o fluxo proveniente da caixa espiral.

Foram realizadas modificações no perfil das palhetas, tornando-as compatíveis com o escoamento e evitando as perdas de carga. Os tubos de sucção também foram modificados, de forma a evitar o deslocamento da camada limite e, consequentemente, a ocorrência de cavitação. Após a repotenciação, o ganho de rendimento máximo foi de 5% e de potência instalada aumentou em 12%, como pode ser visto no Quadro 11.

Outro empreendimento que passou por processos de repotenciação da Andritz Hydro foi a usina de Hills Creek, localizada no estado do Oregon, nos EUA. A usina, que entrou em operação em 1962, possuía originalmente duas turbinas do tipo Francis. Esta usina sofria com sérios problemas de cavitação nos rotores das turbinas, baixando o rendimento das máquinas e ocasionando várias paradas para manutenção, prejudicando a energia produzida.

Após análises, foi constatado que a cavitação ocorria devido ao perfil hidráulico inadequado da pá, uma vez que as limitações da época não permitiam um projeto hidráulico eficiente como atualmente. A medida adotada para a repotenciação foi a modificação no diâmetro, número de pás e material de fabricação dos rotores, agora em aço inoxidável, além de modernização nos geradores para atender aos novos parâmetros das turbinas.

O *payback* calculado para esta obra de repotenciação foi de 20 anos, um período longo quando comparado à outras obras de repotenciação, mas que se deve ao fato de que na data da intervenção, a utilização de gás natural barato, proveniente de xisto, diminuiu o preço médio da energia elétrica nos EUA.

A Andritz também foi responsável pela repotenciação da usina Hidrelétrica de Tsimlyanskaya. Localizada em Moscou, na Rússia, esta usina foi construída possuindo quatro turbinas Kaplan de eixo vertical. Com início de operação em 1954, passou por repotenciações nos anos de 1999 e 2001 nos grupos geradores 2 e 3, respectivamente. E, em 2008, a Andritz Hydro foi responsável pela repotenciação da unidade 4.

O objetivo principal desta obra de repotenciação foi a extensão da vida útil da máquina por mais 40 anos, além de um ganho de potência instalada da ordem de 5%, sem realizar alterações no diâmetro do rotor. Para alcançar os objetivos mencionados, a empresa realizou as seguintes intervenções: troca do rotor, tampa da turbina e mancais. Os ganhos de potência e rendimento desta repotenciação são mostradas no Quadro 11.

O tempo de *payback* do investimento foi previsto para 4 a 5 anos, tempo considerado economicamente viável para este tipo de intervenção.

4.2.2 Estudos de viabilidade realizados no Brasil

Após a comprovação dos benefícios da repotenciação em usinas hidrelétricas de pequeno, médio e grande porte em casos realizados no exterior, iniciou-se a realização de estudos de viabilidades em empreendimentos no Brasil, a fim de agregar tecnologia, vida útil, rendimento e capacidade instalada.

Gyori (2007) realizou um estudo na PCH Sodré, localizada na cidade de Guaratinguetá/SP, com o objetivo de reavaliar o potencial hidráulico para verificar a possibilidade de elevar a potência instalada da usina. A PCH Sodré, inaugurada em 1912, possui capacidade instalada de 600 kW, dividido em 3 unidades geradoras que utilizam turbina do tipo Francis.

Através da análise da vazão média mensal do rio Piagui, potencial no qual a usina está instalada, entre o período de 1971 e 2002, chegou-se a uma vazão mínima regularizada de 1,01 m^3/s, que aliada aos 123 metros de queda e rendimento de 85% resultariam em uma potência de 1,05 MW, valor 75% maior em relação a potência original.

Na conclusão do estudo foi sugerida a troca das unidades geradoras por outras três de 350 kW cada, além da troca de reguladores de tensão e velocidade, transformadores e outros equipamentos de forma a atender às novas condições de operação. Considerando os valores comerciais da época, o período de *payback* calculado para o investimento foi o de 4 anos e 9 meses para o cenário de referência, onde foi considerado um Fator de Capacidade de 0,75 (GYORI, 2007).

O próximo caso a ser analisado é o da PCH Lajeado, localizada na cidade de Lajeado/TO, esta usina foi objeto de estudo do trabalho de Oliveira (2012). O empreendimento, inaugurado em 1971, possui capacidade instalada de 1,8 MW, utilizando turbina Francis de eixo horizontal.

O estudo de repotenciação foi motivado pela constatação de um volume considerável de água que é vertido em alguns meses do ano e da possibilidade de ganho de queda a jusante da casa de máquinas (OLIVEIRA, 2012).

Após realizar as análises, a alternativa de repotenciação selecionada foi na modalidade ampliação, na qual optou-se pela construção de uma nova casa de máquinas que irá operar com um grupo gerador de 8 MW. Optou-se por manter a unidade geradora original para operação nos meses com vazões menores ou iguais a 2,6 m^3/s, o que forçaria o novo conjunto a operar fora da faixa operativa ótima (OLIVEIRA, 2012).

Oliveira (2012) conclui que com a repotenciação, a energia média anual do empreendimento passa de 13,649 GWh para 49,949 GWh. O *payback* calculado foi de 5,3 anos. A seguir abordar-se-á o estudo realizado por Veiga (2002) em três usinas: PCH Emas Novas, CGH Quilombo e UHE Jupiá.

A PCH Emas novas, localizada na cidade de Pirassununga/SP, inaugurada em 1942, é uma usina a fio d’água que possui uma unidade geradora com potência instalada de 4,2 MW, a

turbina utilizada é do tipo Kaplan de eixo vertical. Na data do estudo, a usina encontrava-se desativada (VEIGA, 2002).

Considerando a desativação do empreendimento, o estudo deveria verificar a viabilidade da reativação. Veiga (2002) optou pela substituição do grupo turbina gerador, de forma a melhor aproveitar o potencial hidráulico, aumentando a capacidade instalada e o rendimento. Os ganhos de potência e rendimento são demonstrados no Quadro 11.

A CGH Quilombo, localizada na cidade de Itupeva/SP, também desativada na data de realização do estudo de Veiga, possui duas unidades geradoras com potência instalada de 867 kW. Por se tratar de um empreendimento antigo, inaugurado em 1913, a reativação exigiria a troca dos equipamentos eletromecânicos, com maior potência instalada e rendimento. O novo grupo gerador selecionado possui potência instalada de 1,61 MW, com rendimentos de 92 e 98% para a turbina e gerador, respectivamente, e o *payback* calculado para o investimento é de 4,5 anos (VEIGA, 2002).

Por fim, tem-se o estudo de repotenciação realizado na UHE Jupiá, localizada no rio Paraná, nos municípios de Castilho/SP e Três Lagoas/MS. Inaugurada em 1969, a usina possui 14 unidades geradoras que utilizam turbinas do tipo Kaplan, totalizando uma potência instalada de 1.551,2 MW.

Considerando a necessidade de intervenções mais severas nos grupos geradores, o que aumentam os custos de operação e manutenção, Veiga (2002) conclui que a melhor alternativa seria a repotenciação das turbinas e geradores. Com as modificações, cada unidade geradora teria capacidade instalada de 117 MW. Os demais dados de potência, rendimento e tempo de retorno deste investimento estão presentes no Quadro 11.

No Quadro 11, logo abaixo, observa-se que os ganhos obtidos através da repotenciação são muito significativos, tanto para a potência instalada quanto para o rendimento. A maioria dos casos analisados tiveram um período de *payback* igual ou inferior a 5 anos, com exceção da PCH Hills Creek, que sofreu com quedas no preço da energia devido ao gás natural, conforme visto anteriormente. Não foram obtidos os dados de rendimento antes e após a repotenciação da PCH Sodré e UHE Tsimlyanskaya.

Quadro 11 - Repotenciações e estudos de viabilidade realizados no Brasil e no exterior

USINA	INÍCIO OPERAÇÃO	DATA DA REPOTENC.	TIPO DE TURBINA	$P_{Antes\ Rep.}$ (MW)	$P_{Após\ Rep.}$ (MW)	$\eta_{Antes\ Rep.}$	$\eta_{Após\ Rep.}$	*PAYBACK* (ANOS)
UHE Akosombo	1965	1992	Francis (6)	949,2	1038,6	87,98%	92,98%	-
PCH Hills Creek	1962	2010	Francis (2)	15	18,6	83,80%	90,44%	20
UHE Tsimlyanskaya	1954	1999	Kaplan (4)	50	54	-	-	5
PCH Lajeado	1971	2012*	Francis (1)	1,8	9,8	80,71%	88,78%	5,3
PCH Sodré	1912	2007*	Francis (3)	0,6	1,05	-	-	4,8
PCH Emas Novas	1942	2002*	Kaplan (1)	4,2	5,11	68%	90%	3
CGH Quilombo	1913	2002*	Francis (2)	0,867	1,61	75%	90%	4,5
UHE Jupiá	1969	2002*	Kaplan (14)	1411,2	1638	86%	90%	2,5

*** Data da realização do estudo**

Dos oito casos analisados, cinco utilizam turbinas do tipo Francis e três do tipo Kaplan, esta predominância do tipo Francis se deve a maior faixa de operação (curva Queda x Vazão) permitida para este modelo.

A principal intervenção realizada nos casos analisados foi a troca do rotor da turbina, que muitas vezes se encontra desgastado devido à cavitação ou não é adequado para o fluxo hidráulico da usina. A análise demonstrou como é vasto o leque de alternativas de repotenciação. Cada empreendimento possui características distintas, possibilitando intervenções diversas.

4.3 Resultado da análise de viabilidade aplicada na CGH MARTINUV

A avaliação proposta neste compartimento da pesquisa considera as principais características de uma usina, tendo como foco o resultado da análise de viabilidade aplicada na CGH Martinuv, uma usina a fio d'água, cuja potência instalada atual é de 1,84 MW. Devido às condições topográficas do local e visando a manutenção das condições naturais do Rio Pimenta Bueno, optou-se por um arranjo com pequeno barramento, apenas com desvio lateral da vazão de projeto (1,9 m^3/s), menor que a vazão mínima média de longo período do Rio Pimenta Bueno (2,4 m^3/s).

4.3.1 Descrição geral da usina

A seguir serão detalhados os elementos que compõem o arranjo da central hidrelétrica.

I - Barragem e Vertedouro

A barragem desta usina é construída com solo arenoso, entremeada por um maciço argiloso, conferindo ao barramento a estabilidade necessária. Do lado do talude de jusante há um filtro horizontal de areia com espessura de 0,30 m. O vertedouro possui estrutura em concreto, com soleira livre e perfil tipo escada.

II - Tomada d'água

Na tomada d´água está instalado um stop-log, que permite a manutenção na grade e no canal de adução. A grade grossa fixa presente na tomada d'água permite limpeza por rastelo e possui as seguintes dimensões: 4,10 x 3,73 m.

III - Canal de adução

O canal de adução (Figura 27), escavado em solo e a céu aberto, foi dimensionado para uma vazão de adução superior a mínima, $Q_{30} = 1{,}89\ m^3/s$. O canal se estende por 1860 m até

a câmara de carga, sendo que ao longo do percurso ocorre uma passagem por tubulação de 2 m de diâmetro, devido à existência de uma estrada vicinal. O canal de adução tem perfil trapezoidal, conforme Figura 24.

Figura 24 - Canal de adução

Fonte: O autor (2020).

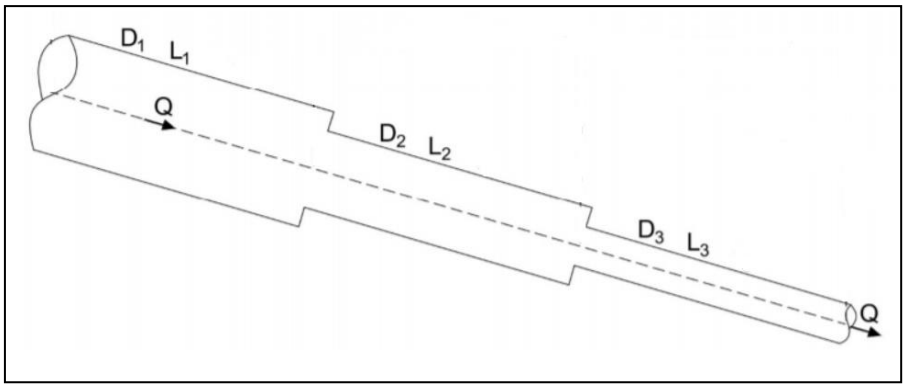
IV Câmara de Carga

Estrutura provida de stop-log, grade fina, comporta desarenadora e comporta para manutenção da tubulação forçada. Na câmara de carga também há um sensor que verifica o nível d'água, utilizado pelos operadores para controlar a abertura do distribuidor das turbinas.

V - Conduto Forçado

A tubulação forçada, ou conduto forçado, da CGH Martinuv possui esquema de montagem em série, conforme Figura 25.

Figura 25 - Montagem em série do conduto forçado da CGH Martinuv



Fonte: O autor (2020).

Cada trecho do conduto possui comprimento e diâmetro variável, como detalhado no Quadro 12.

Quadro 12 - Dimensões do conduto forçado

Trecho	Quantidade de Tubos	Espessura (mm)	Diâmetro (m)	Comprimento Unitário (m)	Comprimento do trecho (m)
1	6	6,3	1,2	12	72
2	11	6,3	1,1	12	132
3	11	8,0	1,0	12	132

Fonte: O autor (2020).

Além dos três trechos citados acima, ao se aproximar da casa de máquinas o conduto é dividido em uma bifurcação (tipo Y) para alimentar as duas turbinas da usina. Este trecho, também fabricado em aço ASTM A36, possui diâmetro de 0,80 m e espessura de 6,3 mm.

Todo o conduto é feito em Aço ASTM A36, que possui boas características mecânicas, com destaque para a facilidade de conformação e soldabilidade, permitindo sua utilização em diversas aplicações estruturais (LUZ, 2017).

VI - Casa de Força

A casa de força, ou casa de máquinas, é do tipo abrigada, construída em alvenaria, projetada para duas unidades geradoras, incluindo seus equipamentos auxiliares e área de montagem.

Características básicas da casa de força:

a) Cota do canal de fuga 43,93 m;
b) Cota do piso das turbinas 48,18 m;

c) Cota do piso dos geradores 48,18 m;
d) Cota de instalação da ponte rolante 54,18 m;
e) Cota de respaldo da alvenaria 56,48 m.

A casa de força possui área total de 164,9 m² (21,41 x 7,70 m). A ponte rolante instalada possui capacidade de carga de 10 toneladas. A estrutura encontra-se em ótimas condições de conservação. Na Figura 26 é possível visualizar o interior da casa de máquinas, já com os dois grupos geradores instalados.

Figura 26 - Vista interna da casa de máquinas

Fonte: O autor (2020).

VII - Canal de fuga

A vazão turbinada é restituída ao curso natural do rio através do canal de fuga (Figura 27).

Figura 27 - Canal de fuga

Fonte: O autor (2020).

VIII - Subestação

A subestação elevadora (Figura 28) está localizada próxima a casa de força, é desabrigada e contém:

a) 1 transformador 1000 KVA – 0,44/13,8 KV;
b) 1 saída de LT – 13,8 KV – PCH MARTINUV – VILHENA – 20 km – 20/0 AWG-CAA;
c) 1 saída de LT – 13,8 KV – PCH MARTINUV – MM/OPMO – 1 km – 6 AWG-CAA.

Figura 28 - Subestação da usina

Fonte: O autor (2020).

Esta subestação também recebe a energia gerada pela CGH Veado Preto. A energia produzida por ambas é enviada para a cidade de Vilhena.

IX - Turbinas da CGH Martinuv

As duas turbinas hidráulicas presentes na casa de máquinas são do tipo Francis de eixo horizontal, conforme Figura 29.

Figura 29 - Turbinas hidráulicas da CGH Martinuv

Fonte: O autor (2020).

As informações técnicas referentes às turbinas estão dispostas no Quadro 13.

Quadro 13 - Dados técnicos das turbinas da CGH Martinuv

	Turbina 1	**Turbina 2**
Fabricante	WIRZ	WSA
Data de Fabricação	2005	2016
Rotação (n)	600 rpm	600 rpm
Queda nominal (Hn)	72 m	72 m
Potência	960 kW	960 kW
Vazão	1,5 m³/s	1,5 m³/s

Fonte: O autor (2020).

X - Geradores da CGH Martinuv

A usina utiliza dois geradores trifásicos da marca Toshiba (Figura 30), com capacidade de geração de 1261 kVA, rotação nominal de 600 rpm e fator de potência de 0,8. Os geradores

trifásicos são os melhores quando há necessidade de garantir a continuidade no fornecimento de energia, principalmente em aplicações de elevadas potências (GRUPEL, 2019).

Figura 30 - Gerador elétrico da CGH Martinuv

Fonte: O autor (2020).

4.3.2 Topografia e geologia

A unidade litológica que ocorre no local de instalação da CGH Martinuv pertence aos sedimentos da Formação Parecis, caracterizado por um arenito silicificado (rocha dura). As amostras de solo da região apresentam um material arenoso com alto percentual de pedregulho e baixo percentual de argila.

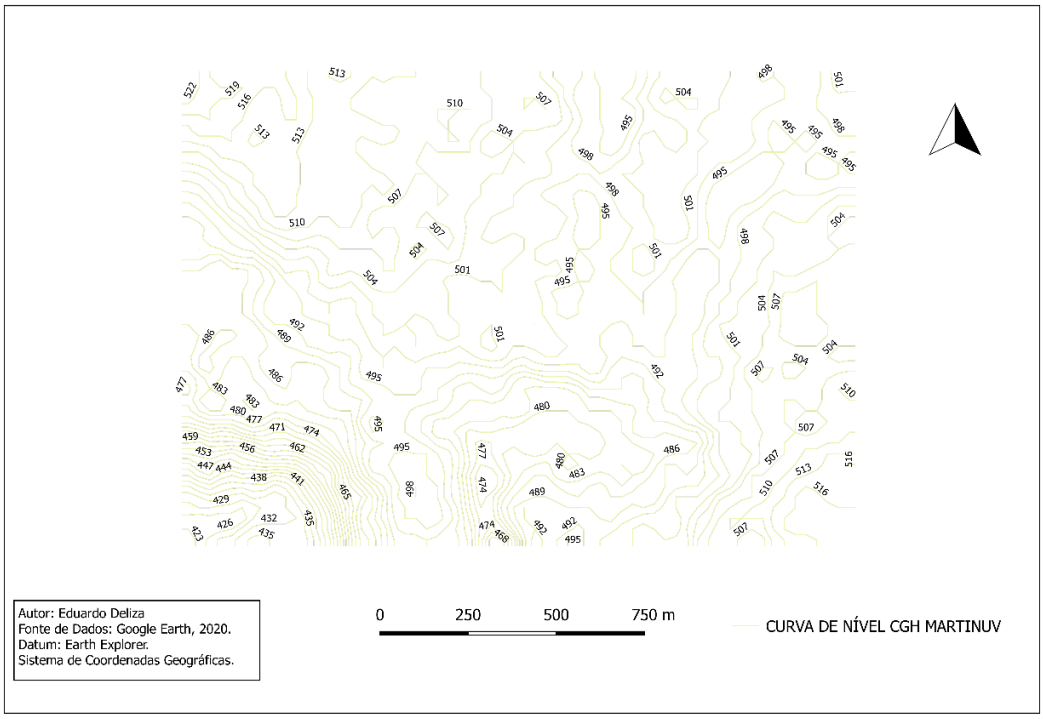
Devido à CGH Martinuv ser a fio d'água ($Q_{projeto} = Q_{30\%}$), com pequeno barramento e queda natural elevada, a usina não provoca interferência em outros aproveitamentos. Na Figura 31 é possível visualizar o local de instalação da usina e a projeção da curva de nível.

Figura 31 - Localização da usina (com curvas de nível)

Fonte: Elaborado pelo autor através do Google Earth (2020).

As cotas de altitude do respectivo empreendimento podem ser vistas através da curva de nível (Figura 32), com intervalo de medição de três metros. Observa-se a queda na altitude desde a tomada d'água até a casa de máquinas, sendo que o trecho de instalação do conduto forçado apresenta a queda mais acentuada.

Figura 32 - Curva de nível da área da CGH Martinuv (3 em 3 metros)



Fonte: O autor (2020).

4.3.3 Estudos Hidrometeorológicos

A usina está instalada à margem direita do rio Pimenta Bueno, que é afluente pela margem esquerda do rio Machado, que por sua vez é afluente pela margem direita do rio Madeira, cuja foz no rio Amazonas é pela margem direita. A área de drenagem do local do projeto é de 96 km² e a precipitação anual (na bacia) entre 2200 e 2500 mm (ALVARES et al., 2014).

Sabe-se que o estado de Rondônia é composto por sete bacias hidrográficas, sendo divididas em 42 sub-bacias (SEDAM, 2020). A usina Martinuv está localizada na sub-bacia do Alto Rio Pimenta Bueno, que é uma das treze sub-bacias da bacia hidrográfica do rio Machado.

A sub-bacia do Alto Rio Pimenta Bueno abrange os municípios de Chupinguaia (80,16%), Vilhena (18,41%), Corumbiara (1,09%) e Colorado D'Oeste (0,33%).

As vazões disponíveis no Rio Pimenta Bueno, medidas na estação da CGH Martinuv no período entre 2006 e 2016, com periodicidade de três meses, demonstraram que a vazão média no período foi de 3,62 m³/s, com mínima de 2,16 e máxima de 6,1 m³/s.

4.3.4 Estudo Energético

A repotenciação pode proporcionar ganhos de vazão em empreendimentos que possuem um subdimensionamento do potencial hidráulico disponível na bacia hidrográfica, seja devido à utilização de séries históricas curtas ou dados regionalizados (Oliveira, 2012).

Em outros casos pode ocorrer a alteração significativa das vazões, podendo ser constatado através de novos estudos hidrológicos. A principal modalidade de intervenção, quando verificado o subaproveitamento da vazão disponível, é a *ampliação*.

Pode-se obter ganhos de queda líquida através do incremento da queda bruta e/ou redução das perdas hidráulicas na adução. A elevação do nível d’água de montante pode ser obtido via alteamento da crista do vertedor/barragem vertente ou realocação das estruturas civis e hidráulicas para um local mais elevado. Para realizar-se o alteamento da crista do vertedor são necessárias obras civis ou a utilização de estruturas que possibilitem a elevação do nível d’água, entre eles: comporta agulha e infláveis. Outra forma de realizar-se um incremento na queda, dá-se através da redução do nível de jusante ou realocação da casa de máquinas para um ponto a jusante (realocação).

Por fim, pode-se obter ganhos de queda através da redução das perdas nos circuitos hidráulicos, ou seja, aumentando o rendimento deste trecho. Na busca por alternativas de repotenciação para a usina, foram analisados todos os elementos da usina, desde a barragem até a própria geração, na casa de força.

A CGH Martinuv passou por um processo de repotenciação, na modalidade de ampliação, em 2017. Até então, a usina contava apenas com a Unidade Geradora 1, com potência de 950 kW. As unidades geradoras encontram-se em excelentes condições de geração, com níveis de rendimento acima da média. Entretanto, apesar da potência instalada ser de 1,84 MW, a geração média mensal, considerando o intervalo de 2017 a 2019, é de 1069,52 MW.

Considerando que, a partir do histórico de manutenção da usina, as unidades geradoras não apresentam problemas operacionais, como, por exemplo, vibração excessiva e ocorrência de cavitação, somados ao fato da usina operar com aproximadamente 60% da potência total, foram dispensadas as hipóteses de ampliação da casa de força. Seguindo com as análises em campo, verificou-se a possibilidade de obter ganhos energéticos através de obras no canal de adução da CGH.

I - Revestimento do canal de adução

A Figura 33 mostra em detalhes o canal da usina em uma atividade onde o fluxo d'água foi fechado através do stop-log para fins de manutenção na câmara de carga.

Figura 33 - Canal de adução da CGH Martinuv sem fluxo d'água

Fonte: Acervo da CGH Martinuv (2019).

Observa-se, na Figura 43, que o canal de adução não possui revestimento e apresenta um elevado grau de erosão e percolação. Além da vazão percolada, o canal não revestido também apresenta maior perda de carga por atrito.

II - Geomembrana de PEAD

Canais escavados em solo estão sujeitos a fenômenos de erosão e percolação, que podem ocorrer de forma combinada ou não. Para mitigar estes efeitos, estes canais podem ser revestidos, sendo que uma alternativa que traz muitos benefícios para a geração de energia é a utilização de geomembranas de PEAD (Polietileno de Alta Densidade) (OLIVEIRA, 2018).

Entre os benefícios da utilização das geomembranas PEAD no revestimento de canais, tem-se (OLIVEIRA, 2018):

a) Reduzir perda de carga – o coeficiente de atrito das geomembranas é baixo, fazendo com que as perdas de carga no escoamento ao longo do canal sejam menores;
b) Melhorar as condições de permeabilidade – o coeficiente de permeabilidade das geomembranas é baixo quando comparado a solos sem revestimento. Na prática ocorre a redução de fuga de vazão devido a percolações. A nível de comparação da permeabilidade, cada 1mm de geomembrana PEAD equivale a 1000 mm de argila compactada;
c) Reduzir erosão das margens;

Além disso, as geomembranas apresentam baixo grau de manutenção, fácil instalação e custo reduzido. Desta forma, o custo do investimento é facilmente convertido pelos benefícios. Devido à pequena espessura, as geomembranas de PEAD comportam-se como uma estrutura bidimensional, são flexíveis e compostas por asfaltos, elastômetros, plastômeros e negro de fumo, material produzido a partir da combustão incompleta de derivados de petróleo, que proporciona um aumento na densidade a resistência à radiação ultravioleta (OLIVEIRA, 2018).

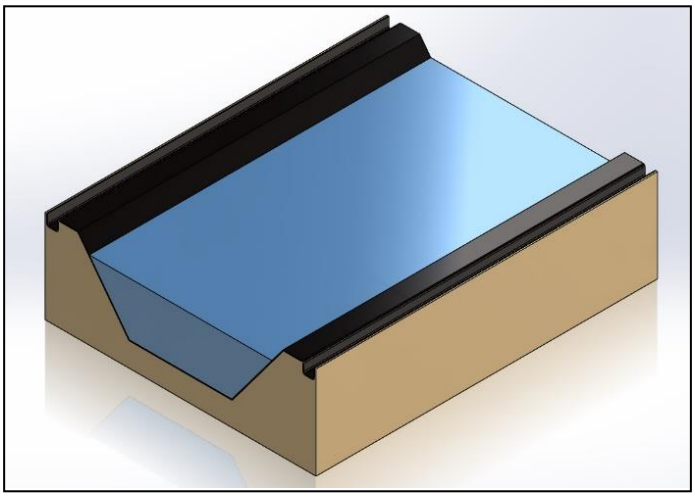
O Comitê Técnico de Geossintéticos (2020) destaca que a além de muito viável economicamente, o uso de geomembrana de PEAD trouxe muitas vantagens técnicas em suas obras, tais como:

a) Evitar perdas de água por infiltração no solo;
b) Evitar o carreamento de partículas e resíduos rochosos que causariam enormes desgastes nas hélices/pás das turbinas;
c) Evitar erosão precoce do canal, mantendo sua geometria;
d) Aumento da velocidade do fluxo hídrico (redução do coeficiente de rugosidade);
e) Melhorar a qualidade da água e facilitar a autolimpeza do canal;
f) Reduzir a manutenção geral do canal.

Durante a instalação, as geomembranas, que são comercializadas em rolos cujas dimensões variam de acordo com o fabricante, são unidas através do processo de termo

soldagem, sendo que as bordas superiores devem ser ancoradas em valas que devem ser abertas próximas ao topo dos taludes em ambos os lados do canal, como pode ser visto na Figura 34.

Figura 34 - Canal trapezoidal com Geomembrana PEAD



Fonte: O autor (2020).

III - Permeabilidade

A análise do solo do canal mostra que se trata de um solo com elevada permeabilidade, por ser caracterizado pela presença elevada de pedregulhos e areia. O coeficiente de permeabilidade típico para os solos pode ser obtido através do Quadro 14.

Quadro 14 - Coeficiente de condutividade hidráulica associado ao tipo de superfície

Tipo de Superfície	Coeficiente de Condutividade Hidráulica
Geomembrana de PEAD	10^{-12} cm/s
Argila	10^{-9} cm/s
Silte	10^{-6} - 10^{-9} cm/s
Areia argilosa	10^{-7} cm/s
Areia fina	10^{-5} cm/s
Areia média	10^{-4} cm/s
Areia grossa	10^{-2} cm/s

Fonte: PINTO (2006).

Devido às características do canal, adotou-se o coeficiente de permeabilidade igual a 10^{-4} cm/s. A estimativa da infiltração de água foi feita com base na Lei de Darcy, que é válida para solos saturados, com diferença de potencial entre dois pontos estudados e um meio poroso condutivo. A Equação 14 mostra a Lei de Darcy.

$$Q_i = K.I.A \tag{14}$$

Em que:

Q_i : Vazão infiltrada [m³/s];

K: Condutividade Hidráulica do solo [m/s];

I: Gradiente Hidráulico;

A: Área do escoamento [m²].

O gradiente hidráulico refere-se à inclinação do canal, $I = \Delta H/L$, para a CGH Martinuv, esta inclinação é de -0,00806 ou -0,806%, determinada através do georreferenciamento, onde o sinal negativo representa justamente o fato de se tratar de um declive.

A área do escoamento, neste caso, é definida como sendo o produto entre o perímetro molhado e o comprimento do canal. O perímetro molhado é de 6m, portanto a área de escoamento é $A = 5{,}92\ x\ 1860 = 11011{,}20\ m^2$. Substituindo o valor da condutividade hidráulica do solo do canal na Equação 14, tem-se a vazão percolada sem revestimento (Q_{PSR}):

$$Q_{PSR} = 10^{-4}\ x\ 0{,}00806\ x\ 11011{,}20\ = 8{,}88\ x10^{-3}\ m^3/s$$

$$Q_{PSR} = 8{,}88\ l/s$$

Para determinar a vazão percolada com revestimento (Q_{PSR}) utiliza-se o coeficiente de condutividade hidráulica da geomembrana de PEAD, que, conforme Figura 32, é de 10^{-12} cm/s.

$$Q_{PCR} = 10^{-14}\ x\ 0{,}00806\ x\ 11011{,}20\ = 8{,}88\ x\ 10^{-13}\ m^3/s$$

$$Q_{PCR} = 8{,}88\ x\ 10^{-10}\ \ l/s$$

IV - Perda de carga

De acordo com a Eletrobrás (2003), a análise da perda de carga em canais de adução é realizada através do modelo de Manning-Strickler, conforme equação abaixo.

$$h_f = L(n.V.{R_H}^{2/3})^2 \tag{15}$$

Onde:

h_f = Perda de carga no canal de adução

L = Comprimento do Canal

n = Coeficiente de Manning

V = Velocidade de escoamento;

R_H = Raio Hidráulico.

O raio hidráulico corresponde à razão entre a área molhada e o perímetro molhado, sendo expresso como:

$$R_H = \frac{A_m}{P_m} \tag{16}$$

Onde:

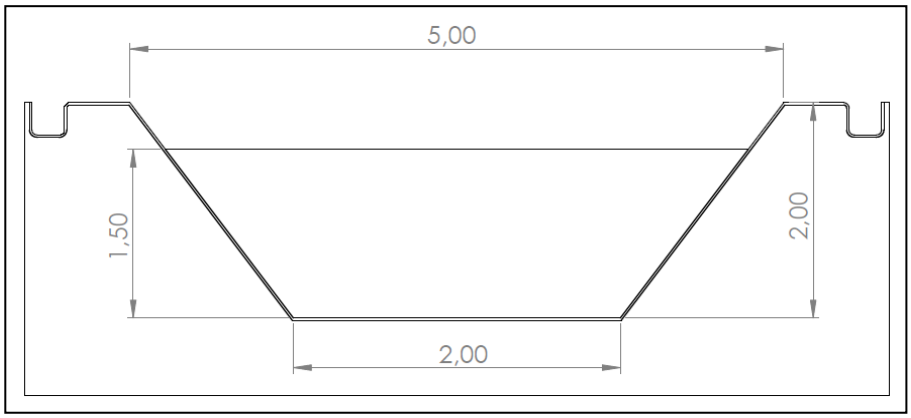
A_m= Área molhada;

P_m = Perímetro molhado.

A Figura 35 mostra o perfil transversal do canal de adução da usina. Sabendo-se que a cota máxima da lâmina d'água é de 1,50 m, é possível determinar a área molhada e o perímetro molhado. Substituindo os valores na equação 16, tem-se:

$$R_H = \frac{5{,}25\ m^2}{5{,}92\ m} = 0{,}8868\ m$$

Figura 35 - Perfil do canal de adução da CGH Martinuv (com valas laterais)



Fonte: O autor (2020).

Ressalta-se que a Eletrobras (2003) recomenda uma folga de 20% de borda livre, desta forma o canal da CGH Martinuv atende esta recomendação. Esta folga representa uma margem de segurança contra possíveis elevações no nível d'água acima do calculado, o que poderia provocar transbordamento. O Quadro 15 traz os valores típicos do coeficiente de Manning para diferentes superfícies.

Quadro 15 - Coeficientes de rugosidade de Manning

Natureza das Paredes	n
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 (2003).

Como citado anteriormente, o canal apresenta elevada concentração de pedregulhos e areia, desta forma o coeficiente de Manning adotado é n = 0,035. Substituindo na Equação 15, chega-se ao valor da perda de carga no canal sem revestimento, conforme segue.

$$h_{fsolo} = 1860\ x(0{,}035\ x\ 1\ x\ 0{,}8868^{\ 2/3})^2$$

$$h_{fsolo} = 1{,}9413\ m$$

Para determinar-se a perda de carga associada a geomembrana, utiliza-se o respectivo coeficiente de Manning da geomembrana, n = 0,010.

$$h_{fmemb} = 1860\ x(0{,}010\ x\ 1\ x\ 0{,}8868^{\ 2/3})^2$$

$$h_{fmemb} = 0{,}1585\ m$$

V - Energia perdida

Após determinar-se a perda de carga ao longo do canal, com e sem revestimento, é possível calcular a energia perdida ao longo do tempo para ambos os casos. Desta forma é possível comparar o custo do investimento com o custo da energia perdida. A E_P pode ser calculada conforme o modelo abaixo.

$$E_P = \left(Q.h_f.0{,}0088\right).TME.VE.h \qquad (17)$$

Onde:

E_P= Energia Perdida

Q= Vazão turbinada

h_f= Perda de carga

TME = Tarifa média de energia (R$/MWh)

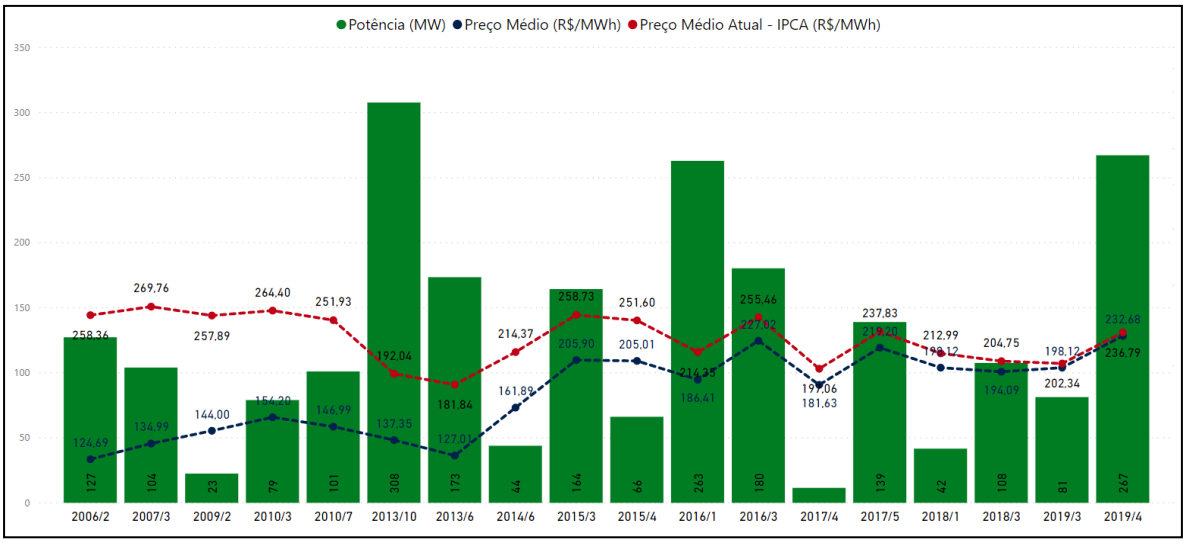
VE= Vida econômica da usina

h = horas do ano, assumir 8760h.

De acordo com os relatórios de geração da CGH Martinuv, a vazão média turbinada anual é de 2,2 m³/s. Além disso, o empreendimento tem perspectiva de vida útil de 40 anos. Outra variável necessária para determinar-se a energia devido a perda de carga, é o valor da tarifa média de energia. Como a CGH Martinuv vende energia no mercado cativo, também chamado mercado de contratação regulada (MCR), e participou do leilão do tipo A4, foi necessário apurar o preço médio em (R$/MWh) deste tipo de contrato.

A evolução dos valores da Tarifa Média de Energia (TME) das PCHs e CGHs, resultante dos leilões de energia é demonstrado graficamente através da Figura 36.

Figura 36 - Resultados dos Leilões de Energia Elétrica (Filtro: PCH e CGH)



Fonte: ANEEL (2020).

Conforme a Figura 36, o preço médio de energia proveniente das Centrais Geradoras Hidrelétricas, no período entre 2016 e 2020, é de R$ 209,80. Este valor será utilizado como base para os cálculos econômicos deste estudo. Sendo assim, a energia perdida devido ao atrito, sem revestimento (E_{PSR}), é:

$$E_{PSR} = 2{,}2 \; x \; 1{,}9413 \; x \; 0{,}0088 \; x \; 209{,}80 \; x \; 40 \; x \; 8760$$

$$E_{PSR} = R\$2.762.956{,}79$$

Para determinar-se a energia perdida na hipótese da utilização da geomembrana (E_{PCR}), deve-se substituir o valor de h_{fmemb} na equação 17, desta forma:

$$E_{PCR} = \ 2{,}2\ x\ 0{,}1637\ x\ 0{,}0088\ x\ 209{,}80\ x\ 40\ x\ 8760$$

$$E_{PCR} = \ R\$225.547{,}49$$

VI - Diagrama de redes PERT/CPM para o projeto de repotenciação da CGH – Martinuv

Para a construção da rede PERT/CPM do projeto de revestimento do canal de adução da CGH Martinuv, foram levantadas as atividades relacionadas ao projeto, conforme Quadro 16.

Quadro 16 - Levantamento das atividades

ATIVIDADES	DESCRIÇÃO	ANTECESSORA	DURAÇÃO (DIAS)
A	Recepção e Armazenagem	-	1
B	Fechamento da comporta	A	1
C	Limpeza do canal	B	2
D	Preparação da superfície	B	3
E	Abertura das canaletas (ancoragem)	B	4
F	Abertura e recorte das bobinas de geomembrana	C, D e E	4
G	Preenchimento das canaletas	F	2
H	Soldagem da geomembrana	F	3
I	Ensaios destrutivos e não-destrutivos	G e H	1
J	Inspeção final e abertura da comporta	I	1

Fonte: O autor (2020).

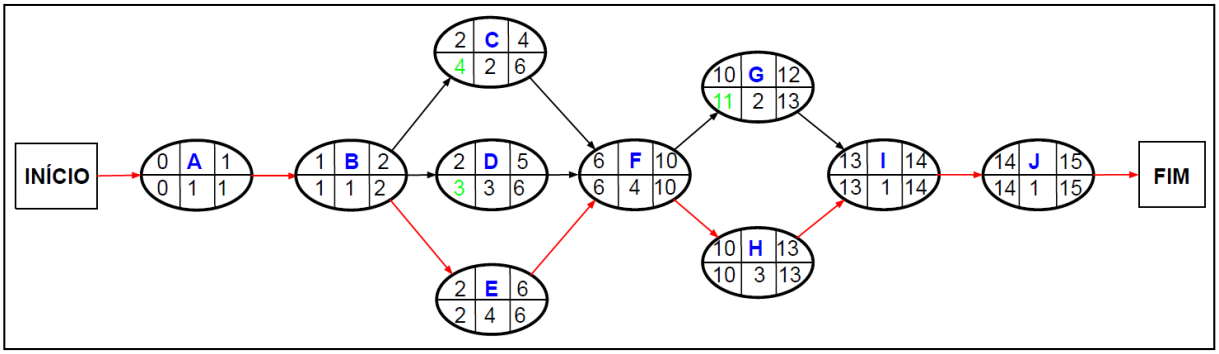
Na etapa de recepção e armazenagem é feita a checagem dos produtos, se estão em conformidade com o estabelecido no pedido. O descarregamento deve ser feito por equipamento adequado, podendo ser através de caminhão “munck”, empilhadeira ou até pá-carregadeira. A superfície de armazenagem deve ser plana, lisa, livre de materiais pontiagudos, afastada de agentes químicos e fontes de calor (OLIVEIRA, 2018).

A limpeza e preparação da superfície são etapas necessárias para garantir que a geomembrana não sofra possíveis rupturas por puncionamento. Às margens do canal é realizada a abertura de canaletas responsáveis pela ancoragem da geomembrana e que também contribuem para evitar a entrada de lama no interior do canal, em períodos chuvosos.

Oliveira (2018) destaca que, na instalação, tem-se a abertura e recorte das bobinas de geomembrana, preenchimento das canaletas (aterramento) e soldagem, sendo esta última podendo ser através de termo fusão ou extrusão precedida por ar quente. Os ensaios destrutivos (ED) e não-destrutivos (END) têm o objetivo de analisar a estanqueidade do canal. Entre os testes não-destrutivos utilizados tem-se o teste de vácuo e de pressurização. Os destrutivos comumente utilizados são o ensaio de cisalhamento e de deslocamento, todos realizados na região da solda (OLIVEIRA, 2018).

O período previsto para execução de cada atividade foi obtido através do contato com empresas especializadas neste tipo de obra. O diagrama de redes para o estudo de caso na CGH Martinuv é mostrado na Figura 37.

Figura 37 - Diagrama de Redes PERT-CPM



Fonte: O autor (2020).

As setas vermelhas representam o caminho crítico. Os campos em verde destacam as atividades que apresentam folga em sua execução. Segundo Monteiro e Ramires (2013), é essencial localizar-se o caminho crítico de um projeto, pois através dele é possível conhecer o tempo total de execução e determinar quais atividades não podem sofrer atrasos (atividades gargalos).

Como observado no diagrama de redes PERT/CPM, o prazo estimado para a execução do projeto é de 15 dias. Optou-se por planejar o início das atividades no canal apenas após a recepção da geomembrana, de forma a garantir que a usina fique o menor tempo possível em obras, reduzindo o custo de indisponibilidade.

VII - Custo da repotenciação

Foi realizado o levantamento dos custos envolvidos no revestimento do canal de adução da usina através de geomembranas de PEAD. Com a finalidade de determinar a melhor

alternativa, foram consultados os principais fornecedores e, então, comparadas três alternativas de geomembrana, conforme Quadro 17.

Quadro 17 - Custos do revestimento com geomembrana PEAD.

REVESTIMENTO CANAL DE ADUÇÃO			
Custos	**ALTERNATIVA I Geomembrana PEAD 0,65 mm (Aquamat)**	**ALTERNATIVA II Geomembrana PEAD 0,8 mm**	**ALTERNATIVA III Geomembrana PEAD 1,0 mm**
Geomembrana	R$ 175.770,00	R$ 130.720,15	R$ 153.130,82
Geotêxtil	R$ 64.000,00	R$ 64.000,00	R$ 64.000,00
Perfil em PEAD	R$ 1.410,00	R$ 1.410,00	R$ 1.410,00
Aportes	R$ 1.500,00	R$ 1.371,06	R$ 1.371,06
Instalação	R$ 37.654,00	R$ 37.654,00	R$ 37.654,00
Civil/Terraplanagem	R$ 24.000,00	R$ 24.000,00	R$ 24.000,00
Impostos	R$ 26.365,50	R$ 19.608,02	R$ 22.969,62
Frete	R$ 9.700,00	R$ 9.566,00	R$ 10.350,00
Total da obra	**R$ 340.399,50**	**R$ 288.329,23**	**R$ 314.885,50**

Fonte: O autor (2020).

Durante o período de execução da obra (preparação e instalação da geomembrana), a usina interrompe a geração elétrica, portanto este período deve ser considerado no estudo de viabilidade. O período de indisponibilidade, conforme rede PERT/CPM, é de 15 dias. Como a geração média mensal é de 1069,52 MWh, tem-se uma geração de 35,64 MWh/dia. Logo, o custo de indisponibilidade é dado por:

$$C_{INDISP} = Geração\ diária\ x\ TME\ x\ Nº\ de\ dias\ sem\ operação \tag{18}$$

$$C_{INDISP} = 35{,}64\ x\ 209{,}8\ x\ 15$$

$$C_{INDISP} = R\$\ 112.192{,}65$$

O custo total (C_{TOTAL}) é dado pela soma dos custos de investimento e de indisponibilidade, logo:

$$C_{TOTAL} = C_{INVEST} + C_{INDISP} \tag{19}$$

O custo total associado a cada alternativa é mostrado no Quadro 18.

Quadro 18 - Custo total

Alternativa	Custo total
I	R$ 452.592,15
II	R$ 400.521,88

III	R$ 427.078,15

Fonte: O autor (2020).

VIII - Análise econômica

O retorno econômico obtido diretamente através da obra de repotenciação em estudo, no que diz respeito à redução de perda de carga e ganho de vazão, pode ser mensurado, conforme Quadro 19.

Quadro 19 - Ganho anual devido à repotenciação

GANHO ANUAL DEVIDO AO AUMENTO DA VAZÃO	
Qi [m³/s]	0,00888
Ganho de Vazão [%]	0,404%
Ganho na geração [R$/ano]	R$ 10.867,43
GANHO ANUAL DEVIDO À REDUÇÃO DO ATRITO	
Ganho na geração	R$ 63.435,23

Fonte: O autor (2020).

Logo, o retorno anual devido ao aumento de vazão e redução de atrito consiste em um montante de R$ 74.302,66, considerando a tarifa média atual. Para a estimar a receita futura, utilizou-se a tendência de aumento no preço da TME dos leilões da ANEEL (Figura 35), que nos últimos 10 anos apresentou um incremento anual médio de 6,44%. A taxa de desconto adotada foi de 3%, levando-se em conta a atual taxa básica de juros (SELIC) que é de 2% (valor vigente em agosto de 2020).

Os parâmetros econômicos VP, VPL, TIR, TL e *Paypack* descontado, para cada alternativa, são mostrados abaixo. Os parâmetros econômicos da Alternativa I (geomembrana PEAD 0,65 mm – Aquamat) são mostrados no Quadro 20.

Quadro 20 - Análise econômica - CGH Martinuv (Alternativa I)

ANÁLISE ECONÔMICA - CGH MARTINUV			
Custo total	R$ 452.592,15		
Taxa de Desconto	3,00%		
Período (Ano)	**Fluxo de Caixa**	**Valor Presente**	**VP Acumulado**
0	-R$ 452.592,15	-R$ 452.592,15	-R$ 452.592,15
1	R$ 74.302,66	R$ 72.138,51	-R$ 380.453,64
2	R$ 79.087,75	R$ 74.547,79	-R$ 305.905,85
3	R$ 84.181,00	R$ 77.037,54	-R$ 228.868,31
4	R$ 89.602,26	R$ 79.610,45	-R$ 149.257,86
5	R$ 95.372,65	R$ 82.269,28	-R$ 66.988,58
6	R$ 101.514,64	R$ 85.016,92	R$ 18.028,34

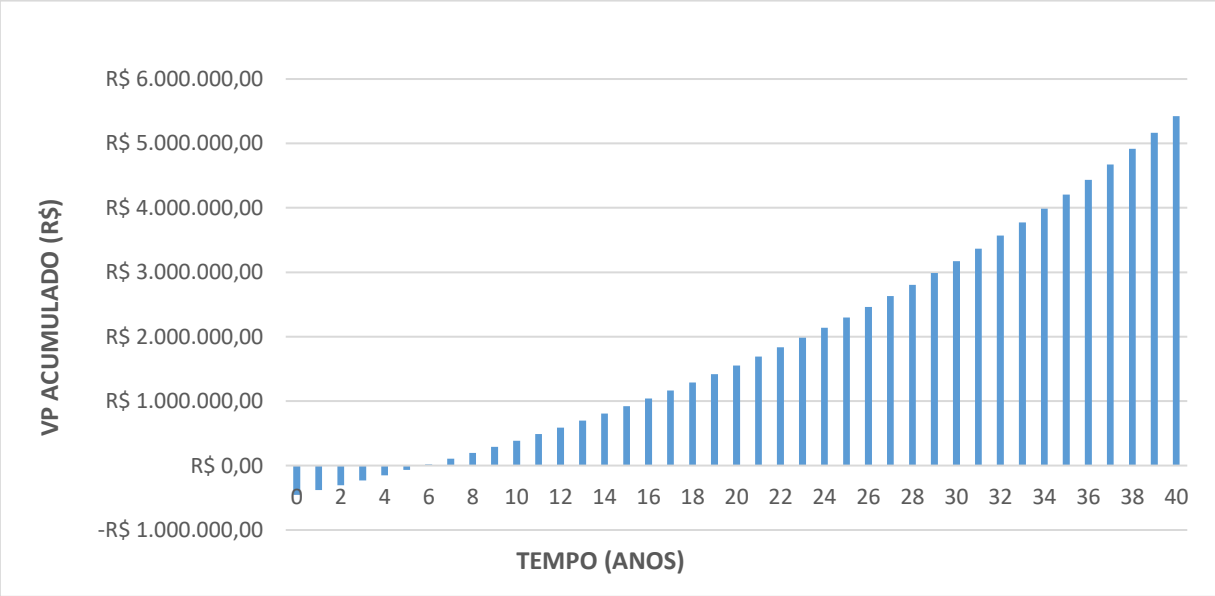
7	R$ 108.052,19	R$ 87.856,32	R$ 105.884,66
8	R$ 115.010,75	R$ 90.790,55	R$ 196.675,20

Soma VPs (Ano 1 a 8)	**R$ 649.267,35**
VPL do Projeto	**R$ 196.675,20**
Taxa Interna de Retorno (TIR)	**11,68%**
Taxa de Lucratividade (TL)	**1,43**
Tempo de Payback (Descontado)	**5,79**

Fonte: O autor (2020).

A Figura 38 traz uma projeção do valor presente acumulado do projeto ao longo da vida útil da usina, considerando a alternativa I.

Figura 38 - Curva Valor Presente Acumulado x Vida Útil (Alternativa I)



Fonte: O autor (2020).

Os parâmetros econômicos da Alternativa II (geomembrana PEAD 0,8 mm) são mostrados no Quadro 21.

Quadro 21 - Análise econômica - CGH Martinuv (Alternativa II)

ANÁLISE ECONÔMICA - CGH MARTINUV			
Custo total	R$ 400.521,88		
Taxa de Desconto	3,00%		
Período (Ano)	**Fluxo de Caixa**	**Valor Presente**	**VP Acumulado**
0	-R$ 400.521,88	-R$ 400.521,88	-R$ 400.521,88
1	R$ 74.302,66	R$ 72.138,51	-R$ 328.383,37
2	R$ 79.087,75	R$ 74.547,79	-R$ 253.835,58
3	R$ 84.181,00	R$ 77.037,54	-R$ 176.798,04
4	R$ 89.602,26	R$ 79.610,45	-R$ 97.187,59

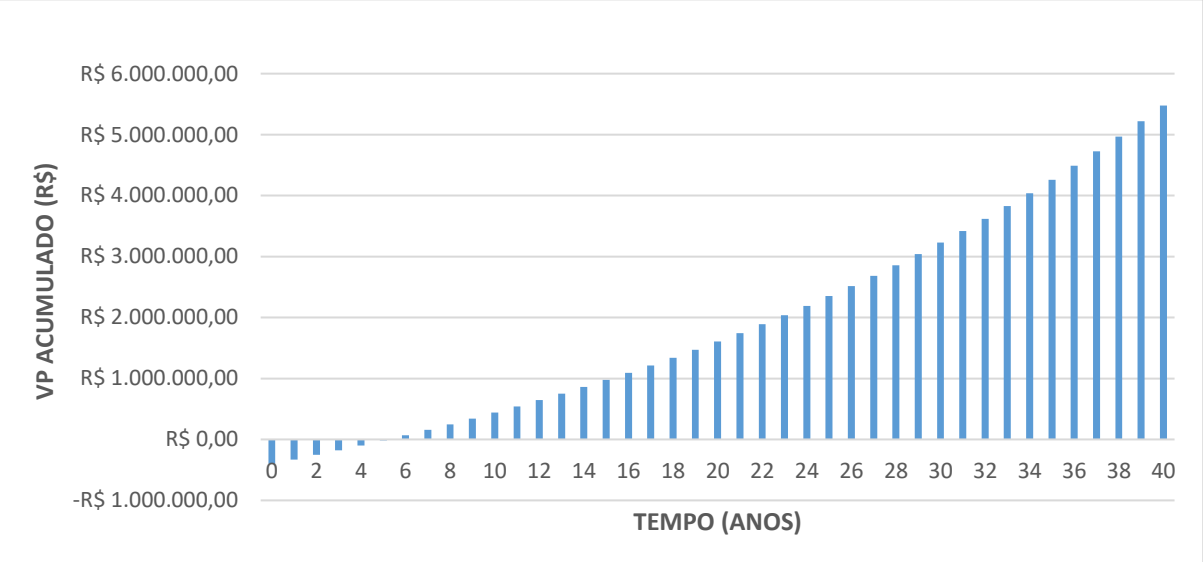
5	R$ 95.372,65	R$ 82.269,28	-R$ 14.918,31
6	R$ 101.514,64	R$ 85.016,92	R$ 70.098,61
7	R$ 108.052,19	R$ 87.856,32	R$ 157.954,93
8	R$ 115.010,75	R$ 90.790,55	R$ 248.745,47

Soma VPs (Ano 1 a 8)	**R$ 649.267,35**
VPL do Projeto	**R$ 248.745,47**
Taxa Interna de Retorno (TIR)	**15,00%**
Taxa de Lucratividade	**1,62**
Tempo de Payback (Descontado)	**5,18**

Fonte: O autor (2020).

A Figura 39 traz uma projeção do valor presente acumulado do projeto ao longo da vida útil da usina, considerando a alternativa II.

Figura 39 - Curva Valor Presente Acumulado x Vida Útil (Alternativa II)



Fonte: O autor (2020).

Os parâmetros econômicos da Alternativa III (geomembrana PEAD 1,0 mm) são mostrados no Quadro 22.

Quadro 22 - Análise econômica - CGH Martinuv (Alternativa III)

ANÁLISE ECONÔMICA - CGH MARTINUV			
Custo total	R$ 427.078,15		
Taxa de Desconto	3,00%		
Período (Ano)	**Fluxo de Caixa**	**Valor Presente**	**VP Acumulado**
0	-R$ 427.078,15	-R$ 427.078,15	-R$ 427.078,15
1	R$ 74.302,66	R$ 72.138,51	-R$ 354.939,64
2	R$ 79.087,75	R$ 74.547,79	-R$ 280.391,85

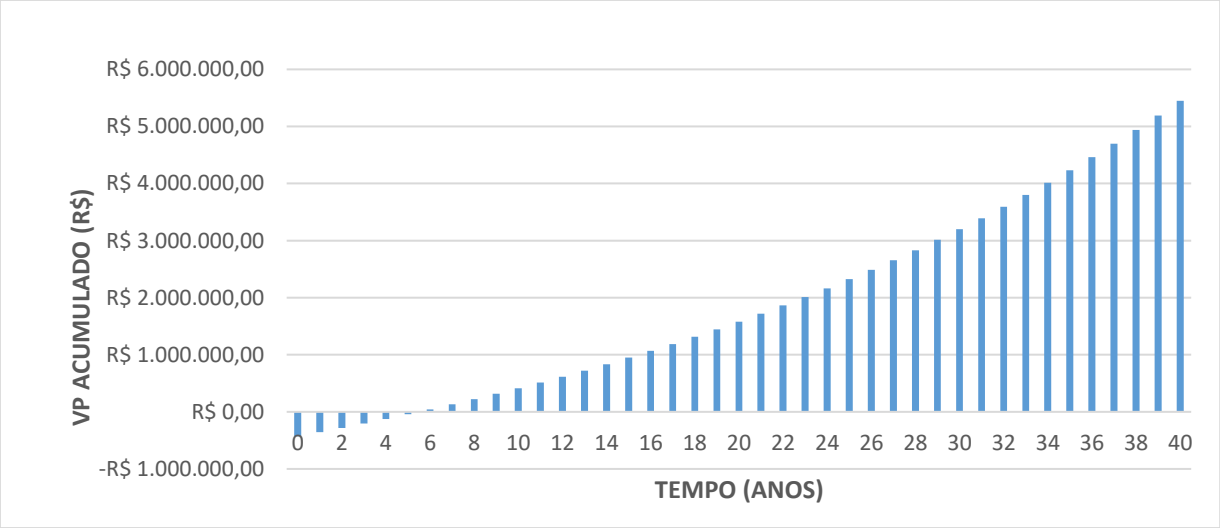
3	R$ 84.181,00	R$ 77.037,54	-R$ 203.354,31
4	R$ 89.602,26	R$ 79.610,45	-R$ 123.743,86
5	R$ 95.372,65	R$ 82.269,28	-R$ 41.474,58
6	R$ 101.514,64	R$ 85.016,92	R$ 43.542,34
7	R$ 108.052,19	R$ 87.856,32	R$ 131.398,66
8	R$ 115.010,75	R$ 90.790,55	R$ 222.189,20

Soma VPs (Ano 1 a 8)	**R$ 649.267,35**
VPL do Projeto	**R$ 222.189,20**
Taxa Interna de Retorno (TIR)	**13,23%**
Taxa de Lucratividade	**1,52**
Tempo de Payback (Descontado)	**5,49**

Fonte: O autor (2020).

A Figura 40 traz uma projeção do valor presente acumulado do projeto ao longo da vida útil da usina, considerando a alternativa III.

Figura 40 - Curva Valor Presente Acumulado x Vida Útil (Alternativa III)



Fonte: O autor (2020).

Através da análise gráfica verifica-se que ao longo da vida útil do empreendimento o VPL acumulado para cada alternativa apresentou resultados semelhantes. O VPL em 40 anos para as alternativas I, II e III é de R$ 5.425.512,86, R$ 5.477.583,13 e R$ 5.451.026,86, respectivamente.

IX – Síntese do resultado da avaliação técnica

A avaliação técnica permitiu mensurar, entre outras variáveis, a perda de carga e vazão percolada ao longo do canal de adução (Quadro 23) tanto para a condição atual, sem revestimento, quanto para a condição de impermeabilização através da geomembrana de PEAD.

Quadro 23 - Resumo da avaliação técnica

	Sem revestimento (SOLO)	Com revestimento (Geomembrana PEAD)	Unidade
Coeficiente de atrito (Manning)	0,035	0,01	Adimensional
Coeficiente de Permeabilidade	10^{-4}	10^{-12}	m/s
Perda de carga (Hf)	1,941	0,158	m
Vazão Percolada (Qi)	$8{,}88\ x\ 10^{-4}$	$8{,}88\ x\ 10^{-13}$	m³/s

Fonte: O autor (2020).

A razão entre a perda de carga ao longo de canal sem e com a utilização da geomembrana como revestimento é de 12,25, ou seja, a perda de carga relativa é de 12,25 para 1. As reduções de perda de carga e vazão percolada provenientes do revestimento proporcionam um incremento na geração elétrica, cujo retorno econômico é demonstrado, de forma resumida, a seguir.

X – Síntese do resultado da avaliação econômica

Através da análise de viabilidade econômica realizada no Capítulo 6, o projeto de repotenciação em estudo mostrou-se altamente viável para o empreendimento. O resumo do estudo econômico é mostrado no Quadro 24.

Quadro 24 - Resumo da avaliação econômica

Parâmetro	Alternativa I	Alternativa II	Alternativa III
Custo total	R$ 452.592,15	R$ 400.521,88	R$ 427.078,15
Soma VPs (Ano 1 a 8)	R$ 649.267,35	R$ 649.267,35	R$ 649.267,35
VPL do Projeto	R$ 196.675,20	R$ 248.745,47	R$ 222.189,20
Taxa Interna de Retorno (TIR)	11,68%	15,00%	13,23%
Taxa de Lucratividade	1,43	1,62	1,52
Tempo de Payback (Descontado)	5,79	5,18	5,49

Fonte: O autor (2020).

Ressalta-se que além das receitas utilizadas nos cálculos econômicos, tem-se o retorno econômico indireto devido à redução no custo de manutenção do canal de adução e dos equipamentos da usina.

XI - Seleção da Geomembrana

A avaliação econômica demonstrou que o *Payback* descontado das três alternativas ficou na faixa de 5 a 6 anos, variação pequena, considerando o tempo de vida da usina. Na avaliação técnica, o resultado para o ganho de energia associado à redução da perda de carga e redução da vazão percolada são os mesmos para as três alternativas, pois os coeficientes de *Manning* e permeabilidade são os mesmos, entretanto, há variações em outras propriedades técnicas, conforme Quadros 25 e 26.

Quadro 25 - Comparativo das propriedades técnicas da Geomembrana reforçada RhinoMat® Aquamat Flex (0,65) com a geomembrana convencional de 0,8 mm

Propriedades	**Aquamat Flex**			**Geomembrana Convencional (GM13)**			
	Normas	Unid.	Aquamat	Normas	Unid.	0,8 mm	
Resistência à tração	ASTM D751	kN/m	36	ASTM D6693	kN/m	20	80% Superior
Resistência ao Rasgo	ASTM D4533	N	220	ASTM D1004	N	93	136% Superior
Resistência ao Puncionamento	ASTM D4833	N	700	ASTM D4833	N	249	190% Superior

Fonte: Geosoluções (2020).

Quadro 26 - Comparativo das propriedades técnicas da Geomembrana reforçada RhinoMat® Aquamat Flex (0,65) com a geomembrana convencional de 1,0 mm

Propriedades	**Aquamat Flex**			**Geomembrana Convencional (GM13)**			
	Normas	Unid.	Aquamat	Normas	Unid.	1,0 mm	
Resistência à tração	ASTM D751	kN/m	36	ASTM D6693	kN/m	27	33% Superior
Resistência ao rasgo	ASTM D4533	N	220	ASTM D1004	N	125	76% Superior
Resistência ao Puncionamento	ASTM D4833	N	700	ASTM D4833	N	320	118% Superior

Fonte: Geosoluções (2020).

As propriedades superiores apresentadas pela Geomembrana reforçada RhinoMat® Aquamat Flex, deve-se à estrutura formada por quatro camadas, onde o núcleo de polietileno de alta densidade é revestido por duas camadas de polietileno de baixa densidade, proporcionando proteção UV ao núcleo, e contribuindo com a manutenção das propriedades mecânicas por mais tempo, mesmo em condições expostas. A quarta camada é composta por um *blend* de polietilenos e aditivos que fornecem excelente soldabilidade, facilitando a instalação e manutenção, quando necessário (GEOSOLUÇÕES, 2020).

Proporcionalmente, as propriedades da geomembrana Aquamat apresentam valores muito superiores às outras alternativas, quando comparadas com o custo de investimento para cada alternativa, desta forma, optou-se pela seleção da alternativa I.

Neste estudo, as geomembranas PEAD não foram comparadas com o revestimento através de concreto, pois, atualmente trata-se de uma alternativa inviável para este tipo de empreendimento, apresentando alto custo de instalação e manutenção.

5 CONCLUSÕES

É importante ressaltar que a repotenciação de PCHs e CGHs é indissociável da inovação energética e do desenvolvimento sustentável, tendo em vista os grandes benefícios que o investimento nesta fonte de energia renovável traz para a matriz energética nacional e, consequentemente, para toda a sociedade.

Verificou-se que é crescente o número de trabalhos relacionados aos temas abordados neste trabalho, comprovando que tem aumentado, a nível mundial, a necessidade de se atingir o "aproveitamento ótimo" dos recursos hídricos, seja nos países desenvolvidos, onde grande parte dos recursos já foram explorados, seja no Brasil, onde ainda há um grande potencial a ser aproveitado.

O processo de repotenciação mostrou-se muito vantajoso e abrangente. A CGH Martinuv (Vilhena/RO) é uma usina que, após dez anos de operação, passou por um processo de repotenciação na modalidade ampliação, na qual dobrou a sua capacidade de geração (potência instalada) e mesmo assim apresenta possibilidades de incremento, como demonstrado no presente estudo, envolvendo o revestimento do canal de adução. A avaliação técnica e econômica demonstrou que o retorno do investimento é facilmente alcançado, como demonstrado através do *payback* descontado de 5,79 anos. Quanto ao revestimento do canal de adução, o uso da geomembrana de PEAD Aquamat Flex provou-se a escolha com maior viabilidade técnica e econômica, possibilitando ganhos energéticos sustentáveis.

O presente trabalho demonstrou a importância e os benefícios de realizar-se estudos de repotenciação em usinas hidrelétricas no estado de Rondônia, contribuindo com a manutenção e aumento da participação desta alternativa renovável na matriz elétrica estadual. Além dos benefícios para os empreendedores do setor elétrico, tem-se a contribuição com o desenvolvimento social local, uma vez que o uso de novas tecnologias eleva o nível de capacidades técnicas dos envolvidos direta e indiretamente no processo.

Através do estudo realizado, comprovou-se que a repotenciação realmente consiste em uma alternativa viável, agregando potência e rendimento sem a necessidade da instalação de novos empreendimentos hidrelétricos. Investir em repotenciação contribui com o atendimento da demanda energética atual, sem comprometer as gerações futuras.

Este trabalho dissertativo é uma contribuição do Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente, aos que buscam por estudos sobre comprovação técnica e econômica do uso da repotenciação, bem como aos que buscam conhecimento sobre o tema e/ou alternativas pelo desenvolvimento sustentável no setor hidrelétrico.

Como sugestão para trabalhos futuros, a aplicação de revestimento através da geomembrana PEAD, podendo ou não estar integrada com outras modalidades de intervenção, pode trazer benefícios ainda maiores em usinas hidrelétricas com maior capacidade instalada (PCH e UHE) e/ou com grande diferença entre a potência instalada e a energia gerada (geração líquida). Para a CGH Martinuv, sugere-se ainda um estudo relacionado à implantação de um centro de operação remota da usina, uma vez que os sócios do empreendimento possuem outras unidades de geração hidrelétrica. Este centro poderia operar todas as CGHs do grupo, de forma a melhorar o gerenciamento e reduzir os custos de produção.

REFERÊNCIAS

ABRAGEL – Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa. **Seminário discute participação de pequenas hidrelétricas nos leilões de energia.** 2017. Disponível em: <https://www.abragel.org.br/seminario-discute-participacao-de-pequenas-hidreletricas-nos-leiloes-de-energia/>. Acesso em: 04 set. 2018.

ALVARES; C.; STAPE, J; SENTELHAS, P.; GONÇALVES, J.; SPAROVEK, G. Koppen'sclimateclassificationmap for Brazil. **Meteorologische Zeitschrift**, v. 22, n. 6, 2014, p. 711-728.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de energia elétrica do Brasil. **A produção da energia elétrica a partir da biomassa. Parte II - fontes renováveis**, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par2_cap4.pdf>. Acesso em: 1 maio 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 673**. 2015. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015673.pdf>. Acesso em: 1 jul. 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Pequenas Centrais Hidrelétricas permitirão acréscimo de 7.000 MW ao sistema.** 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/pequenas-centrais-hidreletricas-permitirao-acrescimo-de-7-000-mw-ao-sistema/656877>. Acesso em: 5 ago. 2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 221/2011-SGH/ANEEL**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT%20221-2011-SGH-ANEEL.pdf>. Acesso em: 10 jun 2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resultados de Leilões de Energia**. 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes 2020>. Acesso em: 10 jun 2020.

ASSAF NETO, A. **Finanças Corporativas e Valor**. 7ª Edição. São Paulo: Ed. Atlas, 2014.

ASSAF NETO, Alexandre; LIMA, Fabiano Guasti. **Curso de Administração financeira**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2011.

BERMANN, C. **A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental**, WWFBrasil, 2004. Disponível em: <http://assets.panda.org/downloads/repotenciacaouheportugues.pdf>. Acesso em: 18 set. 2018.

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.** Revista PCH NOTÍCIAS & SHP NEWS. Nº 74, v.2, p. 15-20. JUL-SET/2017.

BIG – Banco de Informações de Geração. **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 20 ago. 2019.

CARDOSO, J. C. **Desafios ao Desenvolvimento Brasileiro Contribuições do conselho de orientação do IPEA**. Brasília, v.1, 2009, 285 p. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/Livro_DesafiosdoDesenvolvimento09.pdf>. Acesso em: 28 abr. 2018.

COELHO, E. **A importância da Gestão Tecnológica nas Empresas**. (2009) Disponível em: <https://www.webartigos.com/artigos/a-importancia-da-gestao-tecnologica-nas-empresas/20298#ixzz5ESnBKJnb>. Acesso em: 3 maio 2018.

COMITÊ TÉCNICO DE GEOSSINTÉTICOS. **Casos de obras: obra 29**. 2020. Disponível em: <http://www.geossinteticos.org.br/obra29.html>. Acesso em: 15 jul. 2020.

CORDEIRO, D. R.; JUNKES, V. H.; VILETTI, R.; PEDROSO, M. A.; CASTRO, T. R. **Aplicação da Rede PERT/CPM em Uma Empresa de Biotecnologia.** XII Encontro de Engenharia de Produção Agroindustrial. 2018. Disponível em: < http://anais.unespar.edu.br/xii_eepa/data/uploads/artigos/3-pesquisa-operacional/3-04.pdf>. Acesso em: 20 set. 2020.

COSTA, H. Model for webibliomining: Proposal and application case. **Revista FAE**, Curitiba, V. 13, n.1, pp. 115-126, Jan./Jun. 2010.

DELIZA, E. E. V.; ALMEIDA, F. M. DE ; PEDRO FILHO, F.; LUZ NETO, L. S. DA; CALDERARO, I. F. N. ; ARENHARDT, V. Repowering of Small Hydropower Plants: A bibliometric study in the Scopus Database. **INTERNATIONAL JOURNAL OF ADVANCED ENGINEERING RESEARCH AND SCIENCE**, v. 6, p. 484-494, 2019.

DELIZA, E. E. V.; ALMEIDA, F. M. DE ; PEDRO FILHO, F.; LUZ NETO, L. S. DA; CALDERARO, I. F. N. ; ARENHARDT, V.; SILVA, D. G. Scenarios and Expansion perspectives for Small Hydropower Plants (SHPS) in the State of Rondônia (Brazil). . **INTERNATIONAL JOURNAL OF ADVANCED ENGINEERING RESEARCH AND SCIENCE**, v. 7, p. 131-138, 2020.

DINIZ, C. R.; SILVA, I. B. **Metodologia científica**. Campina Grande; Natal: UEPB/UFRN - EDUEP, 2008. Disponível em: < http://www.ead.uepb.edu.br/ava/arquivos/cursos/geografia/metodologia_cientifica/Met_Cie_A04_M_WEB_310708.pdf>. Acesso em: 04 maio 2018.

ELETROBRÁS. **Critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas**. 2003. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Manuais-e-Diretrizes-para-Estudos-e-Projetos.aspx>. Acesso em: 10 fev. 2020.

ELETROBRÁS. Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2000. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Manuais-e-Diretrizes-para-Estudos-e-Projetos.aspx>. Acesso em: 20 fev. 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.** Brasília: MME/EPE, 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030.** Rio de Janeiro: MME/EPE, 2007.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2050 – Recursos Energéticos.** Rio de Janeiro: MME/EPE, 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica DEN 03/08 Considerações sobre REPOTENCIAÇÃO E MODERNIZAÇÃO de usinas hidrelétricas**. 2008. Disponível em: <http://www.meioambiente.mppr.mp.br/arquivos/File/Acervo/Nota_tecnica_EPE.pdf>. Acesso em: 3 ago. 2019.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Garantia Física.** 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/garantia-fisica>. Acesso em: 10 jun. 2019.

GABRIELE, P. D.; TREINTA, F. T.; FARIAS FILHO, J. R.; SOUZA, M. C.; TSCHAFFON, P. B.; BRANTES, S. R. Sustentabilidade e vantagem competitiva estratégica: um estudo exploratório e bibliométrico. **Revista científica eletrônica de engenharia da produção.** Florianópolis, v. 12. n. 3, p. 729-755, 2012.

GEOSOLUÇÕES. **Geossintéticos Reforçados de Polietileno (PE)**. 2020. Disponível em: <https://f6ffecd7-d860-448a-a5f0-2e1a7bfacc76.filesusr.com/ugd/1664f4_73bd18423e7d41c4a9e3e281f326f9b6.pdf>. Acesso em: 23 maio 2020.

GEOSOLUÇÕES. **Geossintéticos RhinoMat**. 2020. Disponível em: <https://www.geosolucoes.com/rhinomat>. Acesso em: 25 maio 2020.

GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 4. ed. São Paulo, 2010. 207 p.

GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira**. 10ª edição, São Paulo: Harbra. 2007.

GOMES, E. P. **Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização**. 129 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

GRUPEL. **Gerador Trifásico: quais as vantagens de utilização**. 2020. Disponível em:<https://grupel.eu/grupel/gerador-trifasico-vantagens-utilizacao/>. Acesso em: 15 jul. 2020.

HIDROENERGIA. **Tipos de turbinas hidráulicas**. 2018. Disponível em: <https://www.hidroenergia.com.br/tipos-de-turbinas-hidraulicas/>. Acesso em: 10 maio 2019.

IEA – International Energy Agency. "**Global EV Outlook 2019**". IEA, Paris. 2019. Disponível em:www.iea.org/publications/reports/globalevoutlook2019/. Acesso em: 10 jul. 2019.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Panorama do Estado de Rondônia,** 2017**.** Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/ro/panorama>. Acesso em: 4 maio 2018.

LOBÃO E.; MANDELMAN, M.; REIS, L. O. **Diversificação da matriz energética Brasileira**. São Paulo, v. 11, n. 1, p. 112-116, jan./jun. 2010.

LUZ, Gelson. **Aço ASTM A36 Propriedades Mecânicas e Composição Química.** Blog Materiais. [s. l], 2017. Disponível em: https://www.materiais.gelsonluz.com/2017/10/astm-a36-propriedades-mecanicas-e-composicao-quimica.html. Acesso em: 20 jun. 2020.

MALDONADO, O. A.; SILVEIRA, J. L.; PANUNZIO, P. A.; GYORI, D. F. S. Technique-economical Viability of Repowering of Small Hydroelectric Power Plant considering the Social and Environmental Insert. In: THE INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGIES AND POWER QUALITY, 4., 2006, Palma de Mallorca, 2006. v.1. p. 50-55. Disponível em: <http://www.icrepq.com/icrepq06/293-maldonado.pdf>.

MARTINS, Petrônio Garcia; LAUGENI, Fernando Piero. **Administração da produção**. Trad. Cláudia Freire, Lucas Marcelo Ferretti Yassumura, Monica Rosali Rosemberg. Rev. Diógenes de Souza Bido. 2ª ed. rev. aum. E atual. São Paulo: Saraiva, 2006.

MONTEIRO, N. J.; RAMIRES, V. M. **Aplicação das técnicas de PERT/CPM para determinação do tempo total de fabricação e do caminho crítico do produto cadeira diretor em uma empresa de móveis em Belém do Pará**. XXXIII ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUCAO. Salvador, BA, Brasil, 08 a 11 de outubro de 2013.

MOTTA, Regis da Rocha; CALÔBA, Guilherme Marques. **Análise de Investimentos: tomada de decisão em projetos industriais**. São Paulo: Atlas, 2002.

NUSS, A. E. G.; COSTA, G. S. A.; CUNHA, G.; RODRIGUES, M. P.; **Construção e aplicação da técnica PERT/CPM em uma Empresa de lajes.**In: ENCONTRO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO AGROINDUSTRIAL (EEPA), 2017, Campo Mourão/PR. Campo Mourão/PR: 2017.

OLIVEIRA, B. A. Canais de adução para gerar energia: uma experiência com o uso da geomembrana. **PCH NOTÍCIAS & SHP NEWS**, v. 77, n. 2, p. 13-19. Abr-Jun 2018.

OLIVEIRA, M. A. **Repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas: avaliação técnica e econômica.** 195 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2012.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Boletim Mensal de Geração**. Abril/2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Solar%202018-04.pdf>. Acesso em: 5 maio 2019.

PINTO, C. S. **Curso básico de Mecânica dos solos**. 3 ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2006.

PRODANOV, C. C.; FREITAS, E. C. **Metodologia do Trabalho Científico: Métodos e Técnicas da Pesquisa e do Trabalho acadêmico.** 2ª ed. Novo Hamburgo, 2013. 276 p.

RORATTO, R; RABENSCHLAG, D. R; DIAS, E. D. **Pesquisa Operacional na Gestão Estratégica de Custos em Projetos de Produção**. In: II CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO. Ponta Grossa, 2012.

SEDAM – Secretaria de Estado de Desenvolvimento Ambiental. **Sistema de Informações de Recursos Hídricos (Rondônia).** 2020. Disponível em: <http://coreh.sedam.ro.gov.br/sistema-de-informacoes-de-recursos-hidricos/>. Acesso em: 15 jul. 2020.

SCHAICOSKI, Jean Carlos. **A utilização do ROI na análise de projetos de tecnologia da informação**, 2002. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

SILVA, E. C. **Turbinas Hidráulicas**. 2016. Disponível em: <http://sites.poli.usp.br/d/pmr2481/Aula04-Tur.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2019.

SISTEMA DE INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS DO SETOR ELÉTRICO. **Mapa dos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica**. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br/portal/home/item.html?id=45374c61bd3e40e3a484878003fae937>. Acesso em: 4 jun. 2018.

SOUZA, P.A.P.; VALÊNCIO, N.F.L.S. O papel das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no contexto político institucional da reestruturação do setor elétrico nacional. **Revista Internacional de Desenvolvimento Local.** Vol. 6, N. 10, p. 65-76, Mar. 2005.

TECNOGERA. **Quais as diferenças entre um gerador síncrono e assíncrono?.** 2017. Disponível em:<https://www.tecnogera.com.br/blog/quais-as-diferencas-entre-um-gerador-sincrono-e-assincrono>. Acesso em: 15 jun. 2019.

TILIO NETO, P. **Soberania e ingerência na Amazônia Brasileira.** Rio de Janeiro, 2010. 82 p. Disponível em: <https://static.scielo.org/scielobooks/xqzgh/pdf/de-9788579820472.pdf>. Acesso em: 2 abr. 2018.

VASCONCELLOS, R. C.; ANTLOGA, A. **Soluções em PCHs**. 2007. Disponível em: < http://www.tec.abinee.org.br/2007/arquivos/s1203.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2019.

VECCHIA, R. **O meio ambiente e as energias renováveis: instrumentos de liderança visionária para a sociedade sustentável**. Barueri, SP, 2010. 334 p.

VEIGA, J. R. C. **Oportunidades de negócio com a repotenciação de usinas - aspectos técnicos, econômicos e ambientais**. 108f. Dissertação (Mestrado no programa interunidades de pós-graduação em energia) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

VILANOVA, Mateus Ricardo Nogueira. **Estudo de grupos moto-bomba operando como grupos geradores em microcentrais hidrelétricas**. 239 f. Dissertação (Mestrado em

Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2008.

VOITH. **Produtos e serviços para pequenas hidrelétricas.** Disponível em:<http://voith.com/corp-en/hydropower-components/small-hydro-products-services.html#h3102145>. Acesso em: 20 jun. 2019.