

**INSTITUTO ENSINAR BRASIL  
FACULDADE DOCTUM DE JOÃO MONLEVADE**

**GABRIEL MORAIS SIMÕES**

**MODELAGEM TÉCNICO-ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE  
MICROCENTRAL HIDRELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO, COM GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA CONECTADO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CONCESSIONÁRIA  
CEMIG**

**JOÃO MONLEVADE**

**2019**

**INSTITUTO ENSINAR BRASIL  
FACULDADE DOCTUM DE JOÃO MONLEVADE**

**GABRIEL MORAIS SIMÕES**

**MODELAGEM TÉCNICO-ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE  
MICROCENTRAL HIDRELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO, COM GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA CONECTADA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CONCESSIONÁRIA  
CEMIG**

Projeto de Pesquisa apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Faculdade Doctum de João Monlevade, como requisito para aprovação na disciplina TCC II, orientado pelo Prof. MSc. José Olímpio dos Santos Filho.

**JOÃO MONLEVADE**

**2019**

**GABRIEL MORAIS SIMÕES**

**MODELAGEM TÉCNICO-ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE  
MICROCENTRAL HIDRELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO, COM GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA CONECTADA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CONCESSIONÁRIA  
CEMIG**

**Este Projeto de Pesquisa foi julgado e  
aprovado para a elaboração do TCC no  
Curso de Engenharia Elétrica da  
Faculdade Doctum de João Monlevade,  
em 2019.**

**Avaliação do Orientador:**

\_\_\_\_\_

**Conceito de Metodologia:**

\_\_\_\_\_

**Total:**

\_\_\_\_\_

**João Monlevade, 21 de Junho de 2019**

**Prof. MSc. José Olímpio dos Santos Filho  
Orientador**

**Prof. Dr<sup>a</sup> Thaís Silva  
Professora de TCC II**

**COMISSÃO AVALIADORA:**

**Prof<sup>o</sup> MSc Hernani Santiago  
Prof<sup>a</sup> Ma. Daysemara Maria Cotta**

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à Deus por tudo que me proporcionou ao longo desta jornada. Ao suporte dado pela minha família, principalmente a minha Mãe, Carla, e meu Pai, Gilson, que fizeram de tudo para que eu pudesse ter a oportunidade de me formar e chegar até aqui.

À minha irmã Desirée e meu cunhado Henrique, minhas avós, Aparecida e Joana, meus avôs, Cosme (*in memoriam*) e Loloca e minha sobrinha Maria Clara, que também me ajudaram nessa caminhada. À minha namorada, Lorena, por todo amor e compreensão dado nos momentos difíceis deste trabalho.

À Faculdade Doctum, pela oportunidade da realização do curso de graduação em Engenharia Elétrica. Ao Prof. José Olímpio dos Santos Filho, meu orientador, pelo auxílio dado ao colocar sua experiência e conhecimento à minha disposição que possibilitaram a realização deste trabalho. À minha professora Thaís Silva, por todo o empenho e cobrança requeridos para que este trabalho estivesse à altura de seu potencial técnico e normativo.

Aos meus colegas da Faculdade que me possibilitaram um período de muito aprendizado e grandes amizades. Por fim, a todos que contribuíram direta ou indiretamente a este trabalho.

*“Os que se encantam com a prática sem a ciência são  
como os timoneiros que entram no navio sem timão  
nem bússola, nunca tendo certeza do seu destino”*

Leonardo da Vinci



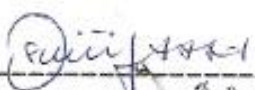
## FACULDADE DOCTUM DE JOÃO MONLEVADE

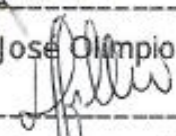
### FOLHA DE APROVAÇÃO

O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado: MODELAGEM TÉCNICO ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE MICROCENTRAL HIDRELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO, COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONECTADA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CONCESSIONÁRIA CEMIG, elaborado pelo aluno GABRIEL MORAIS SIMÕES foi aprovado por todos os membros da Banca Examinadora e aceita pelo curso de Engenharia Elétrica da Faculdade DOCTUM de João Monlevade, como requisito parcial da obtenção do título de

### BACHAREL EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

João Monlevade, 04 de julho 2019.

  
-----  
Profº Orientador Msc. José Olímpio dos Santos Filho

  
-----  
Profº Examinador Hernani Santiago

  
-----  
Profº Examinadora Msc Daysemara Maria Cotta

## RESUMO

Este trabalho visa elaborar um projeto técnico e econômico de implantação de Microcentral Geradora Hidrelétrica para geração distribuída em pequeno curso d'água localizado no município de São José do Goiabal – MG, conectado à rede CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) a fim de abater através do Sistema de SCEE (Compensação de Energia Elétrica) o consumo da empresa TropicalNet Telecom. Inclui explicação teórica sobre os tipos de geração de energia, CGHs (Centrais Geradoras Hidrelétricas) e seus equipamentos, impactos da geração distribuída, normas técnicas brasileiras relativas ao empreendimento, aspectos ambientais acerca do projeto e execução, comparativo de tecnologias mais utilizadas para geração distribuída. Traz também um estudo de caso com prospectos técnicos e levantamentos de campo para a real implantação de uma CGH juntamente com o comparativo financeiro acerca da implantação das tecnologias de geração de energia hidráulica e fotovoltaica, trazendo os cálculos de VPL (Valor Presente Líquido), payback (Retorno do Investimento) e TIR (Taxa Interna de Retorno).

**Palavras-chave:** Central Geradora Hidrelétrica. Micro Central Hidrelétrica, Geração distribuída. Conexão à Rede de Baixa Tensão, CGH, Energia Fotovoltaica.

## **ABSTRACT**

This work intends to elaborate a technical and economic project of implantation of Microcentral Generator Hydroelectric for generation distributed in small water course located in the city of São José do Goiabal - MG, connected to the CEMIG DISTRIBUIÇÃO in order to reduce through the SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SCEE the consumption of a company whose author is a partner. It includes theoretical explanation about the types of energy generation, CGHs and their equipment, impacts of distributed generation, Brazilian technical standards related to the project, environmental aspects about design and execution, comparative of technologies most used for distributed generation. It also brings a case study with technical prospects and field surveys for the actual implementation of a CGH together with the financial comparison about the implantation of hydroelectric and fotovoltaic energy generation technologies, bringing the calculations of payback, IRR and NPV.

Keywords: Hydropower Generating Station. Micro Central Hydroelectric. Distributed Generation. Connection to the Low Voltage Network. CGH. Fotovoltaic Energy.



## SUMÁRIO

|   |    |
|---|----|
| LISTA DE FIGURAS .....  | 13 |
| LISTA DE TABELAS .....  | 15 |
| LISTA DE SIGLAS .....   | 16 |
| 1 INTRODUÇÃO .....  | 18 |
| 2 PROBLEMA .....  | 20 |
| 2.1 OBJETIVO GERAL .....  | 21 |
| 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....                                 | 21 |
| 3 REFERENCIAL TEÓRICO .....                                     | 22 |
| 3.1 CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA .....                         | 23 |
| 3.1.1 PRIMEIRAS HIDRELÉTRICAS DE MINAS GERAIS E DO BRASIL ..... | 24 |
| 3.1.2 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA .....                        | 25 |
| 3.2 CARACTERIZAÇÃO .....  | 28 |
| 3.3 VISÃO GERAL DAS CGH'S .....                                 | 29 |
| 3.3.1 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CGH .....                   | 29 |
| 3.3.2 VANTAGENS .....   | 30 |
| 3.3.3 COMPONENTES DE UMA CGH .....                              | 31 |
| 3.4 CENTRAL GERADORA QUANTO À CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO ..... | 31 |
| 3.4.1 CENTRAL GERADORA DE ACUMULAÇÃO .....                      | 31 |
| 3.4.2 CENTRAL GERADORA A FIO D'ÁGUA .....                       | 32 |

|   |    |
|---|----|
| 3.5 TIPOS DE ARRANJO DAS CGH'S .....                            | 32 |
| 3.5.1 ARRANJO DE DERIVAÇÃO .....                                | 32 |
| 3.5.2 ARRANJO COMPACTO.....                                     | 33 |
| 3.6 IMPLANTAÇÃO DA CGH.....                                     | 33 |
| 3.6.1 PROSPECÇÃO .....  | 34 |
| 3.6.2 PROJETOS TÉCNICOS, ECONÔMICOS E LICENCIAMENTO AMBIENTAL.  | 34 |
| 3.6.3 PROJETOS EXECUTIVOS E CONSTRUÇÃO .....                    | 36 |
| 3.6.4 BARRAGEM.....   | 37 |
| 3.6.5 VERTEDOURO .....  | 39 |
| 3.6.6 TOMADA DE ÁGUA .....                                      | 40 |
| 3.6.7 SISTEMA DE ADUÇÃO .....                                   | 41 |
| 3.6.7 CANAL DE FUGA .....                                       | 44 |
| 3.6.8 CASA DE FORÇA (OU CASA DE MÁQUINAS).....                  | 45 |
| 3.6.9 EQUIPAMENTOS MECÂNICOS E ELÉTRICOS DA CASA DE FORÇA ..... | 46 |
| 3.6.9.1 TURBINA HIDRÁULICA (TH).....                            | 47 |
| 3.6.9.2 VOLANTE DE INÉRCIA .....                                | 56 |
| 3.6.9.3 GERADOR ELÉTRICO (GE).....                              | 57 |
| 3.7 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....                                    | 60 |
| 3.7.1 CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....              | 60 |
| 3.7.2 PIE E APE CV .....  | 64 |
| 3.7.3 EFEITOS DA GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....               | 65 |
| 3.7.3.1 MUDANÇAS NAS TENSÕES DA REDE .....                      | 65 |
| 3.7.3.2 ALTERAÇÃO NO NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO.....               | 66 |

|   |    |
|---|----|
| 3.7.3.3 PERDA DA COORDENAÇÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO ..... | 67 |
| 3.7.3.4 ALTERAÇÃO NAS PERDAS ELÉTRICAS.....               | 68 |
| 3.7.3.5 ILHAMENTO .....                                   | 69 |
| 3.8 NORMAS DA CONEXÃO.....                                | 70 |
| 3.8.1 PRODIST .....                                       | 71 |
| 3.8.2 PROCEDIMENTOS DE ACESSO.....                        | 71 |
| 3.8.3 CRITÉRIOS TÉCNICOS E OPERACIONAIS.....              | 74 |
| 3.8.4 SISTEMAS DE MEDIÇÃO.....                            | 78 |
| 3.8.4.1 MEDIDOR DE ENTRADA .....                          | 79 |
| 3.8.4.2 DISPOSITIVO DE SECCIONAMENTO VISÍVEL (DSV).....   | 80 |
| 3.9 REQUISITOS DE QUALIDADE.....                          | 81 |
| 3.10 ÍNDICES E TAXAS FINANCEIRAS.....                     | 82 |
| 3.10.1 PAYBACK .....                                      | 82 |
| 3.10.2 VALOR PRESENTE LÍQUIDO – VPL.....                  | 82 |
| 3.10.3 TAXA INTERNA DE RETORNO – TIR.....                 | 82 |
| 4 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....                        | 83 |
| 5 ESTUDO DE CASO .....                                    | 83 |
| 5.1 DEMANDA ENERGÉTICA ATUAL DA EMPRESA TROPICALNET ..... | 83 |
| 5.2 DIMENSIONAMENTO IDEAL PARA GERAÇÃO.....               | 84 |
| 5.3 ESCOLHA DO LOCAL .....                                | 85 |
| 5.3.1 DETERMINAÇÃO DA ALTURA DE QUEDA.....                | 87 |
| 5.3.2 DETERMINAÇÃO DA VAZÃO DO CURSO D'ÁGUA.....          | 89 |

|  |     |
|--|-----|
| 5.3.3 DETERMINAÇÃO DA ÁREA DA DEÇÃO RETA.....                  | 89  |
| 5.3.4 DETERMINAÇÃO DA VELOCIDADE SUPERFICIAL .....             | 91  |
| 5.3.5 VAZÃO INTEGRAL MÉDIA.....                                | 93  |
| 5.4 POTENCIA HIDRÁULICA DISPONÍVEL.....                        | 94  |
| 5.5 VAZÃO HIDRÁULICA REQUERIDA .....                           | 94  |
| 5.6 TRANSFORMAÇÃO E ACOPLAMENTO.....                           | 95  |
| 5.6.1 ABRIGO DE TRANSFORMAÇÃO.....                             | 95  |
| 5.6.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CONCESSIONÁRIA NO LOCAL.....     | 96  |
| 5.6.3 TRANSFORMADOR INSTALADO .....                            | 96  |
| 5.6.4 MEDIDOR CEMIG DE ATENDIMENTO À UNIDADE .....             | 97  |
| 5.6.5 DISPOSIÇÃO DA PLANTA X BITOLA CONDUTORES.....            | 98  |
| 6 CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO DA CGH.....                            | 100 |
| 6.1 SIMULAÇÃO ORÇAMENTÁRIA HIDROELÉTRICA .....                 | 100 |
| 6.1.1 OBRAS CIVIS .....  | 100 |
| 6.1.2 OBRAS ELÉTRICAS.....                                     | 101 |
| 6.1.2.1 ESCOLHA DOS ITENS DE GERAÇÃO .....                     | 101 |
| 6.1.3 REPRESENTAÇÃO DO PERCENTUAL OBRAS CIVIS E ELÉTRICAS..... | 103 |
| 6.2 RETORNO DO INVESTIMENTO .....                              | 103 |
| 6.2.1 VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DA CGH.....          | 103 |
| 6.3 SIMULAÇÃO ORÇAMENTÁRIA ENERGIA FOTOVOLTAICA – FV .....     | 107 |
| 6.4 COMPARATIVO ENTRE AS TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO .....          | 110 |

7 CONCLUSÃO.....111

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| FIGURA 1: LOCALIZAÇÃO DO CURSO D'ÁGUA A SER MODELADO .....               | 20 |
| FIGURA 2: ESQUEMA BÁSICO DA ALIMENTAÇÃO DAS PÁS DE UMA TURBINA.<br>..... | 23 |
| FIGURA 3: HIDROELÉTRICA DE MARMELO, RIO PARAIBUNA.....                   | 24 |
| FIGURA 4: OFERTA DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA.....                    | 26 |
| FIGURA 5: ESQUEMA TÍPICO DE UMA INSTALAÇÃO HIDRELÉTRICA .....            | 29 |
| FIGURA 6: COMPONENTES BÁSICOS DE UMA CGH .....                           | 31 |
| FIGURA 7: CGH DE DERIVAÇÃO.....  | 33 |
| FIGURA 8: BARRAGEM DE TERRA DA PCH OMBREIRAS .....                       | 37 |
| FIGURA 9: CGH BOM JESUS DO GALHO – MG – 360KW .....                      | 38 |
| FIGURA 10: BARRAGEM DA CGH RONDINHA - 240KW .....                        | 38 |
| FIGURA 11: VERTEDOIRO EM CORTE LATERAL.....                              | 39 |
| FIGURA 12: TOMADA DE ÁGUA DA CGH MÉDIO GARCIA .....                      | 40 |
| FIGURA 13: CORTE LONGITUDINAL EM TOMADA DE ÁGUA .....                    | 41 |
| FIGURA 14: CANAL DE ADUÇÃO DA CGH AURORA .....                           | 42 |
| FIGURA 15: CÂMARA DE CARGA DA CGH MAMBUCA.....                           | 42 |
| FIGURA 16: CHAMINÉ DE EQUILÍBRIO.....                                    | 43 |
| FIGURA 17: CONDUTO FORÇADO DA CGH WILLY FALLER.....                      | 44 |
| FIGURA 18: CANAL DE FUGA.....  | 44 |
| FIGURA 19: CASA DE FORÇA DA PCH NOVA XAVANTINA.....                      | 45 |
| FIGURA 20: CORTE A-A DA CASA DE MÁQUINAS DA CGH NOVA XAVANTINA           | 46 |
| FIGURA 21: GG DE EIXO HORIZONTAL E ACOPLAMENTO DIRETO .....              | 47 |
| FIGURA 22 - GRÁFICO PARA SELEÇÃO PRELIMINAR DE UMA TH .....              | 49 |
| FIGURA 23: TURBINA TIPO FRANCIS .....                                    | 50 |
| FIGURA 24: TH FRANCIS DE EIXO HORIZONTAL.....                            | 51 |
| FIGURA 25: TURBINA PELTON COM EIXO HORIZONTAL.....                       | 52 |
| FIGURA 26: TURBINA PELTON COM GERADOR ACOPLADO.....                      | 53 |
| FIGURA 27: TH KAPLAN E COMPONENTES.....                                  | 54 |
| FIGURA 28: TH KAPLAN COMERCIAL.....                                      | 54 |
| FIGURA 29: TH MICHELL-BANKI E COMPONENTES .....                          | 55 |
| FIGURA 30: TH MICHELL-BANKI DA OSSBERGER .....                           | 56 |
| FIGURA 31: VOLANTE DE INÉRCIA DA CGH PACHECO .....                       | 57 |

|  |     |
|--|-----|
| FIGURA 32: HIDROGERADOR ELÉTRICO DA WEG.....   | 58  |
| FIGURA 33: CLASSIFICAÇÃO DE GD QUANTO À LOCALIZAÇÃO .....  | 62  |
| FIGURA 34: CLASSIFICAÇÃO QUANTO À POTÊNCIA .....   | 62  |
| FIGURA 35: PERFIL DE TENSÃO DE UM ALIMENTADOR RADIAL BT/MT.....                                      | 65  |
| FIGURA 36: TENSÃO NA BARRA DA GD X POTÊNCIA ATIVA INJETADA .....                                     | 66  |
| FIGURA 37: CONTRIBUIÇÃO DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS NAS<br>CORRENTES DE FALTA.....                    | 68  |
| FIGURA 38: FENÔMENO DE ILHAMENTO .....   | 69  |
| FIGURA 39: FLUXOGRAMA PARA VIABILIZAÇÃO DE ACESSO POR ACESSANTE<br>.....                             | 72  |
| FIGURA 40: ESQUEMA BÁSICO DE LIGAÇÃO DE UM GERADOR CONECADO À<br>REDE.....                           | 75  |
| FIGURA 41: DISPOSIÇÃO SIMPLIFICADA DO MEDIDOR BIDIRECIONAL .....                                     | 79  |
| FIGURA 42: EXEMPLO DE DISPOSIÇÃO DO PADRÃO DE ENTRADA COM<br>MEDIDOR BIDIRECIONAL .....              | 80  |
| FIGURA 43: DSV PARA UTILIZAÇÃO EM UNIDADES CONSUMIDORAS COM<br>DISJUNTOR DE ENTRADA > 100 A .....    | 81  |
| FIGURA 44: FOTO DA BARRAGEM ABANDONADA. ....   | 86  |
| FIGURA 45: FOTO À JUSANTE DA BARRAGEM.....   | 87  |
| FIGURA 46: REPRESENTAÇÃO DO MÉTODO DE MEDIÇÃO DE ALTURA<br>ATRAVÉS DO CLINÔMETRO .....               | 88  |
| FIGURA 47: QUEDA VISTA DO TOPO .....   | 89  |
| FIGURA 48: REPRESENTAÇÃO DA SEÇÃO RETA DE UM CURSO D'ÁGUA.....                                       | 90  |
| FIGURA 49: REPRESENTAÇÃO DO MÉTODO DOS FLUTUADORES .....   | 92  |
| FIGURA 50: ANTIGO ABRIGO DO TRANSFORMADOR .....  | 95  |
| FIGURA 51: REDE DERIVADA PRA ATENDIMENTO AO TRAFÓ DA LIGAÇÃO DA<br>UNIDADE DE CONSUMO EXISTENTE..... | 96  |
| FIGURA 52: TRANSFORMADOR INSTALADO NO CONSUMIDOR .....   | 97  |
| FIGURA 53: MEDIDOR CEMIG LOCAL .....   | 98  |
| FIGURA 54: DISPOSIÇÃO ENTRE OS SETORES DA CGH .....  | 99  |
| FIGURA 55: ORÇAMENTO MATERIAIS E SERVIÇOS CIVIS .....  | 100 |
| FIGURA 56: ORÇAMENTO PARA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA .....   | 108 |

## LISTA DE TABELAS

|   |     |
|---|-----|
| TABELA 1: POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO POR REGIÃO.....                           | 18  |
| TABELA 2 - EMPREENDIMENTOS EM OPERAÇÃO NO BRASIL .....                                | 27  |
| TABELA 3: NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO TÍPICOS DE GERADORES<br>DISTRIBUÍDOS.....          | 67  |
| TABELA 4: TENSÃO EM REGIME PERMANENTE NA CONEXÃO BT .....                             | 76  |
| TABELA 5: PROTEÇÕES MÍNIMAS NÍVEL DE POTÊNCIA INSTALADO .....                         | 77  |
| TABELA 6: AJUSTES PARA AS PROTEÇÕES DE GERADORES QUE NÃO<br>UTILIZAM INVERSORES ..... | 78  |
| TABELA 7: CONSUMO ENERGÉTICO E FINANCEIRO DA EMPRESA<br>TROPICALNET .....             | 85  |
| TABELA 8: MEDIÇÕES OBTIDAS NAS MEDIÇÕES DA SEÇÃO RETA DO CURSO<br>D'ÁGUA.....         | 90  |
| TABELA 9: VALORES ORÇADOS PARA OBRAS CIVIS .....                                      | 101 |
| TABELA 10: ORÇAMENTÁRIO ESTIMADO DO SISTEMA ELÉTRICO.....                             | 103 |
| TABELA 11: REPRESENTAÇÃO EM PORCENTAGEM DOS TIPOS DE<br>INVESTIMENTOS.....            | 103 |
| TABELA 12: PAYBACK SIMPLES DA CGH EM 10 ANOS.....                                     | 105 |
| TABELA 13: REPRESENTA O VPL OBTIDO AO FINAL DOS 10 ANOS .....                         | 106 |
| TABELA 14: REPRESENTAÇÃO DA TIR PARA O EMPREENDIMENTO DA CGH<br>.....                 | 106 |
| TABELA 15: PAYBACK DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....                                       | 109 |
| TABELA 16: VPL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....   | 109 |
| TABELA 17: TIR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....   | 110 |
| TABELA 18: COMPARATIVO ENTRE AS TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO.....                           | 110 |



## LISTA DE SIGLAS

|        |  |
|--------|--|
| A      | Ampér  |
| AT     | Alta Tensão  |
| ABNT   | Associação Brasileira de Normas Técnicas                 |
| AC     | <i>Alternating Current</i> (Corrente Alternada)          |
| AIE    | Autoprodutores Independentes de Energia                  |
| ANEEL  | Agência Nacional de Energia Elétrica                     |
| APE    | Autoprodutores de Energia                                |
| APE CV | Autoprodutores de Energia com Venda Excedente            |
| BIG    | Banco de Informações de Geração                          |
| BT     | Baixa Tensão   |
| CEMIG  | Companhia Energética de Minas Gerais                     |
| CIP    | Contribuição de Iluminação Pública                       |
| CGH    | Central Geradora Hidrelétrica                            |
| CV     | Cavalo Vapor   |
| DC     | <i>Direct Current</i> (Corrente Contínua)                |
| DSV    | Dispositivo de Seccionamento Visível                     |
| F      | Fase   |
| FV     | Fotovoltaica   |
| GCCR   | Registro de Central Geradora de Capacidade Reduzida      |
| GD     | Geração Distribuída                                      |
| GE     | Gerador Elétrico   |
| GIGRÉ  | International Council on Large Electric Systems          |
| GG     | Grupo Gerador  |
| HP     | <i>Horse-Power</i> (Cavalo-Vapor)                        |
| IEEE   | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| Km     | Quilômetros  |
| kW     | kilo Watt  |
| kWh    | kilo Watt hora   |
| kVA    | kilo Volt Ampér  |
| LAI    | Licença Ambiental de Instalação                          |
| LAO    | Licença Ambiental de Operação                            |

|                   |  |
|-------------------|--|
| LAP               | Licença Ambiental Prévia   |
| L/s               | Litros por Segundo   |
| m                 | Metro  |
| MT                | Média Tensão   |
| MVA               | Mega Volt Amper  |
| MW                | Mega Watt  |
| M <sup>3</sup> /s | Metro Cúbico por Segundo   |
| N                 | Neutro   |
| NBR               | Norma Brasileira Regulamentada   |
| GW                | Giga Watt  |
| ND                | Norma de Distribuição  |
| PIE               | Produtores Independentes de Energia  |
| PCH               | Pequena Central Hidrelétrica   |
| PRODIST           | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional |
| RAS               | Relatório Ambiental Simplificado   |
| RDPA              | Relatório de Detalhamento dos Programas Ambientais                             |
| REN               | Resolução Normativa  |
| rpm               | Rotações por Minuto  |
| RT                | Responsável Técnico  |
| SCEE              | Sistema de Compensação de Energia Elétrica                                     |
| UHE               | Usinas Hidro Elétricas   |
| V                 | Volt   |
| VPL               | Valor Presente Líquido   |
| TIR               | Taxa Interna de Retorno  |
| TH                | Turbina Hidráulica   |
| TMA               | Taxa Média de Atratividade   |
| TWh               | Tera Watt hora   |
| W                 | Watt   |
| $\Omega$          | Ohm  |
| $\Sigma$          | Somatório  |

## 1 INTRODUÇÃO

A cada dia a sociedade se torna mais dependente da energia elétrica para quase todas as atividades do dia a dia. Fato este, faz com que se consolidem novos métodos e regulamentos para obtenção de uma energia cada vez mais produtiva e limpa ao aspecto da sustentabilidade.

Ao longo da história, o processo de geração e conversão de energia elétrica se deu através da queima de combustíveis fósseis, destacando-se o petróleo, gás natural e carvão, até que, segundo a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), nos dias atuais onde 64% da matriz energética nacional é composta por UHE's (Usinas Hidro Elétricas).

Para Ferreira (2016), o Brasil explora aproximadamente 30% do seu potencial hidrelétrico e, em comparação com outros países industrializados (Alemanha, Japão, Estados Unidos e Noruega) a taxa de utilização brasileira para esse potencial ainda é baixa. A Tabela 1 mostra que todas as regiões brasileiras possuem uma exploração dos recursos hídricos abaixo de 50% (no norte do país este valor chega a 8,4%).

Tabela 1: Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Região.

| <b>Estado</b>          | <b>Potencial</b> | <b>Explorado</b> | <b>Construído</b> |
|------------------------|------------------|------------------|-------------------|
| Brasil                 | 260,1 GW         | 28,2%            | -                 |
| Centro-Oeste e Sudeste | 79,9 GW          | 41,5%            | 4,6%              |
| Nordeste               | 26,0 GW          | 42,0%            | 2,3%              |
| Norte                  | 111,0 GW         | 8,4%             | 1,0%              |
| Sul                    | 43,1 GW          | 46,3%            | 3,5%              |

Fonte: Ferreira, 2016.

De forma a melhorar o aproveitamento econômico das unidades geradoras e evitar que o país se encontre em um limiar estreito entre demanda x oferta, Pereira (2015) enfatiza o potencial hidroelétrico como sendo a melhor e mais bem aproveitada forma de obtenção de energia em comparação a outras fontes, renováveis ou não, que historicamente possuem patamar de valores por kW gerado

muito maiores em relação à base hidráulica. Analisando as mais variadas situações com que se faz possível a análise de fontes que ofereçam a melhor relação ambiental e econômica, ganha-se muito destaque os estudos de formas de obtenção de energia através de empreendimentos de pequeno porte, de forma e localização descentralizada e reduzido ou quase nulo impacto ambiental.

Segundo Abrapch (2017), nos próximos dez anos prevê-se que no Brasil as CGHs e PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) crescerão a um ritmo alto (2400 MW) para o período, beneficiando empresas como a Schneider Electric, WEG, Siemens e outras similares com a venda de seus equipamentos eletromecânicos. Além do mais, a legislação do setor elétrico abre cada vez mais as portas para esses empreendimentos (a capacidade máxima de centrais geradoras hidrelétricas aumentou para de 3 para 5 MW), com menos burocracia e mais agilidade no processo para aprovação de estudos, atraindo mais interessados em investir neste setor elétrico.

Paralelo a essa fragmentação da geração elétrica no Brasil, eis que surge o termo que hoje é conhecido como GD (Geração Distribuída), na qual um ponto de conexão de consumo elétrico em uma distribuidora ou concessionária local não mais possui trânsito de energia em apenas um sentido, mas sim de forma bilateral, ou seja, da concessionária para o cliente e do cliente para a concessionária em diferentes horas do dia.

Segundo dados do BIG (Banco de Informações de Geração) da ANEEL, em Outubro/2018, o número de Micro e Minigerações Distribuídas era 43.160, com expressiva participação em número de unidades de geração fotovoltaica, 99,45 % estas, representando 81,39% da capacidade de geração instalada por estes microgeradores (BIG/ANEEL, 2018).

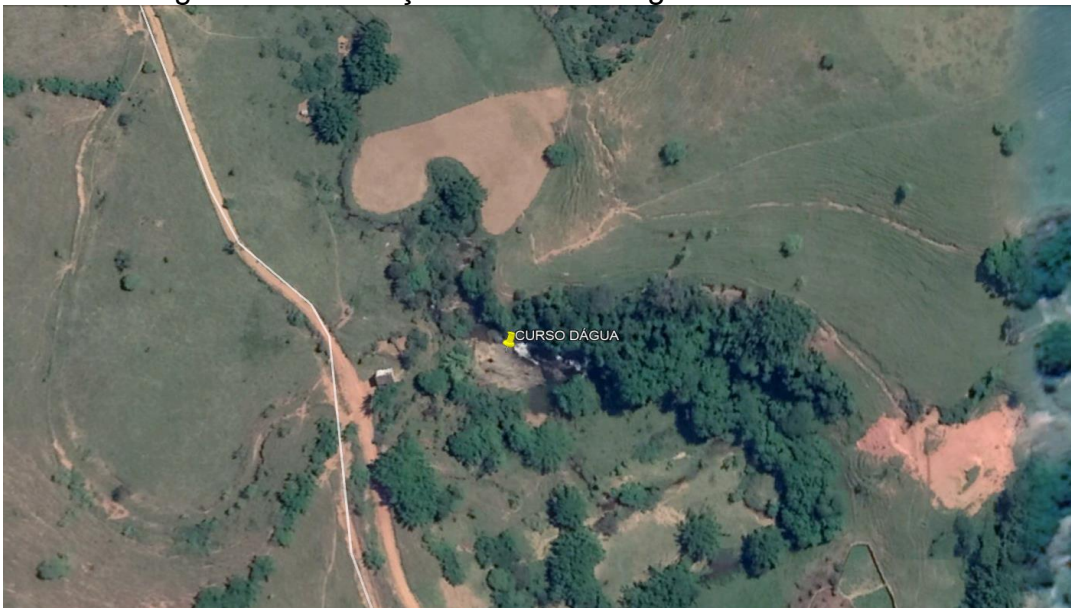
As fontes hídricas são comumente utilizadas para grandes potências de geração. Induz-se que todo conhecimento obtido nos estudos da energia hidráulica do século passado, agora pode ser aproveitado para o dimensionamento de sistemas de geração de baixa potência de forma descentralizada próximas às unidades de carga, adequando às legislações e normativas vigentes atribuídas pela ANEEL em caráter nacional onde todas as concessionárias deverão cumprir.

Diante das informações e pesquisas iniciadas, este trabalho será amplamente abordado para uma análise e modelagem técnico-econômica para implantação de uma micro CGH em um curso d'água localizado nas coordenadas (19°55'2.86"S /

42°45'13.17"O) conforme Figura 1, pertencente à família do autor no município de São José do Goiabal – MG. Esta microusina será conectada à rede da distribuidora CEMIG DISTRIBUIÇÃO com características de um sistema de GD conforme as REN (Resolução Normativa) ANEEL nº 482/2012 e nº 687/2015 e ND (Norma de Distribuição) 5.30 desta mesma concessionária.

E por fim, trazer um comparativo econômico financeiro com a tecnologia fotovoltaica de GD.

Figura 1: Localização do Curso D'água a ser modelado



Fonte: Google Maps, 2018.

## 2 PROBLEMA

Modelar um projeto técnico e econômico de implantação de CGH para geração distribuída em pequeno curso d'água utilizando o sistema de compensação de energia elétrica SCEE para abatimento no consumo de energia atual da empresa TropicalNet.

## 2.1 OBJETIVO GERAL

Elaborar um projeto técnico e econômico de implantação de micro usina hidrelétrica para geração distribuída em pequeno curso d'água localizado no município de São José do Goiabal – MG conectado à rede CEMIG DISTRIBUIÇÃO.

## 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- (1) Esclarecer, de maneira sucinta, as principais características de uma CGH, sua estrutura, funcionamento, fatia na matriz energética brasileira e em Minas Gerais e equipamentos básicos;
- (2) Descrever os principais atributos, normas ANEEL e CEMIG, aspectos ambientais acerca da geração distribuída e os seus efeitos na conexão da rede de baixa tensão, além dos modelos mais convencionais de utilização deste método de geração.
- (3) Analisar os passos e o resultado da modelagem de conexão da CGH à rede CEMIG DISTRIBUIÇÃO, descrevendo, as características técnicas e econômicas obtidas e suas alternativas relacionadas a autoprodutores e produtores independentes de energia com venda excedente.
- (4) Comparar dois modelos de microgeração e seus custos, payback, VPL (Valor Presente Líquido) e TIR, (Taxa Interna de Retorno), trazendo suas viabilidades, comparativos técnicos e financeiros acerca da instalação destes empreendimentos.

### 3 REFERENCIAL TEÓRICO

Há séculos a energia elétrica vem sendo cada vez mais necessária para o desenvolvimento socioeconômico dos países. Hoje, no cenário presente, onde a preocupação com a preservação do meio ambiente vem tomando gradativamente mais relevância, a busca por fontes energéticas renováveis e não poluentes estão sendo estudadas e aperfeiçoadas, e assim tomando maior representatividade na matriz energética de várias nações.

Atualmente no Brasil, a capacidade instalada em operação é de aproximadamente 167 GW (Gigawatts) segundo dados do Big/ANEEL (2018), sendo deste volume, apenas 4% representados por fontes de geração distribuída. O SCEE foi a plataforma regulamentada pela ANEEL com o intuito de fomentar e impor regras para ambas as partes da geração e consumo, possibilitando assim, a existência da GD. Para Pizzali (2006), a GD consiste na ligação de pequenas unidades de geração no sistema elétrico de distribuição de forma descentralizada e independente, diferente de um sistema elétrico padrão.

Para Ludwig (2016), GD é o ecossistema que proporciona à uma unidade consumidora, produzir sua própria energia elétrica e fornecer o excedente para a rede de distribuição que a mesma está ligada (concessionárias de distribuição), enquanto que o SCEE é a forma de contabilização específica imposta à unidade uma vez que ela se encontra conectada à rede da distribuidora.

A REN 482/2012, revisada e complementada pela REN 687/2015 DA ANEEL, definem detalhadamente o SCEE e descreve os benefícios aos consumidores que desejam gerar sua própria energia elétrica para consumo a partir de fontes de energia renováveis e cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição da concessionária de distribuição (ANEEL, 2015).

A energia produzida na unidade consumidora com micro geração distribuída é cedida, por meio de compensação direta bidirecional “um por um” (kW/h por kW/h) à concessionária distribuidora através da mesma ligação usada para consumo e mensalmente abatida da utilização de energia elétrica desta unidade consumidora, respeitando as regras impostas pela ANEEL (Adaptado – CEMIG, 2016).

Diante do exposto, o desenvolvimento das ideias propostas e a pesquisa contarão com um estudo e modelagem detalhados, sobre o conceito de geração distribuída, o perfil das principais características técnicas e legislativas dos modelos

de micro geração distribuída hidrelétrica no Brasil, o modelo tarifário regulamentado pela ANEEL, o desenvolvimento e análise financeira acerca da implantação dos tipos e modelos de microcentrais relacionada à disponibilidade hídrica do local.

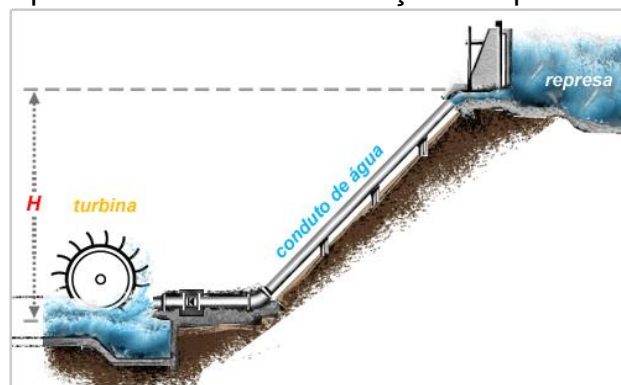
Desta forma, modelar um projeto técnico e econômico para implantação de micro usina hidrelétrica na modalidade de geração distribuída em uma localidade conhecida como “Cachoeira da Usina” localizada e propriedade da família do autor em São José do Goiabal - MG, onde segundo relatos de antigos funcionários da prefeitura da cidade, em 1951 foi construída uma mini barragem para implementação de um pequeno conjunto de geração de energia elétrica para atender a cidade que até o momento não contava com nenhuma concessionária de energia.

E por fim, trazer um comparativo técnico e econômico com análises de payback, VPL e TIR entre a tecnologia fotovoltaica de geração e a hidrelétrica, que, em número é a de forma de GD mais usada atualmente no Brasil.

### 3.1 CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA

O autor visa apresentar a definição de CGH, suas características principais, equipamentos que a compõem, princípio de funcionamento, aspectos construtivos e um breve contexto histórico para os primeiros empreendimentos hidrelétricos aos quais, atualmente, podem ser considerados como CGHs, por seu tamanho e potência reduzidos. O esquemático abaixo mostra o funcionamento básico de uma mini CGH, desde o represamento da água à montante, coleta pela conduto adutor ao longo da coluna d'água, torque da turbina e canal de fuga (ALTERIMA, 2018). A figura 2 mostra uma representação básica de CGH.

Figura 2: Esquema básico da alimentação das pás de uma turbina.



Fonte: ALTERIMA, 2018.



### 3.1.1 PRIMEIRAS HIDRELÉTRICAS DE MINAS GERAIS E DO BRASIL

No ano de 1883, a primeira usina hidrelétrica mineira e brasileira entrou em funcionamento. Para os parâmetros de hoje podemos considerar uma CGH por sua potência. Construída no rio Jequitinhonha, em Diamantina - MG, sua queda líquida tinha 5 metros de altura e possuía dois dínamos DC (geradores de corrente contínua) que geravam 8cv (cavalo-vapor) com uma linha de transmissão de dois quilômetros. Já em 1887, na mesma região, instalou-se uma usina de 500HP (aproximadamente 373 kW) para suprir uma mineração de ouro e para iluminar a cidade. Há de se considerar que ela também, por sua potência, se enquadraria, atualmente, como uma Central Geradora Hidrelétrica. A seguir, em 1889, através da Companhia Mineira de Eletricidade, instalaram-se duas unidades geradoras de 252 kW para fornecer energia para a cidade de Juiz de Fora – MG no Rio Paraibuna (PEREIRA, 2015). Aqui também, nos dias de hoje, esse empreendimento enquadrar-se-ia como uma CGH.

Figura 3: Hidroelétrica de Marmelo, Rio Paraibuna



Fonte: PARAIBUNA JUIZ DE FORA 2015.

Na região Nordeste, em janeiro de 1913, a Usina Hidrelétrica de Angiquinho abriu as portas como a primeira usina do sertão. Sua capacidade era de aproximadamente 1,1 MW, com três unidades geradoras e localizava-se numa região com uma queda de 42m de altura e possuía uma tensão de saída para as linhas de 3000V. Ela supria energia para uma importante indústria têxtil da região. Já na região Norte, a hidrelétrica de Itapecuruzinho, e segundo IBGE (2016), iniciou seu funcionamento pioneiro no município de Carolina, estado do Maranhão que até o momento pertencia à região Norte com uma turbina de 110 kW e um gerador de 120 kVA na tensão de 380/220 V, frequência de 50 Hz, 750 rpm de velocidade e com um único transformador elevador trifásico de 11 kV na subestação. Esta usina ligava-se à cidade de Carolina através de uma linha de transmissão de 28,5 km com perdas de energia da ordem de 5,2 % (CBDB, 2011).

Cabe ressaltar aqui que outros empreendimentos pioneiros de grande porte também tiveram papel importante na construção do perfil histórico das hidrelétricas brasileiras, mas já saem dos parâmetros de CGHs atuais: Usina Hidrelétrica Fontes Velha (RJ) de 12 MW de potência (na época a maior da América Latina e a segunda do mundo), a UHE Delmiro Gouveia no rio São Francisco, dentre outras (PEREIRA, 2015).

Todos esses pequenos empreendimentos elétricos tiveram um papel crucial para o desenvolvimento das regiões brasileiras e, se fossem classificadas conforme a definição brasileira atual de usinas, eles pertenceriam ao grupo das CGH's. Assim, nas próximas seções se mostrará o perfil da matriz energética brasileira, a fatia ao qual as CGHs pertencem, e as definições dessas pequenas unidades geradoras.

### **3.1.2 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA**

Segundo Aneel (2016), em junho de 2017 tomando como base o ano de 2016, a matriz energética brasileira teve uma oferta hidráulica de 421,7 TWh e uma oferta total de energia de 619,7 TWh. Assim, a oferta de energia das fontes hídricas representa 68,1% da produção de energia da matriz brasileira. Dada figura 4, relata essa situação, destacando a parcela que cada fonte primária de geração representa.

Figura 4: Oferta da Matriz Energética Brasileira



Fonte: BIG/ANEEL, 2016.

Em Pereira (2015), nota-se que a oferta de energia da matriz nacional ainda tem como pilar a fonte hidráulica e, cita que os grandes volumes de água dos rios brasileiros, características tropicais, distâncias continentais, aliados aos enormes investimentos dos governos no século passado contribuíram para alavancar toda essa expansão de capacidade dos empreendimentos baseados em fontes hidráulicas. Além disso, conforme Silva (2017), o consumo de energia elétrica brasileiro vai chegar a valores entre 950 e 1250 TWh por ano em 2030, exigindo enormes investimentos no setor de oferta. Assim, uma saída proposta pelo autor seria o aumento na capacidade das hidrelétricas (aumento de 120 GW de potência) que, apesar de todo esse montante, talvez ainda não consiga suprir a demanda exigida.

Ainda há que se destacar que outros autores, como Ferreira (2016) e Abrapch (2017), também identificam que o potencial hidrelétrico pode ajudar ainda mais o setor de energia brasileiro. Projeções futuras, como a do Plano Decenal de Energia, idealizam um crescimento de 1500 MW no período de 2022 a 2026 para PCHs e CGHs, com 300 MW a cada ano. Destacam, ainda, a importância que essas pequenas usinas poderão trazer para a matriz energética brasileira e, além disso, deduzem que podem superar a previsão devido à sua alta competitividade econômica (MME, 2017).

Portanto, neste contexto, as CGHs, em relação à matriz energética, podem contribuir para o aumento da capacidade mineira e brasileira, com várias vantagens em relação a outros empreendimentos hidrelétricos, como baixo impacto ambiental, investimento menor e incentivos do governo, como o previsto no art. 8º da Lei nº 13.360/2016.

Dados do Banco de Informações de Geração da Aneel (2018) indicam que existem 4927 empreendimentos em operação com potência instalada de aproximadamente 158,5 GW até início de abril de 2018. Destes, 670 são de CGH's, totalizando 627,4 MW de potência fiscalizada. É importante se destacar aqui que existe a potência fiscalizada e a potência outorgada. A primeira refere-se quando ocorre a operação comercial da primeira unidade geradora e, a segunda, acontece ao momento do ato de outorga, sem ainda estar em operação. A tabela 2 mostra esses dados.

Tabela 2 - Empreendimentos em operação no Brasil

| <b>Empreendimentos em Operação</b> |                   |                                |                                  |               |
|------------------------------------|-------------------|--------------------------------|----------------------------------|---------------|
| <b>Tipo</b>                        | <b>Quantidade</b> | <b>Potência Outorgada (MW)</b> | <b>Potência Fiscalizada (MW)</b> | <b>%</b>      |
| CGH                                | 670               | 625,1                          | 627,4                            | 0,40          |
| EOL                                | 511               | 12.560,7                       | 12.537,9                         | 7,91          |
| PCH                                | 429               | 5.070,1                        | 5.042,7                          | 3,18          |
| UHE                                | 220               | 101.883,5                      | 95.619,5                         | 60,33         |
| UTE                                | 3.003             | 43.299,5                       | 41.550,8                         | 26,22         |
| Outras                             | 94                | 3.123,4                        | 3.119,1                          | 1,97          |
| <b>Total</b>                       | <b>4.927</b>      | <b>166.562,3</b>               | <b>158.497,4</b>                 | <b>100,00</b> |

Fonte: BIG/ANEEL, 2018.

De outra maneira, observando-se a capacidade instalada por estados, vê-se que o estado com maior número de CGHs em operação é o estado de Santa Catarina, com 178 empreendimentos; Minas Gerais com 154; Paraná com 65; Mato Grosso, 62; Rio Grande do Sul, 53; São Paulo, 40. Os demais estados abaixo de 20 empreendimentos ou nenhum (ANEEL, 2018).

Portanto, dadas essas informações, percebe-se que as CGHs ainda vão contribuir em muito para o setor energético brasileiro e catarinense, ainda que existam tecnologias crescentes como as eólicas e fotovoltaicas. Todas essas informações são essenciais para a contextualização do papel ao qual este empreendimento hidrelétrico de pequeno porte se insere.

### **3.2 CARACTERIZAÇÃO**

A fim de que se chegue ao objetivo deste trabalho, que é a análise técnica e financeira de implantação de uma central geradora hidrelétrica utilizando os modelos convencionais de turbinas e geradores conectados à rede da CEMIG DISTRIBUIÇÃO, deve-se entender as características básicas de uma CGH. Além disso, o empreendedor (aquele que deseja fazer a conexão elétrica junto à distribuidora de energia) necessita fazer alguns estudos preliminares que compõem o projeto hidrelétrico para só então fazer o pedido formal à concessionária (distribuidora) dessa conexão.

Os conceitos de classificação de CGHs segundo a potência variaram durante o tempo no Brasil. Isso ocorreu devido às mudanças no setor elétrico e na própria legislação brasileira. Abreu (2015) diz que, nos anos 2000, a Eletrobrás considerava CGH como um empreendimento de até 1MW, PCH de 1MW a 30 MW e UHE acima de 30MW. Em 2015, com a Lei Federal nº 13.097, essa potência passou para 3 MW para as Centrais Geradoras.

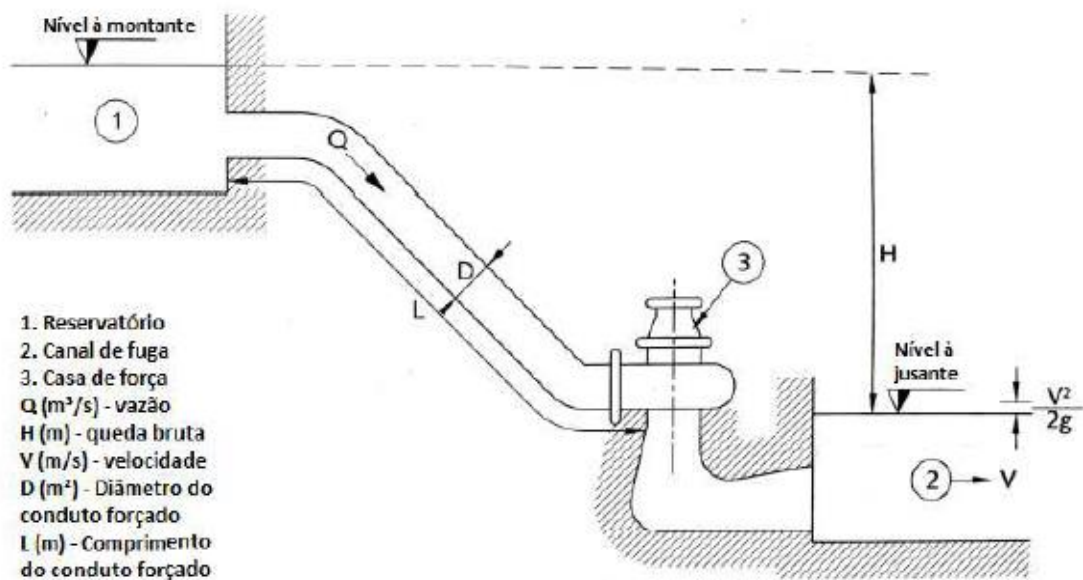
Atualmente, consoante a Lei nº 9.074, de julho de 1995, alterada pela Lei nº 13.360, de 2016, em seu artigo 8º, define-se Central Geradora Hidrelétrica como o empreendimento de potência de até 5 MW dispensada de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas a comunicação ao poder concedente. Portanto, aqui neste trabalho de conclusão de curso, define-se CGH como um empreendimento hidrelétrico de potência até 5 MW, valor estipulado pela supracitada lei. Em Minas Gerais, estas definições de potência também são seguidas pelas distribuidoras e pelas permissionárias de energia.

### 3.3 VISÃO GERAL DAS CGH's

#### 3.3.1 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CGH

Conforme a figura 5, a água contida no reservatório à montante (1) possui energia potencial gravitacional em relação à água do canal de fuga à jusante (2). Temos em (3) a casa de força ou casa de máquinas, neste localiza-se a turbina hidráulica acoplada por um eixo girante à um gerador elétrico. Em (H) temos a altura da queda bruta e representa a diferença de níveis entre o reservatório e canal de fuga. Métodos de cálculo utilizados por Pereira (2015), despreza-se a altura de velocidade  $v^2/2g$ , com valor de 0,2m.

Figura 5: Esquema Típico de uma Instalação Hidrelétrica



Fonte: PEREIRA, 2015.

Dessa forma, a CGH quanto em funcionamento, transforma energia potencial gravitacional hidráulica em energia mecânica pela turbina, energia esta conduzida pelo eixo até o gerador elétrico. Em média consideram-se rendimentos de 90% para turbinas e 98% para os geradores, produzindo um rendimento final de 88% (PEREIRA, 2015). Há que se considerar que esses valores podem variar com o fabricante. Além disso, há perdas de carga nos circuitos de adução (conduto onde a água flui até a casa de máquinas) e restituição da ordem de 2 a 5%. Isso implica em perdas na queda bruta. Logo, (Eq. 1) indica a potência útil de uma CGH:

$$P = \mu \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_L \quad (\text{Eq. 1})$$

Onde, **P** representa a potência útil da CGH em watts (W);  **$\mu$**  o rendimento final da turbina e do gerador;  **$\rho$**  a massa específica da água (kg/m<sup>3</sup>); **g** a aceleração da gravidade local (m/s<sup>2</sup>); **Q** a vazão (em m<sup>3</sup>/s) e **H<sub>L</sub>** a queda líquida (em m), ou seja, a diferença entre a altura bruta e as perdas de carga hidráulicas.

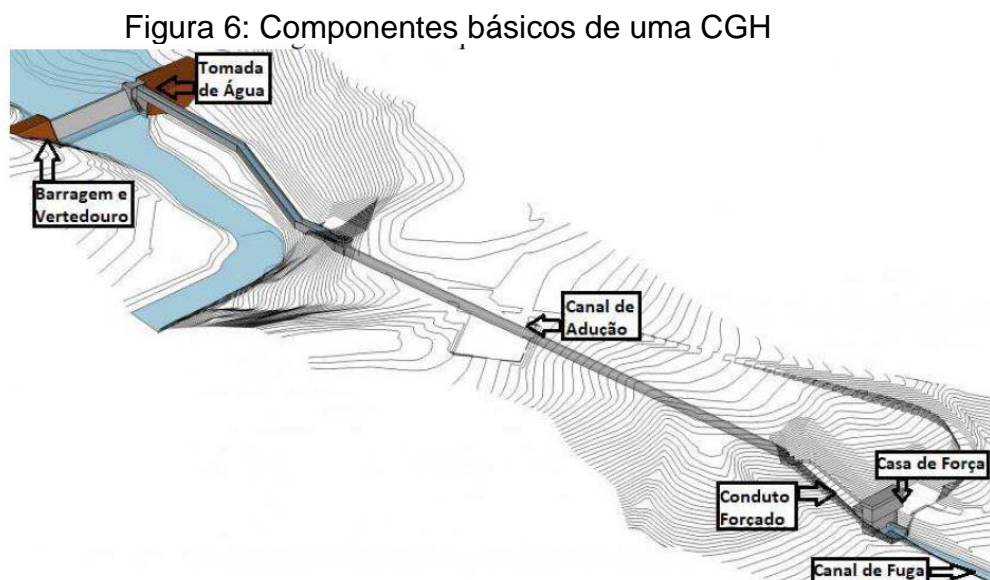
### 3.3.2 VANTAGENS

Para Fritz (1984), os principais benefícios dessas pequenas usinas são:

- Baixo ou quase nulo impacto ambiental comparando-se com outras fontes de energia renovável e as térmicas;
- Alto fator de capacidade (maior que 50%) comparando-se com menos de 15% das solares e 35% das eólicas;
- Por ser uma tecnologia consolidada desde as primeiras décadas do Século XX, possui alta eficiência das turbinas e da conversão de energia (80 a 90%), além de apresentar pouco mal funcionamento durante sua vida útil (tecnologia para uso por 50 anos ou mais);
- Devido a estarem próximas aos centros de consumo, evitam investimentos altos em linhas de transmissão e na conexão, assim como, a diminuição das perdas elétricas nos horários de ponta;
- Na sua maioria pertencem às usinas a fio d'água (*run of river*) que, por sua característica, possuem barragem pequena e pouco ou nenhum reservatório de água. Portanto, podem ser construídas com tecnologia mais simples e em menos tempo, necessitando de poucas pessoas para se manterem em operação.

### 3.3.3 COMPONENTES DE UMA CGH

Um empreendimento hidrelétrico compõe-se basicamente de barragem, vertedouro, estrutura de tomada de água, conduto forçado, casa de força (ou casa de máquinas), canal de fuga e sistema de adução (PEREIRA, 2015). As CGHs têm uma barragem bastante reduzida, ou muitas vezes nem a possuem, dependendo da potência. Por isso, sua estrutura não agride tanto o meio ambiente quanto as PCHs e as UHEs. O autor considera ainda como componentes da CGH os equipamentos como turbina, gerador, sistemas de equipamentos auxiliares (mecânicos e elétricos), transformadores, subestação e linha de transmissão.



Fonte: ABRAPCH, 2017.

## 3.4 CENTRAL GERADORA QUANTO À CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO

### 3.4.1 CENTRAL GERADORA DE ACUMULAÇÃO

Neste tipo de central, a vazão mínima do curso d'água não consegue suprir a potência necessária à demanda máxima. Com isso, se faz necessário o acúmulo de água no reservatório através do controle de fechamento das comportas. Ressalta-se que a regularização do reservatório pode ser de acumulação diária e, caso não seja suficiente a utilização de um reservatório para suprir a demanda de potência, utiliza-se, em complementação, um canal de adução (ELETROBRÁS, 2000).



Neste trabalho, a maioria das CGHs serão consideradas micro usinas a fio d'água, uma vez que o foco deste trabalho será um empreendimento cuja potência instalada, não passará de 50 kW (ainda que o limite na legislação seja 5 MW para CGHs) e o curso d'água considerado consegue suprir a descarga para maiores potências.

### **3.4.2 CENTRAL GERADORA A FIO D'ÁGUA**

Para este tipo de empreendimento, conhecido por usinas a fio d'água (*run of river*) não se utilizam recursos hídricos no reservatório, ou seja, não há reservatório de regularização e acúmulo. Além disso, segundo Pereira (2015), o nível de operação não varia muito.

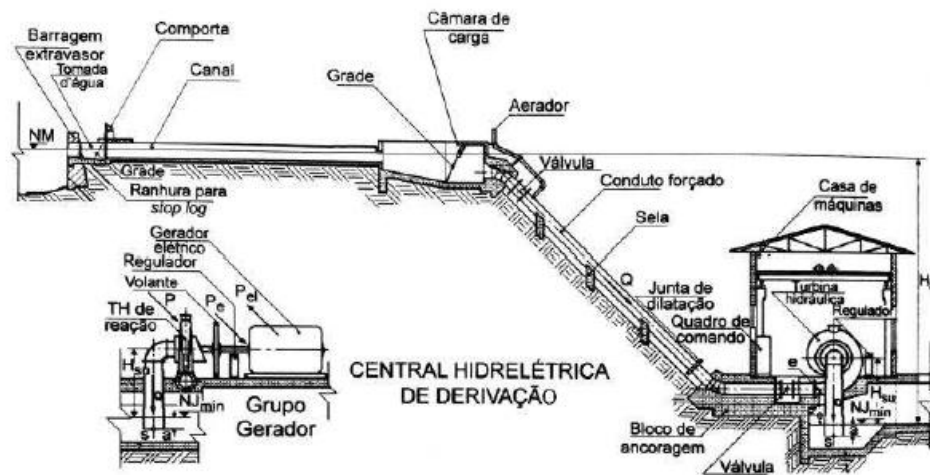
Em Eletrobrás (2000), a vazão de estiagem suprida pelo rio à usina é maior ou igual à potência de instalação necessária a demanda máxima projetada. Portanto, para o autor, requer-se um sistema de captação e adução, fato que se despreza o volume do reservatório.

## **3.5 TIPOS DE ARRANJO DAS CGH's**

### **3.5.1 ARRANJO DE DERIVAÇÃO**

As CGHs com arranjo de derivação primária ou desvio direto qualificam-se por se encontrarem em locais com demasiada queda natural num curto trecho do curso d'água. O conjunto de adução e captação encontra-se numa das ombreiras do empreendimento, a barragem à montante do conduto de queda (antes da queda em relação a nascente do rio) e a casa de força à jusante (após a queda do conduto forçado em relação a nascente do manancial), longe da barragem (PEREIRA, 2015). A figura 7 representa um esboço do arranjo supracitado.

Figura 7: CGH de Derivação



Fonte: FRITZ (1984).

### 3.5.2 ARRANJO COMPACTO

As centrais hidrelétricas implantadas com arranjo compacto caracterizam-se por estarem num trecho de rio e ligarem-se diretamente à barragem e à casa de máquinas por um conduto forçado. Para Fritz (1984), utiliza-se este tipo de arranjo em grandes centrais hidrelétricas como as UHEs.

De maneira mais clara, Pereira (2015), diz que esses arranjos são caracterizados por possuírem uma estrutura de tomada de água, casa de força e do vertedouro anexos à barragem. Também, considera como exemplos desse tipo de obra a UHE de Itaipu, Balbina, Tucuruí, Sobradinho, entre outras de grande porte, e, portanto, as CGHs não se enquadram neste tipo de arranjo.

### 3.6 IMPLANTAÇÃO DA CGH

O projeto e uma CGH possui certas similaridades com as etapas realizadas para implantação das PCHs (excetuando-se as etapas vigentes em leis específicas para pequenas centrais hidrelétricas). Com isso, neste item, seguir-se-á os parâmetros dos manuais, livros e referências relacionados às PCHs, com algumas particularidades das Centrais Geradoras Hidrelétricas devido ao seu reduzido tamanho e potência. Ainda há de se considerar que empresas especializadas na construção de CGHs também possuem etapas de implantação que parecem mais

próximas da realidade desses empreendimentos, visto que possuem experiência diária desses projetos (WELT ENERGIA, 2019).

Assim, para a implantação de uma CGH, conforme Welt Energia, (2019), existem basicamente três etapas:

- 1 – Prospecção (2 a 9 meses)
- 2 - Projetos técnicos, econômicos e licenciamento ambiental (10 a 18 meses)
- 3 - Projetos executivos e construção (9 a 12 meses).

### **3.6.1 PROSPECÇÃO**

Consoante o citado autor, nesta etapa ocorrem a avaliação da queda, os estudos hidrológicos, a verificação de possíveis impedimentos ambientais, a análise por uma conexão elétrica realizável, a avaliação de legislação pertinente e a exequibilidade econômica.

Para Fritz (1984), a esta etapa relaciona-se à estimativa do potencial hidrelétrico, buscando-se uma análise superficial das características da bacia hidrográfica em que se encontra o rio visando aos aspectos topográficos, hidrológicos e ambientais. Enquanto isso, para Pereira (2015), nesta fase, denominada de estudos de inventário hidrelétrico pelo autor, ocorrem a caracterização do potencial da bacia e a identificação do aproveitamento hidrelétrico ideal a ser implementado.

### **3.6.2 PROJETOS TÉCNICOS, ECONÔMICOS E LICENCIAMENTO AMBIENTAL**

Durante esta fase do empreendimento acontece a elaboração do projeto básico da CGH, levantamento topográfico, medição de vazão, licenciamento ambiental, estudos de conexão (referidos à conexão ao sistema de distribuição) através da informação de acesso e o parecer de acesso pela concessionária e, por último, o financiamento - projeto econômico (WELT ENERGIA, 2019).

Para Pereira (2015), que considera o desenvolvimento do projeto básico de PCHs como praticamente o mesmo procedimento adotado para Mini Centrais Hidrelétricas, estendendo o mesmo para CGHs, identifica que, neste estágio de projeto, ocorrem levantamentos de campo, estudos básicos, estudos alternativos, seleção de uma alternativa, orçamento padrão, conexão da usina ao sistema elétrico

e atratividade econômica. O autor baseia-se nas Diretrizes para Estudos e Projetos de PCHs da Eletrobrás, do ano de 2000. O fluxograma de atividades para estudos e projeto básico de uma PCH, é seguido pelo citado autor e é uma boa base para o projeto básico de uma CGH.

Algumas etapas desse fluxograma são desenvolvidos a seguir, como os estudos topográficos, geológicos e geotécnicos, hidrológicos, ambientais, energéticos e econômicos.

- Estudos Geológicos e Geotécnicos: Extremamente importantes para o projeto, definem a segurança e a construção de uma CGH. Toda a geologia do solo deve ser minuciosamente investigada por equipe com experiência no assunto a fim de que o projeto das fundações das estruturas do arranjo geral sejam solidamente embasadas (PEREIRA, 2015). Além disso, Eletrobrás (2000) identifica mais dois parâmetros importantes nessa etapa como a caracterização das jazidas para uso na construção e, para barragens de terra, estudos de estabilidade;
- Estudos Topográficos: ocorrem vários levantamentos tais, como a determinação da queda presente no local; perfil do rio na área desejada; locação das estruturas; locação dos furos de sondagem; planialtimétrico das áreas de extração de solo, jazidas de areia, cascalho e pedreiras; cadastro jurídico de propriedades próximas, topo-batimetria (levantamento do fundo do curso d'água) e a elaboração de base cartográfica (ELETROBRÁS, 2000);
- Estudos Hidrológicos: Compõem-se de estudos das vazões (média mensal, máxima e mínima), da fisiografia do rio e de previsões climáticas que têm grande importância para a estimativa do potencial instalado da CGH (MARTINS, 2015);
- Estudos Energéticos e Econômicos: Consistem de estudos para a escolha da turbina através da estimação da queda e da vazão, simulação energética, seleção do número de unidades geradoras, determinação da garantia física (conexão ao sistema elétrico), dos níveis operativos essenciais para definição de queda bruta, custos e tarifas (PEREIRA, 2015). Em resumo, esses estudos

buscam a viabilidade econômica da CGH em relação à sua produção energética;

- Estudos Ambientais: Apesar de a Lei nº 9.074/1995, em seu art.8º, determinar que as CGHs não precisam de autorização, exigindo-se somente seu registro no sítio da ANEEL, esses empreendimentos possuem obrigações ambientais junto aos órgãos públicos federais, estaduais e municipais. Portanto, para CGHs, por causar um impacto reduzido, podem ser apresentados o Relatório Ambiental Simplificado (RAS) e o Relatório de Detalhamento dos Programas Ambientais (RDPA) como estudos ambientais. Além disso, apesar de não serem estudos, a licença Ambiental Prévia (LAP), a de instalação (LAI) e a de Operação (LAO) devem ser consideradas, visto que são essenciais para o projeto básico, obras e operação das Centrais Geradoras Hidrelétricas (CARNEIRO; COLI; DIAS, 2017).

### **3.6.3 PROJETOS EXECUTIVOS E CONSTRUÇÃO**

O empreendedor deve realizar o projeto executivo com as obras civis e elétricas da CGH (WELT ENERGIA, 2018). Enquanto isso, para Souza, Santos E Bertoni (2009), neste ponto ocorre a elaboração dos desenhos das obras civis, dos equipamentos mecânicos, elétricos, hidromecânicos e eletromecânicos importantes para o projeto executivo. Além disso, para os autores, é neste momento que as obras civis são executadas e todos os equipamentos descritos anteriormente são fabricados, instalados e testados para posterior operação da CGH. Além do mais, conforme Pereira (2015), os cronogramas da implantação dos programas ambientais são ajustados e detalhados em função das obras.

A seguir, todos os componentes de uma CGH (civis e elétricos) e alguns aspectos técnicos serão explicados, de maneira resumida, para a compreensão geral da contribuição de cada parte para o funcionamento destas pequenas centrais. Sem essa parte, com certeza, um empreendedor não irá conseguir fazer uma consulta de acesso nas plataformas da concessionária para o possível local de conexão da CGH à rede elétrica de distribuição, de forma satisfatória, visto que o entendimento de cada parte irá influenciar nos parâmetros escolhidos para cada componente e assim para o ponto de acesso e para os custos de conexão.

### 3.6.4 BARRAGEM

Uma barragem tem a função de reter a água para um fim pretendido, criando-se, de maneira artificial, um desnível (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). Esse desnível, neste trabalho, tem a função de geração de energia elétrica através de uma quantidade suficiente de água que entra na tomada de água e vai suprir o canal de adução e o conduto forçado até a casa de força.

Conforme Abreu (2015), escolhe-se o tipo da barragem observando os aspectos topográficos, geológicos e geotécnicos do local de instalação do empreendimento. Além disso, afirma o autor, a escolha é influenciada pela disponibilidade de materiais naturais para a construção.

Existem vários tipos de barragens e, neste trabalho, não cabe exaurir todos. Portanto, os principais tipos são:

(a) Barragem de terra: O tipo mais comum de barragem, uma vez que o processo de construção exige materiais naturais com pouca ou nenhuma manipulação - utiliza-se do próprio solo do local de construção (PEREIRA, 2015). Além disso, a terra é compactada e sua seção transversal possui a forma trapezoidal, com um núcleo de material impermeável (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). A figura 8 mostra esse tipo de construção.

Figura 8: Barragem de Terra da PCH Ombreiras



Fonte: BRENNAND ENERGIA, 2018.

b) Barragem de Concreto: Possuem dois tipos. A primeira, chamada de barragem em concreto à gravidade, resiste às forças atuantes na sua

estrutura através de seu próprio peso. Já a segunda, denominada de barragem de concreto em arco, tem sua estrutura encravada nas paredes da rocha da secção do barramento (ABREU, 2015). A figura 9 mostra uma CGH com barragem à gravidade.

Figura 9: CGH Bom Jesus do Galho – MG – 360kW



Fonte: CEMIG, 2019.

c) Barragem de Contrafortes: este tipo de barragem é formada por superfícies planas ou curvas as quais recebem a força do empuxo da água e se apoiam em estruturas triangulares chamadas de contrafortes, que têm a função de transmitir a força dos esforços do peso da estrutura e outros esforços existentes e que venham a ocorrer para as fundações (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). O projeto deste modelo de CGH é mostrado na figura 10.

Figura 10: Barragem da CGH Rondinha - 240kW



Fonte: CONSTRUNÍVEL CONSTRUTORA, 2018.

Existem outros tipos de barragem que não cabe aqui exauri-los, mas se encontram em várias literaturas sobre o tema: barragem de enrocamento, mista, inflável de borracha, de alvenaria de pedra e argamassa e cimento, dentre outras.

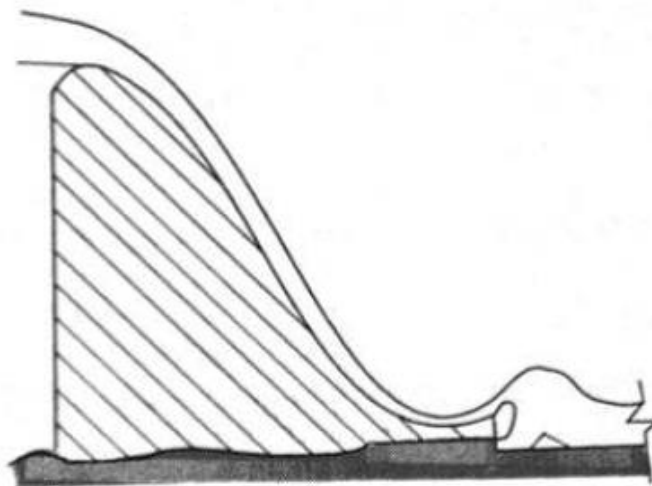
A fim de que a estabilidade da barragem seja mantida e o excesso de água não comprometa sua integridade, necessita-se da estrutura chamada vertedouro ou extravasador. Para coletar a água da barragem para levá-la à turbina necessita-se da tomada de água. Esses e outros sistemas são vistos na sequência.

### 3.6.5 VERTEDOURO

Extravasador ou vertedouro é uma estrutura que tem a finalidade de escoar o volume de excesso das águas do reservatório em período de cheias, possibilitando-se que o nível de água máximo não seja ultrapassado (PEREIRA, 2015). Além disso, sua estrutura responsabilizasse pela garantia das condições técnicas da barragem através do controle da vazão (ABREU, 2015).

Existem, basicamente, três tipos de vertedouro. O primeiro, constituído por um canal lateral à barragem; o segundo, construído junto à própria barragem, estendendo-se por toda a crista ou parte dela e, por último, aquele que possui uma combinação dos outros dois tipos anteriores (ELETROBRÁS, 2000). A figura 11 mostra um exemplo de um vertedouro em corte lateral.

Figura 11: Vertedouro em Corte Lateral



Fonte: SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009.



### 3.6.6 TOMADA DE ÁGUA

É uma obra civil que tem a função de captar água suficiente para que o fluxo hidráulico de energia mantenha em operação a turbina hidráulica. Esta estrutura civil deve ainda possuir recursos que permitam destruir ou deter materiais sólidos que poderiam avariar a turbina hidráulica (TH) e outros sistemas (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009).

Além do mais, Pereira (2015) diz que a tomada de água precisa ter um formato que permita o escoamento de maneira uniforme e com uma aceleração progressiva, a fim de que o rendimento da turbina seja o conforme o projetado. As figuras 12 e 13 mostram exemplos dessa construção civil.

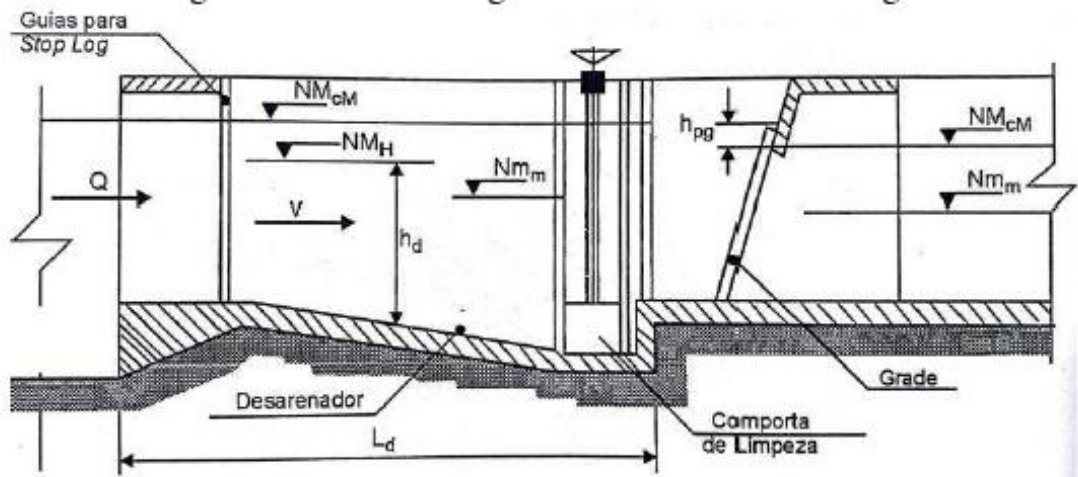
Existem, basicamente, dois tipos de estruturas de tomada de água. A primeira ocorre na superfície, já a segunda fica afogada no reservatório no fundo da barragem. Neste trabalho, pelo tamanho reduzido da barragem de uma Central Geradora Hidrelétrica, considerar-se-á somente as estruturas de superfície.

Figura 12: Tomada de Água da CGH Médio Garcia



Fonte: CGH MÉDIO GARCIA, 2018.

Figura 13: Corte Longitudinal em Tomada de Água



Fonte: SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009.

### 3.6.7 SISTEMA DE ADUÇÃO

O sistema de adução compõe-se, basicamente, por um conduto de baixa pressão (pode ser um canal de adução, tubulação ou túnel), conduto de alta pressão (conduto forçado), câmara de carga e chaminé de equilíbrio. Esse sistema tem a função de levar a água da tomada de água até a casa de força. É importante ressaltar aqui que nem todos esses componentes são usados numa CGH. Dessa forma, dependendo da geologia, topografia e estudos de viabilidade econômica, variam-se os tipos de sistema de adução (ABREU, 2015).

No sistema de adução, os canais são os elementos mais usados para compor o sistema de baixa pressão das centrais hidrelétricas. Seu funcionamento baseia-se pela diferença de cotas ao longo de sua calha, fazendo com que a água desloque-se do ponto de maior altura para o de menor (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). Além disso, podem possuir formatos trapezoidais, no solo, ou retangulares, na rocha, com ou nenhum revestimento (ELETROBRÁS, 2000). A figura 14 mostra canal da CGH Aurora em construção.

Figura 14: Canal de Adução da CGH Aurora



Fonte: COMAX CONSTRUTORA DE OBRAS, 2008)

Na transição entre o canal de adução (conduto de baixa pressão) e o conduto forçado (conduto de alta pressão), utiliza-se uma câmara de carga, que tem a função de impedir a entrada de ar no conduto forçado em partida brusca e, em parada brusca, de assegurar a estabilidade funcional da câmara de carga e do canal adutor através do escoamento da vazão em excesso devido às variações de carga do grupo gerador – turbina hidráulica mais o gerador elétrico (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). A figura 15 mostra um exemplo de uma câmara de carga.

Figura 15: Câmara de Carga da CGH Mambuca



Fonte: HIDRAWATT, 2017.

Caso a alternativa de baixa pressão com canal de adução não seja a utilizada, os condutos (ou tubulação) em baixa pressão feitos de aço, concreto armado ou cimento-amianto podem ser usados. Dessa forma, ao invés de usar a câmara de carga, emprega-se a chaminé de equilíbrio entre a tubulação em baixa pressão e o conduto forçado - conduto de alta pressão (ELETROBRÁS, 2000). Ressalta-se que a função da chaminé tem o mesmo objetivo que a câmara de carga dita anteriormente, tanto em partida brusca como em parada brusca, além de evitar o golpe de aríete, que pode danificar severamente as tubulações. A figura 16 exemplifica uma chaminé de equilíbrio.

Figura 16: Chaminé de Equilíbrio



Fonte: GRUPO MARCON, 2006.

E, por último, tem-se o conduto forçado (ou conduto de alta pressão), com a função de levar a água até a casa de força ou casa de máquinas. Seu material pode ser chapas de aço soldada, aço laminado sem costura, ferro fundido, cimento-amianto ou PVC. Há duas maneiras de instalar sua estrutura:

- 1ª - Feita a céu aberto
- 2ª - Enterrada.

Observa-se que todas essas condições dependem dos requisitos técnicos e econômicos (ABREU, 2015). Portanto, um arranjo com determinado material pode ser ótimo num local e ruim em outro, cabendo ao projetista e ao empreendedor da CGH a melhor escolha. A figura 17 mostra um exemplo de um conduto forçado chegando à casa de força da CGH Willy Faller, em Anita Garibaldi – SC.

Figura 17: Conduto Forçado da CGH Willy Faller



Fonte: MAFRÁS ENERGIA E REFLORESTAMENTO, 2017.

### 3.6.7 CANAL DE FUGA

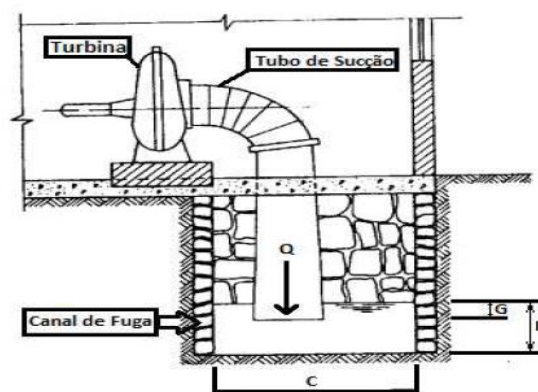
O canal de fuga tem a função de restituir a vazão turbinada ao rio. Situa-se entre a casa de força e o rio e à jusante do tubo de sucção, sendo suas dimensões determinadas pela casa de força e da distância entre esta e o rio (ELETROBRÁS, 2000). A figura 21 mostra um exemplo de um canal de fuga com o tubo de sucção.

Segundo Eletrobrás (1985), as dimensões recomendadas do canal de fuga podem ser determinadas conforme (Eq. 2) e (Eq. 3) identificadas na figura 18, sendo **L** e **C** a largura e o comprimento, respectivamente (em m), **G** um parâmetro determinado pelo fabricante (em m) e **Q** a vazão turbinada (em m<sup>3</sup>/s).

$$L = 0,1 \cdot Q + 1,30 \quad (\text{Eq. 2})$$

$$C = 0,05 \cdot Q + 2,30 \quad (\text{Eq. 3})$$

Figura 18: Canal de Fuga



Fonte: ELETROBRÁS, 1985.

### 3.6.8 CASA DE FORÇA (OU CASA DE MÁQUINAS)

A casa de força ou casa de máquinas é uma estrutura civil que abriga o grupo gerador (turbina hidráulica e gerador elétrico), os equipamentos elétricos e mecânicos auxiliares, a estrutura de montagem ou desmontagem (como a ponte rolante) e um centro de operação.

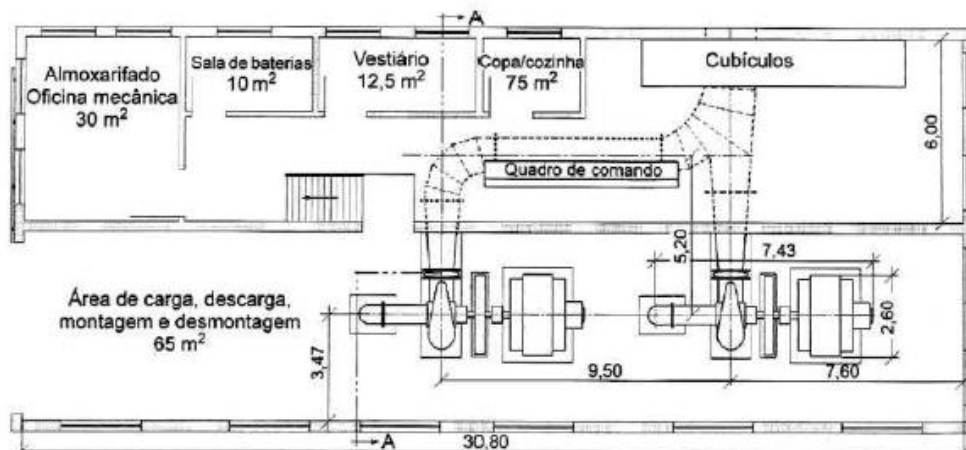
Destaca-se que para pequenas centrais como as CGHs, os equipamentos podem chegar pré-montados (PEREIRA, 2015). As figuras 19 e 20 mostram a planta da casa de força da PCH Nova Xavantina.

Ainda, conforme referido o autor, existem dois tipos de arranjo de casa de máquinas para as centrais hidrelétricas: a primeira, com a casa de força exterior (abrigada ou desabrigada) e, a segunda, com a casa de força subterrânea. Dado que este trabalho se enfoca nas CGHs de pequeno porte, o arranjo será com a casa de força exterior abrigada.

Ressalta-se que as dimensões de uma casa de força dependem da quantidade e dimensões das turbinas e geradores (ELETROBRÁS, 2000). Portanto, à medida que a potência ativa aumenta, exige-se uma estrutura maior da casa de força. Além disso, Pereira (2015) define o nível de água do tubo de sucção a partir da cota da fundação da casa de força e das galerias de drenagem.

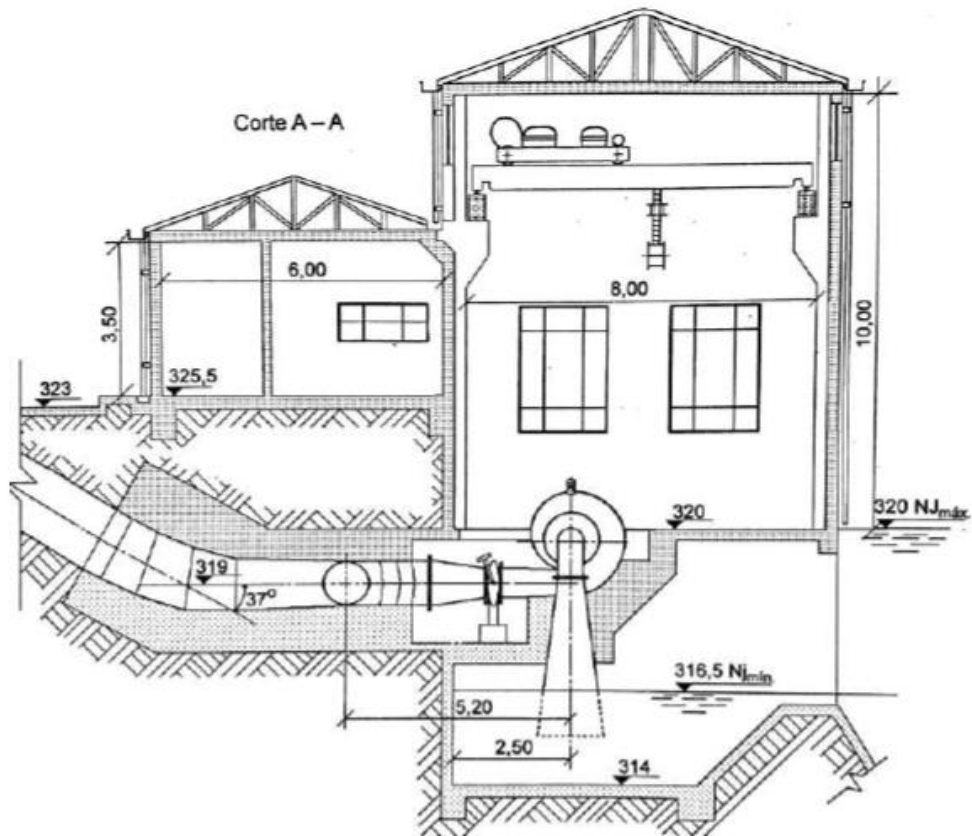
Por fim, o transformador elevador que liga a CGH à linha de alimentação deve ser situado fora da casa de força, impedindo que o equipamento eletromecânico interno se danifique no caso de incêndio e permitindo maior arrefecimento natural (ELETROBRÁS, 2000).

Figura 19: Casa de Força da PCH Nova Xavantina



Fonte: SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009.

Figura 20: Corte A-A da Casa de Máquinas da CGH Nova Xavantina



Fonte: SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009.

### 3.6.9 EQUIPAMENTOS MECÂNICOS E ELÉTRICOS DA CASA DE FORÇA

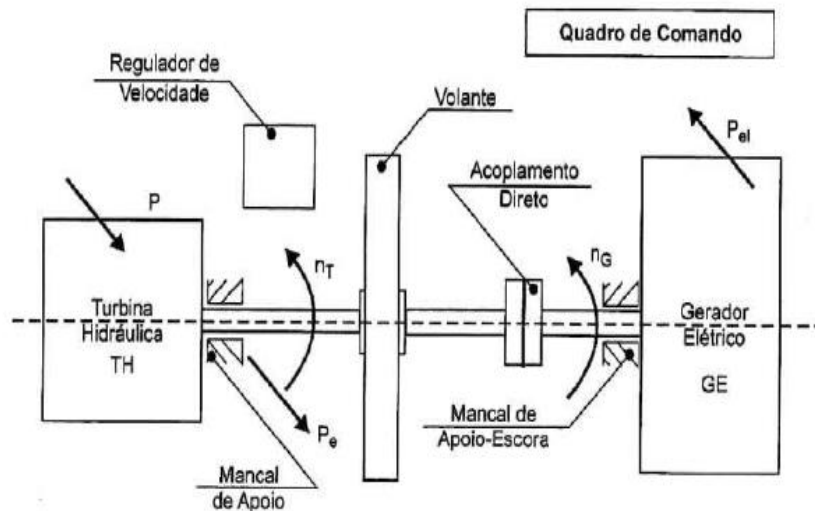
Os equipamentos mais importantes de uma casa de máquinas são:

- a turbina hidráulica (TH);
- o gerador elétrico;
- o regulador de velocidade;
- o regulador de tensão;
- o volante de inércia;
- os sistemas de proteção.

Nos próximos itens, o gerador e a TH serão explicados detalhadamente. O grupo gerador (GG), como é conhecido o conjunto da turbina hidráulica com o gerador elétrico (GE), tem a função de transformar a energia hidráulica do rio em energia elétrica nos bornes da saída do GG.

Devido às suas pequenas dimensões, é mais comum em PCHs o uso de equipamentos com eixo de rotação horizontal para a TH e o GE. Em grandes empreendimentos hidrelétricos, como as UHEs, o uso de eixo de rotação vertical é mais comum (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). Neste trabalho, com foco nas Microcentrais Geradoras Hidrelétricas, será utilizado o perfil com eixo de rotação horizontal para o conjunto turbina - gerador. A figura 21 retrata um grupo gerador com eixo horizontal, acoplamento direto, componentes e a simbologia das rotações e das potências, onde **P** é a potência hidráulica disponível; **P<sub>e</sub>** é a potência no eixo da TH; **P<sub>el</sub>** é a potência elétrica nos bornes da saída do GG;  $n_T$  e  $n_G$  são as rotações da TH e do GE respectivamente.

Figura 21: GG de Eixo Horizontal e Acoplamento Direto



Fonte: SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009.

Ainda conforme os autores Souza; Santos; Bertoni (2009), o dimensionamento, a especificação dos componentes do GG e do quadro de comando e da proteção dependem do número de grupos geradores e da especificação das turbinas hidráulicas.

### 3.6.9.1 TURBINA HIDRÁULICA (TH)

Equipamento essencial para o funcionamento de uma Central Geradora Hidrelétrica, a turbina hidráulica é uma máquina giratória que tem a função de transformar a energia hidráulica em energia mecânica no eixo da turbina.



Conforme ABNT (2016), na sua norma NBR (Norma Técnica Regulamentada) 6445; Tanto Pereira (2015), quanto Souza, Santos, Bertoni (2009) e Abreu (2015), classificam-se as turbinas hidráulicas em, basicamente, dois tipos:

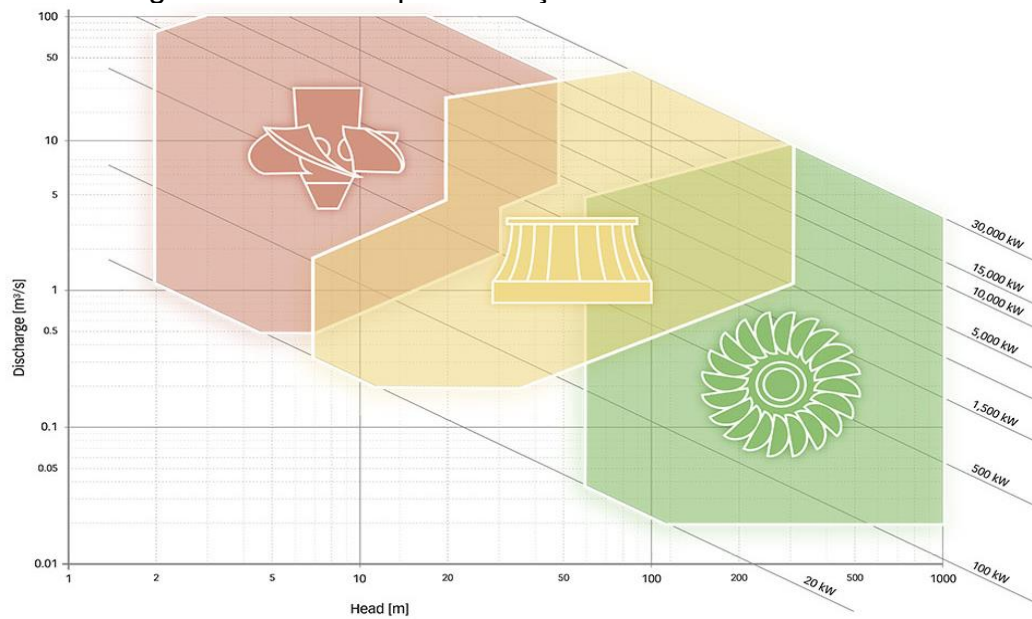
- Turbina de ação: aquela em que a energia cinética do fluxo de água é transformada em energia mecânica, através do rotor. Neste caso, o rotor não trabalha mergulhado na água (atua próximo da pressão atmosférica). As turbinas tipo Pelton e Michell-Banki são exemplos dessa categoria.
- Turbina de reação: aquela em que a energia cinética e de pressão do fluxo de água são transformados em energia mecânica através do rotor. Seu rotor trabalha mergulhado na água. As turbinas tipo Francis e Kaplan fazem parte desta classe.

Uma turbina hidráulica compõe-se, essencialmente, de um distribuidor, de um rotor, de um tubo de sucção e de um corpo ou carcaça. O primeiro componente tem a função de acelerar o fluxo de água, dirigir a água para o rotor e regular a vazão; o segundo componente, formado por uma série de pás, transforma a energia hidráulica em energia mecânica; o terceiro, apresentando o formato de duto divergente, realiza a restituição de parte da energia cinética da água na saída do rotor e; por último, este componente possui todos os elementos da turbina (ABREU, 2015).

No momento da escolha de uma turbina hidráulica, as duas características principais que devem ser observadas preliminarmente são a queda líquida,  $H_L(m)$ , e a vazão de projeto,  $Q(m^3/s)$ . (ELETROBRÁS, 2000).

A figura 22 revela o gráfico queda líquida por vazão e as respectivas faixas de atuação das turbinas hidráulicas. Deve-se notar que esse gráfico serve apenas como uma escolha preliminar, uma vez que não existem fronteiras bem definidas entre os diferentes tipos de THs. Dessa maneira, a escolha definitiva deve ser analisada junto ao fabricante da turbina (ELETROBRÁS, 1985).

Figura 22 - Gráfico para Seleção Preliminar de Uma TH



Fonte: HIDROENERGIA, 2018

Outros fatores que devem ser observados no momento da escolha da turbina para CGHs, além do preço e de parâmetros técnicos, são a facilidade de manutenção e de operação, confiabilidade e disponibilidade por parte do fabricante para fornecimento de peças (ELETROBRÁS, 2000).

Além disso, a velocidade de rotação da turbina e do gerador devem ser a velocidade síncrona de rede, que é de 60 Hz. Portanto, o empreendedor deve escolher por velocidades rotacionais mais altas. Desta forma, o Grupo Gerador terá tamanho reduzido, assim como a casa de força implicando em custos menores. Calcula-se a velocidade de rotação através de (Eq. 4).

$$n = \frac{120 \cdot f}{p}$$

(Eq. 4)

Em (Eq. 4), **n** representa a velocidade de rotação síncrona (em rpm); **f**, a frequência da rede (em Hz) - neste caso 60 Hz - e **p** o número de polos do gerador.

Devido a este trabalho focar-se em Microcentrais Geradoras Hidrelétricas, somente se apresentará as turbinas hidráulicas utilizadas nestes empreendimentos e as mais industrializadas. Ressalta-se que nas referências de Pereira (2015) e Souza, Santos e Bertoni (2009) existe vasta bibliografia na qual se pode consultar os

demais tipos. Portanto, a seguir, descreve-se as turbinas do tipo Francis, Pelton, Kaplan e Michell-Banki:

**a) Turbina Francis:** atua em quedas de 60 m a 300 m, mas pode chegar a um limite superior de 750 m. Entre o intervalo de 300 a 750 m podem ser utilizadas tanto a TH do tipo Francis, quanto a do tipo Kaplan (PEREIRA, 2015). Para Souza, Santos e Bertoni (2009), o intervalo de queda bruta estende-se de 8 m até 600 m, com potências de até 850 MW. Constitui-se de uma caixa espiral de aço ligada a um conduto forçado e de um anel rígido suportando as pás fixas do pré-distribuidor na sua parte interna. Sua potência pode ser controlada pela abertura e fechamento das palhetas diretrizes do distribuidor, que são móveis, localizadas também na parte interna da caixa espiral (ELETROBRÁS, 2000).

Sua faixa de atuação é mais abrangente que outras THs, possuindo um pico de eficiência de 93% a 96%, de acordo com a velocidade e com o seu tamanho. Para pequenas turbinas hidráulicas utiliza-se a configuração com eixo horizontal e, já para as médias e grandes, usa-se sempre com eixo vertical (PEREIRA, 2015). A figura 23 mostra a turbina Francis.

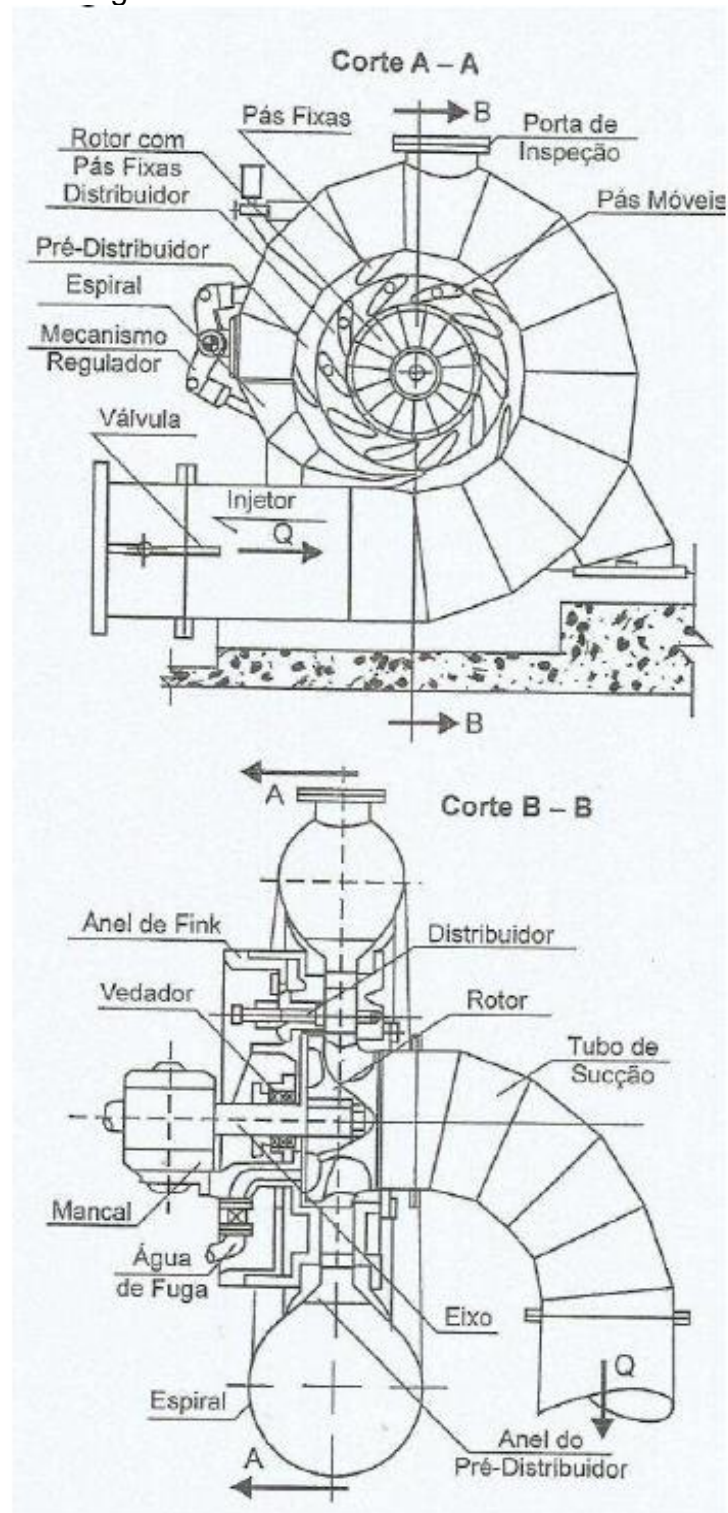
Figura 23: Turbina tipo Francis



Fonte: HIDROENERGIA, 2018.

A turbina Francis ainda pode ser usada com dois rotores em paralelo no mesmo eixo horizontal, denominada TH Francis gêmea ou dupla (ABREU, 2015). A figura 24 mostra uma Turbina Francis de eixo horizontal com seus componentes.

Figura 24: TH Francis de Eixo Horizontal



Fonte: SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009.

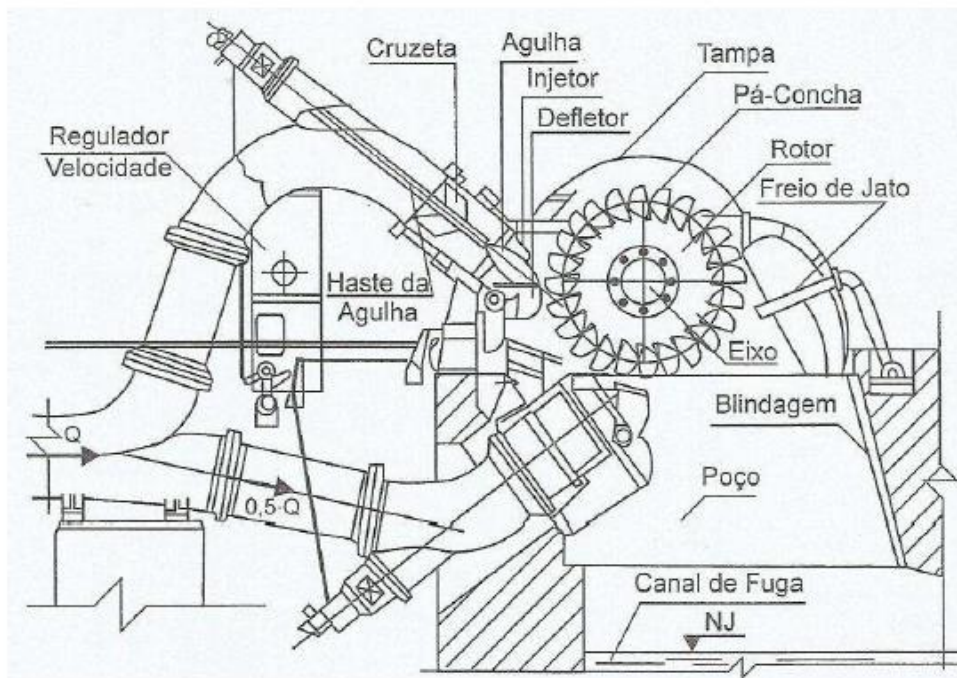
**b) Turbina Pelton:** opera em quedas relativamente altas e pequenas vazões. Possui no máximo de um a dois jatos com eixo horizontal e de três a seis jatos para

o eixo vertical. Além disso, pode alcançar potências de 150 MW por unidade e operar em quedas de até 1900 m (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009).

Compõem-se de uma coroa circular de aço inoxidável rodeada por pás ou conchas fixas; uma tubulação de adução que alimenta um ou mais injetores; defletores de água para bloquear a água que entra à frente de cada jato; e agulha móvel, localizada dentro dos injetores, que tem a função de controlar a vazão turbinada (ELETROBRÁS, 2000).

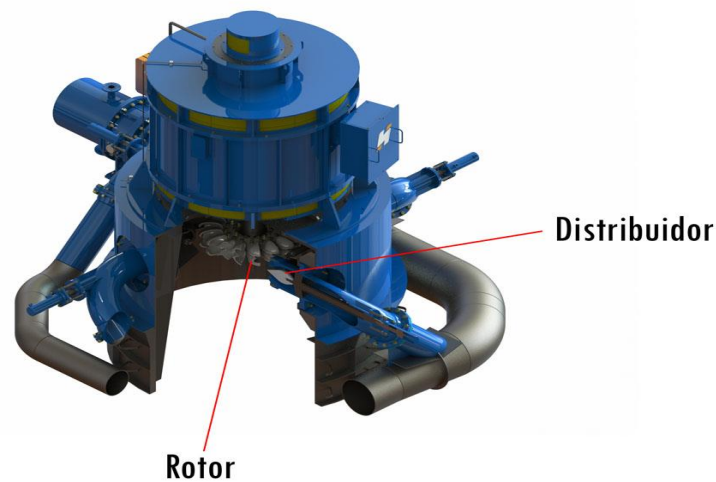
Sua eficiência de pico encontra-se entre 91% e 92% para projetos bem executados (PEREIRA, 2015). Ressalta-se que, como as CGHs têm uma potência de até 5MW, a escolha do jato com eixo horizontal satisfaz esses empreendimentos. A figura 25 mostra o corte transversal de uma TH do tipo Pelton de dois jatos com eixo horizontal. Já na figura 26, é mostrada uma TH de quatro jatos comercializada pela HIDROENERGIA.

Figura 25: Turbina Pelton com Eixo Horizontal



Fonte: SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009.

Figura 26: Turbina Pelton com gerador acoplado



Fonte: HIDROENERGIA, 2018

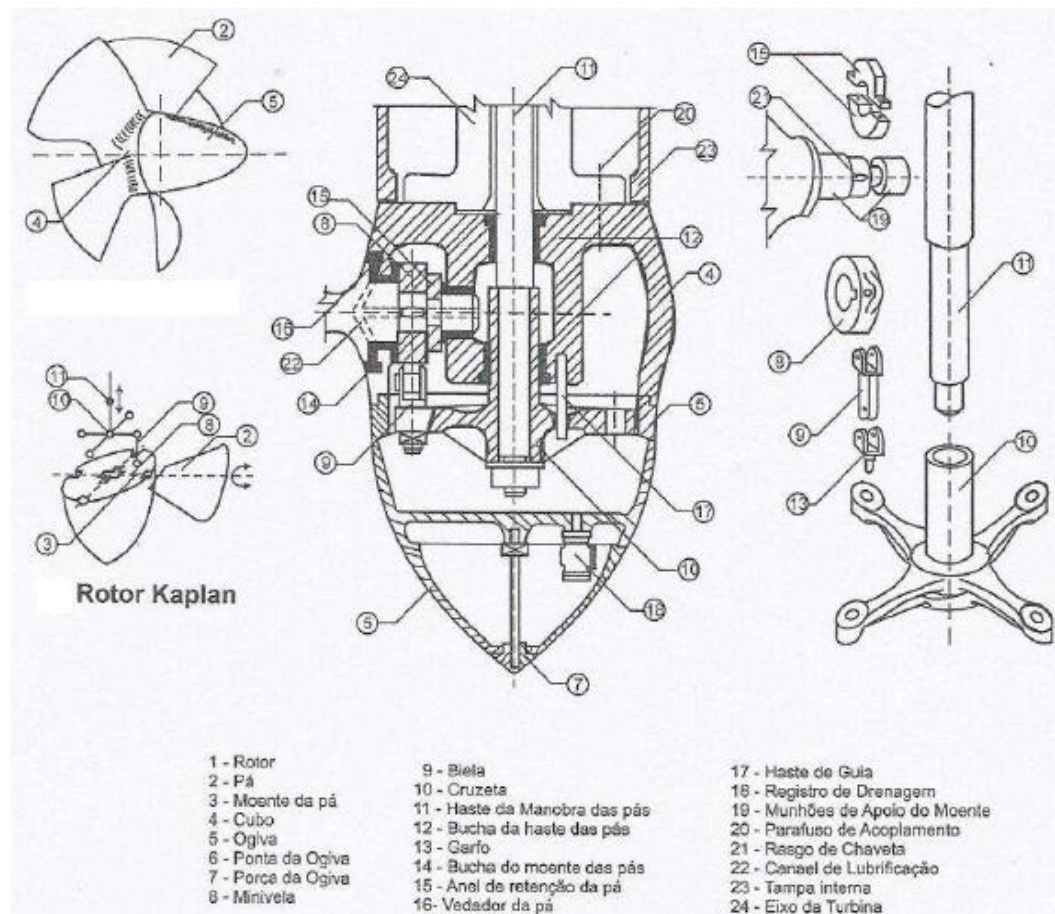
c) **Turbina Kaplan:** sua região de funcionamento compreende quedas baixas e altas vazões. Por motivos técnicos, se considera como limite máximo de queda a altura de 70m (PEREIRA, 2015).

A turbina hidráulica Kaplan possui grande parte dos seus componentes e da carcaça semelhantes aos da turbina Francis. No entanto, a diferença reside na geometria do rotor, que se compõe de um cubo com pás em forma de asa de sustentação (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). A figura 27 mostra uma TH do tipo Kaplan e seus componentes.

As pás mostradas na citada figura movimentam-se em relação ao cubo, permitindo a regulação de velocidade com um ângulo ótimo para determinada vazão da turbina. Além disso, as THs do tipo Kaplan possuem um pico de eficiência entre 93% e 95% em função do projeto e do seu tamanho (PEREIRA, 2015).

A figura 28 mostra uma TH do tipo Kaplan vendida comercialmente com enfoque no mercado de CGHs. Sua potência fica entre 0,5 MW a 3 MW; vazão de até 20 m<sup>3</sup>/s; altura de queda na faixa de 5 a 30 m; rendimento de aproximadamente 92% e construída com eixo horizontal.

Figura 27: TH Kaplan e Componentes



Fonte: SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009.

Figura 28: TH Kaplan Comercial

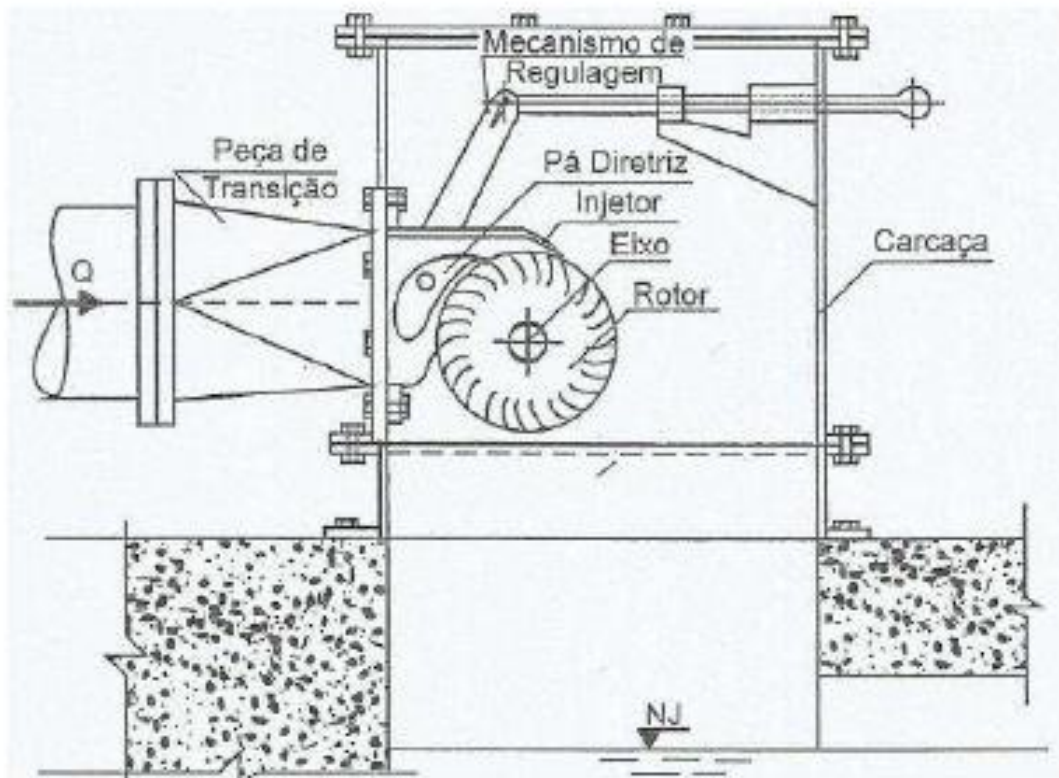


Fonte: TECHYDRO BRASIL, 2016

d) **Turbina Michell-Banki:** também chamada de turbina de fluxo cruzado ou de fluxo transversal, esta TH de ação geralmente tem potência máxima de 2 MW por unidade e eixo com posição horizontal. Prefere-se este tipo de TH para regiões distantes dos grandes centros, que exigem pouca potência, por ser de fácil

construção, de pouca manutenção e custo baixo (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). A figura 29 mostra um corte transversal da TH do tipo Michell-Banki e seus componentes.

Figura 29: TH Michell-Banki e Componentes

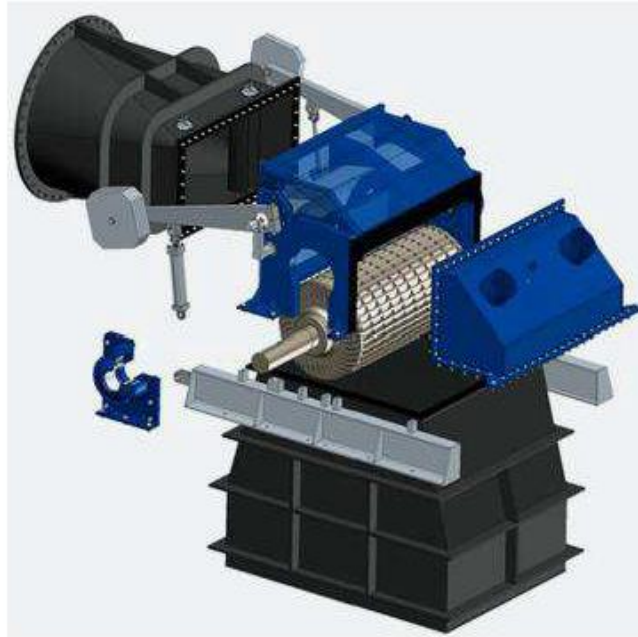


Fonte: SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009.

Apesar do citado autor considerar o uso dessas turbinas no Brasil, outros autores, como Eletrobrás (2000), consideram que a utilização dessas THs é pequena, tanto aqui quanto internacionalmente. Há fabricantes internacionais pouco tradicionais, como a Ossberger no sul da Alemanha. Ressalta-se que, apesar dessas considerações, elas atualmente podem contribuir com o mercado crescente das CGHs. Na figura 30, apresenta-se uma TH Michell-Banki da Ossberger. Conforme o fabricante dessa TH, a potência varia de 15 kW a 5 MW, para quedas de 2,5 a 200 m e vazões de aproximadamente 0,04 a 13 m<sup>3</sup>/s.



Figura 30: TH Michell-Banki da Ossberger



Fonte: OSSBERGER, 2018.

### 3.6.9.2 VOLANTE DE INÉRCIA

Em unidades geradoras de pequeno porte, como são as CGHs, devem ser utilizados volantes de inércia para garantir uma regulação de velocidade estável, uma vez que o efeito de inércia das massas girantes pode ser insuficiente e o regulador não conseguirá controlar as variações bruscas de carga dentro dos limites de regulação (ELETROBRÁS, 2000).

O volante de inércia é um disco de aço ou ferro fundido conectado diretamente ao eixo do gerador, permitindo o acréscimo desejado do efeito de inércia. Seu custo tem valor estimado de 0,1% do custo do gerador para cada 1% de aumento no efeito de inércia das partes rotativas.

A figura 31 mostra o volante de inércia da CGH Pacheco acoplado à TH e ao gerador elétrico.

Figura 31: Volante de Inércia da CGH Pacheco



Fonte: ENERGYX, 2018.

### 3.6.9.3 GERADOR ELÉTRICO (GE)

Nas centrais hidrelétricas, os geradores elétricos (GE) são conhecidos como hidrogeradores e compreendem dois tipos: os GEs síncronos e os assíncronos. Historicamente, o primeiro é mais utilizado e tem maior aceitação (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009).

Ressalta-se ainda que, neste trabalho sobre CGHs, se utilizará somente os GE's do tipo síncronos, uma vez que o manual de procedimentos da CEMIG DISTRIBUIÇÃO S/A, através da instrução normativa código ND 5.30, determina que a conexão de Produtores Independentes de Energia (PIE) e Autoprodutores de Energia (APE) deve ser realizada por geradores do tipo síncronos (CEMIG, 2017).

Conforme Chapman (2013), os geradores síncronos são máquinas síncronas que têm a função de transformar a potência mecânica em potência elétrica (a corrente obtida na saída do gerador é alternada).

No rotor do gerador síncrono produz-se um campo magnético ao se aplicar uma corrente contínua no enrolamento de campo. Alternativamente, poderia ser usado um ímã permanente, com as conseqüentes limitações no controle de tensão e da potência reativa geradas. Através de uma máquina motriz primária [aqui neste trabalho, por meio de uma turbina hidráulica] aciona-se o rotor que gera um campo magnético girante dentro da máquina. Esse campo girante induz tensões trifásicas nos enrolamentos de estator do gerador (CHAPMAN, 2013).

A figura 32 mostra um hidrogerador da linha GH10, com alta performance e baixo custo, comercializado pela WEG. Sua faixa de potência varia entre 500 kVA até 4500 kVA; número de polos variando de quatro a dezesseis; tensão nominal de 480 V até 4.160 V para 60 Hz e eixo horizontal (WEG, 2016).

Figura 32: Hidrogerador Elétrico da WEG



Fonte: WEG, 2016.

O gerador síncrono compõe-se basicamente de um rotor e um estator, explicados a seguir. Na grande maioria dos casos, o enrolamento de campo (percorrido por corrente contínua) é montado no rotor e o enrolamento de armadura, trifásico (percorrido por corrente alternada) é montado no estator.

a) **Rotor - enrolamento de campo:** fundamentalmente um grande eletroímã, esse componente pode ser construído com polos magnéticos lisos ou de polos salientes. No primeiro, os enrolamentos dos polos encaixam-se na estrutura do rotor e são aplanados com a superfície do rotor. Já no segundo, o polo magnético se projeta de maneira radial para fora do rotor (CHAPMAN, 2013).

O rotor de polos salientes normalmente é utilizado em usinas de média ou baixa queda, baixas velocidades e com grandes diâmetros. Enquanto isso, usa-se o rotor de polo liso para alta queda, velocidade elevada e com diâmetro pequeno

(PEREIRA, 2015). A corrente contínua necessária para gerar o campo magnético no sistema de excitação, a qual cria a tensão interna do gerador, pode ser obtida por meio de excitatrizes rotativas ou estáticas.

b) **Estator - enrolamento de armadura:** constitui-se de enrolamentos trifásicos defasados de 120° no espaço, sendo a parte imóvel ou fixa do gerador. Sua forma de construção pode ser de três tipos: imbricado, concêntrico ou ondulado (ABREU, 2015). Deve-se ancorar de maneira forte sua carcaça na casa de máquinas para resistir às máximas torções causadas em curto-circuito (PEREIRA, 2015).

Define-se a potência elétrica nominal de um gerador elétrico como a potência fornecida em seus bornes. Assim, especifica-se essa potência em termos da potência elétrica aparente conforme (Eq. 5) (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009).

$$S_n = \frac{P_t \cdot \eta_e}{\cos(\theta)} \quad (\text{Eq. 5})$$

Em (Eq. 5),  $S_n$  representa a potência elétrica aparente nominal em kVA;  $P_t$  a potência no eixo da turbina da turbina hidráulica em kW;  $\eta_e$  o rendimento do gerador e,  $\cos(\theta)$ , o fator de potência nominal.

Conforme Souza, Santos, Bertoni (2009), consideram-se importantes outros fatores, tais como classe de isolamento, que determina a vida útil do equipamento; a tensão nominal, que se baseia em critérios de confiabilidade operacional e critérios financeiros; rotação nominal, velocidade de disparo, que pode danificar o gerador devido à proximidade com a tensão de ruptura, e o momento inércia das massas girantes, que pode ser atenuado pelo volante de inércia.

Portanto, para rotações baixas, tem-se um grande número de polos e o diâmetro do gerador aumenta, implicando em máquinas de eixo vertical como nas UHEs. Já para o caso de altas rotações, o número de polos é pequeno, assim como o diâmetro do gerador. Os principais exemplos desse último caso são as CGHs e as PCHs, que possuem eixos horizontais em sua grande maioria (ABREU, 2015).

Por fim, outros equipamentos com certas funções também compõem o gerador: sistema de proteção, sistema de refrigeração, sistema de excitação, regulador de tensão. Estes componentes não serão aprofundados aqui, visto que

este capítulo tem o objetivo de informar as características principais de uma micro CGH, sem entrar em seus detalhes.

### **3.7 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Este capítulo descreve os principais atributos da geração distribuída (GD) e os seus efeitos na conexão de uma Central Geradora Hidrelétrica na rede elétrica de baixa tensão. Neste trabalho serão consideradas e estudadas os fatores necessários para conexão de um Autoprodutor de Energia (APE) com venda excedente de energia ou a de um Produtor Independente de Energia (PIE) à rede da concessionária CEMIG DISTRIBUIÇÃO S/A.

#### **3.7.1 CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Conforme destacado por vários autores, dentre eles, Tonhá (2017), Severino, Camargo e Oliveira (2008), Maiola (2014) e Pizzali (2006), ainda não há um conceito largamente aceito por todos sobre o termo GD.

Assim, várias definições são encontradas na literatura e órgãos do setor elétrico no mundo: O Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) define GD como a conexão de pequenas usinas em qualquer ponto do sistema elétrico; já o International Council on Large Electric Systems (CIGRÉ) considera GD uma geração conectada à distribuição com capacidade menor que 100 MW, sem centralização ou despacho de energia; enquanto que a International Energy Agency (IEA) determina geração distribuída como pequenos motores ou turbinas, sistemas fotovoltaicos ou células a combustível que alimentam o consumidor local ou abastecem a rede de distribuição. Portanto, esse pluralismo de idéias implica em várias denominações da GD no mundo: geração dispersa (*dispersed generation*), geração descentralizada (*decentralized generation*), geração integrada (*embedded generation*) e energia distribuída (*distributed power resources*) (TONHÁ, 2017).

Logo, com a diversidade relacionada à definição de GD, Severino Camargo e Oliveira (2008) propõe uma lista de características que, ao serem observadas em várias referências pelos autores, definem mais precisamente a GD. Ressalta-se que aqui serão discutidas as principais características observadas por esses dois autores

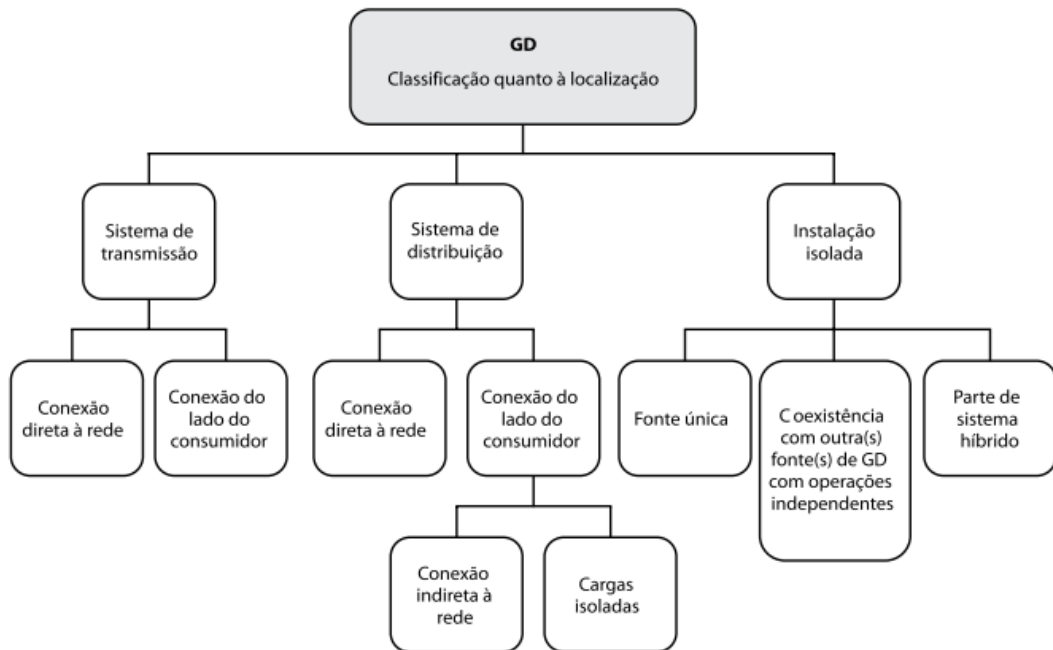
e as que aparecem mais nas suas referências. Lista-se essas características a seguir:

a) **Localização**: conforme descrito pelos autores citados, essa característica aparece em todas as fontes pesquisadas. Assim, a localização da GD está na rede de distribuição ou no lado do consumidor (em raras exceções no lado da transmissão). Os autores Severino, Camargo e Oliveira (2008) ainda identificam que essa característica deve ser deixada à cargo da legislação para cada caso concreto. Um exemplo na legislação brasileira sobre a GD é o **Decreto nº 5.163 de 2004**, em seu **artigo catorze**, que regulamenta a comercialização de energia e define a Geração Distribuída como:

Art. 14 Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art.8º da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador ... (BRASIL, 2004).

Este decreto delimita a geração distribuída tanto para as concessionárias, permissionárias ou autorizados assim como para empreendimentos do **art. 8º da Lei nº 9.074 de 1995**. Estes empreendimentos, definidos pela Lei, são as Centrais Geradoras Hidrelétricas de capacidade máxima de geração de até 5 MW. A figura 33 mostra a classificação de GD quanto a sua localização.

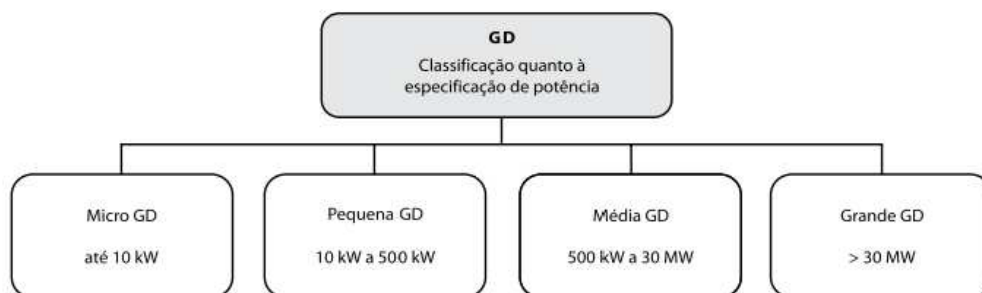
Figura 33: Classificação de GD Quanto à Localização



Fonte: SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008.

b) **Potência:** conforme os autores Severino, Camargo e Oliveira (2008), a potência de unidades de GD varia de poucos Watts até 300 MW, consoante as referências pesquisadas pelos autores. Isso implica em problemas técnicos pela ampla variabilidade de potência. Portanto, sugere-se criar faixas de potência para a GD. A figura 34 mostra a classificação de potência sugerida por um dos autores.

Figura 34: Classificação Quanto à Potência



Fonte: SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008

Este trabalho foca-se nas Centrais Geradoras Hidrelétricas de potência máxima de 5 MW. Portanto, a faixa de potência destes empreendimentos fica entre a pequena e a média GD. Salienta-se que os autores expõem que essa característica não é importante para definição de GD.

c) **Propósito:** o principal propósito da GD é o fornecimento de energia elétrica ativa. Ressalta-se que a GD não tem a obrigação de prover energia elétrica reativa. Este propósito tem a função técnica de geração. Há outros propósitos, menos importantes, também mencionados, como o econômico, o ambiental e o social (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008). Os autores ainda consideram que essa não é uma característica tão relevante para a definição de GD.

d) **Propriedade:** confunde-se GD somente com propriedades de Produtores Independentes de Energia (PIE), Autoprodutores Independentes de Energia (AIE) e a de cogeneradores, ou seja, de consumidores. No entanto, essa característica não deve ser relevante (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008).

Outras características também são mencionadas pelo o autor, mas, como dito pelo mesmo, não são tão relevantes para a definição de GD como o nível de penetração, o impacto ambiental, a tecnologia e a área de energia entregue.

Além disso, módulo um dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da ANEEL, em seu item 2.196, define muito bem a GD:

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (ANEEL, 2016, p. 38).

Portanto, seguindo a definição do PRODIST, da ANEEL, do decreto nº 5.163 de 2004 e de Severino, Camargo e Oliveira (2008) referidos anteriormente sobre GD, este trabalho trata da conexão de uma Central Geradora Hidrelétrica na rede de baixa tensão da CEMIG DISTRIBUIÇÃO S/A (no lado do consumidor), mais especificamente num alimentador, na modalidade de Produtor Independente de Energia (PIE) ou Autoprodutor Independente de Energia, com venda excedente de energia (APE CV), operando em paralelo com o sistema.

Ressalta-se que essa conexão é apenas simulada em cálculos de fluxo de potência de distribuição, mas suas características são aqui elencadas para o



entendimento do leitor sobre o processo real da conexão de uma CGH na modalidade descrita anteriormente.

Dessa maneira, para o entendimento da GD realizada pela CGH na rede de baixa tensão da CEMIG DISTRIBUIÇÃO, é preciso delimitar alguns conceitos, dentre eles o de Produtor Independente de Energia (PIE) e o de Auto Produtor Independente de Energia com venda excedente de energia (APE CV).

### **3.7.2 PIE E APE CV**

Para entender o conceito de Produtor Independente de Energia (PIE) e o de Autoprodutor Independente de Energia com venda excedente de energia (APE CV), relacionados com as CGHs, deve-se compreender como se faz o Registro de Central Geradora de Capacidade Reduzida (CGCR).

Conforme Aneel (2017) e Carneiro, Coli e Dias (2017), regulamenta-se o registro na modalidade de CGCR de duas formas: uma que concede a venda de energia produzida e a outra aonde a energia injetada é compensada em relação a energia consumida.

Além disso, conforme as citadas referências, na Resolução nº 673 da ANEEL, de 2015, em seu Capítulo IV, regulamenta-se a categoria de registro de CGCR para a venda de energia, para CGHs com potência menor ou igual a 5MW.

Seguindo esta linha, as CGHs podem vender energia na forma de PIE e APE CV. Ressalta-se que o PIE pode também ser uma modalidade de venda de energia de uma PCH, mas que nesse trabalho apenas se refere às CGHs.

Adequando-se ao objetivo desse trabalho, em Minas Gerais, a CEMIG DISTRIBUIÇÃO, domina grande parte do estado e, portanto, seguir-se-á as normas dessa concessionária de energia como modelo de normas de conexão de CGHs na modalidade PIE e APE CV na sua rede. Uma norma essencial para o entendimento sobre isso é a ND/CEMIG 5.30 de que determina os requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia à rede da CEMIG DISTRIBUIÇÃO.

É importante relatar aqui que a maioria das solicitações de acesso para conexões de CGHs dá-se na modalidade de PIE, visto que segundo Tonhá (2017) a forma de venda de energia do autoprodutor somente ocorre com o excedente de energia e, muitas vezes, não compensa o investimento.

### 3.7.3 EFEITOS DA GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

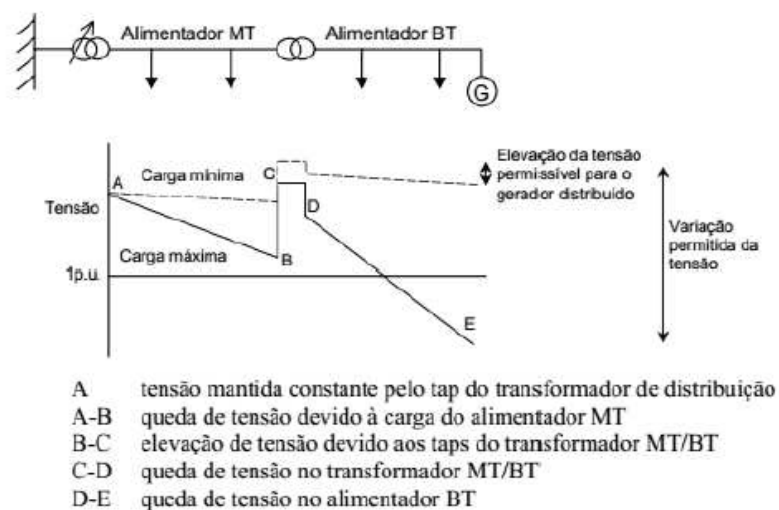
Segundo Pizzali (2006), Maiola (2014), Santos (2006) e Bittencourt (2011), ao se conectar um gerador distribuído [neste trabalho, uma micro CGH] na rede de distribuição, alguns efeitos podem ser percebidos. Destacam-se os impactos mais importantes identificados pelos autores: mudanças nas tensões da rede, mudança de direção do fluxo de potência, alteração das perdas elétricas da rede, mudança dos níveis de curto-circuito, perda da coordenação do sistema de proteção e ilhamento indesejado.

#### 3.7.3.1 MUDANÇAS NAS TENSÕES DA REDE

As concessionárias de distribuição devem sempre fornecer uma tensão dentro dos limites especificados. No momento da conexão de um gerador distribuído (ou uma CGH), conforme a figura 35, o fluxo de potência mudará, implicando também na mudança do perfil de tensão. Este perfil poderá chegar a um valor próximo ou até mesmo passar do limite permitido pela concessionária (PIZZALI, 2006).

Conforme Maiola (2014), num período de carga leve e de grande produção de geração distribuída [ou seja, de grande injeção de potência] é onde a contribuição da GD será ruim para o perfil de tensão da rede de distribuição. No entanto, para esses momentos, a rede pode ter sua tensão adequada aos limites da distribuidora com a introdução de um regulador de tensão.

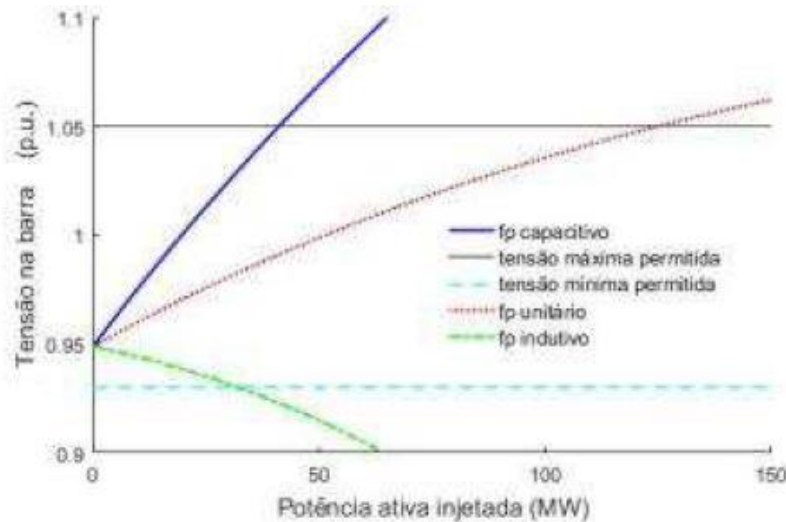
Figura 35: Perfil de Tensão de Um Alimentador Radial BT/MT



Fonte: PIZZALI, 2006.

Além disso, Tonhá (2017) dita que a limitação de tensão devido à injeção potência na barra da GD torna-se mais comum pelo limite superior, visto que o fator de potência de operação da GD [aqui neste trabalho acontece através da conexão de uma CGH] ocorre de forma capacitiva ou unitária. A figura 36 mostra isso.

Figura 36: Tensão na Barra da GD x Potência Ativa Injetada



Fonte: TONHÁ, 2017)

### 3.7.3.2 ALTERAÇÃO NO NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO

Os níveis de curto circuito aumentarão ao se inserir a GD na rede de distribuição. Com isso, altera-se a capacidade de curto-circuito que se utiliza para dimensionar equipamentos como disjuntores, religadores e fusíveis, além de ser usado na coordenação dos equipamentos de proteção (BITTENCOURT, 2011).

Para Pizalli (2006), alguns valores comuns de curto-circuito para geradores distribuídos podem ser observados na tabela 3. Ressalta-se que a corrente de curto-circuito do gerador síncrono depende da tensão de pré-falta, reatâncias transitórias e subtransitórias da máquina e de algumas características da excitatriz.

Tabela 3: Níveis de Curto-Circuito Típicos de Geradores Distribuídos

| Tipo de Gerador   | % da Corrente de Falta relativa da Corrente Nominal  |
|---|--|
| Inversor  | 100 - 400 % (a duração dependerá do ajuste do controlador, a corrente pode ser menos de 100% para alguns inversores) |
| Gerador Síncrono com excitação separada                   | Começando desde 500 - 1000 % nos primeiros ciclos, diminuindo para 200 - 400 %                                       |
| Gerador de Indução ou Gerador Síncrono com auto-excitação | 500 - 1000 % nos primeiros ciclos, diminuindo para valores desprezíveis em 10 ciclos                                 |

Fonte: PIZZALI, 2006.

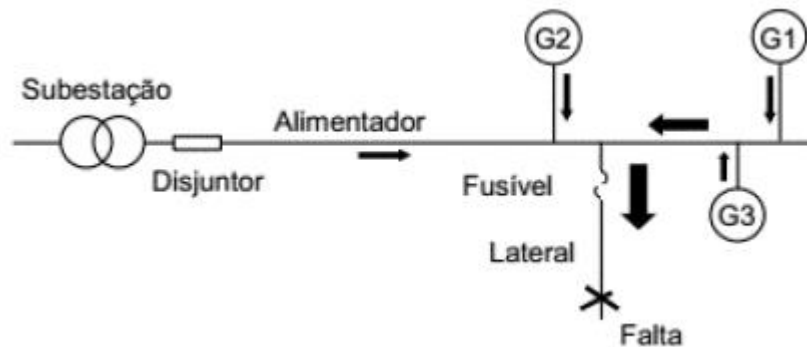
### 3.7.3.3 PERDA DA COORDENAÇÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

Projeta-se e ajusta-se os equipamentos de proteção tais como fusíveis, religadores, seccionadoras, relés de sobrecorrente, dentre outros, com base na unidirecionalidade radial do fluxo de potência injetado de um sistema de distribuição. Todavia, com a inserção de um ou mais geradores distribuídos à rede, muda-se as condições de falta devido ao novo fluxo ser bidirecional (MAIOLA, 2014).

Ainda conforme a autora acima, não se consegue isolar mais as faltas somente com a abertura dos circuitos da subestação. Então, deve-se extinguir também a contribuição dos geradores distribuídos à jusante da falta. Para permitir essa operação, necessita-se que novos ajustes ocorram nos equipamentos de proteção ou até mesmo a utilização de novos aparelhos. A autora indica como exemplo de novos aparelhos a utilização de relés direcionais.

Além disso, a coordenação dos fusíveis pode ser afetada, acarretando a diminuição da confiabilidade e da segurança do sistema de distribuição. Na figura 37, o ramo lateral com fusível de um alimentador é afetado pela GD devido à corrente de falta alta, impedindo sua coordenação com o disjuntor do alimentador (PIZZALI, 2006).

Figura 37: Contribuição dos Geradores Distribuídos nas Correntes de Falta



Fonte: PIZZALI, 2006.

Além do mais, Bittencourt (2011) indica que se deve fazer um estudo detalhado para avaliar o impacto causado pela GD na seletividade e na coordenação dos equipamentos de proteção. Neste estudo reavaliasse os valores *pickup/dropout* e curvas de atuação dos mesmos equipamentos.

Ainda segundo Bittencourt (2011), os grandes impactos causados com a conexão dos geradores distribuídos ocorrem na coordenação da proteção de sobrecorrente (seletividade e velocidade de atuação) e nos esquemas de religamento automático. A autora ainda diz que o tipo de conexão do transformador de ligação entre a concessionária de distribuição e a GD [neste trabalho a CGH] tem extrema importância para a coordenação de proteção.

### 3.7.3.4 ALTERAÇÃO NAS PERDAS ELÉTRICAS

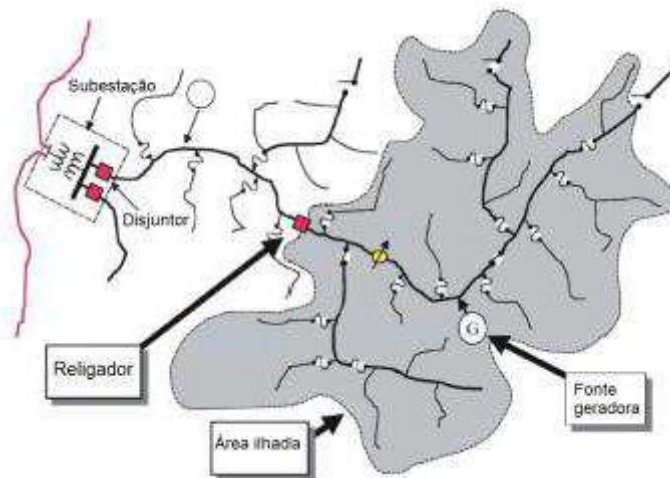
As perdas elétricas na rede de distribuição alteram-se quando o fluxo de potência muda devido à conexão do gerador distribuído. Ao se colocar um gerador na rede distribuição próximo a uma carga de valor alto, as perdas se reduzem devido ao fornecimento de potência ativa e reativa desta unidade de geração à carga. Em contrapartida, quando colocado longe da carga, é presumível que as perdas aumentem (Pizzali, 2006).

Além disso, Maiola (2014) expõe que, com a GD, evitam-se investimentos na construção de subestações, de alimentadores e na compra de equipamentos devido à redução do carregamento.

### 3.7.3.5 ILHAMENTO

Quando se conecta um gerador distribuído na rede de distribuição de forma paralela com outra fonte de energia da mesma rede, pode acontecer ilhamento em alguma parte do sistema. Isso ocorre no momento em que uma parte da rede fica eletricamente isolada da concessionária de distribuição, mas, neste mesmo trecho, o gerador distribuído continua a manter a energização (BITTENCOURT, 2011). A figura 38 mostra um exemplo de ilhamento na rede de distribuição.

Figura 38: Fenômeno de Ilhamento



Fonte: MAIOLA, 2014.

Ainda, conforme a autora, o impacto de ilhamento pode causar pontos positivos e negativos, tanto para a concessionária de distribuição, como para os consumidores. A autora considera como efeito positivo a alimentação de cargas em momentos emergenciais pela GD, quando o resto do sistema está desenergizado. Como negativos, ela considera os seguintes efeitos: riscos letais para técnicos e para a população próxima ao ilhamento, visto que essa parte da rede permanece energizada; dificuldade em manter os padrões técnicos de tensão e frequência na qualidade do fornecimento por parte da concessionária na região de ilhamento; o aterramento pode ocorrer de maneira inadequada e, finalmente, a recomposição do sistema fora de sincronismo quando o gerador distribuído sai de fase com o resto do sistema da rede.

### 3.8 NORMAS DA CONEXÃO

Este capítulo tem o objetivo de apontar as normas do setor elétrico e de uma concessionária de distribuição em Minas Gerais referentes à conexão de Centrais Geradoras Hidrelétricas na modalidade de PIE e APE CV à rede comercial de energia elétrica. Além disso, visa descrever as particularidades de uma consulta de acesso (passos e características). Ressalta-se que serão elencados os principais aspectos, tanto para a conexão física quanto para as regras de conexão da viabilidade técnica e econômica alavancada com este projeto que irão ser discutidas no próximo capítulo.

As principais normas buscadas para dar apoio a este capítulo são, respectivamente, as seguintes:

- Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, encontrados no site da ANEEL e;
- A Instrução normativa código ND 5.30 da CEMIG DISTRIBUIÇÃO, referente aos requisitos gerais para a conexão de autoprodutor e produtor independente de energia à rede da CEMIG em Minas Gerais, encontradas nas referências deste trabalho.

É importante ressaltar que o PRODIST divide-se em onze módulos, sendo que o procedimento que regulamenta a conexão de centrais geradoras encontra-se no módulo três, chamado de acesso ao sistema de distribuição. Os outros módulos também contribuem com algumas informações pertinentes, mas, aqui, será dada ênfase às características de conexão das CGHs.

A instrução normativa da CEMIG, por seu lado, lida com a conexão de PIE e APE CV. Sua estrutura não se aplica somente as Centrais Geradoras Hidrelétricas, mas também a outros tipos empreendimentos, como as PCHs, centrais geradoras fotovoltaicas, eólicas e termelétricas, com certas restrições.

### **3.8.1 PRODIST**

O PRODIST, em seu módulo 3, disciplina as condições de acesso ao sistema de distribuição como a conexão e uso, defini critérios técnicos e operacionais, requisitos de projeto, informações, dados e a implementação da conexão (ANEEL, 2017).

Esse módulo divide-se em sete seções: introdução; procedimentos de acesso; critérios técnicos e operacionais; requisitos de projeto; implantação de novas conexões; requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão; contratos e acesso de micro e minigeração distribuída. As seções mais relevantes para este trabalho serão descritas a seguir.

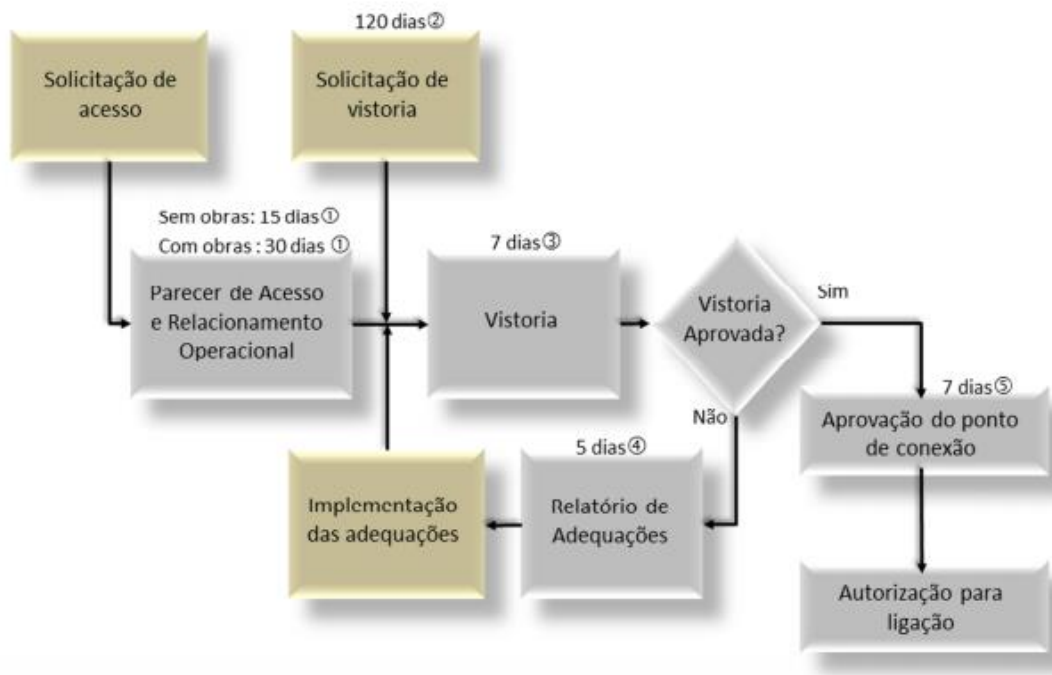
### **3.8.2 PROCEDIMENTOS DE ACESSO**

Existem cinco etapas para viabilização de acesso ao sistema elétrico de distribuição: solicitação de acesso, parecer de acesso, relacionamento operacional, obras e solicitação de vistoria. Tanto a consulta como a informação de acesso devem ser formalizadas na área geográfica aonde se encontra o empreendimento do acessante (dono da CGH que será implantada e se encaixa na modalidade PIE ou APE CV neste trabalho). A figura 39 mostra as etapas a serem seguidas pelo tipo de acessante.

Neste trabalho, as CGHs são do tipo Central Geradora de Capacidade Reduzida, que somente necessitam de registro na ANEEL (CGHs até 5 MW). Portanto, conforme a resolução 687/2015 da ANEEL, tanto a consulta quanto a informação de acesso são opcionais para esses empreendimento. No entanto, elas são essenciais para o empreendedor, uma vez que permitem verificar se o ponto de conexão mais próximo da CGH fica viável economicamente para posterior entrada na solicitação de acesso.



Figura 39: Fluxograma para Viabilização de Acesso por Acessante



- (1) a partir da solicitação de acesso por parte do acessante.  
 (2) a partir da emissão do parecer de acesso.  
 (3) a partir da solicitação de vistoria por parte do acessante.  
 (4) a partir da realização da vistoria.  
 (5) após a aprovação da vistoria.

Fonte: ND 5.30 CEMIG, 2018

- a) Solicitação de acesso: A solicitação é formalizada através de formulário específico por nível de potência a ser encaminhado obrigatoriamente à CEMIG DISTRIBUIÇÃO pelo acessante que se propõe a interligar sistemas de microgeração ao sistema de distribuição (redes de BT). Os formulários reúnem as informações técnicas e básicas necessárias para os estudos pertinentes ao acesso, bem como os dados que posteriormente serão enviados a ANEEL para fins de registro da unidade de geração.
- b) Parecer de Acesso: O parecer de acesso é documento obrigatório apresentado pela CEMIG DISTRIBUIÇÃO, sem ônus para o acessante, onde são informadas as condições técnicas e comerciais de acesso e os requisitos técnicos que permitem a conexão das instalações do acessante e os respectivos prazos. Para os casos em que a conexão não exigir execução de obras de reforço ou melhorias no sistema de distribuição, a CEMIG DISTRIBUIÇÃO emitirá o parecer de acesso em até 15 dias, a partir da formalização da solicitação de acesso. Nos casos em que houver

necessidade de obras de reforço ou melhorias no sistema de distribuição, o prazo para emissão do parecer de acesso é de até 30 dias, a partir da formalização da solicitação de acesso.

- c) Relacionamento Operacional: os acessantes do sistema de distribuição de baixa tensão da CEMIG DISTRIBUIÇÃO, devem celebrar com a distribuidora o relacionamento operacional, cujo modelo de referência consta da seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST. O documento será enviado ao acessante em anexo ao parecer de acesso.
- d) Obras: após a celebração do relacionamento operacional referente à conexão, são executadas as obras necessárias, vistoria das instalações e a ligação do microgerador. As instalações de conexão devem ser projetadas observando-se as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da CEMIG DISTRIBUIÇÃO, módulo 3 do PRODIST, além das normas da ABNT. Os equipamentos a serem instalados pelo acessante no padrão de entrada do cliente, bem como o DSV, deverão ser obrigatoriamente aqueles homologados pela CEMIG DISTRIBUIÇÃO.
- e) Solicitação de Vistoria: após a conclusão das obras necessárias para início da operação do sistema, o acessante deve formalizar a solicitação de vistoria à CEMIG DISTRIBUIÇÃO, em até 120 (cento e vinte) dias após a emissão do parecer de acesso. A inobservância deste prazo implica na perda das condições de conexão estabelecidas no parecer de acesso, exceto se um novo prazo for pactuado entre as partes. A vistoria será realizada em até 7 dias pela distribuidora. Caso sejam detectadas pendências nas instalações do acessante que impeçam sua conexão à rede, a CEMIG DISTRIBUIÇÃO encaminhará ao interessado, em até 5 (cinco) dias, o relatório contendo todas as providências corretivas necessárias. Após sanadas as pendências detectadas no relatório de vistoria, o acessante deve formalizar nova solicitação de vistoria à CEMIG DISTRIBUIÇÃO. A aprovação do ponto de conexão e a autorização para ligação da geração ocorrerá em até 7 dias após a aprovação da vistoria.

### 3.8.3 CRITÉRIOS TÉCNICOS E OPERACIONAIS

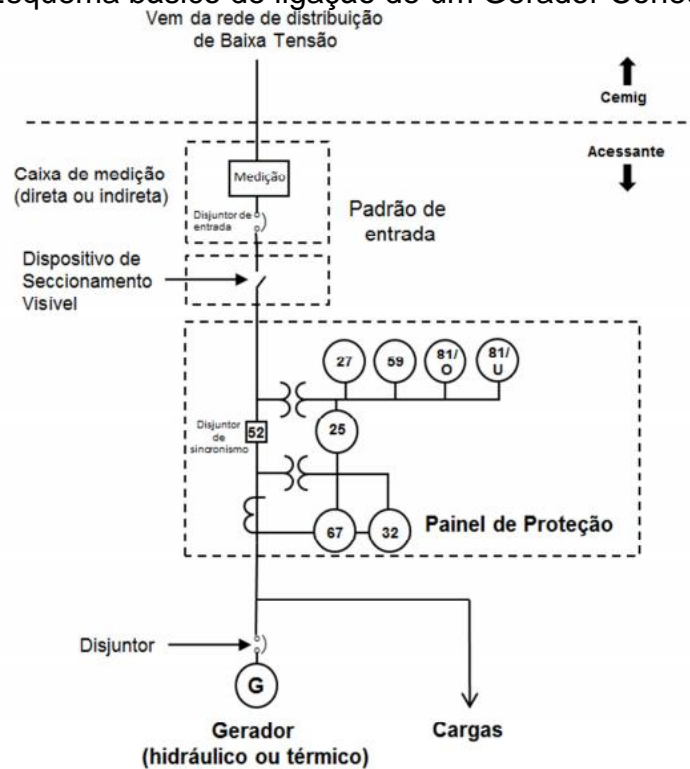
Em parte do módulo 3 do PRODIST, em sua seção 3.2, se definem os critérios técnicos e operacionais mínimos para o desenvolvimento de projetos de acesso ao sistema de distribuição. No item 5, referem-se esses conceitos à conexão de unidades da categoria de produção ao sistema de distribuição no qual se enquadram as CGHs. Os principais conceitos deste item são as condições gerais, a tensão de conexão, fator de potência e frequência.

a) **Condições gerais:** a seguir, são apresentados os principais conceitos definidos nesta parte.

- O acessante deverá ser interligado ao sistema elétrico de baixa tensão no mesmo ponto de conexão da unidade consumidora.
- A potência instalada da microgeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada. Para unidades consumidoras do grupo B, este limite é definido pela corrente do disjuntor geral do padrão de entrada da unidade consumidora.
- Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior a este limite, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada.
- Para os casos caracterizados como empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, o limite da potência instalada da central geradora será a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento.

Para conexão de geradores que não utilizam inversores como interface de conexão na rede CEMIG DISTRIBUIÇÃO, como os geradores síncronos ou assíncronos, normalmente utilizados para turbinas hidráulicas ou térmicas, deverá ser utilizado como referência o esquema simplificado da Figura 40 a seguir:

Figura 40: Esquema básico de ligação de um Gerador Conecado à Rede.



Fonte: ND 5.30 CEMIG, 2018

Os grupos geradores deverão possuir placas de identificação apresentando a capacidade nominal do gerador com as seguintes informações: Potência (kVA ou kW), tensão, frequência, corrente, nº de fases e fator de potência. Estas informações serão verificadas no momento da vistoria.

b) **Tensão de Conexão:** As redes de distribuição trifásicas e monofásicas em BT (Baixa Tensão) da CEMIG possuem neutro comum, contínuo, multi e solidamente aterrado. O sistema de distribuição de baixa tensão deriva de transformadores de distribuição trifásicos ou monofásicos. O secundário dos transformadores trifásicos é conectado em estrela aterrada, com tensão nominal de 220/127 V. O secundário dos transformadores monofásicos consta de um enrolamento com “tap” central aterrado, com tensão nominal de 240/120 V. As tensões padronizadas para a baixa tensão são: 220/127 V (transformadores trifásicos) e 240/120 V (transformadores monofásicos), (CEMIG, 2018).

Além disso, os limites para a variação da tensão em regime permanente no ponto de conexão para BT devem estar de acordo com o que se segue: a

tensão contratada em tensão nominal de operação pelos acessantes nos pontos de conexão deve estar entre 0,8pu e 1,1pu da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão (CEMIG, 2018). A tabela 4, se mostra essas variações de tensão no ponto de conexão.

Tabela 4: Tensão em Regime Permanente na Conexão BT

| TENSÃO DE LIGAÇÃO (V) |     |
|-----------------------|-----|
| 127/220               |     |
| Limite Máximo (pu)    | 1,1 |
| Limite Mínimo (pu)    | 0,8 |
| Tensão (pu)           | 1   |

Fonte: O Próprio Autor, 2019

**c) Frequência:** O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,5 Hz e 60,5 Hz (CEMIG, 2018). Além do mais, quando da ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 5 (cinco) segundos após a transgressão, para a faixa de 57 Hz a 62 Hz, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

**d) Fator de Potência:** o valor do fator de potência é calculado pelos valores registrados de potência ativa e reativa conforme (Eq. 6), sendo **P** é a potência ativa em W; **Q** a potência reativa em **VAR** e **fp** o fator de potência adimensional. Para a central geradora dimensionada neste trabalho, o fator de potência não será aplicável para fins de cálculo, pois em ligações de consumidores em baixa tensão [conforme seção 8.1 do módulo 8 do PRODIST], este controle fica facultativo pelos acessantes ligados em baixa tensão.

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

(Eq. 6)

e) **Proteção:** a ND-5.30 define os sistemas de proteção e controle para conexão de micro centrais geradoras. Ressalta-se que o sistema de proteção já foi descrito anteriormente conforme as normas da CEMIG, no capítulo sobre Geração Distribuída. A tabela 5 indica as proteções mínimas relacionadas na ND-5.30, necessárias para o ponto de conexão da micro central geradora em relação à potência instalada.

Tabela 5: Proteções Mínimas nível de Potência Instalado

| EQUIPAMENTO                               | Potência Instalada |                               |                         |
|---|--------------------|-------------------------------|-------------------------|
|   | < 10 kW            | 10 kW a 500 kW <sup>(4)</sup> | > 500 kW <sup>(4)</sup> |
| Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>     | Sim                | Sim                           | Sim                     |
| Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>    | Sim                | Sim                           | Sim                     |
| Transformador de acoplamento              | Não                | Sim                           | Sim                     |
| Proteção de sub e sobretensão             | Sim <sup>(3)</sup> | Sim <sup>(3)</sup>            | Sim                     |
| Proteção de sub e sobrefrequência         | Sim <sup>(3)</sup> | Sim <sup>(3)</sup>            | Sim                     |
| Proteção contra desequilíbrio de corrente | Não                | Não                           | Sim                     |
| Proteção contra desbalanço de tensão      | Não                | Não                           | Sim                     |
| Sobrecorrente direcional                  | Não                | Não                           | Sim                     |
| Sobrecorrente com restrição de tensão     | Não                | Não                           | Sim                     |

Fonte: ANEEL, 2017.

Além disso, conforme mostra a tabela 5, os geradores da micro central geradora acima de 10kW devem estar acoplados ao sistema de distribuição da acessada através de um transformador de acoplamento. Este transformador de acoplamento não pode ser protegido por meio de fusíveis e as derivações de quaisquer de seus enrolamentos devem ser definidas no projeto.

Outro ponto importante da ND-5.30, que vai ser usado como norte para a simulação, é a de que não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da acessada e o ponto de conexão com a central geradora de energia.

Ademais, a acessada deve prevenir a inversão de fluxo de potência nos reguladores de tensão. A tabela 6 mostra os ajustes para as proteções de geradores que não utilizam inversores.

Tabela 6: Ajustes para as proteções de geradores que não utilizam inversores

| Requisito de Proteção                     | Parametrização de referência | Tempo máximo de atuação     |
|---|------------------------------|-----------------------------|
| Proteção de subtensão (27) – N1           | 0,8 p.u.                     | 5 seg                       |
| Proteção de subtensão (27) – N2           | 0,7 p.u                      | 1,5 seg                     |
| Proteção de sobretensão (59) – N1         | 1,1 p.u.                     | 5 seg                       |
| Proteção de sobretensão (59) – N2         | 1,2 p.u                      | 0,5 seg                     |
| Proteção de subfrequência (81U) – N1      | 59,5 Hz                      | 5 seg                       |
| Proteção de subfrequência (81U) – N2      | 57,0 Hz                      | 0,2 seg                     |
| Proteção de sobrefrequência (81O) – N1    | 60,5 Hz                      | 5 seg                       |
| Proteção de sobrefrequência (81O) – N2    | 62,0 Hz                      | 0,2 seg                     |
| Proteção de sobrecorrente direcional (67) | A ser definido pela Cemig D  | A ser definido pela Cemig D |
| Relé de potência reversa (32)*            | 105% da potência da geração  | 15 seg.                     |
| Relé de potência reversa (32)**           | 5% da potência da geração    | 15 seg.                     |
| Relé de sincronismo (25)                  | 10°<br>10 % tensão<br>0,3 Hz | N/A                         |

Fonte: ND-5.30 CEMIG, 2018.

Não é permitido ao microgerador atender outras cargas do sistema da CEMIG DISTRIBUIÇÃO de forma ilhada. O sistema de geração distribuída deve cessar o fornecimento de energia à rede, por meio da abertura do elemento de desconexão, em até 2 segundos após a perda da rede (ilhamento).

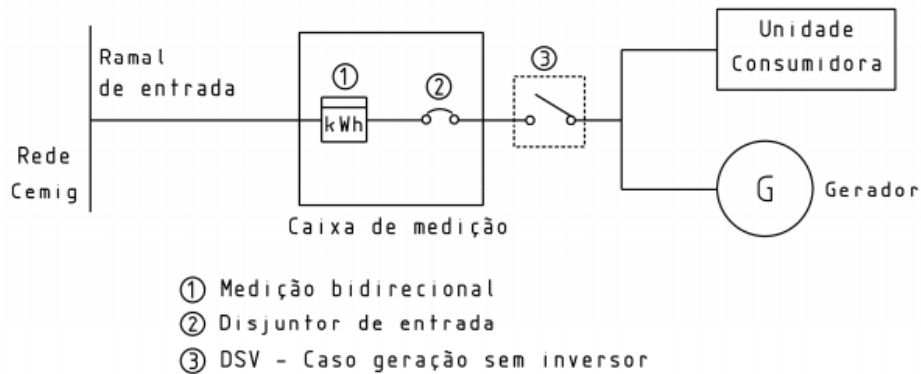
### 3.8.4 SISTEMAS DE MEDIÇÃO

O sistema de medição de energia utilizado nas unidades consumidoras que façam a adesão ao sistema de compensação de energia deverá ser bidirecional, ou seja, medir a energia ativa injetada na rede e a energia ativa consumida da rede. Deverá ser instalado um medidor bidirecional com registradores independentes para apuração da energia ativa consumida e da energia ativa injetada.

Para novos clientes, a CEMIG DISTRIBUIÇÃO promoverá a instalação do medidor adequado. Para clientes existentes, a CEMIG DISTRIBUIÇÃO promoverá a substituição do medidor instalado pelo medidor adequado. Para os casos caracterizados como geração compartilhada, os custos de adequação do sistema de medição são de responsabilidade do acessante e deverão ser restituídos à CEMIG DISTRIBUIÇÃO. Para os demais casos, dentro do escopo desta norma, os custos de adequação do sistema de medição são de responsabilidade da CEMIG

DISTRIBUIÇÃO. A Figura 41 apresenta a disposição do medidor bidirecional instalado no padrão de entrada de energia da unidade consumidora.

Figura 41: Disposição simplificada do medidor bidirecional



Fonte: CEMIG, 2018.

### 3.8.4.1 MEDIDOR DE ENTRADA

Para adesão ao sistema de compensação de energia, o padrão de entrada da unidade consumidora deverá estar de acordo com esta norma e em conformidade com as Normas de Distribuição ND 5.1, ND 5.2 ou ND 5.5, conforme o caso, no que diz respeito à disposição da(s) caixa(s) de medição, aterramento, poste, etc.

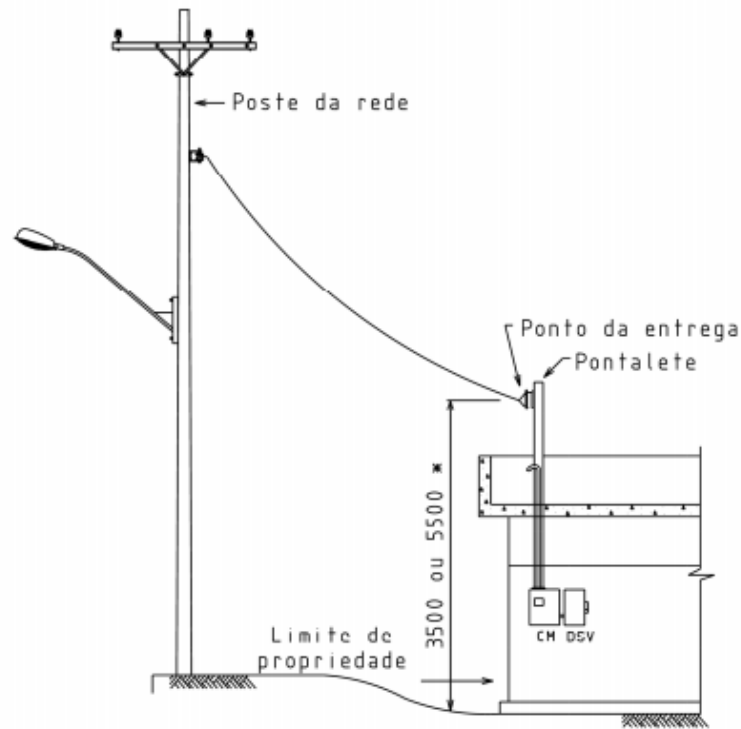
O responsável pela unidade consumidora deverá realizar a adequação do padrão de entrada já existente para conexão de microgeração distribuída nas seguintes situações:

- a) Caso haja necessidade de aumento da potência disponibilizada para a unidade consumidora;
- b) Caso haja inviabilidade técnica para instalação do novo sistema de medição;
- c) Caso seja constatado descumprimento das normas e padrões técnicos vigentes à época de sua primeira ligação.



d) Caso seja constatado qualquer procedimento irregular ou deficiência técnica e/ou de segurança das instalações do padrão de entrada que ofereçam riscos às pessoas ou bens.

Figura 42: Exemplo de disposição do padrão de entrada com medidor bidirecional



Fonte: CEMIG, 2018

### 3.8.4.2 DISPOSITIVO DE SECCIONAMENTO VISÍVEL (DSV)

O DSV – Dispositivo de Seccionamento Visível a ser instalado pelos consumidores para conexão de sistemas de microgeração, que NÃO UTILIZAM inversores, à rede de baixa tensão da CEMIG DISTRIBUIÇÃO, deverá apresentar a seguinte constituição e características:

- Chave seccionadora
- Abertura sob carga;
- Acionamento com dispositivo para trava com cadeado (bloqueio) nas posições aberto e fechado (para unidades consumidoras onde a caixa de medição estiver voltada para via pública);
- Capa protetora para os contatos elétricos;

- Acionamento fixo (sem fusível);
- Tensão de isolamento: 1000 V;
- Certificação IEC 60947

Figura 43: DSV para utilização em unidades consumidoras com disjuntor de entrada > 100 A



Fonte: CEMIG, 2018

### 3.9 REQUISITOS DE QUALIDADE

Para Cemig (2018), a qualidade da energia fornecida pelos sistemas de geração distribuída às cargas locais e à rede elétrica da CEMIG DISTRIBUIÇÃO é regida por práticas e requisitos referentes à tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração e variação de frequência.

Nos sistemas que se conectam à rede por meio de inversores, os valores de referência para os parâmetros de qualidade de energia devem estar de acordo com o estabelecido na norma ABNT NBR 16149.

No caso dos sistemas que não utilizam inversores como interface de conexão, os valores de referência para os parâmetros de qualidade de energia são os estabelecidos na Seção 8.1 do Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica – do PRODIST. O desvio dos padrões estabelecidos no PRODIST e na ABNT NBR 16149 caracteriza uma condição anormal de operação, e os sistemas devem ser capazes de identificar esse desvio e cessar o fornecimento de energia à rede da CEMIG DISTRIBUIÇÃO.

### **3.10 ÍNDICES E TAXAS FINANCEIRAS**

#### **3.10.1 PAYBACK**

O *payback* é utilizado para a verificação quando um investimento se pagará e trará ganhos efetivos. Abreu Filho (2007) relata que o critério consiste em somar os valores dos benefícios obtidos pela operação do projeto. O período *payback* é o tempo necessário para que esses benefícios totalizem o valor do investimento feito. Ainda segundo o mesmo autor, existem dois tipos de *payback*: simples e o descontado. A diferença é que no modelo simples vai somente considerar o valor do que foi investido sem considerar o valor do dinheiro no tempo e no modelo descontado, o valor do dinheiro é levado em conta no decorrer do tempo. Neste estudo, será utilizado somente o modelo de *payback* simples para análise da viabilidade econômica.

#### **3.10.2 VALOR PRESENTE LÍQUIDO – VPL**

O VPL é uma ferramenta muito utilizada para análise de investimento de projetos em qualquer nível de organização e que tem basicamente o objetivo de medir o lucro. Abreu Filho (2007) diz que o VPL é simplesmente a diferença entre o valor presente do projeto e o custo do projeto na data atual. VPL positivo significa que o projeto vale mais do que custa, ou seja, é lucrativo. VPL negativo significa que o projeto custa mais do que vale, ou seja, se for implementado, trará prejuízo. Assim, um VPL positivo indica que o projeto pode prosseguir, pois se pagará no dentro do tempo determinado além de gerar receita para o caixa da empresa, ou seja, trará lucro. Já a indicação de um VPL negativo leva ao gestor do projeto abortar imediatamente o projeto, pois ele não conseguirá pagar o investimento, trazendo prejuízo à organização.

#### **3.10.3 TAXA INTERNA DE RETORNO – TIR**

A taxa interna de retorno é outra ferramenta utilizada pelos profissionais de finanças para analisar a viabilidade de um projeto. Segundo Gitman (2010) a taxa interna de retorno (TIR) é uma técnica sofisticada de orçamento de capital; é a taxa de desconto que iguala o VPL de uma oportunidade de investimento a zero (isso porque o valor presente das entradas de caixa iguala-se ao investimento inicial). É a

taxa de retorno anual composta que a empresa obterá, se aplicar recursos em um projeto e receber as entradas de caixa previstas. Assim, a TIR é utilizada para verificar segundo o mesmo autor, se a taxa de retorno do projeto é melhor do que outros investimentos a uma taxa estabelecida pelo dono do capital a ser investido. Por exemplo, um investimento de capital que dará uma taxa de 10%, o que estabelecerá que a TIR do projeto deva ser maior que 10% para aceitação.

#### **4 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS**

Na primeira parte busca-se material para produzir a fundamentação teórica que se alinhe com o objetivo geral. Desse modo, após a identificação das palavras-chave, se faz o levantamento bibliográfico (ALMEIDA, 2011). Essa pesquisa descritiva e quantitativa realiza-se através de artigos científicos, livros, periódicos, teses, dissertações e monografias encontradas tanto no ambiente digital, como nos repositórios físicos da Faculdade DOCTUM de João Monlevade e em outras universidades brasileiras, banco de dados do IEEE Xplorer, Elsevier, Scopus, portal da Cape. Além disso, se pesquisará as normas do setor elétrico relacionadas à conexão à distribuição, com enfoque em uma distribuidora em MG trazendo dados advindos dos levantamentos de campo como itens essenciais para o dimensionamento do projeto..

Em seguida, com toda a pesquisa bibliográfica e realizada sobre Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), geração distribuída e a legislação pertinente se realizarão a simulação de uma unidade geradora conectada à rede de baixa tensão de uma distribuidora. Serão usados dados coletados nos levantamentos de campo realizado pelo autor no ambiente tema deste trabalho. Por fim, com a simulação já realizada, irá se fazer uma breve análise econômica e técnica das alternativas escolhidas para a consulta de acesso, com foco em suas viabilidades nesses aspectos e compará-la com a análise feita de implantação da tecnologia fotovoltaica.

#### **5 ESTUDO DE CASO**

##### **5.1 DEMANDA ENERGÉTICA ATUAL DA EMPRESA TROPICALNET**

Em análise ao consumo de energia total da empresa TROPICALNET TELECOM EIRELI em kW/h, que atualmente em sua planta de trabalho, 22

unidades de medidores de energia ativos e em funcionamento conectado junto à rede da CEMIG DISTRIBUIÇÃO nas modalidades Comercial Mono, Bifásico e Rural.

Através dos estudos, levantamentos e análises feitas nos capítulos anteriores, propõe-se um estudo de caso para atendimento da demanda energética desta referida empresa, trazendo um sistema de Geração Distribuída através de uma micro central geradora hidrelétrica como alternativa de suprimento total do consumo atual demandado pela TROPICALNET. A tabela 7 traz o levantamento total do consumo da empresa TROPICALNET.

## 5.2 DIMENSIONAMENTO IDEAL PARA GERAÇÃO

Neste item, é apresentado um cálculo para atendimento da demanda atual da empresa TROPICALNET, quantificando os números da geração de energia elétrica necessária para que o abatimento do total de 9663 kW/h (conforme tabela 7) consumidos mensalmente sejam compensados pelo SCEE.

- a) O autor não considera perdas elétricas e mecânicas atribuídas a itens de manutenção para dimensionar o valor nominal de geração e assume os rendimentos nominais das turbinas e geradores informados em datasheet dos mesmos. A (Eq. 7) mostra o dimensionamento da potencia útil a ser instalada para atendimento da demanda, onde  $\Delta e$  representa a demanda de geração total de energia em kW/h e  $\Delta t$ , o tempo de geração em horas durante o mês (720).

$$P = \Delta e / \Delta t \quad (\text{Eq. 7})$$

- b) Diante do exposto, assumimos que a potencia útil em kW a ser requerida neste projeto é dada pelo cálculo (Eq. 8) e que Pereira (2015), cita como referência para uso em fatores de cálculo de microcentrais como sendo 100% de seu potencial útil disponível. Ademais é quase impossível prever o comportamento das redes de distribuição acerca das possíveis inversões de sentido de fluxo de potência na rede das concessionárias. Desta forma assumimos que demanda de geração se dá em P nos bornes de saída do gerador.

$$P = 9663 / 720$$

$$P = 13,42 \text{ kW} \quad (\text{Eq. 8})$$

Tabela 7: Consumo energético e financeiro da empresa TROPICALNET

| ITEM | TITULAR     | kw/h<br>(ÚLT. 12<br>MESES) | CLASSE                          | TIPO      | VALOR P/<br>kWh | CUSTO<br>ILUM<br>PUBLICA | VALOR<br>TOTAL<br>CONTA |
|------|-------------|----------------------------|---------------------------------|-----------|-----------------|--------------------------|-------------------------|
| 1    | TROPICALNET | 343                        | BIFÁSICO                        | COMERCIAL | R\$ 1,11        | R\$ 30,46                | R\$ 380,73              |
| 2    | TROPICALNET | 143                        | MONOFÁSICO                      | COMERCIAL | R\$ 1,04        | R\$ 12,39                | R\$ 149,26              |
| 3    | TROPICALNET | 220                        | MONOFÁSICO                      | COMERCIAL | R\$ 0,96        | R\$ 17,62                | R\$ 212,23              |
| 4    | TROPICALNET | 422                        | BIFÁSICO                        | COMERCIAL | R\$ 0,96        | R\$ 33,79                | R\$ 407,10              |
| 5    | TROPICALNET | 2190                       | TRIFÁSICO                       | COMERCIAL | R\$ 0,96        | R\$ 55,91                | R\$2.112,69             |
| 6    | TROPICALNET | 85                         | MONOFÁSICO                      | RURAL     | R\$ 0,51        | -                        | R\$ 43,56               |
| 7    | TROPICALNET | 520                        | BIFÁSICO                        | COMERCIAL | R\$ 0,96        | R\$ 55,91                | R\$ 501,64              |
| 8    | TROPICALNET | 124                        | MONOFÁSICO                      | COMERCIAL | R\$ 1,04        | R\$ 10,74                | R\$ 129,43              |
| 9    | TROPICALNET | 380                        | MONOFÁSICO                      | COMERCIAL | R\$ 1,01        | R\$ 31,92                | R\$ 384,64              |
| 10   | TROPICALNET | 410                        | MONOFÁSICO                      | COMERCIAL | R\$ 1,04        | R\$ 35,52                | R\$ 427,96              |
| 11   | TROPICALNET | 344                        | BIFÁSICO                        | RURAL     | R\$ 0,64        | -                        | R\$ 221,02              |
| 12   | TROPICALNET | 380                        | MONOFÁSICO                      | COMERCIAL | R\$ 1,01        | R\$ 31,92                | R\$ 384,64              |
| 13   | TROPICALNET | 230                        | MONOFÁSICO                      | COMERCIAL | R\$ 1,01        | R\$ 19,32                | R\$ 232,81              |
| 14   | TROPICALNET | 450                        | MONOFÁSICO                      | COMERCIAL | R\$ 1,01        | R\$ 37,81                | R\$ 455,49              |
| 15   | TROPICALNET | 601                        | BIFÁSICO                        | COMERCIAL | R\$ 0,96        | R\$ 55,91                | R\$ 579,78              |
| 16   | TROPICALNET | 94                         | BIFÁSICO                        | RURAL     | R\$ 0,51        | -                        | R\$ 48,18               |
| 17   | TROPICALNET | 880                        | BIFÁSICO                        | COMERCIAL | R\$ 0,96        | R\$ 55,91                | R\$ 848,94              |
| 18   | TROPICALNET | 439                        | BIFÁSICO                        | RURAL     | R\$ 0,51        | -                        | R\$ 224,99              |
| 19   | TROPICALNET | 380                        | MONOFÁSICO                      | COMERCIAL | R\$ 1,01        | R\$ 31,92                | R\$ 384,64              |
| 20   | TROPICALNET | 290                        | MONOFÁSICO                      | COMERCIAL | R\$ 1,01        | R\$ 24,36                | R\$ 293,54              |
| 21   | TROPICALNET | 400                        | MONOFÁSICO                      | COMERCIAL | R\$ 1,04        | R\$ 34,65                | R\$ 417,52              |
| 22   | TROPICALNET | 338                        | BIFÁSICO                        | RURAL     | R\$ 0,64        | -                        | R\$ 217,17              |
|      |             | <b>9663</b>                | <b>VALOR TOTAL MÉDIO MENSAL</b> |           |                 | <b>R\$ 576,08</b>        | <b>R\$9057,95</b>       |

Fonte: O próprio autor, 2019.

### 5.3 ESCOLHA DO LOCAL

O local inicialmente escolhido para implantação da micro CGH foi um pequeno curso d'água em comunidade conhecida como Cachoeira, localizado em terreno rural no município de São José do Goiabal, pertencente à família do autor. Neste local, ainda se consegue ver pequenas edificações das antigas instalações de uma mini barragem que, segundo relatos de antigos funcionários da prefeitura da cidade, fora instalada no ano de 1951 para represamento de água, esta responsável pela geração de 2,5kVA para atendimento da cidade de São José do Goiabal, que até a data não possuía atendimento de nenhuma distribuidora de energia elétrica e, fora abandonada em 1976 com a expansão da rede CEMIG DISTRIBUIÇÃO na região conforme figuras 44 e 45.

Enfatiza-se o fato da escolha do ponto de estruturação da CGH motivo deste trabalho se dar por motivos de grande facilidade de acesso aos proprietários do terreno do projeto e proximidade com um considerável centro de carga, que, neste caso é a cidade de São José do Goiabal, distando apenas 2Km em linha reta.

Figura 44: Foto da Barragem abandonada.



Fonte: O próprio autor, 2018.

Figura 45: Foto à jusante da barragem.



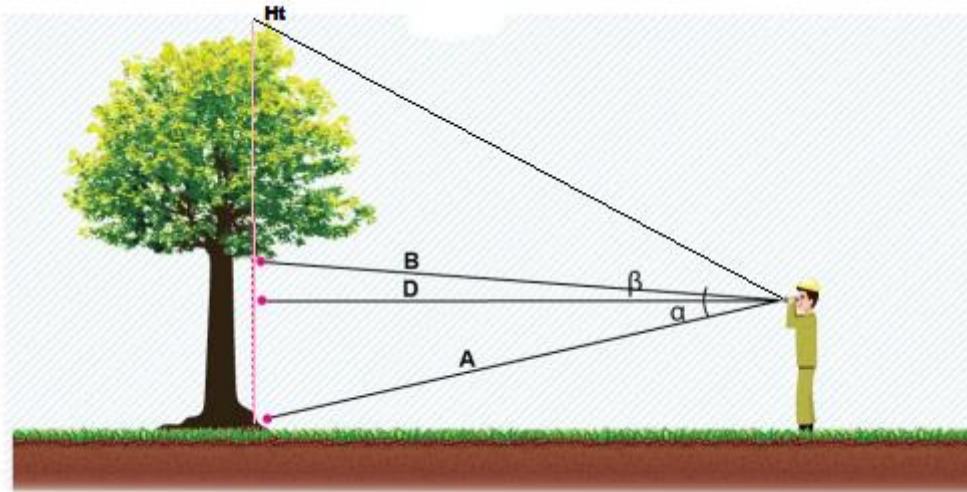
Fonte: O próprio autor, 2018.

### 5.3.1 DETERMINAÇÃO DA ALTURA DE QUEDA

Afim de dar celeridade ao projeto de viabilidade sem onerar significativamente nos custos com terceiros (neste caso uma empresa de topografia) admitiu-se calcular a altura da queda no local do projeto da CGH utilizando-se do método de medição através do clinômetro. Este método é fundamentado no princípio trigonométrico e resulta da solução das tangentes dos ângulos ( $\alpha$ ) e ( $\beta$ ) no triângulo formado pela realização de duas leituras: uma na base da árvore (A) e a outra na base da copa (B) para a altura do topo da queda ( $H_t$ ), e a distância horizontal desde o observador até a queda (D), como mostra a Figura 46.



Figura 46: Representação do Método de medição de altura através do Clinômetro



Fonte: MMA, 2019

A equação abaixo traz o método de cálculo de altura com clinômetro.

$$H_t = D (\tan \alpha + \tan \beta) \quad (\text{Eq. 9})$$

Nas aferições *in-loco*, a 30 metros de distância da queda, obteve-se as seguintes medições:

Distância da Queda,  $D = 30\text{m}$

Ângulo formado em relação à Base da Queda:  $\alpha = -3,21^\circ$

Ângulo formado em relação ao Topo da Queda:  $\beta = 52,25^\circ$

$$H_t = 30 (\tan -3,21^\circ + \tan 52,25^\circ)$$

$$H_t = 37,06\text{m}$$

A figura 47 mostra a queda com fotografia tirada do topo.

Figura 47: Queda vista do topo



Fonte: O próprio autor, 2018

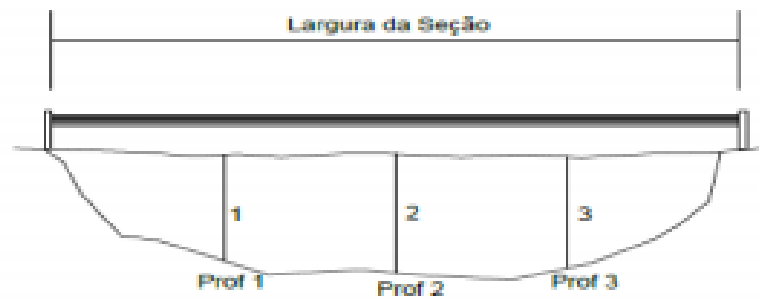
### 5.3.2 DETERMINAÇÃO DA VAZÃO DO CURSO D'ÁGUA

Para determinarmos a vazão existente no curso d'água foi utilizado o método do flutuador, que consiste basicamente se usar uma garrafa plástica, boia, isopor ou qualquer objeto com alto índice de flutuação, um cronômetro e uma trena fixa. Desta forma, determina-se a velocidade superficial do escoamento.

### 5.3.3 DETERMINAÇÃO DA ÁREA DA DEÇÃO RETA

Em Souza (2015), descreve-se um método simples e prático de determinação de área de seção reta para pequenos cursos d'água como sendo o método da batimetria. Este método consiste em traçar um perfil da seção reta do local da aferição. Recomenda também que se faça mais de um local de medição da seção reta. Neste trabalho o autor determina três medições como sendo ideal para dirimir quaisquer fatores de possíveis erros. A figura 48 ilustra a representação da seção reta de um curso d'água.

Figura 48: Representação da seção reta de um curso d'água.



Fonte: O próprio autor, 2019.

Constata-se no local que o ponto aferição possui 1,30m de comprimento de seção reta de superfície de água.

Para Souza (2015), quanto mais pontos batimétricos se fizer entre as medições da profundidade da seção reta, maior precisão se obtém no resultado desejado, mitigando a margem de erro.

Neste trabalho o autor usou espaçamentos de aferições de 10 centímetros entre cada ponto de coleta do nível de água. Utilizou-se também o método de formas geométricas perfeitas para cálculo da área, assumindo um erro de 3 a 4% devido ao método de aferição ser manual. Assim, foram coletadas as medições conforme tabela 8.

Tabela 8: Medições obtidas nas medições da seção reta do curso d'água

| MEDIÇÃO | NÍVEL DE ÁGUA ACIMA DO LEITO |
|---------|------------------------------|
| 1       | 0,08m                        |
| 2       | 0,17m                        |
| 3       | 0,22m                        |
| 4       | 0,23m                        |
| 5       | 0,22m                        |
| 6       | 0,24m                        |
| 7       | 0,26m                        |
| 8       | 0,32m                        |
| 9       | 0,28m                        |
| 10      | 0,18m                        |
| 11      | 0,11m                        |
| 12      | 0,07m                        |

Fonte: O Próprio Autor, 2019.

Desta forma utilizou-se da equação (Eq. 10) para se determinar a área de cada segmento de medição onde **L** é a distância entre as medições, **Hi** é a altura

inicial da primeira medição, **Hf** a altura final da última medição, **Hm** são as medidas das medianas centrais (medidas 2 a 11) e **Ae** é área das extremidades.

$$A_{media} = L / 2 * [H_i + H_f + 2 * (\Sigma H_m)] + \Sigma A_e \quad (\text{Eq. 10})$$

Tendo-se como referência também a área do triângulo já conhecida em (Eq. 11) onde **b** é a base do triângulo e **h** é a altura do triângulo:

$$A_T = ( b * h ) / 2 \quad (\text{Eq. 11})$$

Desta forma, assumimos os valores coletados:

$$A_{media} = 0,10 / 2 * [0,08 + 0,07 + 2 * (0,17 + 0,22 + 0,23 + 0,22 + 0,24 + 0,26 + 0,32 + 0,28 + 0,18 + 0,11)] + (0,10 * 0,08) / 2 + (0,10 * 0,07 / 2)$$

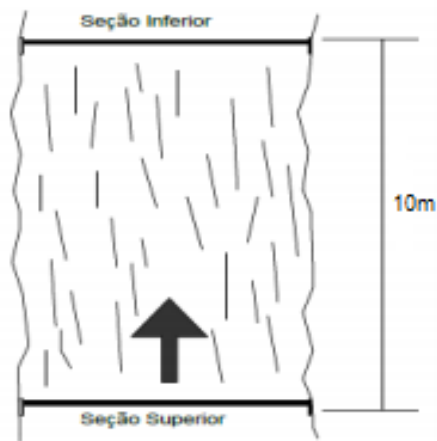
$$A_{media} = 0,274m^2$$

### 5.3.4 DETERMINAÇÃO DA VELOCIDADE SUPERFICIAL

Para se determinar a velocidade da água, utilizou-se do método dos flutuadores conforme descrito por Souza (2015) já mencionado acima deste trabalho. Neste método, é designado um trecho entre dois pontos do curso d'água com distâncias conhecidas (neste trabalho usamos 10 metros). Nos dois pontos, atravessa-se uma linha para facilitar a visualização do objeto flutuante ao chegar ao ponto desejado para aferição. A equação (Eq. 12) representa a forma de cálculo simples deste método, trazendo **V<sub>s</sub>** como a velocidade medida na superfície, **Δx** a distância percorrida entre os dois pontos e **Δt** o tempo para deslocamento entre os pontos. A figura 49 mostra uma representação do método dos flutuadores.

$$V_s = \Delta x / \Delta t \quad (\text{Eq. 12})$$

Figura 49: Representação do método dos flutuadores



Fonte: O próprio autor, 2019.

Por margem de segurança, nas aferições feitas in-loco, obteve-se os seguintes números conforme descrito:

a) Aferição 1:

$$\Delta x = 10\text{m}$$

$$\Delta t = 14,5\text{s}$$

$$V_1 = 10 / 14,5$$

$$\mathbf{V_1 = 0,68\ m/s}$$

b) Aferição 2:

$$\Delta x = 10\text{m}$$

$$\Delta t = 14,1\text{s}$$

$$V_2 = 10 / 14,1$$

$$\mathbf{V_2 = 0,70\ m/s}$$

c) Aferição 3:

$$\Delta x = 10\text{m}$$

$$\Delta t = 15\text{s}$$

$$V_3 = 10 / 15$$

$$\mathbf{V_3 = 0,66\ m/s}$$

Com esses dados, determinou-se a média de velocidade média superficial composta das três medições feitas, dividindo-se pela quantidade de medições, que é descrita por  $V_{ms}$ :

$$V_{ms} = (V_1 + V_2 + V_3) / 3$$

$$V_{ms} = (0,68 + 0,70 + 0,66) / 3$$

$$\mathbf{V_{ms} = 0,68 \text{ m/s}}$$

### 5.3.5 VAZÃO INTEGRAL MÉDIA

Santos (1987) incita que velocidade superficial é, de acordo com a profundidade, sempre superior a velocidade média do escoamento. Segundo o mesmo autor, a velocidade média corresponde de 80 a 90% da velocidade superficial. Multiplicando-se a velocidade média pela área molhada (área da seção transversal por onde está ocorrendo o escoamento), obtemos a vazão do curso d'água. Neste trabalho o autor adota a velocidade média total da vazão de água como 85% da velocidade superficial medida *in-loco*. A equação (Eq. 13) traz  $V_{med}$  como sendo a velocidade media total da seção transversal do curso d'água, ao ponto que  $V_{ms}$  é a velocidade média aferida na superfície.

$$V_{med} = V_{ms} \cdot 0,85$$

$$V_{med} = 0,68 \times 0,85$$

$$\mathbf{V_{med} = 0,58 \text{ m/s}}$$

(Eq. 13)

Diante de todos os dados já relacionados acima, Santos (1987), traduz a equação (Eq. 15) como sendo a vazão média total do curso d'água. Onde  $V_{méd}$  representa a velocidade média total aferida e  $A_{media}$  como a área da seção transversal.

$$\mathbf{Q = V_{média} * A_{media}}$$

(Eq. 14)

Com os dados já auferidos anteriormente, temos a vazão determinada por:

$$Q = 0,58 \times 0,274 \text{ (m}^2\text{)}$$

$$\mathbf{Q = 0,159 \text{ m}^3\text{/s ou 159 l/s}}$$

## 5.4 POTENCIA HIDRÁULICA DISPONÍVEL

Conforme Pereira (2015), e já citado anteriormente, determina-se a potência hidráulica disponível a representação pela equação (Eq. 15), onde **P** representa a potência útil da CGH em watts (W); **μ** o rendimento final da turbina e do gerador; **ρ** a massa específica da água (kg/m<sup>3</sup>); **g** a aceleração da gravidade local (m/s<sup>2</sup>); **Q** a vazão (em m<sup>3</sup>/s) e **H<sub>L</sub>** a queda líquida (em m), ou seja, a diferença entre a altura bruta e as perdas de carga hidráulicas.

$$P = \mu \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_L \quad (\text{Eq. 15})$$

Desta forma, o autor assume que a título de cálculo, utiliza-se os rendimentos de 93% para a turbina e 97% para o gerador acoplado. Então temos a média de 95% de rendimento do conjunto gerador. Ressalta também que a massa específica da água a se utilizar é 1 x 10<sup>3</sup> kg/m<sup>3</sup>. A aceleração da gravidade é dada em 9,8 m/s<sup>2</sup>. Assim, consegue-se obter a Potencia Hidráulica disponível através de:

$$P = 0,95 \cdot (1 \times 10^3) \cdot 9,8 \cdot 0,159 \cdot 37,06$$

$$P = 54859,54 \text{ W}$$

$$P = 54,8 \text{ kW}$$

## 5.5 VAZÃO HIDRÁULICA REQUERIDA

De acordo com (Souza 2015), a relação linear entre potência requerida **P<sub>req</sub>**, potência disponível **P<sub>disp</sub>**, a Vazão disponível **Q<sub>disp</sub>** (159 l/s) e a vazão requerida **Q<sub>req</sub>** se dá através de regra de três simples dividida pelos rendimentos da turbina e gerador conforme equação (Eq. 16) Multiplicando-se cruzado, encontramos arranjo e o valor em l/s para dimensionamento da turbina.

$$\begin{array}{l} P_{\text{disp}} - 159 \\ P_{\text{req}} - Q_{\text{req}} \end{array}$$

$$Q_{\text{req}} = (13,42 \cdot 159) / 54,8$$

$$Q_{\text{req}} = 38,93 \text{ ou } 34 \text{ l/s (litros por segundo)}$$

(Eq. 16)

## 5.6 TRANSFORMAÇÃO E ACOPLAMENTO

### 5.6.1 ABRIGO DE TRANSFORMAÇÃO

No local em questão, segundo relatos dos antigos funcionários da prefeitura da cidade, existe um antiga edificação que fora construída em 1970, onde abrigava o transformador elevador de tensão (relação de transformação e potência não informados) para que a energia gerada fosse transportada a 2Km de distância até as cargas existentes na cidade. A figura 50 mostra a situação atual do abrigo de transformação.

Figura 50: Antigo abrigo do transformador



Fonte: O próprio autor, 2019.



### 5.6.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CONCESSIONÁRIA NO LOCAL

A rede MT da CEMIG DISTRIBUIÇÃO que atende o transformador e medidor local onde será conectado a geração da CGH é composta por uma derivação de um ramal monofásico fase e neutro (F+N) de 1,4km conforme mostrado na Figura 51.

Figura 51: Rede derivada pra atendimento ao Trafo da ligação da unidade de consumo existente



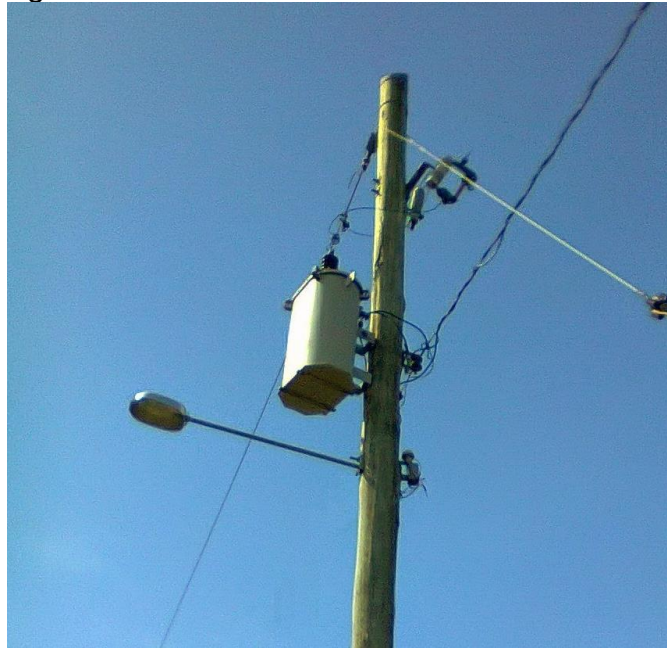
Fonte: O próprio autor, 2019.

### 5.6.3 TRANSFORMADOR INSTALADO

Segundo o autor, nas instalações do medidor local está ligado um transformador com características de primário monofásico em média tensão e secundário bifásico (F+F+N) para atendimento da instalação consumidora. Não foi possível a determinação da potência do transformador devido ao fato de o mesmo não mais possuir os dados de placa pintados em seu corpo, que, pela ação do tempo se deterioraram. Em fotografia (Figura 52) mostrada pelo autor a profissionais da área elétrica, de acordo com seu tamanho e formato, relataram ser de potência entre 15 a

20 kVA. (dados a serem confirmados pela concessionária quando houver a solicitação de acesso). Caso os dados de potência do transformador se confirmem pela concessionária, a instalação atual será plenamente capaz de atender os requisitos da geração de energia proveniente do empreendimento.

Figura 52: Transformador instalado no consumidor



Fonte: o próprio autor, 2018

#### 5.6.4 MEDIDOR CEMIG DE ATENDIMENTO À UNIDADE

Em análise feita pelo autor, contata-se que a ligação atual do medidor feita pela CEMIG é bifásica com disjuntor de 70 ampéres. O autor determina a viabilidade da carga em A (Ampéres) da instalação suportada pelo disjuntor através de (Eq. 17).

O autor adota para fins de cálculo, que a tensão do circuito **V** de ligação CEMIG como sendo 220V por ser uma ligação bifásica. **A<sub>D</sub>** representa a corrente que deverá ser suportada do disjuntor pela geração de energia injetada na rede, **P<sub>G</sub>** a potência nominal de geração pelo empreendimento.

$$A_D = \frac{P_G}{V}$$

$$A_D = \frac{13420}{220}$$

$$A_D = 61A \quad \text{(Eq. 17)}$$

Através de (Eq. 18) o autor constata que a ligação atual é plenamente capaz de suportar as cargas de geração nominais na ordem de 13,42kW.

Figura 53: Medidor CEMIG local



Fonte: O próprio autor, 2019.

### 5.6.5 DISPOSIÇÃO DA PLANTA X BITOLA CONDUTORES

Através de medições feitas pelo autor com auxílio da ferramenta Google Earth, fora determinado as distâncias aproximadas para fins de cálculo dos condutores em linha reta entre a casa de máquinas, estação de transformação e medidor CEMIG. Para o autor, o cabo com melhor custo x benefício foi o de alumínio modelo multiplexado triplex com dois condutores encapados e um nu. Dos itens necessários para cálculo da bitola **S** condutores, conhecemos a potência **P<sub>G</sub>**, as distâncias **L**, **ρ** sendo a resistividade em ohms x mm<sup>2</sup> / m a 20°C do alumínio tabelada em 0,0278, **e** sendo a queda de tensão suportada que conforme ND 5.30 não pode ultrapassar 4% e pelo autor foi considerado 3%. A figura 54 mostra a disposição entre estes setores da CGH a ser dimensionada.

**a)** Da casa de máquinas até a estação de transformação: 79 metros

$$S = 2\rho * \frac{1}{E * V^2} * P * L$$

$$S = 2 * 0,0278 * \frac{1}{0,03 * 220^2} * 13420 * 79$$

$$\mathbf{S = 40,59mm^2}$$

Para o autor, o fato de não se encontrar condutores de alumínio de 40,59mm<sup>2</sup> no mercado convencional faz com que se adote a bitola superior (50mm<sup>2</sup>) como margem de segurança.

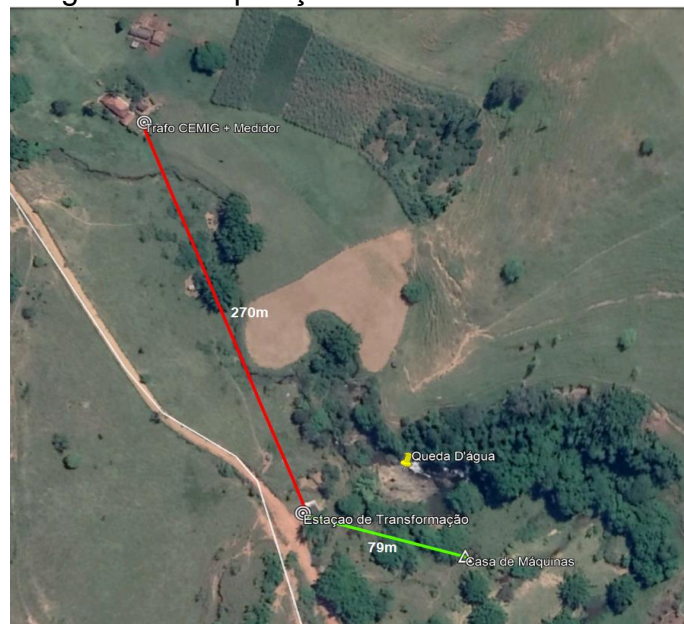
**b) Estação de transformação até o medidor CEMIG: 270 metros**

$$S = 2 * 0,0278 * \frac{1}{0,03 * 220^2} * 13420 * 270$$

$$\mathbf{S = 138,74mm^2}$$

Para o autor, o fato de não se encontrar condutores de alumínio de 138,74mm<sup>2</sup> no mercado convencional faz com que se adote a bitola superior (150mm<sup>2</sup>) como margem de segurança.

Figura 54: Disposição entre os setores da CGH



Fonte: GOOGLE EARTH, 2019

## 6 CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO DA CGH

Neste capítulo analisam-se os custos e a simulação da conexão da Centrais Geradora Hidrelétrica, na modalidade PIE ou APE CV, à rede de média tensão da CEMIG DISTRIBUIÇÃO no ano de 2019 através de estudos técnicos e levantamentos de campo. Além disso, descreve-se, de maneira sucinta, as justificativas técnicas e econômicas, conforme as normas do PRODIST e da Instrução Normativa da CEMIG DISTRIBUIÇÃO. Neste capítulo, que se definirão a viabilidade técnica e financeira.

### 6.1 SIMULAÇÃO ORÇAMENTÁRIA HIDROELÉTRICA

#### 6.1.1 OBRAS CIVIS

Para se determinar com exatidão os valores estimados de obra civil para a reconstrução e melhorias da barragem pré-existente, sistema de captação, casa de máquinas, acoplamentos, e deve-se iniciar a contratação do projeto junto à uma empresa de construção civil especializada. A média das dotações orçamentária obtida pelo autor formulada por uma construtora de Minas Gerais traz os valores a cada fase da obra conforme Figura 55 e tabela 9.

Figura 55: Orçamento Materiais e Serviços Civis

##### SERVIÇOS:

| Item         | FASES DA OBRA                      | APROVAÇÃO NECESSÁRIA | VALOR TOTAL DESTES CONTRATO MENSAL |
|--------------|------------------------------------|----------------------|------------------------------------|
| 1            | PROJETO CIVIL                      | SIM                  | R\$ 4.190,00                       |
| 2            | BARRAGEM E SISTEMA DE ADUÇÃO       | SIM                  | R\$ 5.450,00                       |
| 3            | CONDUTO FORÇADO E CASA DE MÁQUINAS | SIM                  | R\$ 12.400,00                      |
| 4            | INSTALAÇÃO DA TURBINA E GERADOR    | SIM                  | R\$ 1.800,00                       |
| VALOR GLOBAL |                                    |                      | R\$ 23.840,00                      |

##### ESTIMATIVA DE MATERIAIS:

| Item           | FASE DO PROJETO                    | VARIAÇÃO | VALOR TOTAL   |
|----------------|------------------------------------|----------|---------------|
| 1              | BARRAGEM E SISTEMA DE ADUÇÃO       | + - 10%  | R\$ 12.500,00 |
| 2              | CONDUTO FORÇADO E CASA DE MÁQUINAS | + - 12%  | R\$ 15.400,00 |
| 3              | INSTALAÇÃO DA TURBINA E GERADOR    | + - 8%   | R\$ 2.400,00  |
| CUSTO ESTIMADO |                                    |          | R\$ 30.300,00 |

##### 7.3 – Tributação

Os valores descritos estão discriminados "COM IMPOSTOS". Os tributos e contribuições incidentes serão integrados aos preços na emissão da fatura a CLIENTE, desde que a CLIENTE não esteja inclusa no Convênio 126.

Tabela 9: Valores Orçados para Obras Civis

| <b><u>FASE DO PROJETO</u></b> | <b><u>VALOR SERVIÇOS</u></b> | <b><u>VALOR INSUMOS</u></b> |
|-------------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| CUSTO ESTIMADO                | R\$ 23.840,00                | R\$ 30.300,00               |
| <b>TOTAL CUSTOS SOMADOS</b>   | <b>R\$ 54.140,00</b>         |                             |

Fonte: O próprio autor, 2019.

### 6.1.2 OBRAS ELÉTRICAS

Para análise técnica e financeira das obras elétricas, foi desconsiderada pelo autor a contratação de Engenheiro Responsável Técnico (RT) como responsável técnico. O fato de este projeto ser um Trabalho de Conclusão de Curso, de graduação em Engenharia Elétrica, para o autor faz com o que o mesmo obtenha a base necessária para desenvolver todos os parâmetros acerca do projeto, já que em alguns meses, já poderá obter seu título de Engenheiro Eletricista Responsável pela implantação desta obra.

A fim de terminar um norte e precisão para a dotação orçamentária base, foi orçado pelo autor os materiais elétricos e serviços necessários com a contratação dos serviços de projeto para a implantação e conexão da CGH à rede CEMIG DISTRIBUIÇÃO. Os métodos de escolha dos equipamentos orçados se descrevem a seguir.

#### 6.1.2.1 ESCOLHA DOS ITENS DE GERAÇÃO

Com pesquisas e estudos desenvolvidos ao longo deste trabalho, foi avaliado pelo autor os critérios para escolha da turbina a se utilizar neste empreendimento. Segundo Pereira (2015), fatores como demanda energética de produção para compensação de 100% do consumo do empresário, altura, vazão, tipo de captação, uso ou não de câmara de carga ou chaminé de equilíbrio, custos de aquisição, operação, reposição e manutenção são determinantes para o projeto.

- a) Com grande base teórica da seção 3 e complementado pelos estudos de campo da seção 4 deste trabalho aliado aos custos citados anteriormente, chegou-se na utilização do modelo Francis como sendo o

mais qualificado para o empreendimento. Assumimos a demanda hídrica para geração de 34 l/s.

Para Alterima (2018), deve-se dimensionar com intuito de “folga” de demanda hídrica, um fator de vórtice e cavitação da tubulação de adução e conduto forçado de cerca de 20% superior a demanda calculada de potência hídrica; Desta forma a (Eq. 19) traz o valor final da demanda em litros por segundo.

$$Q_t = Q + 20\% \quad (\text{Eq. 18})$$

$$Q_t = 34 + 6,8$$

$$Q_t = 40,8 \text{ l/s}$$

A turbina escolhida foi a modelo CHF2055D da marca HIDROENERGIA, com vazão ajustável entre 32 e 55 l/s (litros por segundo), porte pequeno, dupla regulação de rotação, com custo estimado em R\$ 16450,00 com frete e impostos.

- b) O gerador fora dimensionado pelo autor com base nos critérios elétricos de demanda nominais trabalhando a plena carga conforme (Eq.5). Fora adotado para fins de cálculo conforme citado por Pereira (2015), o fator de potência ideal de 1,00 nos terminais de entrada do DSV instalado na entrada do medidor bidirecional da CEMIG DISTRIBUIÇÃO. Assim assume-se para fins de cálculo que a potência do gerador é nominalmente 13,42kVA. No mercado convencional, o gerador com maior aproximação de potência nominal encontrado foi 15kVA modelo Toyama TA15S, síncrono, com frequência de 60Hz, 1800rpm, tensão de 220V, 4 polos, rendimento nominal de 97% proteção IP21 com custo estimado em R\$ 9330,00 já com frete e impostos inclusos.

Os orçamentos foram relacionados na tabela 10.

Tabela 10: Orçamentário Estimado do Sistema Elétrico

| DESCRIÇÃO DOS MATERIAIS   | VALOR SERVIÇOS ESTIMADOS | VALOR INSUMOS |
|---|--------------------------|---------------|
| PROJETO ELÉTRICO DE IMPLANTAÇÃO                                     | R\$ 6.000,00             | -             |
| CIRCUITO ELÉTRICO DE POTÊNCIA (TURBINA + GERADOR)                   | R\$ 2.500,00             | R\$ 25.780,00 |
| IMPLANTAÇÃO DO CIRCUITO ELÉTRICO DE PROTEÇÃO E SINCRONISMO          | R\$ 3.500,00             | R\$ 6.140,00  |
| IMPLANTAÇÃO DO CIRCUITO ELÉTRICO DE TRANSFORMAÇÃO, TRANSMISSÃO, DSV | R\$ 5.250,00             | R\$ 12.250,00 |
| CUSTO ESTIMADO  | R\$ 17.250,00            | R\$ 44.170,00 |
| <b>TOTAL CUSTOS</b>   | <b>R\$ 61.420,00</b>     |               |

Fonte: O próprio autor, 2019.

### 6.1.3 REPRESENTAÇÃO DO PERCENTUAL ENTRE OBRAS CIVIS E ELÉTRICAS

A tabela 11 traz a representação em percentagem dos investimentos caracterizados por sua natureza.

Tabela 11: Representação em Percentagem dos Tipos de Investimentos

| NATUREZA DO INVESTIMENTO   | PERCENTUAL  | VALOR                 |
|----------------------------|-------------|-----------------------|
| Projetos e Obras Civis     | 46,86%      | R\$ 54.140,00         |
| Projetos e Obras Elétricas | 53,14%      | R\$ 61.420,00         |
|                            | <b>100%</b> | <b>R\$ 115.560,00</b> |

Fonte: O próprio autor.

Assumindo dois pontos percentuais para mais ou para menos, desta forma, o autor pode afirmar que este projeto possui equalização das naturezas de investimento em metade do valor em obras e insumos civis e metade em obras e equipamentos elétricas.

## 6.2 RETORNO DO INVESTIMENTO

### 6.2.1 VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DA CGH

O estudo sobre a viabilidade econômica da instalação do sistema de energia fotovoltaica utilizará de métodos praticados pela maioria dos profissionais da área de



gestão econômica e financeira. Macedo (2014) confirma a utilização, dizendo que os métodos mais utilizados, com base no fluxo de caixa dos projetos, são: Período de Payback simples, período de payback descontado, Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL).

Neste estudo será utilizado o payback simples, a TIR e o VPL para análise de investimento do projeto em questão, levando em consideração uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que será baseada nos ganhos de uma aplicação financeira para um perfil comercial objeto deste trabalho. Se adota uma taxa que seja dentro deste perfil de consumidor, e que atenda os requisitos mínimos conforme orienta Macedo (2014) onde o mesmo cita que a taxa de juros auferida no novo projeto deve ser no mínimo a taxa de juros equivalente à rentabilidade das aplicações correntes, seguras e de baixo risco.

Enfim, será utilizada a taxa de 5,35% (BACEN, 2019) correspondente a uma aplicação de caderneta de poupança dos últimos 12 meses. Para analisar o Payback do projeto é necessário aplicar uma tabela demonstrando a depreciação do valor investido x valor economizado nas contas de energia somadas. Para melhor entendimento, será apresentando o fluxo de caixa do período em que o projeto estará em atividade.

O conjunto de geração completos com obras civis e elétricas, já em modo de operação citados anteriormente tem uma estimativa de custo para empreendedor de R\$ 115560,00, segundo (ALTERIMA, 2019) incrementa-se do valor de manutenção para o período de 10 anos de aproximadamente 50% do valor do investimento total, este representando R\$57.780,00, totalizando um investimento de R\$ 173.340,00. O período de 10 anos do projeto será referente a garantia que existe do conjunto turbina e gerador expedida pelo fabricante.

O fluxo de caixa de cada ano será o valor da média dos últimos 12 meses, na data deste trabalho (Jan 2018 a Dez 2018) multiplicados por 12 meses (1 ano) gastos com o fornecimento de energia elétrica pela CEMIG DISTRIBUIÇÃO. Importante ressaltar que os valores de tarifa de disponibilidade (não aplicável para os consumos estudados) e tarifa de iluminação pública (CIP) não integram os cálculos. Adotando o sistema de payback simples para efeito de estudo, representa-se na tabela 12 pelos cálculos.

Tabela 12: Payback Simples da CGH em 10 anos

| ANO | VALOR INVESTIMENTO NO PROJETO (10 ANOS) | FLUXO DE CAIXA ANUAL | PAYBACK        |
|-----|---|----------------------|----------------|
| 0   | -R\$ 173.340,00                         |                      |                |
| 1   |   | R\$ 108.695,40       | -R\$ 64.644,60 |
| 2   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 44.050,80  |
| 3   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 152.746,20 |
| 4   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 261.441,60 |
| 5   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 370.137,00 |
| 6   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 478.832,40 |
| 7   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 587.527,80 |
| 8   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 696.223,20 |
| 9   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 804.918,60 |
| 10  |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 913.614,00 |

Fonte: o próprio autor, 2019

Conforme dados da Tabela 12, verifica-se que o payback do projeto ocorre entre o primeiro e o segundo ano (aproximadamente 19 meses), ou seja, o projeto terá o retorno do investimento no décimo nono mês após sua instalação. Após este período, conta-se que os demais valores dos próximos fluxos de caixa serão de lucro para o investidor, ou seja, no final dos 10 anos, a implantação da CGH renderá R\$ 913.614,00.

Porém, somente a análise do payback simples não fornece condições para a aceitação do projeto por não levar em consideração o valor do dinheiro no decorrer do projeto. Deste modo, para Macedo (2014) próximo passo é realizar a análise do investimento considerando o valor do dinheiro durante a aplicação do projeto de 10 anos. Para tanto, o cálculo do VPL e da TIR dará condições de se tomar a decisão em aceitar ou rejeitar o projeto. A equação (Eq. 19) traz os memoriais de cálculo do VPL onde  $-CF_0$  representa o investimento inicial realizado no projeto e, por isso, está negativo, seguido pelo somatório dos fluxos de caixa esperado para 10 anos ( $CF_j$ ), descontado pelo período  $n$  do investimento até a linha do período zero,  $i$  representa a TMA já informada neste trabalho do acumulado de 2018.

$$VPL = -CF_0 + \sum \frac{CF_j}{(1+i)^n}$$

(Eq. 19)

Tabela 13: Representa o VPL obtido ao final dos 10 anos

| ANO | FLUXO DE CAIXA ANUAL | VPL                          | FLUXO DE CAIXA ATUALIZADO |
|-----|----------------------|------------------------------|---------------------------|
| 0   | -R\$ 173.340,00      | -173340                      | -R\$ 173.340,00           |
| 1   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^1$    | R\$ 103.175,51            |
| 2   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^2$    | R\$ 97.935,94             |
| 3   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^3$    | R\$ 92.962,45             |
| 4   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^4$    | R\$ 88.241,53             |
| 5   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^5$    | R\$ 83.760,35             |
| 6   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^6$    | R\$ 79.506,74             |
| 7   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^7$    | R\$ 75.469,14             |
| 8   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^8$    | R\$ 71.636,58             |
| 9   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^9$    | R\$ 67.998,65             |
| 10  | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^{10}$ | R\$ 64.545,47             |
|     |                      |                              | <b>R\$ 651.892,34</b>     |

Fonte: o próprio autor, 2019

Após o cálculo, o VPL atingiu o valor de R\$ 651.892,34 representando que o projeto é viável, considerando que, para que o projeto seja aceito, Macedo (2014) cita que o VPL deverá ter o valor positivo, ou seja,  $VPL > 0$ . Seguindo com a análise, a equação (Eq. 20) para se obter o valor da TIR, onde TIR é taxa interna de retorno, CF representa o fluxo de caixa, e n o período do movimento no Fluxo de caixa. A tabela 14 mostra o cálculo da TIR para o período de 10 anos.

$$CF_0 \sum \frac{CF_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

(Eq. 20)

Tabela 14: Representação da TIR para o Empreendimento da CGH

| ANO | FLUXO DE CAIXA ANUAL | TIR   | RESULTADO TIR |
|-----|----------------------|---|---------------|
| 0   | -R\$ 173.340,00      |   |               |
| 1   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (108695,4 / 1 + i)^1$              | -37,29%       |
| 2   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (2 \times 108695,4 / 1 + i)^2$     | 16,52%        |
| 3   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (3 \times 108695,4 / 1 + i)^3$     | 39,71%        |
| 4   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (4 \times 108695,4 / 1 + i)^4$     | 50,48%        |
| 5   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (5 \times 108695,4 / 1 + i)^5$     | 55,90%        |
| 6   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (6 \times 108695,4 / 1 + i)^6$     | 58,80%        |
| 7   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (7 \times 108695,4 / 1 + i)^7$     | 60,41%        |
| 8   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (8 \times 108695,4 / 1 + i)^8$     | 61,34%        |
| 9   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (9 \times 108695,4 / 1 + i)^9$     | 61,89%        |
| 10  | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (10 \times 108695,4 / 1 + i)^{10}$ | <b>62,21%</b> |

Fonte: O próprio autor, 2019.

Diante disso, o fluxo de caixa inicial será de – R\$ 173340,00, seguido pelo fluxo de caixa de entradas de R\$ 108695,40 durante 10 períodos (10 anos). O valor da TIR é de 62.21%, que, conseqüentemente é muito maior do que a taxa de atratividade do investimento estabelecida de 5,35%, recomendando a aprovação do projeto em questão.

### **6.3 SIMULAÇÃO ORÇAMENTÁRIA ENERGIA FOTOVOLTAICA – FV**

Muito se fala atualmente dos sistemas fotovoltaicos de geração de energia conectados à rede que como já citado anteriormente neste trabalho representam uma parcela muito grande na capacidade de Geração Distribuída atualmente instalada no Brasil (SOLAR BRASIL, 2019).

Nos próximos itens serão abordados os mesmos parâmetros de cálculos e retornos de investimentos, payback, TIR, TMA para implantação dos sistemas de fotovoltaicos com as mesmas capacidades de geração e atendimento da mesma demanda. Foram solicitados três orçamentos a três empresas distintas da região de João Monlevade, estado de Minas Gerais.

Os três orçamentos ficaram em média 5% de diferença nos valores de implantação totais, e, neste trabalho, está sendo considerado o orçamento do valor mediano dos três valores obtidos no mercado. Por não fazer parte do foco deste trabalho, nesta etapa não serão tratados os aspectos técnicos acerca da implantação física, pois todos os insumos, projetos e serviços são contemplados no valor final do orçamento. A Figura 56 mostra um recorte da proposta comercial emitida pela empresa contratada para orçamento. Note em destaque na imagem referida é citado pela empresa um retorno do investimento de 2 anos.

## Figura 56: Orçamento para Geração Fotovoltaica

Dados do sistema calculado:

- Potência nominal do sistema: **87,10 KWp**
- Energia gerada mensal: 9.600 kW/h mês
- Área mínima necessária: 560m<sup>2</sup>
- Peso total, placas e estruturas: 5.760 Kg
- Peso por metro quadrado: 10,3 kg/m<sup>2</sup>
- Local de instalação: **telhado metálico**

### 2) CONDIÇÕES COMERCIAIS

A seguir apresentamos as condições da proposta comercial – Projeto, ART, Instalação, Materiais e Equipamentos.

| ITEM | DESCRIÇÃO                              | UNID. | QTDE |
|------|--|-------|------|
| 1    | Módulo Canadian 335W 72 CELLS POLY     | Unid. | 260  |
| 2    | Inversor Sungrow 36kW 3MPPT            | Unid. | 02   |
| 3    | Transformador rebaixador 75 kVA        | Unid. | 01   |
| 4    | Cabos, suportes e materiais elétricos. | Cj.   | 01   |
| 5    | Painel Trafo                           | Unid. | 01   |
| 6    | Seguro de Risco 1 ano                  | Unid. | 01   |

**VALOR TOTAL: R\$ 320.950,00 (trezentos e vinte mil novecentos e cinquenta reais)**

**TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO: 2 ANOS**



Fonte: Horizonte Solar, 2019

Notamos que na proposta enviada a empresa não calcula o valor de manutenção e operação do sistema fotovoltaico, que segundo Portal Solar (2019) em utilização de software de gestão e manutenção de sistemas fotovoltaicos, em 10 anos (período de garantia dos inversores orçados), estima-se um custo de 34 a 40% do valor do investimento. Nota-se também que todas as empresas trazem como cálculo de retorno do investimento o período de vida útil das placas fotovoltaicas (em média 25 anos), mas neste trabalho o autor optou por equiparar o menor período de garantia dos itens do sistema, neste caso os inversores.

Para fins de cálculo este valor será incluído no custo inicial como a média (37%) representando um montante de R\$ 118.751,50. O cálculo do payback é descrito na planilha 88.

- a) **Payback:** Conforme dados da Tabela 15, verifica-se que o payback do sistema fotovoltaico em questão encontra-se entre ao início do quinto ano (aproximadamente 49 meses), ou seja, o projeto terá o retorno do investimento no quadragésimo nono mês após sua instalação. Após este

período, conta-se que os demais valores dos próximos fluxos de caixa serão de lucro para o investidor, ou seja, no final dos 10 anos, a implantação do sistema fotovoltaico renderá R\$647.252,50.

Tabela 15: Payback do Sistema Fotovoltaico

| ANO | VALOR INVESTIMENTO NO PROJETO (10 ANOS) | FLUXO DE CAIXA ANUAL | PAYBACK         |
|-----|---|----------------------|-----------------|
| 0   | -R\$ 439.701,50                         |                      |                 |
| 1   |   | R\$ 108.695,40       | -R\$ 331.006,10 |
| 2   |   | R\$ 108.695,40       | -R\$ 222.310,70 |
| 3   |   | R\$ 108.695,40       | -R\$ 113.615,30 |
| 4   |   | R\$ 108.695,40       | -R\$ 4.919,90   |
| 5   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 103.775,50  |
| 6   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 212.470,90  |
| 7   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 321.166,30  |
| 8   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 429.861,70  |
| 9   |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 538.557,10  |
| 10  |   | R\$ 108.695,40       | R\$ 647.252,50  |

Fonte: O próprio autor, 2019.

- b) **VPL:** Após o cálculo, a tabela 16 mostra que o VPL atingiu o valor de R\$ 385,530,00 representando que o projeto também é viável, como já citado anteriormente, considerando que, para que o projeto seja aceito, Macedo (2014) cita que o VPL deverá ter o valor positivo, ou seja,  $VPL > 0$ .

Tabela 16: VPL do Sistema Fotovoltaico

| ANO | FLUXO DE CAIXA ANUAL | VPL                          | FLUXO DE CAIXA ATUALIZADO |
|-----|----------------------|------------------------------|---------------------------|
| 0   | -R\$ 439.701,50      | -439701,5                    | -R\$ 439.701,50           |
| 1   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^1$    | R\$ 103.175,51            |
| 2   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^2$    | R\$ 97.935,94             |
| 3   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^3$    | R\$ 92.962,45             |
| 4   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^4$    | R\$ 88.241,53             |
| 5   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^5$    | R\$ 83.760,35             |
| 6   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^6$    | R\$ 79.506,74             |
| 7   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^7$    | R\$ 75.469,14             |
| 8   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^8$    | R\$ 71.636,58             |
| 9   | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^9$    | R\$ 67.998,65             |
| 10  | R\$ 108.695,40       | $108695,4 / (1+0,0535)^{10}$ | R\$ 64.545,47             |
|     |                      |                              | <b>R\$ 385.530,84</b>     |

Fonte: O próprio autor, 2019.

- c) **TIR:** Seguindo com a análise, para obter a taxa interna de retorno, dar-se-á o fluxo de caixa inicial de – R\$ 439.701,50, seguido pelo fluxo de caixa de entradas de R\$ 108695,40 durante 10 períodos (10 anos). O valor da TIR é de 21,07%, maior que a TMA, que faz com que a taxa de atratividade do investimento estabelecida de 5,35%, também recomendando a aprovação do projeto em questão. A tabela 17 mostra a TIR obtida pelo sistema fotovoltaico.

Tabela 17: TIR do Sistema Fotovoltaico.

| ANO | FLUXO DE CAIXA ANUAL | TIR   | RESULTADO TIR |
|-----|----------------------|---|---------------|
| 0   | -R\$ 439.701,50      |   |               |
| 1   | R\$ 108.695,40       | $= -439701,5 + (108695,4 / 1 + i)^1$            | -54,09%       |
| 2   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (2 \times 108695,4 / 1 + i)^2$     | -36,41%       |
| 3   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (3 \times 108695,4 / 1 + i)^3$     | -13,58%       |
| 4   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (4 \times 108695,4 / 1 + i)^4$     | -0,45%        |
| 5   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (5 \times 108695,4 / 1 + i)^5$     | 7,51%         |
| 6   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (6 \times 108695,4 / 1 + i)^6$     | 12,58%        |
| 7   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (7 \times 108695,4 / 1 + i)^7$     | 15,94%        |
| 8   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (8 \times 108695,4 / 1 + i)^8$     | 18,26%        |
| 9   | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (9 \times 108695,4 / 1 + i)^9$     | 19,89%        |
| 10  | R\$ 108.695,40       | $= -173340 + (10 \times 108695,4 / 1 + i)^{10}$ | 21,07%        |

Fonte: O próprio autor, 2019.

#### 6.4 COMPARATIVO ENTRE AS TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO

Neste capítulo o autor trouxe em questão os custos de implantação das tecnologias de geração hidrelétricas com micro centrais altamente detalhado e fotovoltaica com uma abordagem simples comparativa e financeira. Na planilha abaixo será mostrado os resultados comparativos resumidos acerca da implantação das duas tecnologias trazidas aqui por este trabalho. A tabela 18 mostra os comparativos.

Tabela 18: Comparativo Entre as Tecnologias de Geração

| TIPO         | INVESTIMENTO INICIAL | RETORNO DO INVESTIMENTO | VPL            | TIR    |
|--------------|----------------------|-------------------------|----------------|--------|
| Micro CGH    | R\$ 173.340,00       | 19 meses                | R\$ 651.892,34 | 62,21% |
| Fotovoltaico | R\$ 439.701,50       | 49 meses                | R\$ 385.530,84 | 21,07% |

Fonte: O próprio autor, 2019.

## 7 CONCLUSÃO

O desenvolvimento deste trabalho permitiu analisar com critério os aspectos técnicos, ambientais, financeiros, sociais de Centrais Geradora Hidrelétricas (CGHs) conectadas à rede de baixa tensão de uma distribuidora em Minas Gerais na modalidade de Geração Distribuída durante os anos de 2018/2019. Por ser um conceito ainda recente no sistema elétrico brasileiro e mineiro, as CGHs começam a ganhar força para implantação por parte dos empreendedores, principalmente no estado de Minas Gerais, por se tratar de um estado com relevo bem acidentado e com grande potencial hídrico comparado a outros estados brasileiros.

Com relação às características básicas das CGHs e seus equipamentos, percebe-se que, para a construção deste empreendimento, exigem-se baixos custos e equipamentos não tão complexos, que podem ser encontrados no país com fornecedores como a WEG, ALTERIMA, SIEMENS, que comercializam turbinas hidráulicas e hidrogeradores. Além disso, o impacto de sua construção não afeta tanto ou quase nada o meio ambiente como as PCHs e as UHEs. Reforça-se que as bibliográficas específicas sobre CGHs ainda são pequenas, mas que podem crescer com o aumento da implantação desses empreendimentos no Brasil.

Apenas deste trabalho contemplar uma micro CGH com capacidade instalada abaixo de 15kW, a definição do limite máximo de potência nos últimos anos dessas pequenas centrais, conforme a legislação, cresceu de 1MW para 5MW, atualmente permitindo que somente necessitem de registro na ANEEL para comercializarem energia com as distribuidoras através do SCEE. Portanto, isso também incentivou o crescimento das Centrais Geradoras Hidrelétricas no mercado.

No momento da conexão da CGH à rede de baixa tensão de uma distribuidora, alguns impactos podem ser percebidos diretamente, como as mudanças das perdas, mudanças nas tensões da rede, fluxo bidirecional de potência da rede, perda da coordenação dos equipamentos de proteção e ilhamento.

Apesar desses impactos, a realização de estudos e a adequação de parâmetros técnicos exigidos pela ANEEL e pela CEMIG permitem mitigar ou até mesmo anular o impacto desses empreendimentos elétricos com formatos coordenados de proteção, manutenção e operação.

As principais normas relacionadas à conexão de CGHs à rede de



baixa tensão, como o PRODIST, RN 482/2012/ANEEL, 687/2015/ANEEL, e a Instrução Normativa ND 5.30 da CEMIG DISTRIBUIÇÃO delimitam vários princípios a serem seguidos pelos acessantes afim de que as CGHs, nas modalidades de Produtores Independentes de Energia e Autoprodutores de Energia com Venda Excedente, consigam conectar seus equipamentos com a rede elétrica da distribuidora dentro da lei e das normas técnicas mínimas vigentes.

Além disso, a simulação orçamentária descrita neste trabalho com cálculos de Payback, VPL, TIR garantem que o empreendimento tenha saúde financeira positiva para uma implantação real. Traz também o comparativo financeiro com a tecnologia fotovoltaica nas mesmas condições de carga, onde a implantação da CGH superou em quase três vezes a Taxa Interna de retorno em comparação com a tecnologia fotovoltaica.

Em resumo, as CGHs têm um futuro promissor à frente no estado de Minas Gerais e no Brasil. A legislação está atual e condizente com as condições desses pequenos acessantes, que é o baixo custo e poucas exigências que, no passado, barravam esses pequenos empreendimentos a favor das grandes usinas. As distribuidoras também sentirão mudanças com o aumento da conexão. Portanto, cabe aos seus corpos técnicos e à atualização de seus equipamentos se adequarem aos novos tempos. Mas, percebe-se, com as novas legislações e normas, que as distribuidoras já estão preparadas para enfrentar essas novas mudanças.

Por fim, o autor sugere algumas propostas de trabalhos futuros visando explorar mais a fundo o ambiente da conexão das CGHs à rede de baixa e também em um futuro próximo, de média tensão.

- Realização de simulação em *softwares* de fluxo de potência para comparação de resultados;
- Aquisição de dados reais com equipamentos de medição nas CGHs de potências acima de 1MW, para verificação das estimativas das simulações ambientais, técnicas e financeiras.
- Participar, projetar e implementar de forma concisa, com todos os estudos atribuídos à este trabalho, a “**Micro CGH Cachoeira**” no município de São José do Goiabal - MG, localizado a 65km da cidade de João Monlevade.

- Realizar estudos da legislação para verificar se as CGHs podem participar da venda de energia em leilões de energia ou, por serem de capacidade reduzida, não estão aptas a participar desse ambiente de venda;
- Encontrar melhores arquivos de imagem dos componentes das obras civis e até mesmo visitar as CGHs para conseguir isso, visto que as bibliografias específicas ainda são poucas;
- Buscar outras legislações das distribuidoras sobre conexão de CGHs (em outros estados) e comparar as diferenças técnicas nos estudos de retorno do investimento.

## REFERÊNCIAS

ABRAPCH (Curitiba). **O Potencial das Pequenas Geradoras**. 2017a. Disponível em: <<http://www.abrapch.org.br/artigos/12/o-potencial-daspequenas-geradoras>>. Acesso em: 01 nov. 2018.

ABREU, Thiago Modesto de. **Proposta de Metodologia para definição de quantidade de grupos geradores de pequenas centrais hidrelétricas**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá, 2015. Disponível em <<https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/158>>. Acesso em 28/04/2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.. Banco de Informação de Geração. Atualizado em: 03/11/2018 <<http://aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> > Acesso em 03 nov. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.. Banco de Informação de Geração. <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>> - por: SRD - publicado: 28/09/2015 10:48, última modificação: 15/08/2018 14:11. Acesso em 02 nov. 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas”, Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG, Brasília, Brasil, 2003.

ANEEL. **Balanco de Informações de Geração: Capacidade Instalada por Estado**. 2018b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/ResumoEstadual.cfm>>. Acesso em: 07 abr. 2019.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Resolução Normativa Nº 482/2012”, Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Abril, 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Resolução Normativa Nº 687/2015”, Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Novembro, 2015.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist”, Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Dezembro, 2012.

ALMEIDA, Mário de Souza. **Elaboração de projeto, TCC, dissertação e tese: uma abordagem simples, prática e objetiva**. São Paulo: Atlas, 2011.

ALTERIMA GERADORES E CENTRAIS. Mini Usinas Hidrelétricas Alterima Geradores (MHU) <<http://www.alterima.com.br/index.asp?lnCdSecao=35>> – acesso em 11 nov. 2018.

BACEN, Banco Central do Brasil. Disponível em <<https://www.bcb.gov.br/>>. Acesso em 28/03/2019

BITTENCOURT, Annelise Anderson. **Proteção Adaptativa de Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Geração Distribuída**. 2011. 132 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/94903>>. Acesso em: 20 maio 2019.

BHA - British Hydropower Association (Reino Unido). **A guide to UK mini-hydro developments**. Disponível em: <[http://www.britishhydro.org/Useful\\_Information/A\\_Guide\\_to\\_UK\\_mini-hydro\\_developmentv3.pdf](http://www.britishhydro.org/Useful_Information/A_Guide_to_UK_mini-hydro_developmentv3.pdf)>. Acesso em: 25 mar. 2019.

BRENNAND ENERGIA. **PCH Ombreiras**. Disponível em: <[http://www.brennandenergia.com.br/site\\_br/imagens.php](http://www.brennandenergia.com.br/site_br/imagens.php)>. Acesso em: 04 abr. 2019.

CARNEIRO, Daniel; COLI, Adriana; DIAS, Fábio. **PCHs pequenas centrais hidrelétricas: aspectos jurídicos, técnicos e comerciais**. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2017. 224 p.

CBDB – COMITÊ BRASILEIRO DE BARRAGENS. **A história das barragens no Brasil, séculos XIX, XX e XXI**: cinquenta anos do Comitê Brasileiro de Barragens. Coordenação de Flávio Miguez de Mello. Edição de Corrado Piasentin. Rio de Janeiro: CBDB, 2011.

CEMIG, Manual de Distribuição. **Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição – Conexão em Baixa Tensão – ND 5.30. revisão 3 – 2018**.

Central Elétrica de Minas Gerais. <[http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/micro\\_minigeracao](http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/micro_minigeracao)> Acesso em 02 nov.2018.

CHAPMAN, Stephen J.. **Fundamentos de máquinas elétricas [recurso eletrônico]**. 5. ed. Porto Alegre: Amgh, 2013. Tradução: Anatólio Laschuk.

COMAX CONSTRUTORA DE OBRAS (Xanxerê). **CGH Aurora**. 2008. Disponível em: <[http://www.comaxco.com.br/index.php/obra\\_integra/cgh\\_aurora/](http://www.comaxco.com.br/index.php/obra_integra/cgh_aurora/)>. Acesso em: 15 abr. 2019.

CONSTRUNÍVEL CONSTRUTORA. **CGH Rondinha**. Disponível em: <[http://construnivelconstrutora.com.br/wpcontent/uploads/2015/10/DJI\\_0027-1.jpg](http://construnivelconstrutora.com.br/wpcontent/uploads/2015/10/DJI_0027-1.jpg)>. Acesso em: 05 abr. 2019.

Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006. Disponível em: <[http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/2006\\_tese\\_luis\\_ochoa.pdf](http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/2006_tese_luis_ochoa.pdf)>. Acesso em: 20 maio 2019.

ELETOBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas**. Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/geracao/Manuais%20para%20Estudos%20e%20Projetos%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia/Diretrizes%20PCH.zip>> . Acesso em: 30 mar. 2019.

FERREIRA, J.H.I. et al. Assessment of the potential of small hydropower development in Brazil. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v.56, p.380-387, abr. 2016.

FRITZ, Jack J.. **Small and Mini Hydropower Systems: Resource Assessment and Project Feasibility**. New York: Mcgraw-hill, 1984.

GRUPO MARCON (Cuiabá). **PCH Aquárius**. 2006. Disponível em: <<http://www.grupomarcon.com/engenharia-e-metalurgica/ver/18-pchaquarius>>. Acesso em: 16 abr. 2019.

HIDRAWATT - ENGENHARIA E PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (Ijuí). **CGH Mambuca**. 2017. Disponível em: <<http://hidrawatt.com.br/2017/02/13/cgh-mambuca/>>. Acesso em: 15 abr. 2019.

HIDROENERGIA – Gerando Soluções em Sistemas Hidrelétricos <<http://www.hidroenergia.com.br/tipos-de-turbinas-hidraulicas>>. Acesso em 25 out. 2018.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, Disponível em <<https://mapas.ibge.gov.br/images/pdf/mapas/mappag99.pdf>> Mapas 2016. Acesso em 24/04/2019.

LUDWIG, GLAUBER. **Dimensionamento de Microcentral Hidroelétrica no Ambiente de Geração Distribuída**. 2016. 29f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia de Energia). Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

MAMEDE FILHO, J.; 2005. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3 ed. Rio de Janeiro: LTC.

MAIOLA, Patrícia Cristina. **Arquitetura multiagente para a coordenação de relés de sobrecorrente na proteção de sistemas radiais na presença de geração distribuída**. 2014. 130 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/123233/326966.pdf>>. Acesso em: 20 maio 2019.

MARCONI, Marina de Andrade e LAKATOS, Eva Maria. **Metodologia do Trabalho Científico**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

MARTINS, Daniel Tjäder. **Estudo de Alternativas de Arranjo de uma Pequena Central Hidrelétrica: um Estudo de Caso da CGH Martins**. 95 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Civil, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/157158>>. Acesso em: 23 mar. 2019.

MENDES, Lucas. ASTRA SOLAR. **Geração distribuída no Brasil**. Atualizado em: julho de 2017. <<https://astrasolar.com.br/energia-distribuida/geracao-distribuida-no-brasil>> Acesso em 04 nov. 2018.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Energia 2026**. 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sitespt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>. Acessado em: 23 out 2018.

PARAIBUNA JUIZ DE FORA 2015. Disponível em: <<http://paraibunajf.blogspot.com/2015/06/conteudo-extra-1-1-usina-hidreletrica.html>> - acessado em 21/04/2019.

PENCHEL CONSTRUTORA, Proposta Comercial emitida em 28/04/2019.

PEREIRA, Geraldo Magela. **Projeto de usinas hidrelétricas passo a passo**. São Paulo: Oficina de Textos, 2015.

PIZZALI, Luis Fernando Ochoa. **Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos**. 2006. 158 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia

SEVERINO, Mauro Moura; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição. **Revista Brasileira de Energia**, v.14, n.1, p.47-69, 2008. Disponível em: <[https://new.sbpe.org.br/wpcontent/themes/sbpe/img/artigos\\_pdf/v14n01/v14n01a3.pdf](https://new.sbpe.org.br/wpcontent/themes/sbpe/img/artigos_pdf/v14n01/v14n01a3.pdf)>. Acesso em: 15 maio 2019.

SILVA, J. A. L. **Avaliação técnica-econômica de minicentrals hidrelétricas operando a velocidade variável utilizando conversores de potência**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, 2017. <<https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1409M.PDF>>.

SOUZA, Zulcy de; SANTOS, Afonso Henrique Moreira; BORTONI, Edson da Costa. **Centrais Hidrelétricas: implantação e comissionamento**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2009. 520 p.

TONHÁ, Henrique Mesquita. **Análise da geração distribuída sob a perspectiva de maximização de potência injetada em sistemas de distribuição**. 2017.122 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e da Computação) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2017. Disponível em: <<http://repositorio.bc.ufg.br/tede/handle/tede/7401>>. Acesso em: 15 maio 2019.

TRUJILLO, Ferrari Alfonso. Metodologia da Ciência. 2. ed. Rio de Janeiro: Kennedy, 1974.

VERGILIO, Karen Evelline Perusso e outros. **Geração Distribuída e Pequenas Centrais Hidrelétricas: Alternativas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil**. 2012. Tese de Doutorado. UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO.

WEG (Santa Catarina). **Hidrogeradores**. 2016. Disponível em: <<http://www.weg.net/files/products/WEG-hidrogeradores-50005371-catalogo-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2019.

WELT ENERGIA (Goiânia). **CGHs: ETAPAS NO DESENVOLVIMENTO DE UM PROJETO DE CGH**. Disponível em: <<https://www.weltenergia.com.br/energia-hidraulica>>. Acesso em: 30 mar. 2019.