

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA  
CURSO ENGENHARIA ELÉTRICA

Diego Coscodai Souza

**ESTUDO SOBRE PROJETO ELÉTRICO BÁSICO DE PEQUENAS CENTRAIS  
HIDROELÉTRICAS**

Florianópolis

2019

Diego Coscodai Souza

**ESTUDO SOBRE PROJETO ELÉTRICO BÁSICO DE PEQUENAS CENTRAIS  
HIDROELÉTRICAS**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Nelson Jhoe Batistela.

Florianópolis

2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Souza, Diego Coscodai  
Estudo sobre Projeto Elétrico Básico de Pequenas  
Centrais Hidroelétricas / Diego Coscodai Souza ;  
orientador, Nelson Jhoe Batistela, 2019.  
90 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,  
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

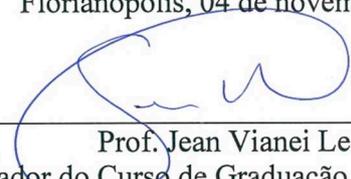
1. Engenharia Elétrica. 2. Pequena Central  
Hidrelétrica. 3. Energia Hidráulica. 4. Gerador Elétrico.  
I. Jhoe Batistela, Nelson . II. Universidade Federal de  
Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III.  
Título.

Diego Coscodai Souza

**Estudo sobre projeto elétrico básico de pequenas centrais  
hidroelétricas**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para  
obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em  
sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 04 de novembro de 2019.



---

Prof. Jean Viane Leite, Dr.  
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**



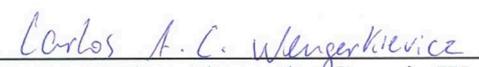
---

Prof. Nelson Jhoe Batistela, Dr.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina



---

Prof. Carlos Alberto Livramento, MSc.  
Coorientador (se houver e participar da banca)  
Universidade Federal de Santa Catarina



---

Eng. Eletric. Carlos Alexandre Correia Wengerkiewicz, MSc  
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais Manoel e Marli, ao meu irmão Leonardo, a minha sobrinha Helena e à minha namorada Daiane.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à Deus por ter chegado até aqui e por tudo o que vivi nessa jornada.

Ao apoio dado pela minha família, especialmente a minha mãe, Marli, e ao meu pai, Manoel, pelo exemplo de vida, dedicação e paciência para que eu pudesse me formar.

Ao meu irmão Leonardo e sua família pelo apoio ao longo desses anos.

À minha namorada, Daiane, pela compreensão e ajuda que sem os quais, não seria possível concluir essa etapa.

À Universidade Federal de Santa Catarina e ao corpo de professores do departamento pela oportunidade de realizar a graduação em Engenharia Elétrica.

Ao Prof. Nelson Jhoe Batistela, pelo auxílio dado na orientação deste trabalho.

Ao setor de eletromecânica da GeoEnergy Engenharia pela oportunidade oferecida, e em especial, aos estagiários Felipe e Marina pelo companheirismo demonstrado durante o estágio.

Aos amigos que fiz durante a graduação, Fernando, Pablio, Ronny e demais colegas que fizeram parte dessa caminhada.

“A persistência é o caminho do êxito.”

(Charles Chaplin).

## RESUMO

Este trabalho tem como objetivo apresentar as características de um projeto elétrico básico de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH). O trabalho inclui a explicação teórica sobre a escolha de turbinas hidráulicas, geradores, equipamentos de proteção, arranjos da casa de força e normas de projetos de PCHs. Aborda-se também um estudo de caso de um projeto realizado no ano de 2018, que envolve a escolha de turbina, gerador elétrico, equipamentos de proteção elétrica e cálculos de energia assegurada.

**Palavras-chave:** Pequena Central Hidrelétrica. Energia Hidráulica. Gerador Elétrico.

## **ABSTRACT**

This study has the objective to present the characteristics of a basic electrical project of Small Hydroelectric Powerplants (SHP). The study includes theoretical explanation about the choice of hydraulic turbines, electrical generators, protection equipment, powerhouse arrangement and regulations of SHP projects. It also concludes with a case study about a project made in 2018 in which involves the turbine choice, electrical generator, electrical protection equipment and calculation of assured energy.

**Keywords:** Small Hydroelectric Powerplant. Hydraulic Energy. Electric generator.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Princípios de Geração Elétrica.....	22
Figura 2 - Circuito hidráulico de geração.....	27
Figura 3 - Barragem do tipo arco da UHE Funil.....	28
Figura 4 - Barragem de Terra: PCH Ombreiras.....	28
Figura 5 - Barragem da UHE Foz do Chapecó.....	29
Figura 6 - Vertedouro de Soleira Livre: UHE Salto Caveiras.....	30
Figura 7 - Tomada d'água PCH Unai Baixo.....	31
Figura 8 - Gráfico preliminar para escolha de turbinas.....	32
Figura 9 - Turbinas tipo Pelton.....	34
Figura 10 - Turbinas Francis Horizontal.....	35
Figura 11 - Turbinas tipo Kaplan.....	36
Figura 12 - Visão em corte de uma válvula esférica.....	38
Figura 13 - Volante de inércia (em amarelo) acoplado a um gerador.....	39
Figura 14 - Variação do Rendimento x Vazão.....	40
Figura 15 – Rotor de gerador de Polos Salientes.....	42
Figura 16 - Excitatriz Estática.....	43
Figura 17 - Proteção mínima de geradores acima de 10 MVA.....	45
Figura 18 - TC tipo Barra.....	46
Figura 19 - TC em diagrama unifilar.....	47
Figura 20 - Transformador de Potencial.....	48
Figura 21 - Painéis de Sistemas Auxiliares.....	49
Figura 22 - Subestação externa PCH Paracambi.....	51
Figura 23 - Transformador isolado a óleo 69 kV/13,8 kV.....	52
Figura 24 - Relê de proteção digital.....	53
Figura 25 - Tela de monitoramento de uma PCH.....	54
Figura 26 - Curva de Permanência de Vazões.....	55
Figura 27 - Gráfico para Seleção de Turbina.....	59
Figura 28 - Visão Frontal e Lateral Gerador.....	64
Figura 29 - Posicionamento do Grupo de Geradores.....	66
Figura 30 - Visão Lateral da Casa de Força.....	67
Figura 31 - Visão superior da casa de força.....	68
Figura 32 - Diagrama Unifilar Gerador.....	70

Figura 33 - Aterramento de Neutro .....	72
Figura 34 - Protetor de Surto .....	73
Figura 35 - Diagrama unifilar da subestação da PCH .....	74
Figura 36 - Diagrama unifilar do transformador elevador .....	76
Figura 37 - Arranjo da subestação .....	79

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Empreendimentos em Operação no Brasil .....	24
Quadro 2 - Velocidade de Disparo. ....	37
Quadro 3 - Resultados das Simulações Energéticas.....	60
Quadro 4 - Dimensões de Geradores SH11.....	65

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características das Turbinas.....	33
Tabela 2 - Velocidade de Rotação.....	41
Tabela 3 - Tensão de Geração em Função da Potência do Gerador.....	42
Tabela 4 - Escolha de Transformador de Corrente.....	71
Tabela 5 - Transformador de Potencial do gerador.....	72
Tabela 6 - Transformador de Corrente Neutro.....	73
Tabela 7 - Cargas da subestação.....	75
Tabela 8 - Transformador de corrente de neutro do transformador elevador.....	76
Tabela 9 - Para raios de proteção de linha.....	77
Tabela 10 - Chave Seccionadora.....	77
Tabela 11 - Transformador de potencial da linha de transmissão.....	78
Tabela 12 - Transformador de Corrente da linha de transmissão.....	79
Tabela 13 - Perdas até a Conexão.....	80

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (%)
TEIP	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (%)
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UHE	Usina Hidrelétrica
UHRV	Unidade Hidráulica Reguladora de Velocidade.

## LISTA DE SÍMBOLOS

C.A	Corrente Alternada (A)
C.C	Corrente Contínua (A)
N	Rotação da turbina (RPM)
P	Potência de saída no eixo da turbina (kW)
H	Queda (m)
kV	KiloVolt
S	Potência Aparente (VA)
$n_s$	Velocidade específica
$n_T$	Rendimento Nominal por Turbina (%)
$n_G$	Rendimento Nominal por Gerador (%)
$Perdas_{con}$	Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão (%)
$C_{int}$	Consumo Interno (MW médio);
$Q_r$	Vazão Remanescente do Aproveitamento (m <sup>3</sup> /s)
$Q_u$	Vazão de Usos Consuntivos (m <sup>3</sup> /s);
$V$	Tensão (V)

## SUMÁRIO

1.1	MOTIVAÇÃO.....	19
1.2	OBJETIVOS.....	20
1.2.1	<b>Objetivo Geral.....</b>	<b>20</b>
1.2.2	<b>Objetivos Específicos .....</b>	<b>20</b>
1.3	METODOLOGIA .....	20
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	21
2	<b>REVISÃO TEÓRICA .....</b>	<b>22</b>
2.1	PRINCÍPIOS DE ENERGIA HIDRÁULICA .....	22
2.2	DEFINIÇÃO DE PCH .....	23
2.3	CLASSIFICAÇÃO.....	24
2.3.1	<b>Usinas a Fio D'água .....</b>	<b>24</b>
2.3.2	<b>Acumulação com Regularização do Reservatório.....</b>	<b>24</b>
2.4	PROJETO BÁSICO .....	25
2.5	ROTEIRO DE OUTORGA VIA AUTORIZAÇÃO PELA ANEEL.....	25
2.6	CIRCUITO HIDRÁULICO DE GERAÇÃO .....	26
2.6.1	<b>Barragem.....</b>	<b>27</b>
2.6.2	<b>Vertedouro .....</b>	<b>29</b>
2.6.3	<b>Tomada d'água .....</b>	<b>30</b>
2.6.4	<b>Canal de Adução.....</b>	<b>31</b>
2.6.5	<b>Conduto Forçado .....</b>	<b>31</b>
2.6.6	<b>Canal de Fuga .....</b>	<b>31</b>
2.7	TURBINAS .....	32
2.7.1	<b>Turbinas Tipo Pelton.....</b>	<b>34</b>
2.7.2	<b>Turbinas Tipo Francis.....</b>	<b>34</b>
2.7.3	<b>Turbinas Tipo Kaplan.....</b>	<b>35</b>
2.8	GENERALIDADES DAS TURBINAS.....	36
2.8.1	<b>Velocidade de Disparo.....</b>	<b>37</b>

<b>2.8.2</b>	<b>Volante de Inércia.....</b>	<b>38</b>
<b>2.8.3</b>	<b>Unidade Reguladora de Velocidade .....</b>	<b>39</b>
<b>2.9</b>	<b>GERADORES .....</b>	<b>40</b>
<b>2.9.1</b>	<b>Sistema de Excitação .....</b>	<b>42</b>
<b>2.9.2</b>	<b>Proteção de Geradores .....</b>	<b>43</b>
<i>2.9.2.1</i>	<i>Transformador de Corrente (TC).....</i>	<i>46</i>
<i>2.9.2.2</i>	<i>Transformadores de Potencial (TP).....</i>	<i>47</i>
<b>2.10</b>	<b>SISTEMAS AUXILIARES ELETROME CÂNICOS.....</b>	<b>48</b>
<b>2.10.1</b>	<b>Transformador de Serviços Auxiliares.....</b>	<b>49</b>
<b>2.10.2</b>	<b>Sistema de Corrente Contínua.....</b>	<b>49</b>
<b>2.10.3</b>	<b>Geradores a Diesel .....</b>	<b>50</b>
<b>2.11</b>	<b>SUBESTAÇÃO.....</b>	<b>50</b>
<b>2.11.1</b>	<b>Transformador.....</b>	<b>51</b>
<b>2.11.2</b>	<b>Seccionadores .....</b>	<b>52</b>
<b>2.11.3</b>	<b>Para-raios .....</b>	<b>52</b>
<b>2.11.4</b>	<b>Relês de proteção .....</b>	<b>53</b>
<b>2.12</b>	<b>SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE .....</b>	<b>53</b>
<b>2.13</b>	<b>ESTUDOS ENERGÉTICOS.....</b>	<b>54</b>
<b>2.13.1</b>	<b>Energia Assegurada.....</b>	<b>55</b>
<b>2.13.2</b>	<b>Estimativa das Perdas de Carga.....</b>	<b>55</b>
<b>2.13.3</b>	<b>Queda Líquida .....</b>	<b>56</b>
<b>2.13.4</b>	<b>Taxas de Indisponibilidade .....</b>	<b>56</b>
<b>2.13.5</b>	<b>Garantia Física.....</b>	<b>57</b>
<b>2.13.6</b>	<b>Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão.....</b>	<b>57</b>
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>59</b>
<b>3.1</b>	<b>DESCRIÇÃO DO PROJETO .....</b>	<b>59</b>
<b>3.2</b>	<b>ESCOLHA DA CONFIGURAÇÃO .....</b>	<b>59</b>
<b>3.3</b>	<b>ESCOLHA DA TURBINA .....</b>	<b>60</b>
<b>3.3.1</b>	<b>Escolha das Alternativas .....</b>	<b>60</b>

3.3.2	<b>Dimensionamento da Turbina .....</b>	<b>61</b>
3.4	<b>ESCOLHA DA CONFIGURAÇÃO DO GERADOR.....</b>	<b>62</b>
3.4.1	<b>Sistema de Excitação .....</b>	<b>63</b>
3.4.2	<b>Características do Gerador.....</b>	<b>63</b>
3.4.3	<b>Estimativa de Peso do Gerador .....</b>	<b>65</b>
3.5	<b>CONFIGURAÇÃO DA CASA DE FORÇA .....</b>	<b>66</b>
3.6	<b>DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA C.C E C.A .....</b>	<b>68</b>
3.7	<b>PROTEÇÃO DO GERADOR.....</b>	<b>69</b>
3.7.1	<b>Transformadores de Corrente.....</b>	<b>71</b>
3.7.2	<b>Transformador de Potencial.....</b>	<b>71</b>
3.7.3	<b>Proteção do Neutro .....</b>	<b>72</b>
3.7.4	<b>Proteção de Surtos do gerador .....</b>	<b>73</b>
3.8	<b>SUBESTAÇÃO.....</b>	<b>74</b>
3.8.1	<b>Transformador Elevador .....</b>	<b>75</b>
3.8.1.1	<i>Transformador de Corrente do Neutro do Transformador.....</i>	<i>75</i>
3.8.2	<b>Para-raios .....</b>	<b>76</b>
3.8.3	<b>Seccionadoras.....</b>	<b>77</b>
3.8.4	<b>Transformadores de Potencial da linha de transmissão.....</b>	<b>78</b>
3.8.5	<b>Transformadores de Corrente da linha de transmissão.....</b>	<b>78</b>
3.8.6	<b>Arranjo da Subestação .....</b>	<b>79</b>
3.8.7	<b>Perdas Elétricas da Linha de Transmissão .....</b>	<b>80</b>
3.9	<b>RELÊS DE PROTEÇÃO .....</b>	<b>80</b>
3.10	<b>SISTEMAS DE SUPERVISÃO.....</b>	<b>81</b>
4	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>82</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>83</b>
	<b>ANEXO A - Vazão Mensal (m<sup>3</sup>/s).....</b>	<b>86</b>
	<b>ANEXO B – Fluxograma para Estudo de Projeto Básico de PCH.....</b>	<b>88</b>
	<b>ANEXO C – Diagrama Unifilar da Usina.....</b>	<b>89</b>

## 1 INTRODUÇÃO

As usinas hidrelétricas, também conhecidas como Centrais Hidroelétricas, são importantes parques geradores de energia elétrica no mundo. A geração no Brasil corresponde por cerca de 60,8% da matriz energética nacional de acordo com dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no ano de 2019.

Nessa porcentagem incluem-se as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Tais usinas, diferente das usinas de grande porte, não necessitam de grandes reservatórios de água, podendo operar a fio d'água. Devido ao seu menor porte, as PCHs têm um impacto ambiental menor, bem como, possuem uma maior velocidade de implementação quando comparadas às usinas hidrelétricas de maiores potências.

A ANEEL (2016) classifica como PCHs aqueles empreendimentos que se situam na faixa de 5 a 30 MW e área alagada inferior a 13 km<sup>2</sup>. Usinas com potência e área alagada inferiores, são classificadas como Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), e usinas que possuem tanto uma potência superior a 30 MW ou área alagada superior a 13 km<sup>2</sup>, são classificadas como Usinas Hidrelétricas (UHE).

Atualmente existem 30 PCHs em construção e outros 97 empreendimentos com construções ainda não iniciadas (ANEEL, 2019). Os últimos leilões de energia indicam crescimento no setor, sendo que o país conta ainda com 1124 PCHs em operação e com outros 1.069 projetos que podem ser viabilizados, somando investimentos totais na ordem de R\$ 49 bilhões (ABRAPCH, 2019).

### 1.1 MOTIVAÇÃO

As Pequenas Centrais Hidrelétricas são energias renováveis e pelo fato das mesmas possuírem um pequeno reservatório ou ainda, operarem a fio d'água, faz com que elas sejam boas opções a se investir.

As PCHs têm um impacto ambiental menor que as Usinas Hidrelétricas (UHEs). Elas operam, em sua maioria, a fio d'água (quando a vazão que “entra” na usina é a mesma que sai) e causam um impacto ambiental pequeno. Além disso, há também o fato que uma PCH entrega obras de recuperação ambientais e investimentos sociais nas comunidades ao seu redor. Estes pontos são um indicativos da sua sustentabilidade.

O Brasil possui um potencial de energia limpa muito grande, com as hidrelétricas representando boa parte da energia renovável. Este estudo tem a intenção de oferecer uma

explicação simples do projeto elétrico básico de uma PCH, com o objetivo de oferecer uma visão geral de uma hidrelétrica.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desse presente Trabalho de Conclusão de Curso é descrever os passos necessários para realizar o projeto elétrico básico de uma PCH, bem como descrever uma visão geral dos principais fatores que impactam nos custos eletromecânicos de um projeto.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

Para se atingir o objetivo geral, os seguintes objetivos metodológicos são propostos:

- a) Descrever as características de uma Pequena Central Hidrelétrica;
- b) Apresentar as principais componentes do circuito de geração de energia;
- c) Apresentar os equipamentos eletromecânicos da casa de força;
- d) Explicar as normas vigentes no setor elétrico responsáveis por estabelecer as regras de projetos elétricos básicos necessários para o desenvolvimento de um projeto de uma PCH;
- e) Aplicar os dados da vazão de um rio e desenvolver o projeto elétrico básico de uma PCH com foco nos equipamentos da casa de força, descrevendo de maneira sucinta quais opções são mais eficientes sob o ponto de vista energético, econômico e características técnicas.

## 1.3 METODOLOGIA

A primeira parte do projeto baseia-se na reunião de fundamentação teórica para que fique de acordo com o projeto proposto. A abordagem da fundamentação teórica se baseia em livros, artigos periódicos, monografias e dissertações. Ela reúne introduções sobre o funcionamento de máquinas elétricas, bem como uma introdução às normas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsáveis por estabelecer critérios de projetos.

A partir da fundamentação teórica, apresentam-se os dados obtidos e necessários para se desenvolver um projeto elétrico básico de uma PCH. Estes dados são coletados em campo através de órgãos como a ANEEL e a Agência Nacional de Águas (ANA).

Com os dados em mãos, será apresentado uma parte do projeto elétrico básico, focando principalmente nos componentes eletromecânicos da casa de força, os principais equipamentos da subestação e uma breve descrição das alternativas analisadas para o projeto, e dentre estas, as melhores opções que viabilizam a execução do projeto.

#### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O trabalho de conclusão de curso foi dividido em 4 capítulos, organizados da seguinte forma:

O presente capítulo 1 é uma a introdução do tema, apresentando os objetivos gerais e o objetivos específicos.

O capítulo 2 reúne as definições de geração de energia elétrica, os procedimentos para implantar uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), os tipos de turbinas hidráulicas, os geradores síncronos e equipamentos da subestação.

O capítulo 3 é apresentado o estudo de caso, aplicado em uma PCH, com seu projeto elétrico básico.

O capítulo 4 apresenta uma conclusão do trabalho.

## 2 REVISÃO TEÓRICA

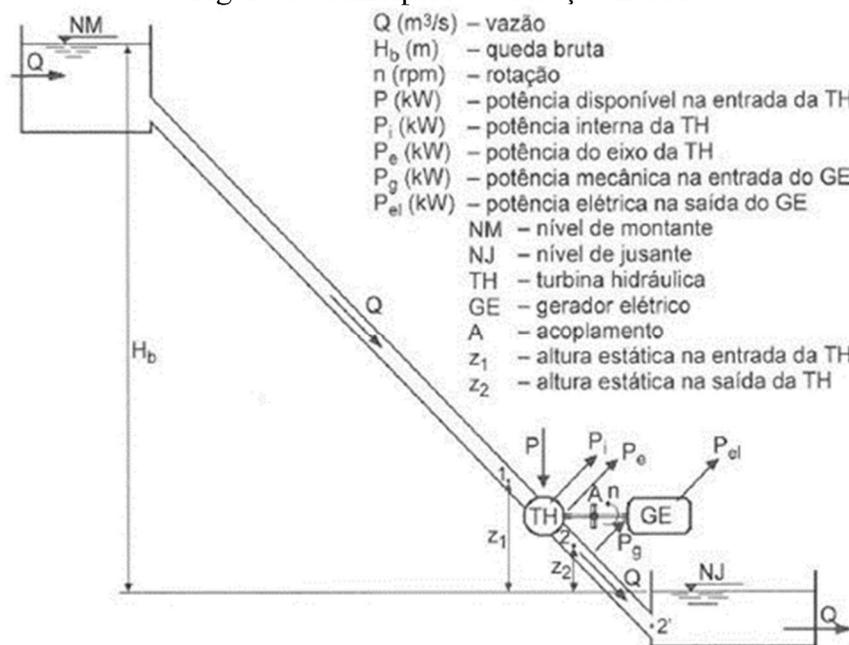
Este capítulo tem como objetivo apresentar as definições inerentes às Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), os princípios de funcionamento, as características construtivas, equipamentos da casa de força e os equipamentos da subestação.

### 2.1 PRINCÍPIOS DE ENERGIA HIDRÁULICA

Uma usina hidrelétrica funciona convertendo energia potencial gravitacional em energia cinética através de um desnível, e convertendo essa energia cinética em energia elétrica através do conjunto turbina-gerador.

Conforme representado na Figura 1, a água contida no reservatório, possui um potencial de energia entre o nível do reservatório NM e a altura da saída de água da casa de força N. Este potencial é representado através do desnível bruto  $H_b$ . O conjunto gerador é representado pela turbina hidráulica TH e pelo gerador GE.  $P$  representa a potência na entrada da turbina, causada pela vazão de água  $Q$  e desnível  $H_b$ .  $P_i$  e  $P_e$  representam respectivamente a potência perdida internamente na turbina e a potência disponível no eixo da turbina.  $P_g$  a potência disponível na entrada do gerador e  $P_{el}$  a potência elétrica na saída do gerador GE, já descontadas as perdas internas de energia.

Figura 1 - Princípios de Geração Elétrica.



Fonte: Adaptado de SOUZA (2009).

O cálculo bruto para a potência de uma usina pode ser calculado através da Equação (1). Onde:  $P$  = Potência instalada (kW);  $n_T$  o rendimento da turbina;  $n_G$  o rendimento o gerador;  $Q$  a vazão ( $m^3/s$ );  $H_L$  a queda líquida bruta (m) e  $g$  a aceleração local da gravidade ( $m^2/s$ ).

$$P = n_T n_G g Q H_L \quad (1)$$

As perdas em  $n_T$  e  $n_G$  têm origem em perdas mecânicas, tais como mancais, acoplamentos, volantes, turbulências, etc. Isto faz com que o rendimento das turbinas fique em torno de 90% para as turbinas tipo Francis, e nos geradores abaixo de 98% (PEREIRA, 2015).

## 2.2 DEFINIÇÃO DE PCH

A primeira definição das PCHs veio através da portaria 109 de 1982, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). A portaria considerava como PCH apenas as centrais hidrelétricas que atendessem uma faixa de potência entre 1.000 kW e 10.000 kW, vazão máxima turbinável (vazão atendida pela turbina) de no máximo 20  $m^3/s$ , barragens e vertedouros com altura máxima de 10 metros e que não utilizassem túneis, com uma potência máxima por gerador de 5.000 kW (CARNEIRO, 2017).

Ao longo dos anos, houve várias atualizações na legislação, de forma a acompanhar as evoluções no setor elétrico. Ao final dos anos 90, a ELETROBRAS criou as diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas, que serve como base para o projeto básico de pequenas centrais hidrelétricas.

A legislação brasileira atual, através da lei nº 13.360, de 2016, classifica como PCHs as usinas com potência instalada igual ou superior a 5,0 MW e inferior a 30 MW e também, uma área alagada inferior a 13  $km^2$ .

Hoje, as PCHs representam 3,14% das usinas geradoras de energia elétrica em operação no país, conforme mostrado no Quadro 1, com os dados atuais da ANEEL.

Quadro 1 - Empreendimentos em Operação no Brasil

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	720	766.550	766.364	0,46
CGU	624	50	50	0
EOL	29	15.293.189	15.590.193	9,28
PCH	425	5.316.955	5.270.902	3,14
UFV	3410	2.307.935	2.293.935	1,37
UHE	217	102.964.008	101.054.768	60,17
UTE	3023	42.537.888	40.991.825	24,41
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,18
<b>TOTAL</b>	<b>8.422</b>	<b>171.176.575</b>	<b>167.958.037</b>	<b>100</b>

Fonte: BIG ANEEL (2019).

## 2.3 CLASSIFICAÇÃO

As PCHs podem ser classificadas quanto à sua capacidade de regularização do reservatório entre usinas a fio d'água e usinas com reservatório de regularização.

### 2.3.1 Usinas a Fio D'água

Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que as vazões necessárias para atender a potência instalada que atende à demanda máxima prevista. O sistema de adução é projetado para conduzir a descarga necessária para fornecer a potência que atenda à demanda máxima, onde o aproveitamento energético local será parcial e o vertedouro funcionará na quase totalidade do tempo, extravasando o excesso de água.

Este tipo de PCH apresenta, dentre outras, as seguintes simplificações:

- a) Dispensa estudos de regularização de vazões;
- b) Dispensa estudos de sazonalidade da carga elétrica do consumidor; e
- c) Facilita os estudos e a concepção da tomada d'água. (ELETROBRÁS, 1998).

### 2.3.2 Acumulação com Regularização do Reservatório

Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores às necessárias para fornecer a potência que supre a demanda máxima da usina (ELETROBRÁS, 2000). A sua acumulação d'água pode ser tanto diária quanto semanal.

Nas últimas décadas, a quantidade de usinas com reservatório de acumulação vem diminuindo, devido principalmente ao impacto ambiental que as mesmas podem trazer, mesmo que as mudanças na legislação tenham aperfeiçoado a integração ao ecossistema local. Este tipo de usina vem caindo em desuso.

Embora usinas deste tipo possam apresentar desvantagens sob alguns aspectos ambientais, apresentam vantagens sob o ponto de vista energético, visto que a presença de um reservatório garante a operação da usina mesmo sob condições de estiagem. Sendo este outro ponto a seu favor, uma vez que o funcionamento da usina torna a operação do sistema elétrico mais barato e reduz a necessidade de mais usinas térmicas que além de encarecer o sistema, também são fontes poluentes.

## 2.4 PROJETO BÁSICO

Os projetos de PCHs devem ser submetidos ao processo de licenciamento ambiental em todas as fases do desenvolvimento, desde o planejamento, quando é solicitada a licença prévia que analisa a viabilidade ambiental do empreendimento tomando-se como referência as informações e análises consolidadas no Estudo do Impacto Ambiental (EIA), até a licença de instalação que autoriza o início da operação da usina.

O projeto básico de Engenharia deve ser elaborado de acordo com as diretrizes para estudos e projetos de PCHs da Eletrobrás (2000). Estas diretrizes determinam a realização de levantamento de campo, estudos básicos, estudos de alternativas, seleção de uma alternativa e seu detalhamento, levantamento de quantidades, orçamento padrão, planejamento da construção e avaliação de atratividade econômica do empreendimento, bem como a concepção do subsistema de transmissão e de interligação da usina ao sistema elétrico regional. (PEREIRA, 2015).

## 2.5 ROTEIRO DE OUTORGA VIA AUTORIZAÇÃO PELA ANEEL

A Aneel estabelece, a partir da resolução nº 673 de 04 de agosto de 2015, os requisitos e os procedimentos a serem feitos para a outorga (concessão de serviço) para a exploração e de aproveitamento de potencial hidráulico.

Aos interessados em construir um projeto de uma PCH, é necessário atender as seguintes etapas:

- a) Registro de Intenção à Outorga de PCH (DRI-PCH): Nessa fase é registrado o interesse do agente para o desenvolvimento do projeto básico, sendo obrigatório a apresentação de aporte de garantia de registro em favor do órgão regulador;
- b) Registro de Adequabilidade do Sumário Executivo (DRS-PCH): Nessa fase se atesta a compatibilidade do Sumário Executivo entregue com os estudos de inventário e com uso do potencial hidráulico.
- c) Outorga da Autorização: fase posterior à publicação da DRS-PCH, na qual o interessado deverá protocolar os documentos de regularidade jurídica, fiscal, econômica, financeira e de adimplemento setorial para a efetiva outorga da Resolução de Autorização. (CARNEIRO, 2017).

A primeira diretriz a ser analisada quanto ao desenvolvimento do projeto, deve ser o estudo de viabilidade do empreendimento.

Uma vez definidos os equipamentos no estudo de viabilidade, estes devem ter suas características principais com o maior nível de detalhamento possível, de modo que se torne possível realizar uma estimativa de custos, prazos de fabricação e montagem.

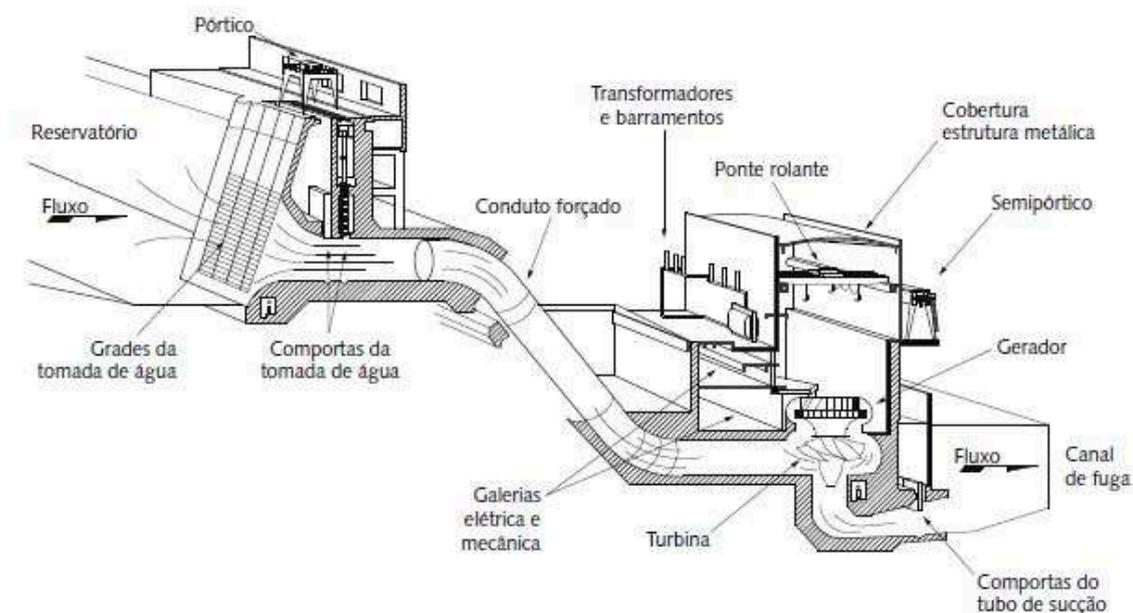
Outro fator importante a ser considerado é o estabelecimento dos requisitos de segurança para os equipamentos eletromecânicos, os quais condicionarão os projetos e os níveis de monitoramento e de supervisão dos equipamentos e dos sistemas auxiliares. (ELETROBRAS, 2000)

O Anexo B apresenta o fluxograma para estudo de projeto básico, onde se tem uma visão do processo de uma PCH, desde os seus estudos preliminares, até a sua operação. Este estudo se encaixa na etapa de projeto básico.

## 2.6 CIRCUITO HIDRÁULICO DE GERAÇÃO

A configuração do tipo de arranjo a ser adotado em uma PCH depende de critérios geológicos e topográficos do local escolhido para a implementação da obra (PEREIRA, 2015). As usinas hidrelétricas, incluindo as PCHS, são compostos pelos seguintes componentes civis: barragem, casa de força, vertedouro, conduto forçado, canal de adução, canal de fuga e tomada d'água. A figura 2 apresenta a visão geral do circuito hidráulico de uma usina hidrelétrica.

Figura 2 - Circuito hidráulico de geração



Fonte: Pereira (2015)

### 2.6.1 Barragem

A barragem é a estrutura que tem como função represar a água, de modo a elevar a cota de água, criando o desnível necessário para a produção de energia. A escolha da configuração da barragem é feita de acordo com aspectos geológicos, topográficos e geotécnicos do local de sua construção (ABREU, 2015). As soluções de escolha de configuração da barragem são diversas e devem ser feitas um processo iterativo, através do critério de menor custo global (PEREIRA, 2015).

Ainda segundo esta referência, os principais tipos de barragens utilizadas no Brasil, são:

- **Barragem de concreto:** As barragens de concreto são estruturas projetadas para resistir às ações de forças horizontais do seu próprio peso (da barragem), quando utilizado uma estrutura do tipo gravidade, ou então, as barragens de concreto podem ser do tipo arco, que resistem as forças horizontais devido ao seu apoio nas ombreiras do vale (garganta), (PEREIRA, 2015). No Brasil, apenas a UHE Funil possui esse tipo de barragem (vide Figura 3). As barragens de concreto do tipo gravidade, podem ser ainda classificadas em concreto gravidade convencional (CCV), sendo as mais comuns, e barragens de concreto compactado a rolo (CCR), tendo Itaipu como o maior exemplo desse

tipo de barragem (além do fato dela ter sido a primeira usina com essa configuração de barragem a ser construída no país).

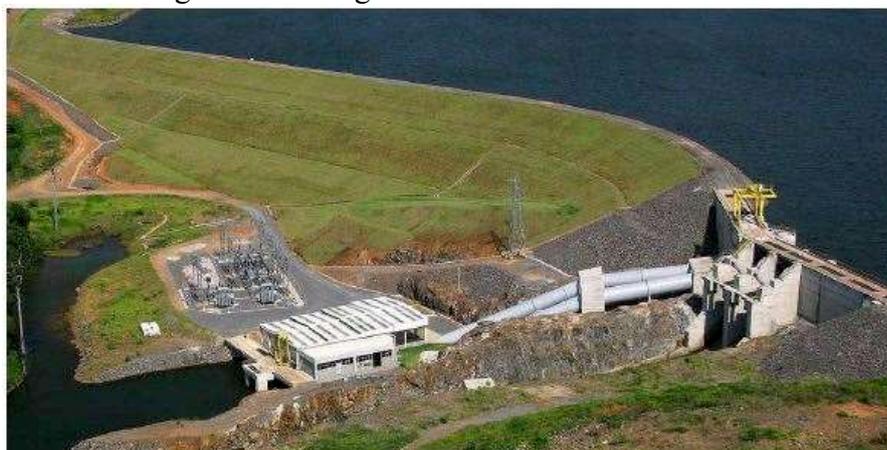
Figura 3 - Barragem do tipo arco da UHE Funil.



Fonte: Eletrobrás FURNAS (2018).

- Barragens de terra: São as barragens com a construção mais simples e também as mais comuns existentes no Brasil, seja para a utilização em PCHs, quanto para outros usos, como por exemplo, a utilização de barragens de irrigação. Segundo Pereira (2015), o próprio local fornece o material para a construção da barragem, com um núcleo central da barragem constituído de materiais impermeáveis. A figura 4 apresenta a foto de uma PCH com esta concepção.

Figura 4 - Barragem de Terra: PCH Ombreiras.



Fonte: Brennand Energia (2019).

- Barragens de enrocamento: São compostas basicamente de um maciço de rochas e núcleo impermeabilizado, de modo a evitar a entrada de água. O núcleo dessas barragens pode ser de argila, rochas ou de asfalto, sendo a usina Foz de Chapecó (vide Figura 5), o único exemplar desse tipo no Brasil.

Figura 5 - Barragem da UHE Foz do Chapecó.



Fonte: Foz do Chapecó Energia (2019).

Ainda existem outros tipos de barragens, como as de contraforte, barragens mistas, alvenaria, madeira, infláveis, dentre outras. Porém, elas não serão apresentadas aqui, visto que este subcapítulo tem o objetivo de apresentar as características dos principais tipos de barragens empregadas em PCHs, sem entrar em deus detalhes. Os projetos das barragens localizadas no Brasil, são desenvolvidas segundo os critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas (ELETROBRAS; CBDB, 2003).

### 2.6.2 Vertedouro

O vertedouro é uma estrutura feita para extravasar o excesso de volume de água com o objetivo de proteger a barragem contra galgamento (quando o volume de água excede o valor máximo do reservatório, passando acima da crista da barragem) (PEREIRA, 2015). Ainda de acordo com Pereira (2015), vertedouros podem ser de superfície ou de fundo. Os vertedouros de superfície podem ser livres ou controlados por comportas que permitem o rebaixamento do nível do reservatório até a sua crista. Os vertedouros de fundo, são controlados por comportas que permitem o esvaziamento total ou parcial do volume do reservatório.

Segundo a Eletrobrás (2000), a localização do vertedouro pode adotar as seguintes soluções para extravasar o excesso de água: i) Através de um canal extravasor lateral, com soleira vertedouro a jusante, ii) sobre o corpo da barragem (vide Figura 6), localizada ao longo de toda a extensão da crista ou sobre uma parte dela, iii) e também, através da combinação dos dois tipos acima.

Figura 6 - Vertedouro de Soleira Livre: UHE Salto Caveiras.



Fonte: Correio Lageano (2019).

### 2.6.3 Tomada d'água

A tomada d'água tem como função captar e conduzir a água do reservatório. A tomada d'água controla a captação de água do canal de adução e o conduto forçado e também tem como função, impedir a entrada de corpos flutuantes no circuito de geração. A Figura 7 mostra a tomada d'água da PCH Unai Baixo.

Figura 7 - Tomada d'água PCH Unai Baixo.



Fonte: Flickr (2011).

#### **2.6.4 Canal de Adução**

Conforme Pereira (2015), o canal de Adução é uma estrutura para suportar baixas pressões, adotada em algumas configurações de usinas, quando faz-se necessário obras de derivação e desvio, com a casa de força a jusante.

O canal conduz a água captada do rio até o ponto de tomada d'água, aonde irá se conectar aos dutos de alta pressão.

#### **2.6.5 Conduto Forçado**

O conduto forçado se caracteriza por ser uma estrutura de alta pressão, composta por condutos que conduzem a água para a casa de força/turbina. O comprimento do conduto varia de acordo com o projeto. Existem perdas de carga associadas tanto ao conduto forçado quanto ao canal de adução, e ambas as perdas são consideradas no cálculo das perdas de carga.

#### **2.6.6 Canal de Fuga**

Localizado a jusante do tubo de sucção, é o canal através do qual a vazão turbinada é restituída ao rio (ELETROBRÁS, 2000). Seu dimensionamento é dependente do tipo e das dimensões da casa de força, e também, da distância da mesma até o rio.

O escoamento do canal para a descarga turbinada, deve ser laminar (quando não há a presença de turbulência) e inferior a 2 m/s (PEREIRA, 2015).

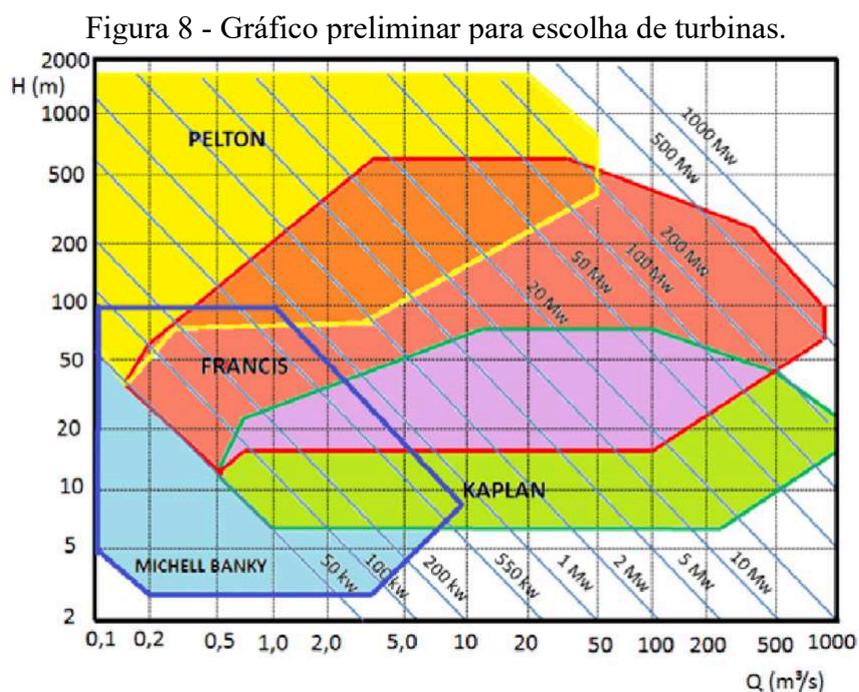
## 2.7 TURBINAS

São elementos acoplados ao eixo dos geradores, possuem a capacidade de transformar energia hidráulica em energia mecânica. O fluxo da água é orientado conforme a configuração da turbina.

Segundo a ABNT, através da Norma NBR 6445, de 2016, as turbinas hidráulicas dividem-se em duas categorias, as turbinas de ação, quando a água escoando pelo rotor não possui variação de pressão e as turbinas de reação, quando o escoamento ocorre através de perda de pressão.

Os principais componentes de uma turbina hidráulica são o distribuidor, cuja finalidade é direcionar a água do conduto para o rotor e também regularizar a vazão; o rotor é o elemento que transforma a energia cinética da água em energia mecânica e o tubo de sucção, instalado após o rotor, que tem por finalidade restituir a água após a saída do rotor, e também restituir parte da energia cinética da saída do rotor. Os tubos de sucção podem ser afogados. (ABREU, 2015).

A escolha do tipo de turbina depende principalmente da altura de queda líquida  $H_L$  (m) e da vazão de projeto  $Q$  ( $m^3/s$ ), conforme representado na Figura 8.



Fonte: Hacker Industrial (2015).

Outro método adotado para o dimensionamento, é utilizar a velocidade específica (adimensional). Ela classifica as turbinas como lentas, normais, rápidas e ultrarrápidas, conforme indicado na Tabela 1.

Tabela 1 - Características das Turbinas.

Nome	Rotação Específica Ns	Vazão Q m <sup>3</sup> /s	Queda H (m)	Potência (kW)	Rendimento Máx. (%)	
	Nº de Jatos	Ns				
	1	30				
Pelton	2	30-50	0,05-50	30-1800	0,1-300.000	70-91
	4	40-60				
	6	50-70				
Michell-Banki	-	40-160	0,025-5	1- 50	1 – 750	65-82
	Tipo	Ns				
Francis	Lenta	60-170	0,05-700	2-750	1-750.000	80-93
	Normal	150-250				
	Rápida	250-400				
Hélice Kaplan	-	300-800	0,3-1000	5-80	2-200.000	88-93

Fonte: Adaptado de Souza; Santos; Bertoni (2009).

Através da equação (2) (PEREIRA,2015) pode-se obter os valores de rotação específica de uma turbina, onde:  $n_s$  é a velocidade específica da turbina (adimensional),  $n$  representa a velocidade da rotação da turbina (RPM),  $P_n$  é a potência nominal da turbina (kW), cujo resultado é obtido através da equação (1) e  $H_{liq}$  representa a queda líquida (m).

$$n_s = \frac{n \cdot P^{0,5}}{H_{liq}^{1,25}} \quad (2)$$

Alternativamente, pode-se ainda, definir a rotação específica utilizando os valores de vazão  $Q_r$  (m<sup>3</sup>/s) como parâmetro, onde a eq. (2) torna-se (PEREIRA,2015):

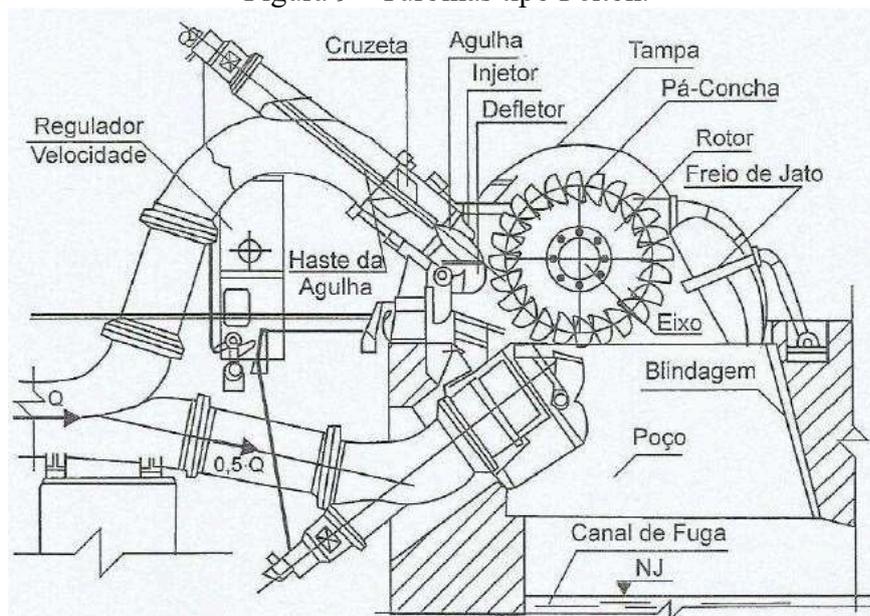
$$n_s = \frac{n \cdot Q_r^{0,5}}{H_{liq}^{0,75}} \quad (3)$$

A seguir, os principais tipos de turbina instaladas em PCHs, serão sumariamente apresentadas.

### 2.7.1 Turbinas Tipo Pelton

O seu funcionamento é por ação de contato direto da água com as conchas da turbina através dos bicos injetores, cuja abertura é controlada pela unidade hidráulica de regulação de velocidade (UHRV). Esta turbina também tem como característica o fato de que ela, diferente das demais, não funciona totalmente submersa (PEREIRA, 2015). As turbinas Pelton são indicadas para quedas altas, podendo ser simples, como também podem ser fabricadas em um esquema de dupla turbina. Nesta configuração, ambas as turbinas estão acopladas no mesmo eixo, porém a vazão das duas turbinas é a metade da vazão necessária em uma configuração de apenas uma turbina. A Figura 9, mostra um esquema de uma turbina Pelton de dois injetores e seus componentes.

Figura 9 - Turbinas tipo Pelton.



Fonte: Souza; Santos; Bertoni; (2009).

### 2.7.2 Turbinas Tipo Francis

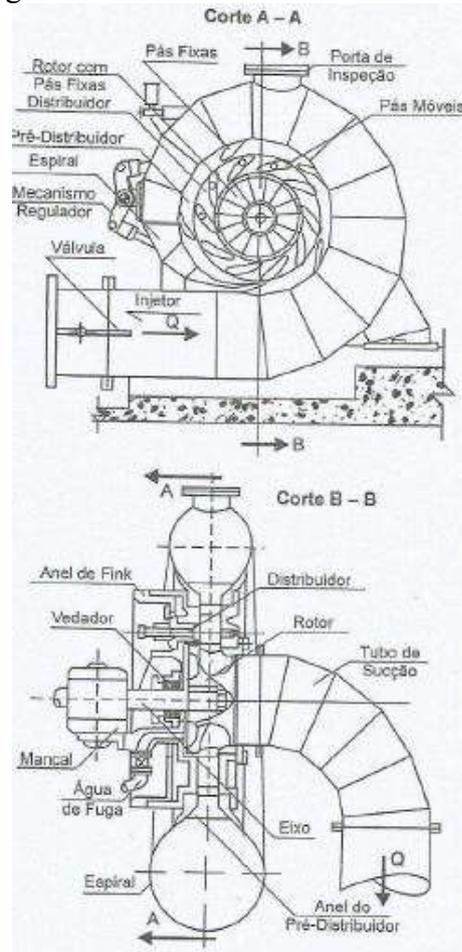
As turbinas Francis são turbinas de reação, na qual existe uma variação da pressão entre a água a jusante e a de montante. As turbinas Francis são indicadas para serem instaladas em uma faixa de queda entre 60 m e 300m.

As turbinas Francis são comuns no Brasil, tendo as turbinas de Itaipu, entre as maiores já instaladas no mundo.

Por ter uma grande faixa de aplicação, essas turbinas variam muito de potência e configurações. Sua faixa de maior eficiência situa-se entre 93% e 96% dependendo do número de velocidade e do seu tamanho (PEREIRA, 2015).

O formato do rotor muda de acordo com as demandas do projeto, fazendo com que esse tipo de turbina seja bastante versátil. A Figura 10 mostra uma turbina Francis do tipo Horizontal Simples (FHS) e seus principais componentes.

Figura 10 - Turbinas Francis Horizontal.



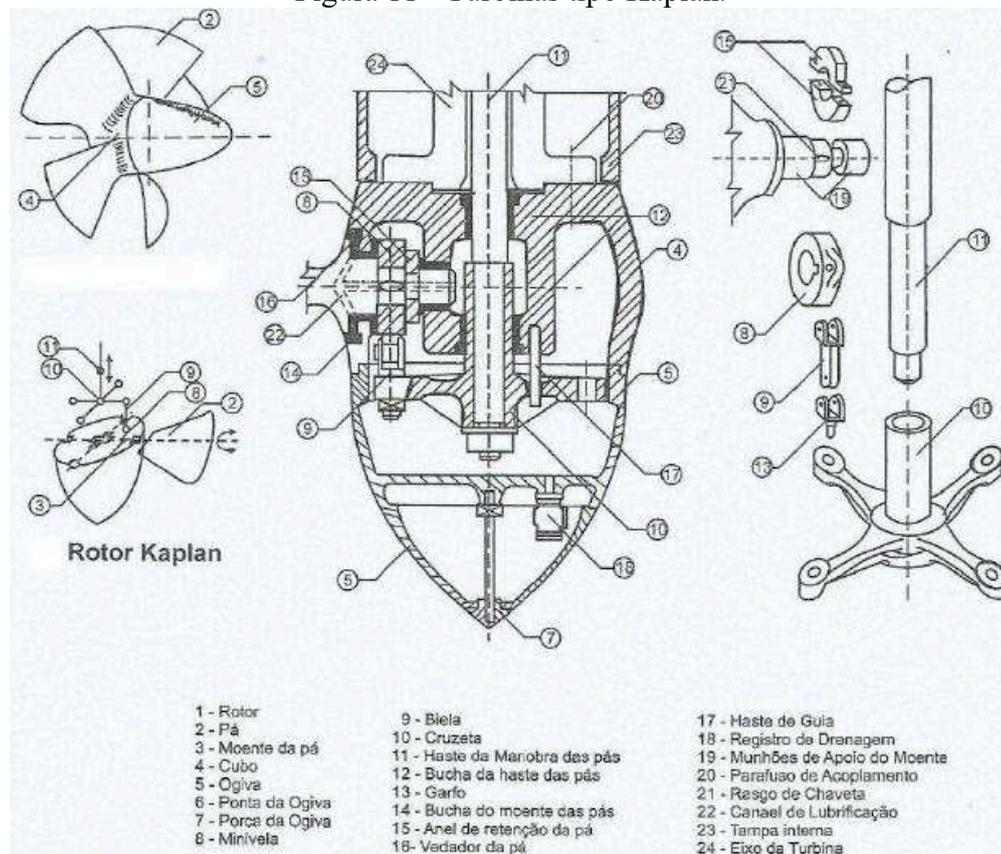
Fonte: Souza; Santos; Bertoni; (2009).

### 2.7.3 Turbinas Tipo Kaplan

As turbinas Kaplan são recomendadas para serem instaladas em baixas quedas e grandes vazões. Os elementos de seu conjunto assemelham-se às turbinas Francis, exceto na geometria do rotor (SOUZA, 2009). As turbinas tipo Francis são indicadas para quedas na faixa de 20 metros a 70 metros.

A turbina possui a característica de poder controlar o ângulo das pás, o que melhora a capacidade de regulação. São as turbinas tipo hélice, que possuem as mesmas características que as Kaplan, exceto pelo controle do ângulo das pás. A Figura 11 mostra os componentes de uma turbina Kaplan vertical.

Figura 11 - Turbinas tipo Kaplan.



Fonte: Souza; Santos; Bertoni; (2009).

## 2.8 GENERALIDADES DAS TURBINAS

De acordo com (PEREIRA, 2015), as condições que devem ser conhecidas para se projetar a configuração de uma turbina, em geral, são: A queda líquida ( $m$ ), a rotação  $n$  da turbina (RPM) e a potência  $P$  de saída no eixo da turbina (kW), e o ponto hidráulico da turbina, isto é, o seu ponto de maior eficiência. Esse ponto, situa-se na faixa de 60% a 95% da vazão total.

É interessante ressaltar que os custos do conjunto da turbina e do gerador diminuem conforme aumenta-se a velocidade angular, visto que conforme estabelecido na equação 3, várias turbinas similares podem entregar a mesma potência, mesmo diferindo de tamanho entre elas. Logo, é importante alcançar a máxima potência através da menor turbina possível.

Obviamente, existem outras condições econômicas a serem consideradas, como o diâmetro e espessura dos dutos, reforço nas fundações devido ao aumento de esforços axiais etc.

### 2.8.1 Velocidade de Disparo

A velocidade de disparo é uma condição que ocorre quando o distribuidor da turbina se encontra aberto, sem fornecer potência, trabalhando em vazio e sem a ação do seu sistema de proteção (SOUZA, 2009). Tal condição geralmente ocorre quando a carga é desconectada do gerador. Quando essa condição é atingida, a turbina irá acelerar (disparo). A velocidade de disparo varia de acordo com o modelo de turbina. Embora há a possibilidade de cálculos mais refinados, as velocidades de disparos podem ser aproximadas através dos dados do Quadro 2.

Quadro 2 - Velocidade de Disparo.

TIPO DE TURBINA	VELOCIDADE DE DISPARO
Pelton	175%
Francis, de alta queda	155%
Francis, de baixa queda	190%
Kaplan	200 a 300%

Fonte: Pereira (2015).

A condição de disparo da turbina é importante no dimensionamento do conjunto turbina-gerador, pois embora seja uma condição rara e não desejada, pode acarretar danos no conjunto mecânico. As turbinas possuem sistemas de segurança que previnem o disparo da turbina. Em geral, as turbinas Francis de baixa queda e Pelton, possuem válvulas na entrada. As demais turbinas possuem uma comporta de emergência na tomada d'água ou tubo de sucção (PEREIRA, 2015). A Figura 12 apresenta a visão de corte de uma válvula esférica.

Figura 12 - Visão em corte de uma válvula esférica.



Fonte: Voith Hydro (2011)

### 2.8.2 Volante de Inércia

Uma vez que as massas girantes podem não ser suficientes para operar o conjunto turbina e gerador dentro de uma faixa permissível de regulação. O volante de inércia é necessário para garantir uma estabilidade maior na regulação da velocidade. (ELETROBRÁS, 2000).

O volante de inércia (vide Figura 13) consiste em um conjunto sólido, em formato de disco, acoplado ao eixo da turbina. Este acréscimo de massa faz com o que o sistema possua uma inércia ( $GD^2$ ) maior. O volante de inércia pode apresentar um aumento de custos da turbina, da ordem de 0,1% para cada 1% de aumento no efeito de inércia. (ELETROBRÁS, 2000).

Figura 13 - Volante de inércia (em amarelo) acoplado a um gerador.



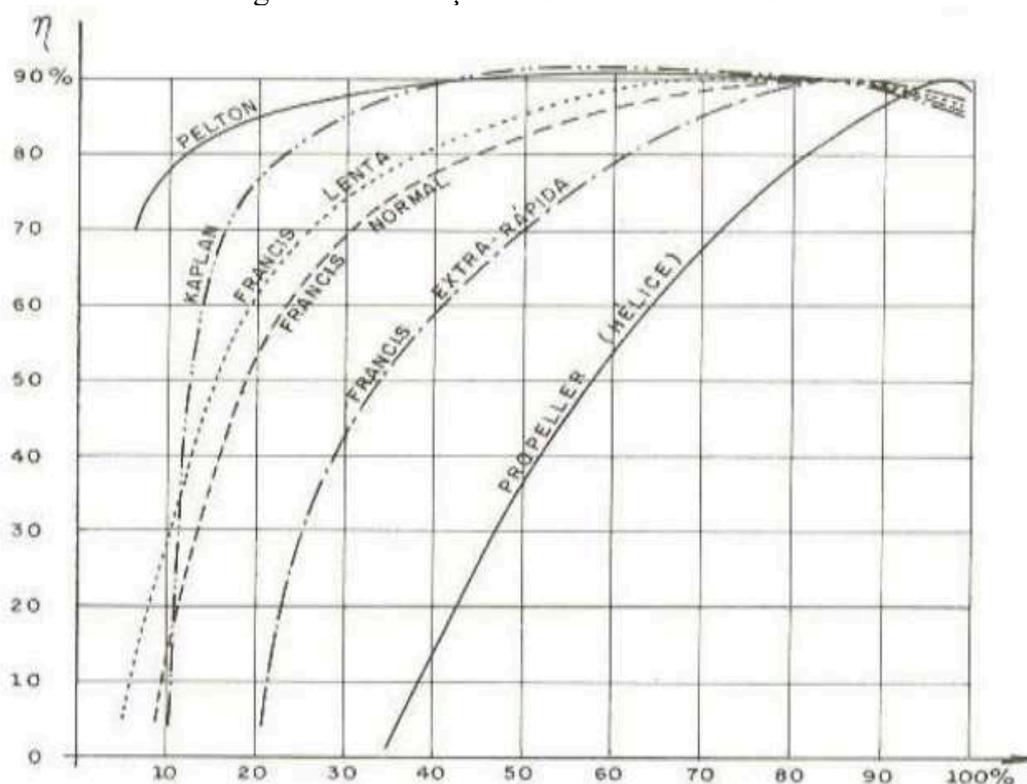
Fonte: Ricardo Garro (2011).

### 2.8.3 Unidade Reguladora de Velocidade

A Unidade Reguladora de Velocidade (UHRV) possui várias funções, dentre as quais o controle da velocidade da turbina, para que a mesma permaneça constante e o gerador forneça energia na frequência estabelecida (60 Hz no Brasil). O UHRV também controla a ação das palhetas dos distribuidores nas turbinas Kaplan e Francis e o fechamento/abertura dos bicos distribuidores nas turbinas tipo Pelton.

O controle da velocidade em uma turbina Francis é feito através do controle do distribuidor a montante (antes) do rotor. O ponto de operação do distribuidor, corresponde em geral, a uma abertura entre 80 e 90% de sua abertura total. Qualquer abertura antes ou além dessas posições, irá alterar o ponto de operação, fazendo com que a turbina perca potência. A figura 14 apresenta o gráfico da variação do rendimento conforme a variação da vazão.

Figura 14 - Variação do Rendimento x Vazão.



Fonte: Macintyre (1983).

## 2.9 GERADORES

Os geradores são elementos rotativos que realizam a conversão da energia mecânica em energia elétrica. A Eletrobrás (2000) considera três tipos de geradores aplicáveis em PCHs: assíncrono, síncrono com multiplicador de velocidade e síncrono sem multiplicador.

Os geradores associados a PCHs, geralmente são máquinas síncronas de polos salientes (ELETROBRÁS, 2000). As máquinas assíncronas não serão objeto de estudo deste trabalho e conforme a Eletrobrás, este tipo de gerador não é recomendável para potências acima de 1 MW.

Para um gerador síncrono, é necessário produzir um campo magnético no rotor, produzido por ímãs permanentes, ou então, através de eletroímãs, onde se aplica uma tensão de Corrente Contínua (C.C.) no enrolamento do rotor (composto por eletroímãs). O rotor é acionado mecanicamente por uma outra máquina motriz, no caso em questão, pela turbina hidráulica. Os enrolamentos excitados do rotor irão produzir um campo girante dentro da máquina, em um estator com enrolamentos trifásicos. Este campo girante irá induzir um conjunto de tensões trifásicas, defasadas de  $120^\circ$  entre si, nos enrolamentos de estator do gerador (CHAPMAN, 2013).

Souza, Santos, Bertoni (2009) definem que a potência de um gerador é determinada como sendo a potência elétrica disponível nos seus bornes, sem que a temperatura limite para a sua classe de isolamento seja ultrapassada. A potência de um gerador é definida de acordo com a sua potência aparente (MVA), ao contrário da potência da turbina, dada em potência ativa (MW).

A velocidade de rotação é definida por (4), onde:  $f$  representa a frequência da rede (60 Hz no Brasil),  $n$  é a velocidade de rotação síncrona (RPM) e  $p$  é o nº de pólos. A tabela 2 indica a velocidade de rotação para a sua respectiva quantidade de pólos.

$$n = \frac{120 \cdot f}{p} \quad (4)$$

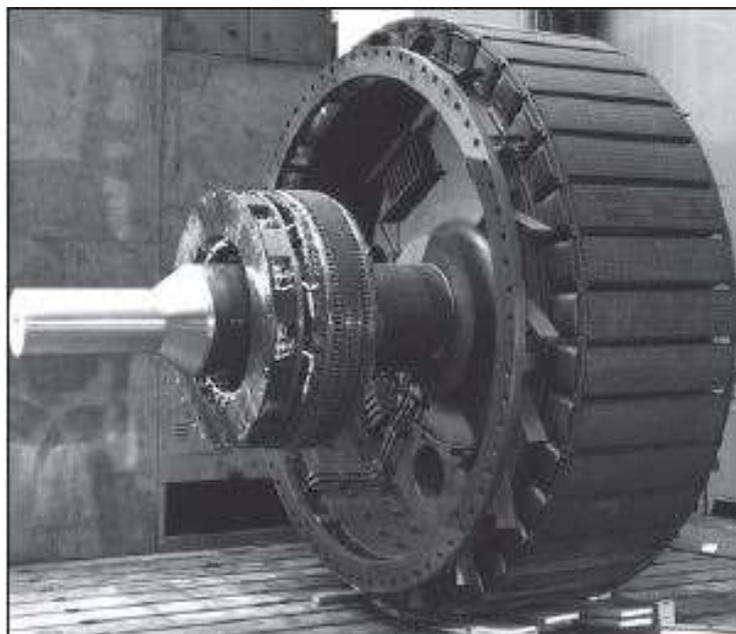
Tabela 2 - Velocidade de Rotação.

Nº de Polos	Rotação (RPM)
2	3600
4	1800
6	1200
8	900
10	720
12	600
14	514,3
16	450
18	400
20	360
24	300
28	257,1
30	240
32	225

Fonte: Elaborada pelo autor (2019).

Devido ao fato de que as turbinas hidráulicas possuem baixas velocidades, isso exige um número relativamente alto de polos, o que faz a escolha recair sobre geradores síncronos de polos salientes (FITZGERALD, 2014).

Figura 15 – Rotor de gerador de Polos Salientes.



Fonte: Chapman (2013).

A escolha do nível de tensão de geração implica diretamente no custo dos geradores, uma vez que quanto maior o nível de tensão, maior o valor associado, pois implica na utilização de materiais isolantes melhores, que fazem aumentar o preço conforme o grau de isolamento.

A Eletrobrás indica através da Tabela 3, o uso de níveis de tensão, de acordo com a potência dos geradores.

Tabela 3 - Tensão de Geração em Função da Potência do Gerador.

Potência (MVA)	Tensão de Geração (kV)
Até 2	0,22/0,38 ou 0,48
Até 3	2,3
Até 5	4,16
Até 15	6,9
Acima de 10	13,8

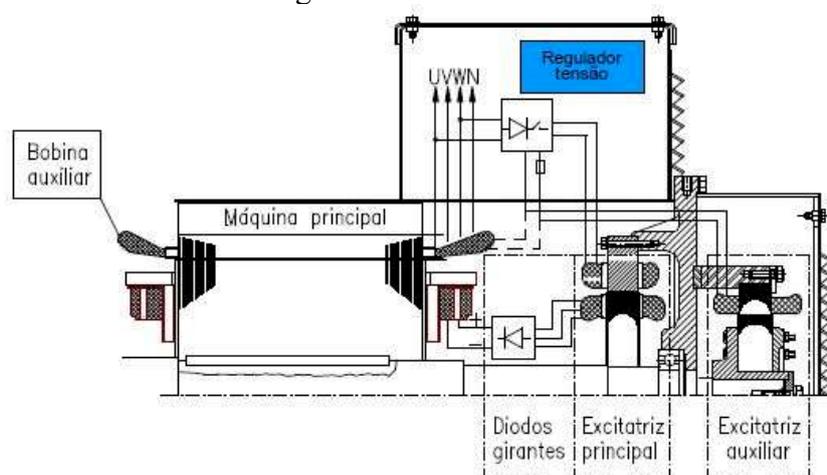
Fonte: Eletrobrás (2000).

### 2.9.1 Sistema de Excitação

Geradores síncronos necessitam de um sistema de excitação que forneça corrente ao enrolamento de campo do gerador principal. Excitadores síncronos podem ser feitos de várias maneiras. Em geral, são adotados três tipos de excitadores síncronos: estáticos, rotativos ou *brushless*.

- a) Excitadores rotativos: As excitatrizes rotativas podem ser com ou sem comutação. As excitatrizes com comutação são acionadas pelo próprio eixo do gerador principal, possuindo anéis e escovas. Este sistema pode consumir de 0,5% a 2% da potência do gerador principal (SOUZA, 2009);
- b) Excitatrizes sem comutação ou *brushless*: Não necessitam de anéis e escovas, sendo a corrente produzida por um gerador de corrente alternada associado a um retificador. A figura 16 representa um diagrama de uma máquina que possui excitatriz estática com diodos.

Figura 16 - Excitatriz Estática.



Fonte: WEG (2018).

- c) Excitatrizes estáticas: Utilizam as próprias tensões e corrente da armadura do gerador principal, essa corrente é retificada através de tiristores disparados pelo regulador de tensão.

## 2.9.2 Proteção de Geradores

Todos os equipamentos elétricos precisam de um sistema de proteção para evitar situações de sobrecorrente, sobretensão, excesso de calor, etc. Os geradores também necessitam de um sistema de proteção próprio.

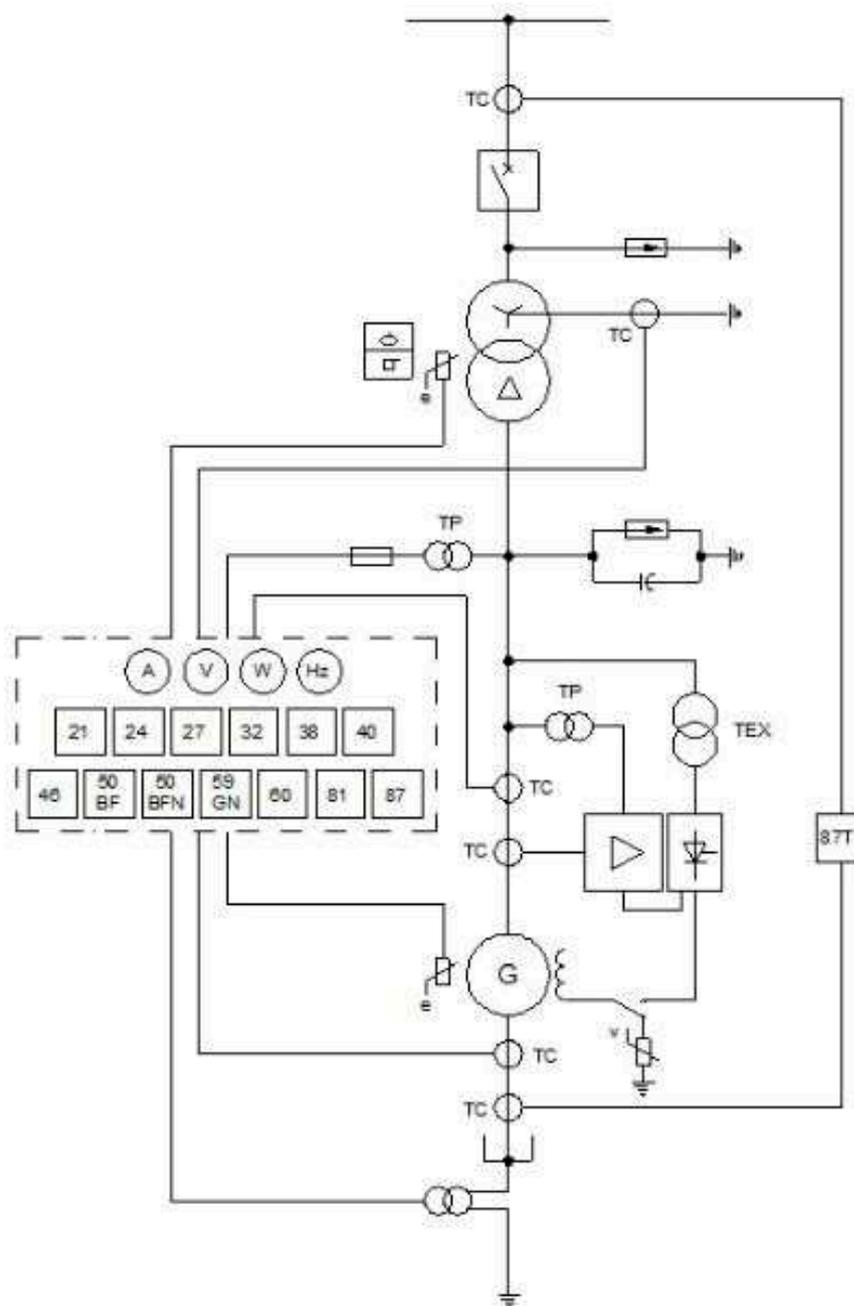
Tal qual a proteção existente na subestação, o sistema de proteção de um gerador considera a nomenclatura estabelecida pela norma ANSI IEC 61850. A proteção é realizada por relês, mecânicos em sistemas antigos e digitais em sistemas modernos. Os esquemas elétricos básicos seguem como indicado na figura 16. A configuração dos relês, bem como a quantidade

de funções exercidas pelos mesmos, pode mudar de usina para usina. Porém, várias funções básicas devem ser atendidas, dentre as quais:

- a) Proteção diferencial do gerador (87);
- b) Carga desequilibrada (46);
- c) Perda de excitação (40);
- d) Motorização (32);
- e) Retaguarda para faltas externas (21 ou 51V);
- f) Falta para terra no estator (51GN ou 59GN);
- g) Sobrevelocidade (12);
- h) Sobretensão (59);
- i) Sobrecarga (49).

O grau de proteção varia de acordo com a operação que a usina irá funcionar, tais como: operação em sistemas isolados, paralelo com outros geradores, aterramento de neutro via transformador, etc. A Eletrobrás, através do guia de diretrizes, fornece os requisitos mínimos necessários à proteção, conforme indicado na Figura 17.

Figura 17 - Proteção mínima de geradores acima de 10 MVA.



Fonte: Eletrobrás (2000).

Uma vez obtidos os parâmetros de potência, tensão e corrente, é possível especificar os componentes que farão parte do sistema de proteção, tais como: transformadores de Corrente (TC), transformadores de potencial (TP), cubículos para proteção de surto, disjuntores, transformadores e resistores de aterramento (quando necessários), relês digitais de proteção, entre outros componentes.

É comum que as empresas fornecedoras do gerador, também forneçam o sistema de proteção do gerador.

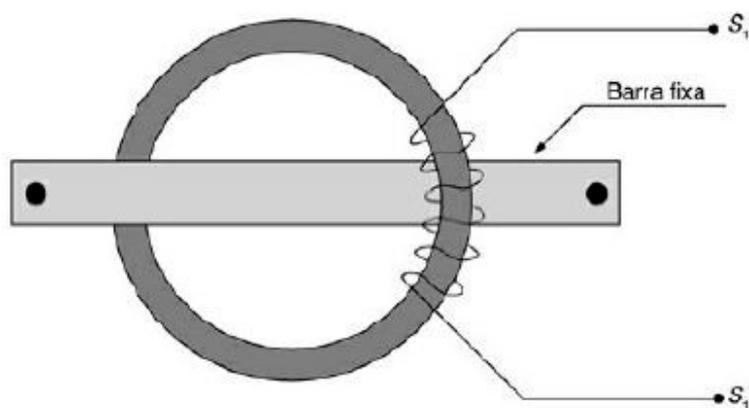
### 2.9.2.1 Transformador de Corrente (TC)

Os transformadores de corrente transformam, por meio de conversão eletromagnética da corrente que circula no seu enrolamento primário, em pequenas correntes secundárias, seguindo uma relação de transformação. (MAMEDE, 2005).

Os transformadores de corrente podem ser construídos de diversas formas e atendem as mais diversas faixas de tensão.

Na Figura 18, tem a representação de um TC do tipo barra, no qual a barra em questão representa qualquer tipo de condutor. Esse tipo de TC é o mais utilizado, tanto em geradores, quanto em subestações.

Figura 18 - TC tipo Barra

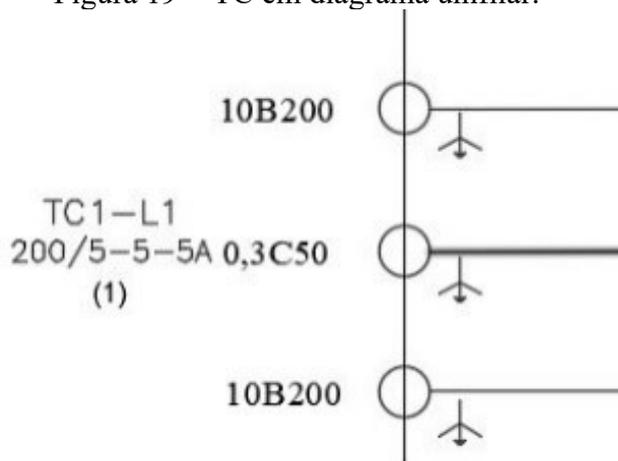


Fonte: Mamede (2005).

Os TCs são classificados de acordo com a sua exatidão, relação de corrente e de acordo com as suas cargas nominais.

Normalmente, em um diagrama elétrico, é possível encontrar as seguintes informações, relativas ao TC, exemplificadas na Figura 19. Para um TC de proteção 10B200, classe de exatidão (10), tensão secundária (200), baixa impedância (B). 0,3C50 (0,3 a sua classe de exatidão, potência aparente (50), medição (C)), 200/5-5-5A (200 A corrente no primário, / separador entre primário e secundário, 5-5-5A representa três enrolamentos no secundário, cada qual com uma corrente nominal de 5<sup>a</sup>).

Figura 19 - TC em diagrama unifilar.



Fonte: Diagrama Unifilar (Anexo C).

### 2.9.2.2 Transformadores de Potencial (TP)

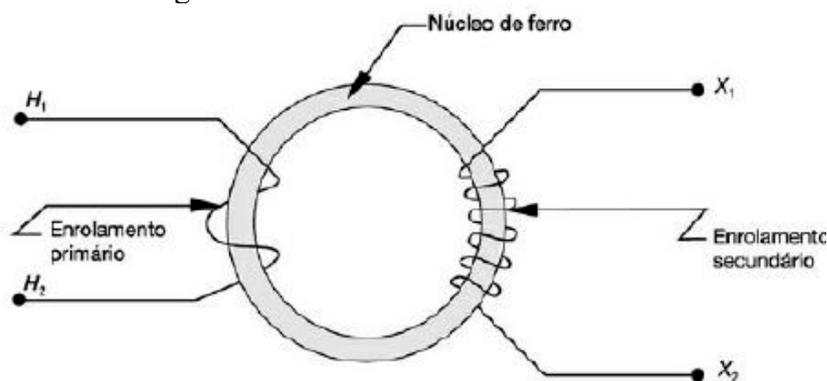
Os transformadores de potencial (vide Figura 20) são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e de proteção funcionarem sem que seja necessário possuírem tensão de isolamento de acordo com a rede com a qual estão ligados (MAMEDE, 2005).

Possuem enrolamentos primários de muitas espiras e um enrolamento secundário com poucas espiras. Normalmente a tensão no secundário é padronizada em 115 V ou  $115 / \sqrt{3}$  V. Da mesma forma que os TCs, transformadores de potencial são classificados (NBR 6855 – Transformadores de Potência) de acordo com o seu grau de exatidão, tensão, e, de acordo com o seu grupo de ligação:

- Grupo 1: TPs projetados para ligação entre fases, utilizados em ligações até 34,5 kV.
- Grupo 2: Projetados para ligação entre fase e neutro de sistemas diretamente aterrados
- Grupo 3: Projetados para ligação entre fase e neutro, para sistemas onde não se garanta a eficácia do aterramento (MAMEDE, 2011).

A Figura 20, representa um TP:

Figura 20 - Transformador de Potencial.



Fonte: Mamede (2005).

## 2.10 SISTEMAS AUXILIARES ELETROMECAÑICOS

Uma PCH possui diversas cargas dos sistemas auxiliares necessários para o seu funcionamento. Para tanto, é necessário que a PCH possua níveis de baixa tensão que alimentem essas cargas, que em geral, são compostas por: pontes rolantes, bombas de incêndio, bombas de esgotamento, sistemas de controle digital (SDSC), atuadores, quadros de comunicação e proteção, circuitos fechados de TV (CFTV), iluminação, iluminação de emergência, dentre outros. As dimensões das cargas são relativas ao tamanho da casa de força, configuração adotada e quantidade de geradores. É necessário fornecer as usinas um sistema auxiliar de força em Corrente Alternada (C.A), um circuito auxiliar em Corrente Contínua (C.C), além de um sistema de gerador a diesel que irá atuar quando houver a falta da alimentação do circuito proveniente do transformador de serviços auxiliares.

As cargas se classificam em: cargas permanentes, que devem permanecer energizadas durante toda a operação da usina; cargas intermitentes, que são as que operam de acordo com as demandas da usina, intercalando períodos de repouso e trabalho; cargas eventuais, que funcionarão apenas em requisitos específicos de operação, tais como operações de manutenção e situações de emergência.

O acionamento e proteção dos sistemas elétricos auxiliares é realizado dentro de painéis e cubículos que em geral, são instalados dentro da casa de força, porém, existem soluções no mercado através do uso de eletrocentros, que permitem que esses cubículos sejam localizados fora da casa de força. A adoção desse tipo de sistema pode diminuir a dimensão da casa de força, o que por sua vez, provoca uma diminuição dos custos de construção. A figura 21 mostra os cubículos que contêm os sistemas auxiliares da casa de força, incluindo as baterias que fornecem tensão contínua para a PCH.

Figura 21 - Painéis de Sistemas Auxiliares.



Fonte: ERZEG (2019).

### **2.10.1 Transformador de Serviços Auxiliares.**

Para a alimentação dos circuitos de corrente alternada (C.A), são previstos transformadores de serviços auxiliares conectados ao barramento principal da casa de força, de modo a permitir a operação dos demais equipamentos. Em alguns casos, podem existir mais de um transformador de serviços auxiliares (TSA), bem como outros transformadores que atendem a cargas específicas localizadas muito longe do transformador auxiliar principal. Esse tipo de configuração é geralmente adotado quando existem cargas muito afastadas umas das outras.

Os transformadores de serviços auxiliares, podem ser instalados fora da casa de força, ou havendo espaço suficiente, localizados dentro da casa.

Seu dimensionamento está atrelado com a configuração da usina e com as cargas que o mesmo deve atender.

### **2.10.2 Sistema de Corrente Contínua**

Para a alimentação dos circuitos em corrente contínua previstos na casa de força, como circuitos de comando, sensores, sistema de prevenção de incêndio e alarmes, são previstos a instalação de retificadores e bancos de baterias. Em geral, o sistema de corrente contínua (C.C) é projetado para trabalhar com a tensão contínua de 125 V.

Este sistema alimenta todas as cargas da usina e da subestação em 125 V (quando assim definido em projeto), sendo uma prática comum o uso de banco de baterias modelos do tipo chumbo-ácido. O sistema C.C pode adotar esquemas simples com apenas um retificador,

ou sistemas mais robustos que possuam dois ou mais retificadores oriundos de diferentes quadros.

### 2.10.3 Geradores a Diesel

A maioria das usinas hidrelétricas dispõe de grupos geradores a diesel, de maneira que os sistemas essenciais da usina continuem em funcionamento, mesmo após a desconexão da subestação principal. Os geradores a diesel são conectados no mesmo barramento do transformador de serviços auxiliares. O seu dimensionamento é baseado na quantidade de cargas essenciais, que por sua vez, é baseado na quantidade de máquinas e arquitetura da casa de força adotada.

## 2.11 SUBESTAÇÃO

As subestações de uma usina, são subestações do tipo elevadoras e tem como objetivo aumentar o nível de tensão dos geradores através de transformadores, e conectar a usina ao sistema de transmissão.

Segundo a NBR 5460 (1992), a subestação é definida como parte de um sistema de potência, que compreende as extremidades de uma linha de transmissão ou distribuição, com seus respectivos dispositivos de manobra, controle e proteção, o que inclui também transformadores e outros equipamentos.

Os principais equipamentos encontrados em uma subestação elevadora são para-raios, disjuntores, transformadores, chaves seccionadoras, além de outros elementos, como TCs e TPs, que são responsáveis pela proteção e monitoramento da subestação.

As subestações podem ser a céu aberto (desabrigadas), abrigadas, ou ainda, blindadas. A figura 22 mostra a subestação externa da PCH Paracambi. Na figura 21 estão localizados respectivamente da esquerda para a direita o para-raios, TPs, TCs, chave seccionadora e o transformador.

Figura 22 - Subestação externa PCH Paracambi.



Fonte: PCH Paracambi

### 2.11.1 Transformador

O transformador é o elemento responsável por elevar os níveis de tensão, de forma a diminuir a corrente da linha de alta tensão, e assim, diminuir as perdas decorrentes da transmissão.

Os transformadores são classificados de acordo com a sua potência, tensão primária e secundária, ventilação natural ou forçada, a óleo ou a seco, etc. Existem diversos tipos de transformadores, mas para este estudo serão discutidos apenas os transformadores de potência responsáveis pela transmissão e distribuição. O transformador da subestação tratado aqui será de média/alta tensão e o transformador auxiliar será de média/baixa tensão. A figura 23 apresenta um transformador isolado a óleo.

Figura 23 - Transformador isolado a óleo 69 kV/13,8 kV.



Fonte: WEG (2019).

### 2.11.2 Seccionadores

Os elementos seccionadores têm como função realizar manobras de seccionamento em um circuito. Normalmente, as chaves seccionadoras realizam a operação de abertura e fechamento sob condições sem carga.

### 2.11.3 Para-raios

Os para-raios são instalados de forma a proteger os elementos das subestações, tendo seu lado superior conectado à linha de transmissão e seu lado inferior conectados ao sistema de aterramento.

Sob condições normais e com tensões de trabalho nominais, um para-raios mantém isolados ambos os lados. Porém, ao sofrer uma descarga (seja por manobra, surto ou descargas atmosférica), ele altera o seu estado de isolante e passa a conduzir a corrente fluindo no sistema, protegendo assim os equipamentos conectados no circuito.

Os para-raios instalados nas subestações, em geral, são do tipo pedestal e localizam-se nas extremidades das linhas de transmissão, justamente devido ao seu modo de funcionamento.

Os para-raios instalados nos cubículos de proteção de surto do gerador, em geral, são para-raios encontrados em sistema de distribuição, normalmente do tipo Óxido de Zinco (ZnO).

### 2.11.4 Relês de proteção

Os relês de proteção são equipamentos que servem para comandar e monitorar eventos que possam ocorrer no sistema de transmissão e também na geração de energia. Eles comandam a abertura de disjuntores (*trip*) e também comunicam as falhas e os eventos.

Os primeiros relês eram todos mecânicos e era comum existir um relê específico para cada função. Hoje apenas uma central comanda toda a lógica de proteção. São definidos pela sua função, de acordo com a norma IEC 61850. A figura 24 apresenta a foto de um relê digital.

Figura 24 - Relê de proteção digital.



Fonte: SEL (2019).

## 2.12 SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE

As usinas possuem uma sala de controle, que permite a operação e monitoramento, de modo que não seja necessária a intervenção local do operador junto aos equipamentos. A evolução dos sistemas de supervisão permitiu que as PCHs possam ser operadas à distância, sendo muitas delas comandadas sem a presença física de um operador.

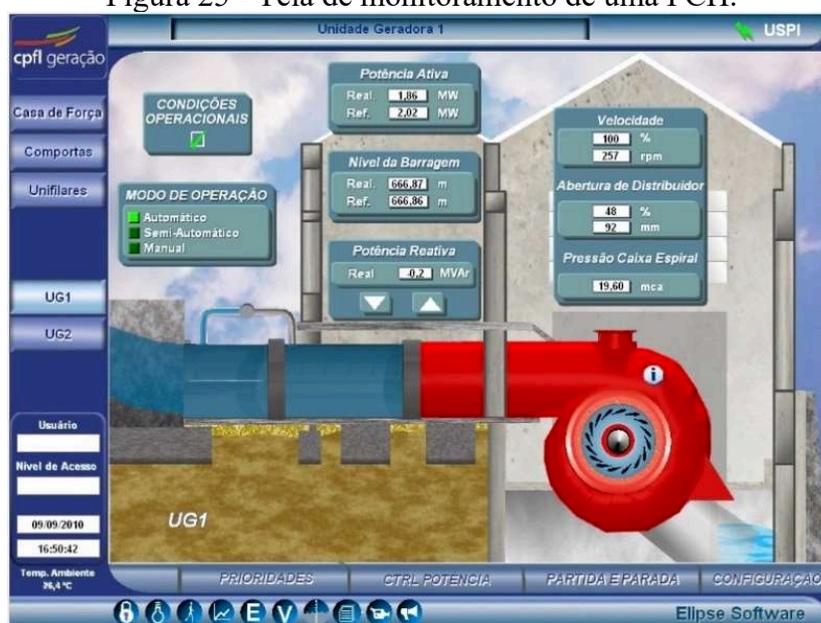
Normalmente, os geradores e sistemas de proteção, bem como a subestação, se comunicam com Controladores Lógico Programáveis (CLP) localizados dentro dos painéis da usina. Esses controladores enviam dados para os operadores da usina e para o Operador Nacional do Sistema (ONS).

Os CLPs são monitorados e também controlados através de sistemas supervisórios, em geral, sistemas *SCADA* (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Esse sistema já é

amplamente utilizado em indústrias e a sua utilização em usinas resulta em um ganho de produtividade de energia maior, que se dá através do monitoramento em tempo real da situação da usina, ao mesmo tempo que é possível diminuir o tempo de resposta do sistema.

Em usinas, o sistema SDSC é responsável pelo monitoramento dos sensores, atuação de equipamentos através de lógica quando integrado ao sistema de proteção. Outras funções incluem medir a velocidade da unidade, atuação de disjuntores, acionamento das bombas de óleo do conjunto turbina e gerador, e fechar a comporta da tomada d'água. Este sistema também é responsável pelo sistema de sincronização dos geradores com a rede. A figura 25 mostra a tela de monitoramento de uma PCH.

Figura 25 - Tela de monitoramento de uma PCH.



Fonte: Elipse (2016).

## 2.13 ESTUDOS ENERGÉTICOS

A forma de se determinar a produção energética das usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente foi definida pelo Ministério de Minas e Energia, através da portaria n.º 463, de 03 de dezembro de 2009 e da portaria n.º 376 de 05 de Agosto de 2015. Estas portarias definem que o cálculo para garantia física (quantidade de energia que uma usina pode comercializar) de uma PCH é feito levando-se em conta a sua série de vazões, queda nominal, indisponibilidade forçada (percentual do tempo durante o qual a usina permanecerá desligada devido a desligamentos forçados), indisponibilidade programada (percentual do tempo durante o qual a usina permanecerá desligada devido a manutenção) e potência instalada.

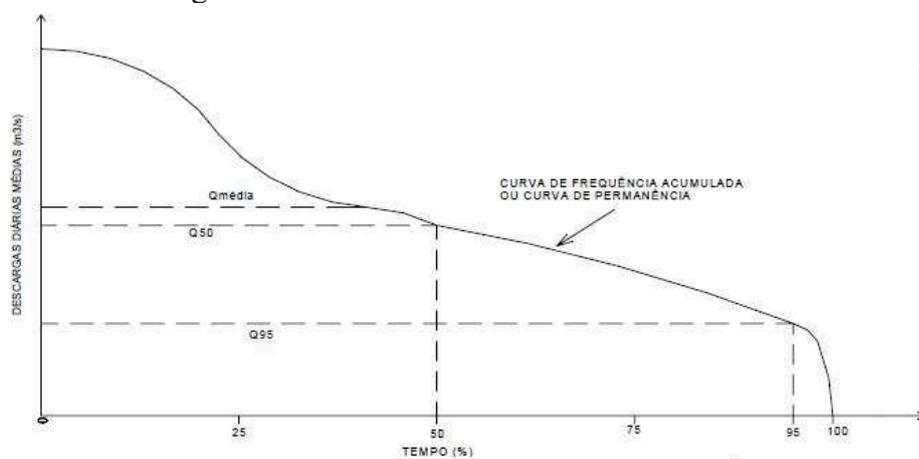
Cabe salientar, que durante o projeto, também é necessário levar em conta o estudo das vazões máximas, que tem como objetivo a definição das vazões de pico e das cheias do rio, necessárias para os estudos de desvio de rio, dimensionamento do vertedouro e para estabelecer as cotas de proteção da barragem e da casa de força. Estes critérios não serão apresentados nesse estudo de projeto elétrico básico.

### 2.13.1 Energia Assegurada

Entende-se por energia assegurada, a energia que pode ser suprida por uma usina, com o risco de 5% de não atendimento. Para obter os valores, é preciso analisar as curvas de permanência de vazões e então extrair através da curva característica, qual ponto atende ao critério de  $Q_{95}$  ( $Q_{95}$  é o ponto no gráfico das curvas de permanência de vazões, que garante que o rio atenderá essa vazão durante 95% do tempo). Abaixo, na Figura 26, temos um exemplo de curva de permanência de vazões.

$Q_{50}$  é o ponto no gráfico que garante que o rio atende essa vazão durante 50% do tempo, isto é, representa a mediana da distribuição das vazões.

Figura 26 - Curva de Permanência de Vazões.



Fonte: Eletrobrás (2000).

### 2.13.2 Estimativa das Perdas de Carga

Uma vez estabelecidos os valores brutos da altura da queda, sua vazão, e configurações das instalações (dutos, válvulas esféricas, grade da tomada d'água), é necessário obter os valores de perdas de carga.

Todo trecho do circuito hidráulico apresenta perdas, calculadas para cada caso particular, através da energia cinética do escoamento, dada por (5): onde:  $h$  representa a perda de carga em algum ponto do circuito hidráulico de adução (m),  $V$  a velocidade de escoamento (m/s),  $g$  a aceleração da gravidade (m<sup>2</sup>/s) e  $k$  o coeficiente de perda de carga, que varia de acordo com cada situação (Eletrobrás, 2000).

$$h = k \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (5)$$

Haverá a presença de perdas de carga no sistema de adução (perdas na aproximação), na grade da tomada d'água, nos canais, no conduto sob pressão, na entrada do conduto, perdas por atrito, em curvas, em reduções cônicas e em bifurcações (Eletrobrás, 2000). Como trata-se de muitas equações, as suas equações serão apresentadas no cálculo final, apresentado no Capítulo 3.

### 2.13.3 Queda Líquida

A queda líquida é obtida como a diferença entre as cotas dos níveis de água máximo normal do reservatório e do nível do canal de fuga, subtraindo as perdas hidráulicas calculadas.

### 2.13.4 Taxas de Indisponibilidade

Durante a produção de energia todas as usinas obrigatoriamente terão um tempo de parada, onde as mesmas não irão produzir energia. Essas paradas podem ser programadas, quando são realizados inspeções e manutenções obrigatórias nas máquinas e equipamentos ou podem ser paradas não programadas, que acontecem por imprevistos na operação, como desconexão, rejeição de cargas, acionamento de sistemas de proteção, etc.

A ANEEL (2015) define essas paradas através das taxas de indisponibilidade, sendo a Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF) a porcentagem do tempo na qual a usina ficará indisponível devido a eventos de desligamentos não programados e Taxa de Indisponibilidade Programada (TEIP) que é definida como a porcentagem do tempo na qual a usina ficará indisponível devido a eventos de manutenção.

### 2.13.5 Garantia Física

A garantia física determina a quantidade de energia que uma usina consegue gerar. Ela não depende da geração real do sistema e está associada com as condições de longo prazo que cada usina pode oferecer ao sistema, assumindo um risco quando existe o não cumprimento de entrega de energia estabelecida por contrato, considerando a variabilidade hidrológica. A garantia física corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-determinado de não atendimento da mesma, obtida através de simulações. (ANEEL, portaria 463/2009). Conforme a portaria, o montante de garantia física (MW médios)  $G_{FE}$  é dado por (6), onde  $P$  é a potência Instalada Total (kW);  $n_t$  o Rendimento Nominal por Turbina (%);  $n_g$  o Rendimento Nominal por Gerador (%);  $TEIF$  é a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (%);  $IP$  a Indisponibilidade Programada (%);  $h$  as Perdas Hidráulicas Nominais (m);  $H_b$  a Queda Bruta Nominal (m);  $Perdas_{con}$  as Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão (%);  $C_{int}$  o Consumo Interno (MW médio);  $q_r$  a Vazão Remanescente do Aproveitamento ( $m^3/s$ );  $q_u$  a Vazão de Usos Consuntivos ( $m^3/s$ );  $i = 1. 2. 3...n$ . sendo  $n$  a quantidade de meses do histórico de vazões;  $Q_i$  a Vazão média do mês  $i$  ( $m^3/s$ );  $\eta_{tg}$  o Rendimento do conjunto Turbina/Gerador.

$$G_{FE} = \frac{\sum_{i=1}^n \min(Q_i - (q_r + q_u))^{0,81(H_b - h) \cdot \eta_{tg} P}}{n \cdot 1000} (1 - Perdas_{con}) (1 - TEIF)(1 - IP) - C_{int} \quad (6)$$

É através da garantia física que é definido o quanto uma usina pode vender energia. Para este estudo de caso a ser visto adiante, foi definido como sendo de 1,5% para as taxas TEIF e TEIP.

### 2.13.6 Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão

Todos os condutores apresentam perdas através do efeito Joule. Estas perdas são consideradas no cálculo da garantia física. Elas dependem diretamente do comprimento da linha, da tensão de transmissão e da resistência do condutor. (EPE, 2007).

As seguintes equações podem ser utilizadas, de forma a obter uma média das perdas elétricas até o ponto de conexão.

$$Perdas\ elétricas = \left(\frac{R.L}{V^2}\right) \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P_{geri} - C_{int})^2\right] \quad (7)$$

$$P_{ger_i} = \min \left\{ \left( \frac{1}{1000} \right) [g(Q_i - (q_r + q_u))(H_b - h)n_{tg}]P_{inst} \right\}$$

Nestas equações,  $R$  é a resistência ôhmica ( $\Omega/\text{km}$ ),  $V$  a tensão na linha de interesse (kV),  $L$  comprimento da linha de transmissão (km),  $n$  é a quantidade de períodos no histórico de vazões,  $P_{inst}$  a potência instalada (MW),  $Q_i$  a vazão média do período  $i$  do histórico de vazões ( $\text{m}^3/\text{s}$ ),  $q_r$  a vazão remanescente ( $\text{m}^3/\text{s}$ ),  $q_u$  a vazão de usos consuntivos (vazão relativa ao uso para consumo de irrigação ou abastecimento) ( $\text{m}^3/\text{s}$ ).

Neste capítulo, apresentaram-se as normas que definem as PCHs, os principais equipamentos mecânicos da casa de força, e também, os equipamentos de geração e proteção instalados em uma usina e a subestação que conecta a usina com o sistema de transmissão. Além de uma breve introdução aos procedimentos a serem feitos para se obter os valores brutos de dimensionamento de uma PCH.

### 3 ESTUDO DE CASO

#### 3.1 DESCRIÇÃO DO PROJETO

A PCH em questão fica localizada no estado do Paraná. O nome do empreendimento, bem como o nome do rio na qual está localizada, será mantido em sigilo. Os resultados apresentados neste projeto não terão o nome para a PCH em estudo, além disso, existe outra PCH que será construída a jusante (cerca de 2,5 km de distância) e que atualmente se encontra em fases de estudos e que será representada nos estudos da subestação.

O empreendimento possui uma área de reservatório de 0,85 km<sup>2</sup>, com nível operacional de 612 metros e uma vazão média de 26,2 m<sup>3</sup>/s, conforme indicado no anexo A.

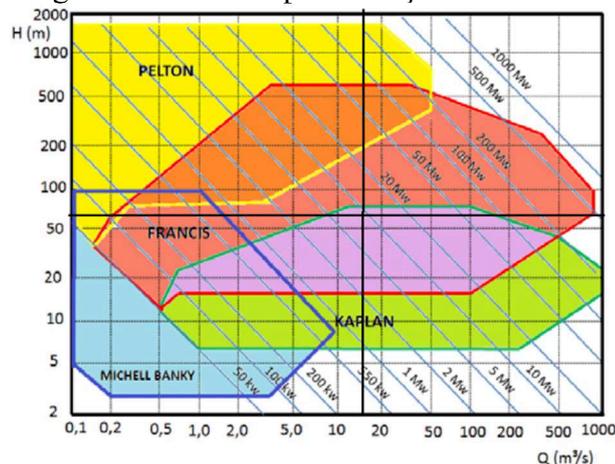
A queda bruta projetada é de 60,1 metros e queda líquida de 59,25 metros. O projeto conta com uma casa de força principal e outra casa de força localizada a 700 metros da casa de força principal, denominada minicentral. Os cálculos da minicentral não serão demonstrados aqui, visto que os procedimentos são os mesmos, e serão apresentados apenas os resultados dos cálculos.

#### 3.2 ESCOLHA DA CONFIGURAÇÃO

Com os valores de queda líquida (59,25 metros) e os valores de vazão (32,21 m<sup>3</sup>/s) apresentados no anexo A, obtém-se o primeiro resultado, relativo a escolha das turbinas da casa de força principal.

De acordo com a Figura 27, a melhor turbina a ser selecionada com essa vazão e queda líquida recai para a turbina tipo Francis.

Figura 27 - Gráfico para Seleção de Turbina.



Fonte: GeoEnergy Engenharia (2018).

Segundo Silva Filho (2003), utilizar quedas de referência próximas ao valor da altura máxima, superdimensionam o gerador, enquanto utilizar as quedas de referência próximas a altura de queda mínima, irão superdimensionar a turbina.

A queda bruta estabelecida é de 60,1 m, calculada através da diferença entre o nível de água máximo nominal no reservatório (612 m) e o nível de água no canal de fuga (551,9 m).

### 3.3 ESCOLHA DA TURBINA

#### 3.3.1 Escolha das Alternativas

Foi considerado um rendimento de 93% para a turbina e de 97% para os geradores, conforme indicado pelas diretrizes para projetos de PCH da Eletrobras, o que confere uma eficiência de 90,21% para o conjunto. Cada turbina irá operar com 50% do seu engolimento nominal, valor típico para turbinas Francis.

Para se obter os valores de TEIF e TEIP, foram adotados 1,5% para cada turbina.

Através do Anexo A, obtêm-se os valores de disponibilidade hídrica, indicados no quadro 3.

Foram considerados 3 cenários principais, com uma, duas ou três unidades geradoras. O quadro 3 mostra as alternativas de turbinas, de forma a construir um cenário comparativo entre a adoção de uma, duas ou três unidades geradoras.

Quadro 3 - Resultados das Simulações Energéticas.

Potência Total (MW)	17		
Nº de unidades geradoras	1	2	3
Vazão turbinável total (m³/s)	32,42		
Vazão turbinável unitária (m³/s)	32,42	16,21	10,81
Vazão mínima turbinável unitária (m³/s)	16,21	8,1	5,4
Disponibilidade Hídrica para Geração em % do tempo	60,8	93,9	99
TEIF + TEIP (%)	1,5	1,5	1,5
Garantia Física (MW médios)	7,697	9,926	10,099

Fonte: GeoEnergy Engenharia (2018).

O primeiro fator a se notar no quadro acima, é que a opção de instalar apenas 1 unidade geradora não é possível, visto que de acordo com o quadro 3, a usina não possui a disponibilidade hídrica suficiente para tornar viável esse tipo de configuração, atendendo a vazão em apenas 60,8% do tempo.

### 3.3.2 Dimensionamento da Turbina

Utilizando os dados de Vazão e altura, obtém-se a potência disponível no eixo da turbina e a velocidade.

$$P = \frac{\rho \cdot n_T \cdot G \cdot Q \cdot H_L}{N} \quad (8)$$

$P$  = Potência instalada (kW)

$\rho$  = Densidade da água (998kg/m<sup>3</sup>)

$n_T$  = Rendimento da Turbina (93%)

$Q$  = Vazão (m<sup>3</sup>/s) (32,42m<sup>3</sup>/s)

$H_L$  = Queda líquida nominal (59,25m)

$g$  = Aceleração da gravidade 9,81m<sup>2</sup>/s

$N$  = número de máquinas (2 unidades)

Obtém-se:  $P = 8726,64 \text{ kW}$

Segundo Miranda (1982), pode ser utilizado o seguinte roteiro para obter a rotação da turbina.

$$n'_s = \frac{K}{H^{0,5}} \quad (9)$$

$n'_s$  = velocidade específica preliminar

$K$  = fator adimensional que define a evolução técnica na fabricação das turbinas.

Segundo Miranda (2015), o fator  $K$  recomendado para turbinas Francis em caixa espiral, deve estar situado na faixa:  $2100 < K < 2300$ .

Segundo o autor, devemos considerar que a escolha de  $K$  fica a cargo do projetista. Um fator  $K$  muito elevado implica o surgimento de vários inconvenientes, tais como: maior cavitação da turbina, desgaste prematuro, redução do desempenho hidráulico da turbina devido a presença de perfis mais grossos do distribuidor e do rotor da turbina, a curva de rendimento perde a sua característica achatada a medida que a velocidade específica cresce, aparecimento de flutuações indesejadas, maior frequência de amplitudes das flutuações de pressão e de potência, bem como vibrações de origem hidráulica.

Utilizando o procedimento proposto por Miranda (2015), e utilizando um fator K de 2200, aplicando na Equação 9, temos o seguinte resultado:

$$n'_s = 286,9 \quad (10)$$

Para determinar a rotação nominal, utilizamos a eq. (11):

$$n' = \frac{n_s \cdot H^{1,25}}{p^{0,5}} \quad (11)$$

E para obter o número de polos no gerador, basta aplicar a fórmula:

$$N = 7200/n' \quad (12)$$

Através dos dados fornecidos, têm-se  $N = 18$ .

Portanto, o gerador que atende essa especificação é um gerador de 18 polos, com rotação de 400 RPM.

Obtém-se então, a velocidade específica corrigida e aplicada na Equação 2, vista na seção 2.7, resultado em  $n_s = 226,68$  RPM.

$$n_s = \frac{n \cdot p^{0,5}}{H^{1,25}} \quad (2)$$

### 3.4 ESCOLHA DA CONFIGURAÇÃO DO GERADOR

Segundo Souza; Bertoni, (2009), a potência de um gerador é determinada como sendo a potência elétrica disponível nos seus bornes, sem que a temperatura limite para a sua classe de isolamento seja ultrapassada. A potência de um gerador é definida de acordo com a sua potência aparente (MVA), ao contrário da potência da turbina, dada em potência ativa (MW).

Conforme adotado na seção 3.3.2, o gerador terá uma rotação de 400 RPM, que segundo a equação (4), obtêm-se um gerador de 18 pólos.

$$n = \frac{120 \cdot f}{p} \quad (4)$$

Para definir a potência disponível para o gerador, a Eletrobras (2000), define a equação (13), onde  $P_G$  é a potência do gerador (MVA),  $P_T$  a potência disponível no eixo da turbina,  $n_G$  o rendimento do gerador (%) e  $\cos\phi$  o fator de potência do gerador.

$$P_G = P_T \left( \frac{n_G}{\cos\phi} \right) \quad (13)$$

Utilizando um fator de potência de 0,9 (baixo para um gerador), obtém-se uma potência  $P_G$  de 9.444 MVA. Adota-se esse valor baixo de fator de potência, apenas como valor preliminar. Os valores adotados no projeto final são obtidos junto aos fabricantes de geradores. De acordo com a Eletrobras (2000), os valores de fator de potência para geradores síncronos, podem oscilar em uma faixa que varia de 0,90 a 0,95.

### 3.4.1 Sistema de Excitação

Quanto ao sistema de excitação, a solução escolhida foi utilizar o sistema *brushless*, com a configuração conforme indicado na figura 15. A escolha por esse sistema deve-se ao fato que conforme indicado por Souza, Bertoni (2015), o uso de sistemas de excitação estático só é recomendado em potências de geradores maiores, o que não ocorre nessa usina.

### 3.4.2 Características do Gerador

Segundo a Eletrobras (2000), é aconselhável utilizar a tensão de 6,9 kV no gerador. Porém, devido a futura instalação de outra usina a jusante e com a possibilidade de se instalar futuramente uma minicentral, cujo transformador elevador terá a tensão nominal de 13,8 kV, a escolha recai sobre geradores que operem nessa faixa de 13,8 kV. Isso implica que os geradores deverão possuir dimensões maiores que as de um gerador de potência equivalente, trabalhando em um nível de tensão nominal de 6,9 kV.

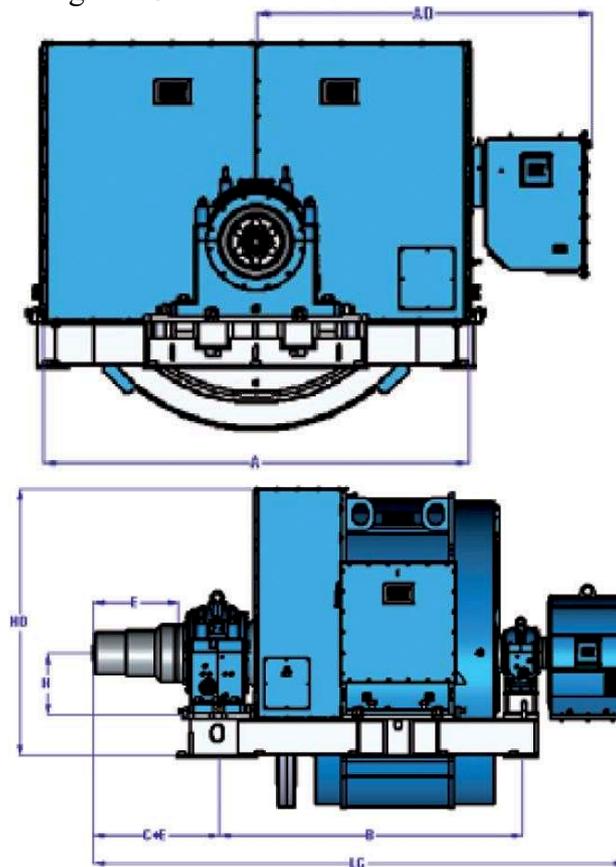
Isso implicará em suportes maiores para a fixação do gerador, bem como sistemas de proteção mais caros (disjuntores, cabos, transformadores de aterramento, etc.). Porém, a usina como um todo, incluindo a minicentral, ficará mais simples de ser operada devido ao fato que a minicentral irá se conectar diretamente no barramento principal da subestação, na mesma linha que os geradores. Essa ação evita que exista a presença de mais transformadores na

subestação. Outra opção seria dotar a minicentral com um transformador elevador com a tensão primária de 6,9 kV.

Quanto ao dimensionamento físico do gerador, uma opção a se considerar é utilizar como base um gerador existente no mercado e adotar as dimensões desse gerador.

Utilizando a linha de geradores SH11 da WEG, obtém-se as seguintes dimensões, conforme indicado na Figura 28 e complementado pelo Quadro 4, que indica as dimensões do gerador.

Figura 28 - Visão Frontal e Lateral Gerador.



Fonte: Catálogo de Hidrogeradores WEG SH11 (2019).

De acordo com o mesmo catálogo, temos as seguintes dimensões:

Quadro 4 - Dimensões de Geradores SH11.

Dimensões (mm)	
Carcaça (IEC)	11 (1120)
A	3200
AD	2250 - 2600
B	2700 - 3450
C+E	730 - 1450
E	100 - 500
H	376 - 670
HD	1900 - 2195
LC	4100 - 5600

Fonte: Hidrogeradores WEG, linha SH11 (2019).

### 3.4.3 Estimativa de Peso do Gerador

Conforme indicado nas diretrizes para projetos de PCH (ELETROBRAS, 2000), é possível fazer uma estimativa preliminar do peso do gerador, através de (14): Onde:  $r$  = peso do rotor (t),  $K = 40$  para geradores de eixo horizontal e  $50$  para geradores de eixo vertical,  $P_G$  = potência do Gerador (MVA),  $n$  = rotação nominal (RPM).

$$r = K \left( \frac{P_G}{n^{0.5}} \right)^{0.74} \quad (14)$$

Aplicando os valores obtidos, tem-se:

$$r = 22,957 \text{ t} \quad (15)$$

Para determinar o peso do estator, usa-se (16):

$$E = 0,65. r \quad (16)$$

Nesta equação,  $E$  é o peso do Estator (t). Aplicando o valor encontrado em R, obtém-se:

$$E = 14,922 \text{ t} \quad (17)$$

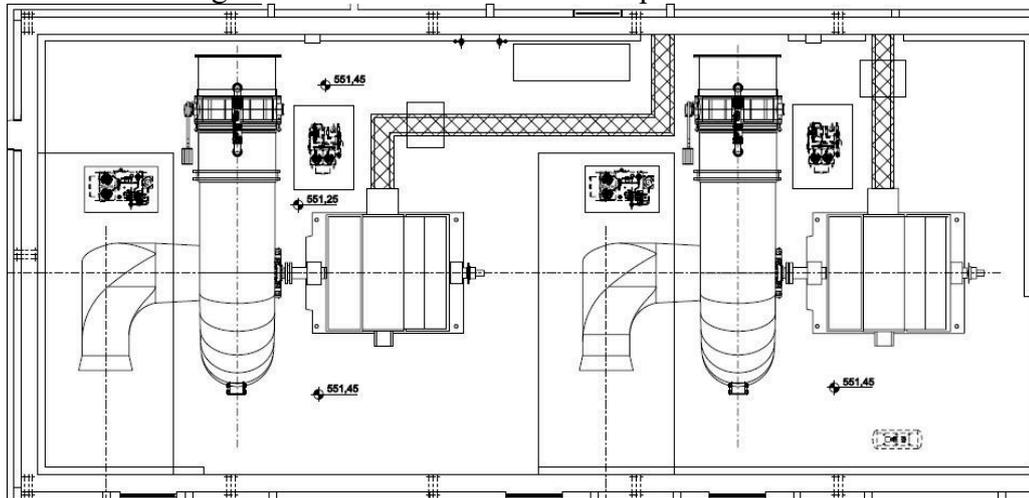
Finalmente, para determinar o peso total do gerador  $W_t$ , tem-se:

$$W_t = 1,3. (E + r) = 49,242 \text{ t} \quad (18)$$

### 3.5 CONFIGURAÇÃO DA CASA DE FORÇA

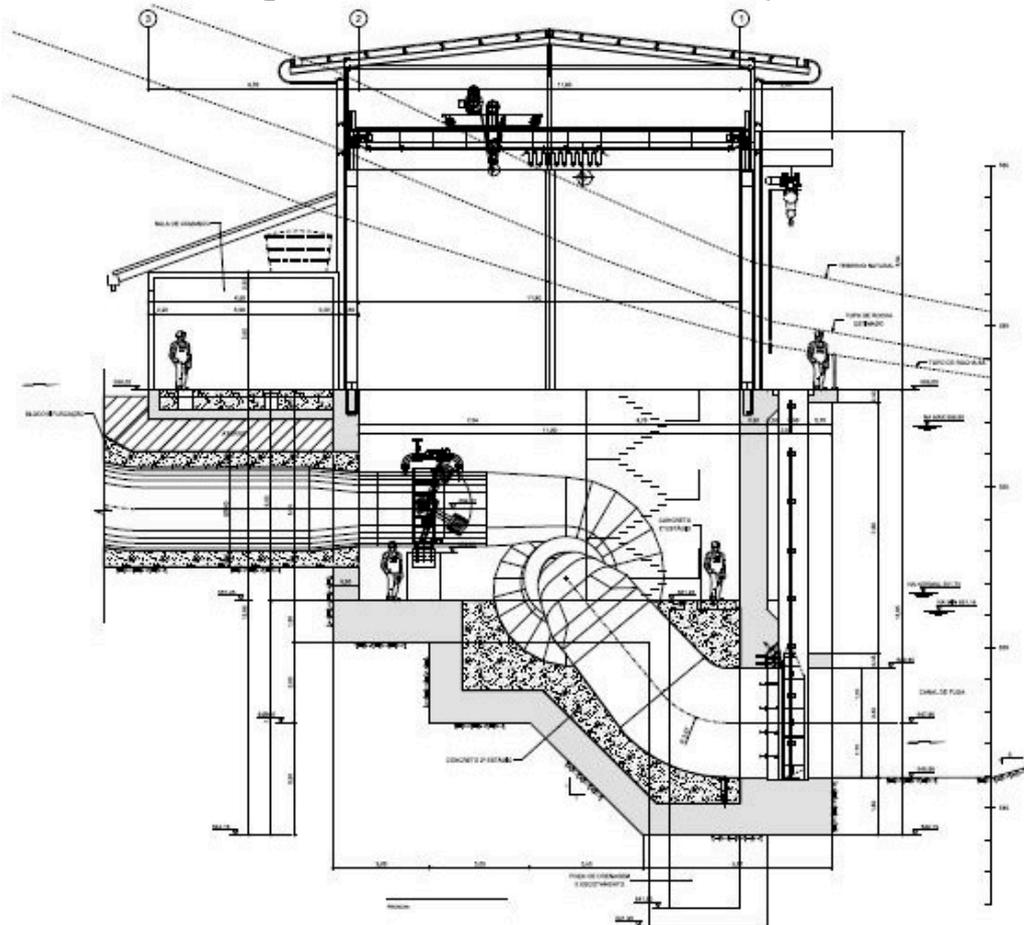
A casa de força irá adotar a configuração com dois geradores Francis Horizontais, com os equipamentos de proteção localizados em salas próprias, esta escolha de configuração é devido ao fato de que possuirá uma menor quantidade de reforços estruturais, além de possuir uma manutenção e instalação mais simples do que a configuração do tipo Francis Vertical. A Figura 29 mostra uma visão parcial da casa de força, com a projeção de como serão posicionados os geradores. A figura 30 mostra a visão lateral da casa de força.

Figura 29 - Posicionamento do Grupo de Geradores.



Fonte: GeoEnergy Engenharia (2018).

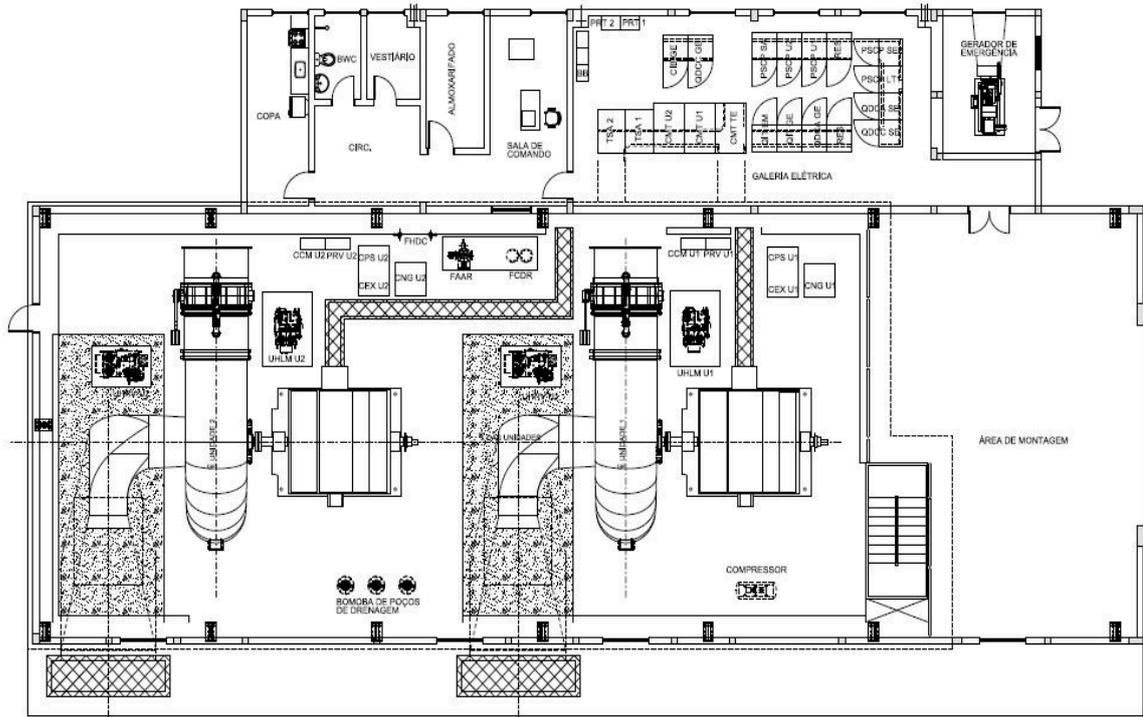
Figura 30 - Visão Lateral da Casa de Força.



Fonte: GeoEnergy Engenharia (2018).

Os cubículos responsáveis pela proteção e operação dos geradores e também os demais equipamentos C.A e C.C estarão localizados dentro da casa de força. O dimensionamento dos mesmos é feito durante o projeto executivo, quando a empresa responsável pela execução da obra decidirá pelos equipamentos de proteção que melhor atendem aos critérios econômicos, desde que estes atendam os critérios estabelecidos no projeto básico. A localização destes equipamentos é mostrada na Figura 31, na seção denominada galeria elétrica.

Figura 31 - Visão superior da casa de força.



Fonte: GeoEnergy Engenharia (2018).

### 3.6 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA C.C E C.A

Com a quantidade de geradores estabelecida e configuração do sistema de adução e vertedouro, é possível fazer uma estimativa das cargas que serão alimentadas em baixa tensão.

A PCH contará com os seguinte quadros, listados a seguir:

- Quadro de Distribuição de Corrente Alternada 380 V (QDCA);
- Quadro de Distribuição de Cargas de Corrente Alternada 380 V;
- Quadro do Vertedouro (QDCA-VT);
- Quadro de Distribuição de Cargas de Corrente Alternada 380 V;
- Quadro da Tomada D'Água (QDCA-TA);
- Quadro de Distribuição de Corrente Contínua 125 V (QDCC);
- Quadro de Distribuição de Corrente Contínua 125 V da Tomada da Água (QDCC-TA);
- Quadro de Distribuição de Corrente Contínua 125 V do Vertedouro (QDCC).

O transformador de serviços auxiliares estará conectado no mesmo barramento em 13,8 kV do grupo de geradores. O barramento ao qual os geradores e o transformador auxiliar estarão conectados será dimensionado conforme a potência dos geradores instalados na casa de força.

### 3.7 PROTEÇÃO DO GERADOR

Os dois geradores terão sua proteção localizada em cubículos dentro da casa de força. Os mesmos serão na tensão 13,8 kV.

Para dimensionar a corrente dos circuitos de proteção, utiliza-se (19), onde  $I$  é a corrente de linha (A),  $S$  é a potência aparente do gerador,  $V_L$  é a tensão de linha do sistema, 13.800 kV e F.P é o fator de potência do gerador, 0,9.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad (19)$$

Para dimensionar o barramento que conecta os geradores e o transformador de cargas auxiliares, basta calcular a soma dos geradores da casa de força e o gerador localizado na minicentral (1.277 kVA).

Assim,  $S = 20.165$  kVA, e aplicando (19), obtém-se uma corrente  $I = 844,64$  A.

Para dimensionar o barramento, utilizou-se uma sobrecorrente de 50% do valor da corrente nominal no barramento. Isso resulta em um barramento que deverá suportar uma corrente de 1500 A. Porém, cabe ressaltar que esse valor se trata de um valor orientativo. O barramento que deverá ser instalado é calculado durante o projeto executivo e o valor do mesmo é obtido juntamente com outros critérios, tais como: esforços mecânicos, dissipação de calor, parâmetros de curto-circuito, geometria do barramento, critérios de isolamento do barramento, etc. O barramento aqui escolhido pode não necessariamente ser o mesmo a ser implantando na usina.

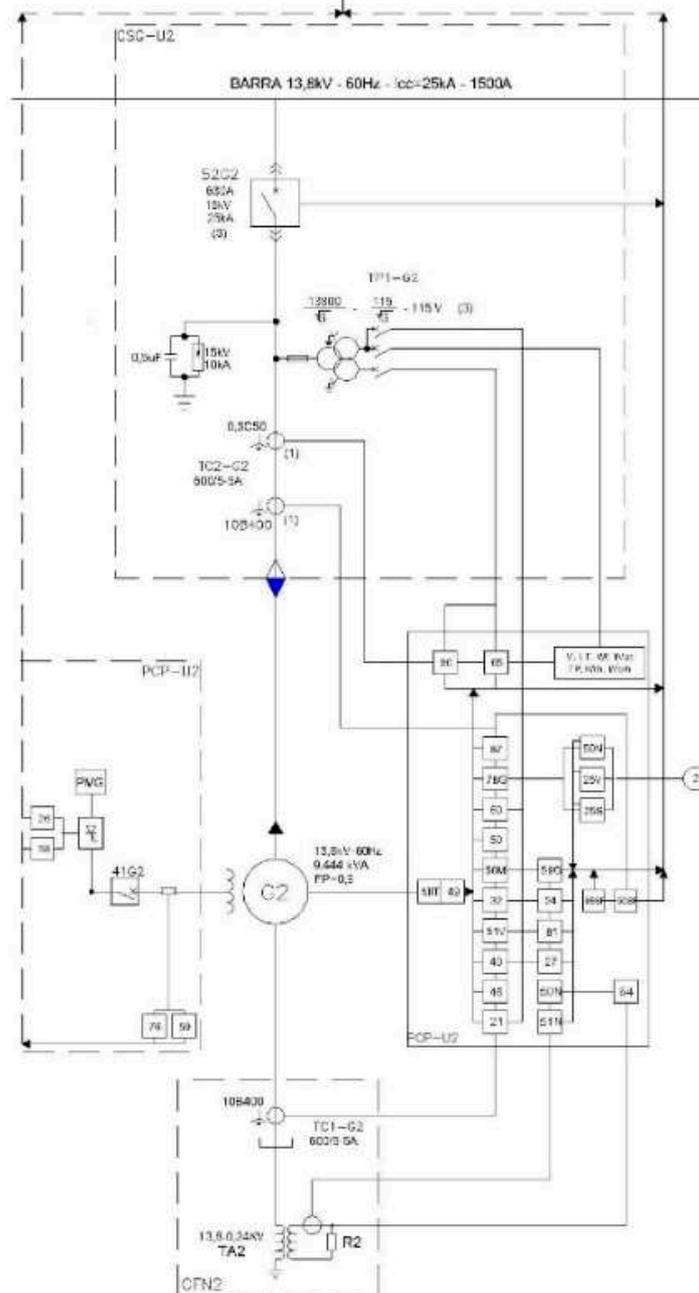
Para calcular a corrente individual de cada gerador, utiliza-se o mesmo critério, onde se tem:  $S = 9.444$  kVA, resultando em uma corrente de linha  $I = 395,57$  A.

A Figura 32 fornece uma visão geral de como ficará o sistema de proteção do gerador (gerador 2 neste caso), com os relês de proteção, disjuntores, TCs e TPs.

Dentro do quadro denominado CSG-U2, tem-se : 52G2 representa o disjuntor, TP1-G2 o TP do gerador e no lado oposto o conjunto de proteção de surto, representados pelo capacitor e para-raios e ainda o TC denominado TC2-G2. O quadro denominado PCP-U2

armazena os relês de proteção do gerador e o sistema de excitação. No centro da imagem está localizado o gerador 2 e abaixo dele o quadro de fechamento do neutro, denominado CFN2, que armazena o sistema de proteção do neutro, representados pelo TC-G2, transformador de aterramento e o resistor de aterramento, denominado R2.

Figura 32 - Diagrama Unifilar Gerador



Fonte: Elaborada pelo Autor (2019).

### 3.7.1 Transformadores de Corrente

Como estabelecido na seção anterior, os transformadores de corrente deverão atender a corrente de 395,57 A, o que influencia diretamente na relação nominal do transformador. Outros fatores a serem considerados são grau de exatidão, fator térmico nominal e classe térmica de proteção. A Tabela 4 mostra as especificações do TC de acordo com a norma NBR 6856.

Tabela 4 - Escolha de Transformador de Corrente

Quantidade de TCs	3
Quantidade de secundários	1
Relação Nominal	600/5-5A
Tensão nominal do equipamento	15kV
Tensão suportável a impulso atmosférico	36 kV
Frequência nominal	60 Hz
Classe de exatidão para TC de proteção	2x10B400
Classe de exatidão para TC de medição	1,2C25
Fator térmico nominal	1,20
Corrente suportável nominal de curta duração	80 x In
Classe térmica de isolamento	F

Fonte: Elaborada pelo Autor (2019).

Conforme indicado na figura 31, os TCs estarão localizados no cubículo de surtos do gerador (CSG) e a sua função é enviar os valores de corrente através dos TCs de proteção (10B400) para o relê de proteção localizado no quadro denominado Painel de Controle e Proteção da Unidade Geradora (PCP-U1 e PCP-U2).

O outro TC (1,2C25), enviará os seus valores de corrente para o sistema de medição e faturamento, localizados também nos quadros PCP-U1 e PCP-U2.

### 3.7.2 Transformador de Potencial

De modo a se obter os valores de tensão necessários para o monitoramento dos níveis de tensão do gerador, faz-se necessário o dimensionamento de transformadores de potencial. A tabela 5 mostra as especificações de TP do gerador de acordo com a norma NBR 6855. Os TPs estarão localizados no painel de surtos (CSG).

Tabela 5 - Transformador de Potencial do gerador

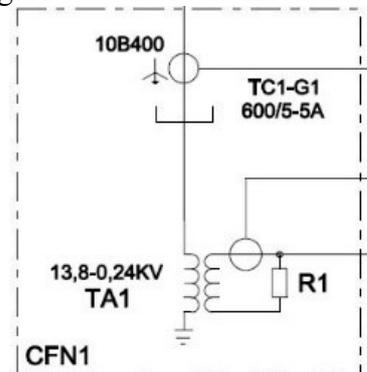
Quantidade de TPs	3
Quantidade de Enrolamentos	3
Tensão nominal de operação, valor eficaz	$\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV
Classe de exatidão para medição	0,3P75
Classe de exatidão para proteção	0,3P200
Grupo	1

Fonte: Elaborada pelo Autor (2019).

### 3.7.3 Proteção do Neutro

É necessário que os geradores possuam um transformador de aterramento no neutro, por tratar-se de um sistema de baixa impedância. A adoção do aterramento de neutro visa diminuir as correntes de curto que possam vir a surgir no gerador, que por sua vez, escoariam pelo neutro do mesmo. A usina adotará um sistema com proteção através de transformador de aterramento, conforme indicado na Figura 33.

Figura 33 - Aterramento de Neutro



Fonte: Elaborada pelo Autor (2019).

De modo a dimensionar o transformador de corrente do neutro, utiliza-se novamente a (13), com a qual, obtém-se os mesmos valores de corrente da seção 3.8.1,  $I = 395,57$  A. A tabela 6 mostra as especificações dos TC de neutro.

Tabela 6 - Transformador de Corrente Neutro

Quantidade de TCs	2
Quantidade de secundários	2
Relação Nominal	600/5-5A
Tensão nominal do equipamento	15 kV
Tensão suportável a impulso atmosférico	36 kV
Frequência nominal	60 Hz
Classe de exatidão para TC de proteção	10B400
Classe de exatidão para TC de medição	0,3C50
Fator térmico nominal	1,20
Corrente suportável nominal de curta duração	80 x In
Classe térmica de isolamento	F

Fonte: Elaborada pelo autor (2019).

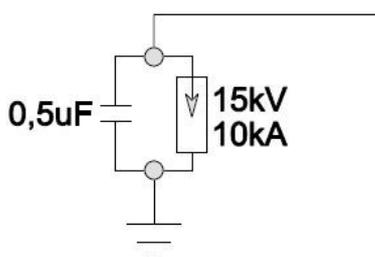
O transformador de aterramento, bem como o resistor de aterramento, é determinado na etapa do projeto executivo, pois o dimensionamento de ambos é dependente dos valores de impedâncias de vários equipamentos e normalmente, cada fabricante possuirá valores diferentes. Portanto, não são especificados durante a etapa de projeto básico.

### 3.7.4 Proteção de Surtos do gerador

Conforme indicado na Figura 34 o sistema irá adotar para-raios de Zinco-Óxido e capacitores para a proteção de surtos do gerador. Os para-raios são de fácil obtenção, uma vez que se trata dos mesmos modelos utilizados em sistemas de distribuição de energia, na tensão de 13,8 kV e corrente de ruptura de 10 kA.

Cada gerador terá um cubículo próprio, designado Cubículo de Surto do Gerador (CSG).

Figura 34 - Protetor de Surto



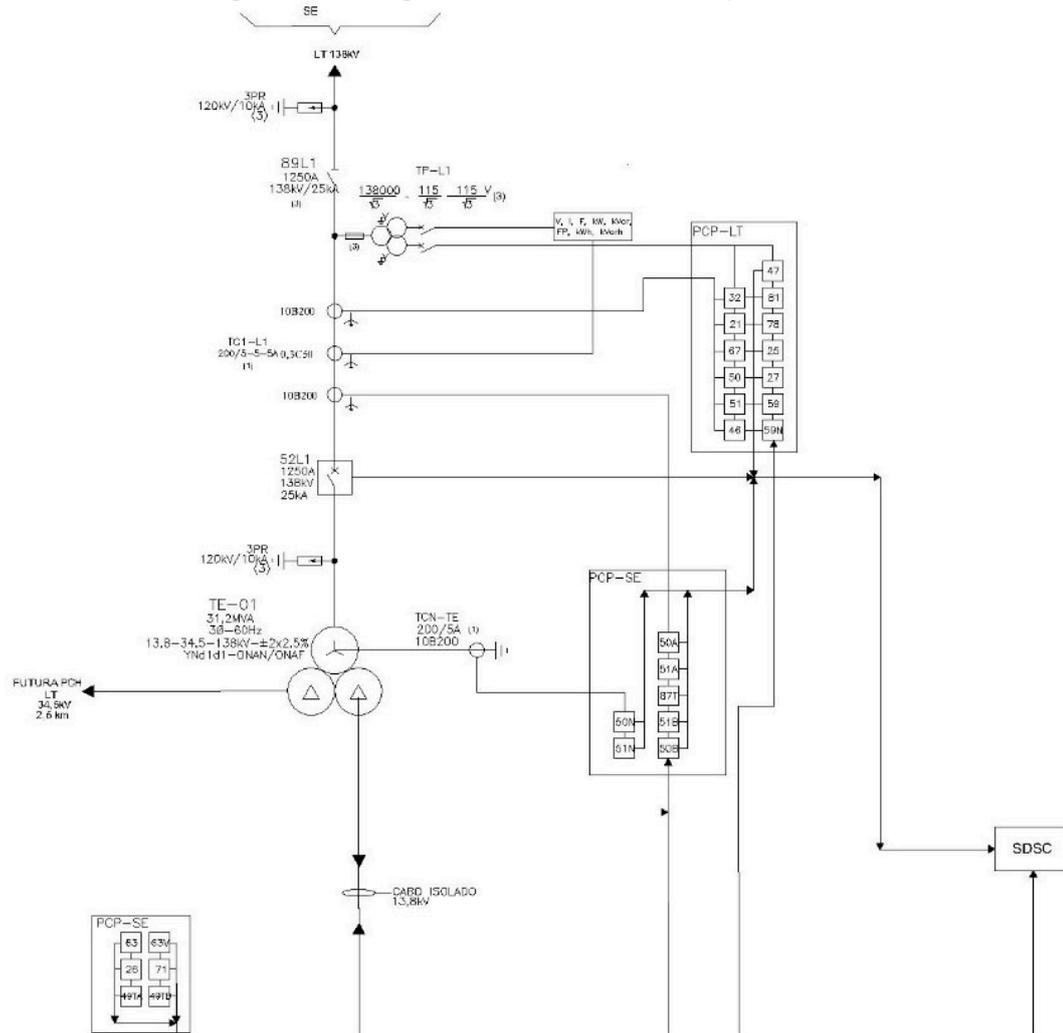
Fonte: Elaborada pelo Autor (2019).

### 3.8 SUBESTAÇÃO

A subestação da PCH possuirá 2 ramais de entrada e um de saída, sendo um ramal pertencente a PCH em estudo e outro ramal, pertencente a uma usina ainda não construída, localizada a poucos quilômetros de distância, porém, utilizando a vazão de outro rio.

A subestação ficará localizada ao lado da casa de força e tem o seu diagrama unifilar indicado na Figura 35.

Figura 35 - Diagrama unifilar da subestação da PCH



Fonte: Elaborada pelo autor (2019).

Note-se que esse diagrama unifilar indica a presença da segunda PCH (representada como futura PCH), que será conectada a esse transformador. A usina possuirá uma potência prevista de 9,9 MW.

### 3.8.1 Transformador Elevador

O dimensionamento da Subestação se dá da mesma maneira que o dimensionamento dos equipamentos dos geradores, exceto pelo fato que agora, a potência será obtida através da soma de todas as cargas da usina e da futura PCH.

A tabela 7 apresenta as cargas da subestação.

Tabela 7 - Cargas da subestação

Carga	Potência Aparente (kVA)
Gerador 1	9.444
Gerador 2	9.444
Minicentral	1.277
Futura PCH	9.900
<b>Total</b>	<b>30.065</b>

Fonte: Elaborada pelo Autor (2009).

A opção recai por um transformador elevador com a potência de 31,2 MVA, na configuração óleo natural, ar forçado (ONAF).

Seu primário terá a tensão de 138 kV, seu secundário a tensão de 34,5 kV e estará conectado com a futura PCH, seu terciário terá a tensão de 13,8 kV.

Sua ligação será do tipo estrela aterrado no terciário, com demais enrolamentos com a conexão do tipo delta.

#### 3.8.1.1 Transformador de Corrente do Neutro do Transformador

Esse transformador de corrente, localizado no neutro do transformador elevador, tem como função enviar os valores da corrente do neutro, para o relê de proteção da subestação. Para se obter o valor da corrente primária do transformador de corrente, é feito o mesmo procedimento utilizado na seção 3.8.1.

Desta forma, utilizando (19), tem-se  $S = 31,2$  MVA, com a tensão de linha  $V_L$  de 138 kV. Aplicando (19), obtém-se uma corrente  $I = 130,68$  A.

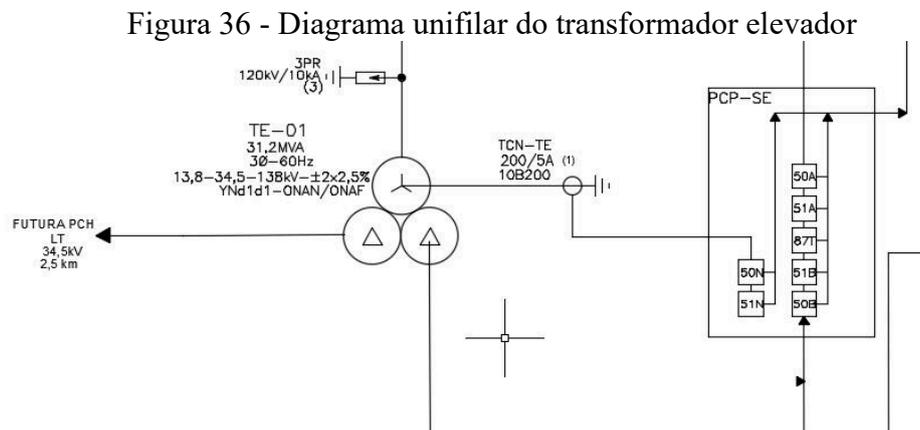
Através da Tabela 8, tem-se:

Tabela 8 - Transformador de corrente de neutro do transformador elevador

Quantidade de TCs	1
Quantidade de secundários	1
Relação Nominal	200/5A
Tensão nominal do equipamento	138 kV
Tensão suportável a impulso atmosférico	170 kV
Frequência nominal	60 Hz
Classe de exatidão para TC de proteção	10B200
Fator térmico nominal	1,20
Corrente suportável nominal de curta duração	80 x In
Classe térmica de isolamento	F

Fonte: Elaborada pelo Autor (2019).

O transformador de corrente do neutro está localizado no Painel de Controle e Proteção da Subestação (PCP-SE), representado na Figura 36. O painel PCP-SE contém também os relês de proteção do neutro do transformador.



Fonte: Elaborada pelo Autor (2019).

### 3.8.2 Para-raios

Para proteger a subestação de surtos de tensão que possam vir a ocorrer, é necessário instalar para-raios na entrada da linha.

Para dimensionar, é necessário saber os valores de  $V_L$ , no caso da linha de transmissão,  $V_L$  é de 138 kV.

Tem-se então, de acordo com a Tabela 9, os valores para os para-raios.

Tabela 9 - Para raios de proteção de linha

Quantidade (por fase)	2
Tipo	Estação
Resistor não linear	Óxido de Zinco (ZnO)
Instalação	Externa
Frequência Nominal	60Hz
Corrente de descarga nominal	10 kA
Tensão nominal, valor eficaz	120 kV
Tensão nominal do sistema	138 kV
Tensão máxima do sistema	145 kV

Fonte: Elaborada pelo Autor.

A sua posição segue de acordo com o diagrama unifilar, representado na figura 34. A opção de um conjunto de para raios na entrada da linha e outro antes do transformador se deve ao fato do aumento da proteção do sistema, visto que além da proteção de surtos oriundos da linha de transmissão, os mesmos também irão exercer a proteção contra descargas atmosféricas na subestação como um todo.

### 3.8.3 Seccionadoras

A subestação contará com uma chave seccionadora de abertura central, destinada a conectar e desconectar a usina quando for necessário realizar operações de manutenção, a seccionadora não é projetada para realizar operações de chaveamento sob carga. Ela está representada na figura 34, com o nome de 89L1.

O seu dimensionamento leva em conta os níveis de tensão e de corrente, portanto  $I = 130,68 \text{ A}$  e  $V_L = 138 \text{ kV}$ . As especificações da chave seccionadora de abertura central estão na tabela 10.

Tabela 10 - Chave Seccionadora

Quantidade	1
Tipo	Abertura Central
Corrente Nominal	1250 A
Tensão Nominal, valor eficaz	145 kV
Tensão de Operação	138 kV
Tensão suportável de impulso atmosférico a terra e entre polos	650 kV
Tensão suportável de impulso atmosférico a terra e entre contatos abertos	750 kV
Corrente suportável de curta duração (1s)	20 kA

Fonte: Elaborada pelo Autor (2019).

É interessante notar a escolha pela chave de 1250 A, isto se deve a valores comerciais disponíveis para a compra.

### 3.8.4 Transformadores de Potencial da linha de transmissão

Assim como os TPs dos geradores, a linha de transmissão também conta com transformadores de potencial, responsáveis pela medição dos níveis de tensão na linha de transmissão.

Os valores de  $V_L$ , já estabelecido na seção acima, é de 138 kV.

As especificações dos transformadores de potencial estão na tabela 11:

Tabela 11 - Transformador de potencial da linha de transmissão

Quantidade de TPs	3
Quantidade de Enrolamentos	3
Tensão nominal de operação, valor eficaz	$\frac{138}{\sqrt{3}}$ kV
Tensão máxima de operação, valor eficaz	$\frac{145}{\sqrt{3}}$ kV
Classe de exatidão para medição	0,3P75
Classe de exatidão para proteção	0,3P200
Tensão suportável nominal a impulso atmosférico	650 kV

Fonte: Elaborada pelo Autor (2019).

Esses TPs estarão localizados no pátio da subestação e irão enviar os sinais de tensão para os relés localizados dentro do Painel de Proteção e Controle da Linha de Transmissão (PCP-LT). Importante ressaltar que também existirá um sistema de medição e faturamento de energia em alta tensão, da mesma forma que existe um sistema de medição e faturamento localizado em cada gerador.

### 3.8.5 Transformadores de Corrente da linha de transmissão

Os transformadores de corrente estarão posicionados conforme o diagrama unifilar da subestação, Figura 34.

Os valores de corrente já foram calculados nas seções anteriores e portanto, basta demonstrar os dados relativos ao TC. A tabela 12 apresenta as especificações para os TCs da linha de transmissão.

Tabela 12 - Transformador de Corrente da linha de transmissão

Quantidade de TCs	3
Quantidade de secundários	1
Relação Nominal	200/5-5-5A
Tensão nominal do equipamento	145 kV
Tensão suportável a impulso atmosférico	170 kV
Frequência nominal	60 Hz
Classe de exatidão para TC de proteção	2x10B200
Classe de exatidão para TC de medição	0,3C50
Fator térmico nominal	1,20
Corrente suportável nominal de curta duração	80 x In
Classe térmica de isolamento	F

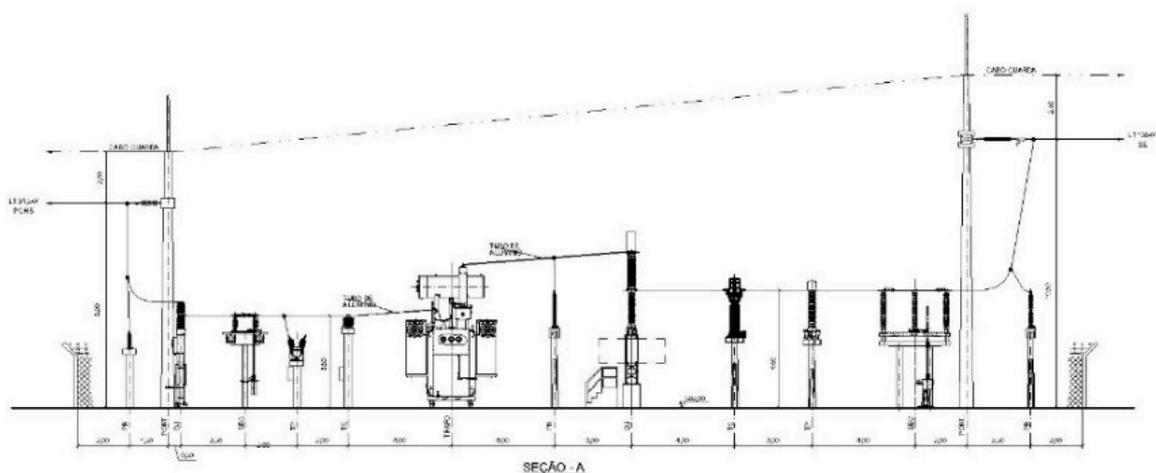
Fonte: Elaborada pelo Autor.

Estes TCs estarão localizados no pátio da subestação e irão enviar os sinais de corrente, para os relês localizados dentro do Painel de Proteção e Controle da Linha de Transmissão (PCP-LT).

### 3.8.6 Arranjo da Subestação

Uma vez obtidos os equipamentos a serem instalados na subestação, é possível obter uma visão de como ficará o arranjo da subestação, mostrada na Figura 37.

Figura 37 - Arranjo da subestação



Fonte: GeoEnergy Engenharia (2018).

Outros tipos de arranjos de subestação também são possíveis, tais como subestação abrigada, ou ainda, subestação blindada. Porém, a opção de uma subestação externa é a mais simples e fácil de ser implementada. Uma vez que problemas de falta de espaço para a subestação, não são relevantes.

### 3.8.7 Perdas Elétricas da Linha de Transmissão

Utilizando os dados das seções acima, pode-se resumir em uma tabela e aplicar os cálculos demonstrados na seção 3.3.1 para encontrar as melhores opções de cabos.

Para a conexão da PCH com a subestação alimentadora, foi considerado um cabo de Alumínio 397,5 MCM, que possui uma impedância de 0,1726  $\Omega$ /km a 75°C. A distância entre essas duas subestações, com linha em 138 kV, é de 19,6 km.

Fazendo o uso da Equação 7, tem-se os dados complementares apresentados na tabela 13.

Tabela 13 - Perdas até a Conexão

Cabo	Ibis 397,5 MCM
Resistividade a 75°C	0,1726 $\Omega$ /km
Comprimento da linha	19,6 km
Tensão de Transmissão	138 kV
Perdas até a conexão (kW)	157,6 kW
Perdas até a conexão (%)	0,93 %

Fonte: Elaborada pelo autor.

O consumo médio interno  $C_{int}$  considerado foi de 86 kW, o que representa cerca de 0,5% da potência instalada da usina.

### 3.9 RELÊS DE PROTEÇÃO

Os relês de proteção estão localizados na subestação, dentro do Painel de Controle e Proteção da Linha de Transmissão (PCP-LT), da subestação (PCP-SE) e também, na proteção e controle dos geradores, dentro dos Painéis de Controle e Proteção dos Geradores (PCP-U1 e PCP-U2), além do painel da minicentral (PCP-MC). São elementos indispensáveis para uma proteção eficaz de qualquer usina.

Os relês de proteção são todos digitais e todos seguem a norma IEC 61850 (tabela de proteção apresentada anexo C).

### 3.10 SISTEMAS DE SUPERVISÃO

A usina possuirá uma Unidade de Aquisição e Controle (UAC) em cada um dos principais painéis, isto possibilitará o controle da usina tanto a partir da sala de controle, quanto remotamente. As unidades UAC têm como função: monitorar e controlar a geração de energia, uma vez que estarão conectadas as Unidades Reguladoras de Velocidade (UHRV), monitoramento da proteção e chaveamento da subestação e o gerenciamento dos sinais analógicos e digitais dentro da usina.

Com isso, os operadores conseguem monitorar e controlar eventos e alarmes, controle de tensão, controle de reservatórios.

A tendência é que os operadores não estejam mais presentes fisicamente na sala de comando das usinas, operando as mesmas a partir de uma sala remota.

Apresentou-se neste capítulo, um dimensionamento exemplo de um projeto básico de uma PCH.

## 4 CONCLUSÃO

Este estudo abordou parte dos critérios básicos para projetos de PCHs, tratando de seus aspectos hidrológicos, escolhas de turbinas, geradores, bem como uma introdução à proteção de geradores e subestações.

As diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas da Eletrobras mostram-se um excelente guia para desenvolver um estudo preliminar do dimensionamento dos equipamentos de uma usina e determinam vários critérios a serem adotados, além do fato de que o guia é de fácil entendimento.

Embora exista certa inércia na área de projetos hidráulicos, principalmente no que diz respeito a licenciamentos ambientais, é certo que as PCHs representam uma evolução no setor de energia hidráulica.

Este tipo de empreendimento tem um impacto ambiental bem menor que aquele causado por grandes usinas, além do fato de que elas operam de maneira descentralizada, com muitos potenciais energéticos espalhados pelo país.

Praticamente todos os equipamentos apresentados neste trabalho são fabricados nacionalmente e por empresas nacionais. Isso indica que não só as PCHs representam uma oportunidade de investimentos no setor de energias renováveis, como também servem como um fomentador de empregos dentro do Brasil.

## REFERÊNCIAS

ABRAPCH - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E DE CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS. **Leilão de Energia indica crescimento do mercado de PCHs e CGHs**. 2019. Disponível em: <<https://abrapch.org.br/2019/10/28/leilao-de-energia-indica-crescimento-do-mercado-de-pchs-e-cghs/>>. Acesso em: 28. out. 2019.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6445**: Turbinas Hidráulicas, turbinas-bombas e bombas de acumulação. 2 ed. Rio de Janeiro, 2016. 53 p.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6855**: Transformador de Potencial. Rio de Janeiro, 2015. 82 p.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6856**: Transformador de Corrente. Rio de Janeiro, 2015. 111 p.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração: Capacidade de Geração do Brasil**. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 28. out. 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: 14 out. 2019.

CARNEIRO, D.; COLI, A.; DIAS, F. **PCHs Pequenas Centrais Hidrelétricas**: aspectos jurídicos, técnicos e comerciais. 2ª edição. Rio de Janeiro: Synergia, p. 224, 2017.

CORREIO LAGEANO. **Usina Salto do Caveiras**. Disponível em: <<https://clmais.com.br/tag/salto-caveiras/>>. Acesso em 03. nov. 2019

CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de máquinas elétricas - recurso eletrônico**. 5ª edição. Porto Alegre: Amgh, 2013. Tradução: Anatólio Laschuk.

ELETOBRAS - CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.; CBDB - COMITÊ BRASILEIRO DE BARRAGENS. **Critérios de projeto civil de usinas hidrelétricas**. Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Manuais-e-Diretrizes-para-Estudos-e-Projetos.aspx>>. Acesso em 05 out. 2019.

ELETOBRAS - CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. **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%20Pr ojetos%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia/Diretrizes%20PCH.zip>>. Acesso em: 30. set. 2019.

ELETOBRAS - CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.; FURNAS - FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A. **Barragens e reservatórios**. Disponível em: <<https://www.flickr.com/photos/eletrobrasfurnas/4862704221/in/photostream>>. Acesso em: 19. nov. 2019.

FOZ DO CHAPECÓ ENERGIA. **Usina foz do Chapecó**. Disponível em: <<http://www.fozdochapeco.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2019.

IEC - COMISSÃO ELETROTÉCNICA INTERNACIONAL. **Redes de comunicação de energia elétrica**. Disponível em: <[https://www.iec.ch/about/brochures/pdf/about\\_iec/welcome\\_to\\_the\\_iec-p.pdf](https://www.iec.ch/about/brochures/pdf/about_iec/welcome_to_the_iec-p.pdf)>. Acesso em: 01 nov. 2019.

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

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria nº 453 de 03 de dezembro de 2009**. Disponível em: <[https://www.normasbrasil.com.br/norma/portaria-463-2009\\_217002.html](https://www.normasbrasil.com.br/norma/portaria-463-2009_217002.html)>. Acesso em: 06. out. 2019

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria nº 376 de 05 de Agosto de 2015**. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/1942329/Portaria\\_n\\_376-2015/53fe311d-9e65-454a-83a6-db315bae07a0;version=1.1](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1942329/Portaria_n_376-2015/53fe311d-9e65-454a-83a6-db315bae07a0;version=1.1)>. Acesso em: 06. out. 2019.

OLADE - ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA DE DESENVOLVIMENTO DE ENERGIA. **Energia y desarrollo sustentable em América Latina y el Caribe**. Quito, 1996.

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

QUEIROZ, G. B. R. DE. **Análise de viabilidade econômica de centrais geradoras hidrelétricas**. (Trabalho de Conclusão de Curso). Universidade de Brasília – UNB, Brasília, Distrito Federal. 2010.

SANTOS, M. S. C. DOS. **Modelagem dinâmica de turbinas axiais de dupla regulagem para estudos de estabilidade angular transitória em sistemas elétricos de potência**. (Tese de Mestrado). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Minas Gerais, 2012.

SEL. **Relés de Proteção**. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products-section/protective-relays/>>. Acesso em: 01. nov. 2019.

SNIRH - SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE RECURSOS HÍDRICOS. **Banco de Dados: Série Histórica - HIDROWEB**. Disponível em: <[http://www.snirh.gov.br/hidroweb/publico/medicoes\\_historicas\\_abas.jsf](http://www.snirh.gov.br/hidroweb/publico/medicoes_historicas_abas.jsf)>. Acesso em: 16. out. 2019.

SOUZA, Z. DE; SANTOS, A. H. M.; BORTONI, E. DA C. **Centrais Hidrelétricas: implantação e comissionamento**. 2º edição. Rio de Janeiro: Interciência, p. 520, 2009.

SIQUEIRA, R. B. P. **Construção de diagramas de custos para PCH incorporando turbinas de mercado**. (Tese de Mestrado). Universidade Estadual Paulista – UNESP, Guaratinguetá, São Paulo. 2006

SILVA FILHO, D. **Dimensionamento de usinas hidroelétricas através de técnicas de otimização evolutiva.** (Tese de Doutorado). Universidade de São Paulo – USP, São Carlos, São Paulo, 2003.

SOUZA, Z. de. **Dimensionamento de Máquinas de Fluxo. Turbinas, Bombas, Ventiladores.** Editora: Edgard Blücher Ltda, São Paulo, 1991.

WEG. **Catálogo de hidrogeradores.** Disponível em:

<[https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Geradores/Hidrogeradores/Hidrogeradores---Linha-S/p/MKT\\_WEN\\_HYDRO\\_SLINE](https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Geradores/Hidrogeradores/Hidrogeradores---Linha-S/p/MKT_WEN_HYDRO_SLINE)>. Acesso em: 05. out. 2019.

WEG. **Turbinas Hidráulicas.** Disponível em:

<[https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/TurbinasHidr%C3%A1ulicas/TurbinasHidr%C3%A1ulicas/p/MKT\\_HISA\\_HYDRAULIC\\_TURBINES](https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/TurbinasHidr%C3%A1ulicas/TurbinasHidr%C3%A1ulicas/p/MKT_HISA_HYDRAULIC_TURBINES)>. Acesso em: 15. out. 2019.

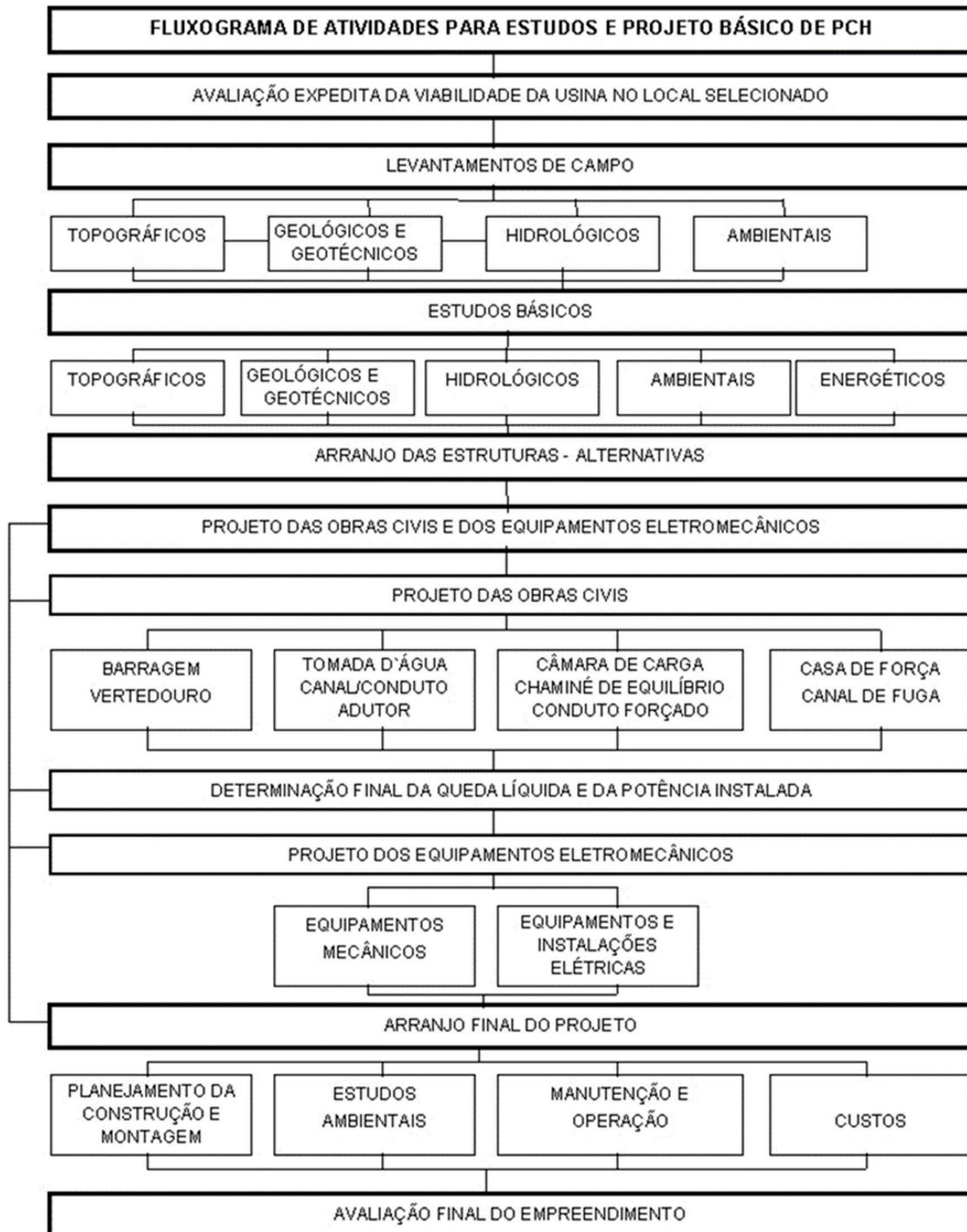
## ANEXO A - Vazão Mensal (m³/s)

Ano/mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1976	49,34	53,79	29,68	22,11	23,98	32,39	25,09	46,71	31,99	28,56	32,36	27,99
1977	32,14	28,83	18,99	28,88	15,50	16,24	14,41	11,38	12,68	13,64	14,65	19,25
1978	11,03	10,67	19,79	10,18	10,39	10,19	20,38	12,25	27,27	12,95	23,02	16,54
1979	18,39	13,85	15,85	9,74	24,08	12,74	12,45	15,67	28,60	28,12	26,61	21,80
1980	35,48	39,48	39,95	25,28	17,16	16,82	21,03	18,29	24,23	17,03	12,36	26,68
1981	43,28	23,56	16,97	13,90	13,01	11,16	9,64	9,94	8,71	16,36	14,39	23,68
1982	10,05	19,45	13,20	8,47	9,56	27,18	47,86	19,60	9,58	31,91	49,47	77,17
1983	49,14	35,21	45,77	35,09	71,10	132,82	75,45	29,65	55,11	39,05	26,49	26,88
1984	23,83	18,27	13,45	12,92	13,59	10,43	10,53	14,41	19,39	12,03	15,71	28,57
1985	12,32	16,02	15,77	15,03	14,15	14,09	13,78	6,98	9,71	6,73	12,90	6,75
1986	7,89	17,39	20,99	14,56	23,03	15,54	10,83	19,10	12,89	11,87	13,13	38,92
1987	21,78	49,96	18,03	16,77	58,00	47,75	23,13	16,06	16,45	18,63	23,93	14,78
1988	14,59	21,96	20,32	19,66	34,26	21,15	16,42	13,11	12,70	12,86	10,14	13,27
1989	51,90	47,13	27,82	18,71	17,18	16,45	23,21	20,92	25,37	16,24	14,83	39,28
1990	126,13	30,05	27,41	21,73	21,09	20,49	36,73	27,24	31,40	29,18	21,59	20,35
1991	17,25	20,77	40,87	23,21	23,58	21,04	16,60	14,20	14,75	23,04	15,65	30,42
1992	15,21	27,72	28,41	25,40	51,22	35,85	17,89	17,29	18,63	23,35	18,50	18,52
1993	27,73	53,74	38,76	30,86	21,37	30,57	20,85	15,28	29,35	29,52	14,34	16,05
1994	29,47	26,30	18,62	16,33	16,50	22,11	16,12	10,55	8,35	8,82	13,73	13,43
1995	93,33	66,97	26,78	25,36	17,09	16,97	22,21	14,37	22,44	31,04	17,06	15,95
1996	34,13	36,42	41,90	26,34	16,91	16,41	13,31	12,31	22,07	26,11	22,09	26,02
1997	125,79	77,75	31,38	22,86	18,55	33,13	24,74	22,03	30,38	24,46	30,24	30,77
1998	50,21	45,75	51,33	43,27	26,77	28,45	23,76	27,99	46,90	59,17	27,63	32,34
1999	41,20	44,69	37,37	34,24	32,20	24,63	33,27	21,42	24,83	21,99	18,11	10,47
2000	14,46	56,91	24,54	12,84	10,81	11,21	14,15	18,98	42,62	18,79	18,27	27,11
2001	25,33	36,22	29,76	23,26	25,21	28,35	22,53	16,36	18,59	35,63	23,14	39,47
2002	46,51	27,30	26,47	18,34	26,23	17,32	17,30	18,60	21,38	12,26	18,85	21,55
2003	37,83	35,27	32,52	30,01	21,24	20,88	20,00	12,72	11,64	13,22	16,43	17,68
2004	22,33	22,84	20,68	20,28	37,40	38,32	27,98	18,57	15,37	22,48	20,69	26,72
2005	60,68	27,99	21,06	18,34	21,83	17,13	17,04	14,67	27,39	33,12	21,33	24,91
2006	37,36	25,39	21,11	17,52	12,86	12,02	12,82	9,96	14,21	15,24	11,70	14,29

2007	28,27	34,35	19,37	14,68	16,02	12,06	27,07	14,56	11,36	9,55	20,14	21,34
2008	31,30	30,17	23,93	25,16	27,25	22,79	15,88	36,44	18,44	27,55	23,30	17,27
2009	31,21	45,41	20,77	15,46	14,85	15,17	41,39	26,57	45,35	44,13	52,05	35,04
2010	63,36	78,04	55,16	54,68	54,90	46,75	24,22	21,67	16,41	30,35	19,16	34,58
2011	52,43	55,05	54,38	54,23	25,29	19,15	22,91	24,23	18,68	41,86	21,94	15,15
2012	25,16	15,07	14,95	12,76	15,60	45,64	32,24	19,43	15,77	14,26	16,02	20,97
2013	32,24	35,97	27,39	26,90	20,35	48,89	43,71	21,53	22,10	26,63	17,17	14,43
2014	15,07	10,40	17,05	20,53	19,77	32,01	20,58	17,34	24,49	17,31	18,47	26,30
2015	25,20	38,35	37,99	24,60	27,29	19,82	36,20	19,84	32,71	41,56	67,61	81,82
2016	131,42	65,86	47,19	31,26	34,32	44,07	28,12	31,39	27,73	31,17	22,89	25,51
Média das vazões	32,21											

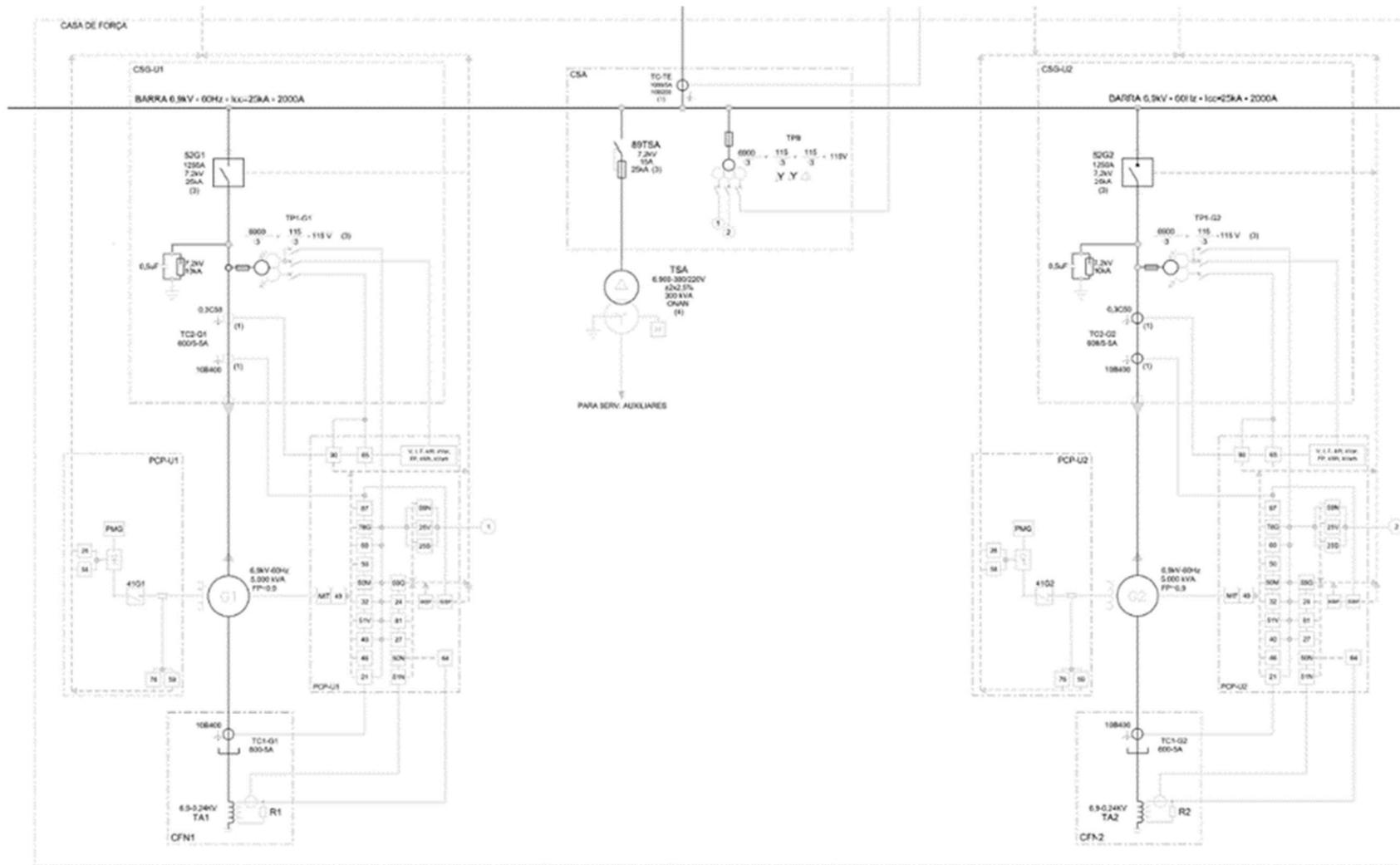
Fonte: Agência Nacional de Águas, (2018).

## ANEXO B – Fluxograma para Estudo de Projeto Básico de PCH



Fonte: ELETROBRÁS (2000).

### ANEXO C – Diagrama Unifilar da Usina



Fonte: Geoenergy (2018).

