

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DA ENERGIA**

**PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DE
QUANTIDADE DE GRUPOS GERADORES DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS**

THIAGO MODESTO DE ABREU

Itajubá, Agosto de 2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DA ENERGIA

THIAGO MODESTO DE ABREU

PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DE
QUANTIDADE DE GRUPOS GERADORES DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia da Energia.

Área de Concentração: Planejamento e Gestão de Sistemas Energéticos - PGSE.

Orientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni

Agosto de 2015

Itajubá - MG

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DA ENERGIA**

THIAGO MODESTO DE ABREU

**PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DE
QUANTIDADE DE GRUPOS GERADORES DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 20 de julho de 2015, conferido ao autor o título de **Mestre em Ciências em Engenharia da Energia.**

Banca Examinadora

Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni (Orientador)

Prof. Dr. Roberto Alves de Almeida

Prof. Dr. Leopoldo Uberto Ribeiro Júnior

Dedico este trabalho primeiramente a Deus por ter me guiado para que eu concluísse este trabalho, aos meus pais, José Carlos Modesto de Abreu (*in memoriam*) e Rosangele Pixitelli de Abreu, pela educação e valores transmitidos, aos meus irmãos, Ericson Modesto de Abreu e Ingrid Pixitelli de Abreu, minha esposa Priscila Miranda de Abreu, por todo incentivo, paciência, amor, e confiança, ao meu sogro, Roberto Miranda, pela motivação e a todos os professores e profissionais que me ajudaram a conseguir esse objetivo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me feito acreditar e não desistir nos momentos mais difíceis.

Agradeço ao meu orientador, Professor Dr. Edson da Costa Bortoni, por ter me dado a oportunidade e por acreditar no meu trabalho.

Agradeço minha esposa, Priscila Miranda de Abreu, pela confiança, amor, paciência, pela concessão do tempo em que poderíamos estar juntos nos fins de semana, pelas broncas quando da tentativa de desviar o curso do trabalho.

Agradeço aos meus pais, José Carlos Modesto de Abreu (*in memoriam*) e Rosangele Pixitelli de Abreu, aos meus irmãos, Ericson Modesto de Abreu e Ingrid Pixitelli de Abreu pela educação que recebi e pela formação que tive.

Agradeço José Guilherme Antloga dos Nascimento e Hugo Renato Anacleto Nunes, por serem profissionais que sempre terei como referência.

Agradeço os colegas de trabalho Roberto Ferreira Alves, Diego Bittner, Henrique Soares e Willian Ozawa pelo apoio técnico recebido durante a execução do trabalho.

Por fim, agradeço à família República TremeTreme, especialmente em nome de Thiago Zamarim Gaion e Daniel Garcia.

RESUMO

Recentemente, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) vêm perdendo competitividade perante outras fontes renováveis, notadamente a fonte eólica, devido principalmente pelos incentivos recebidos da fonte eólica. Nesse sentido, foi abordado neste trabalho uma proposta de desenvolvimento de uma metodologia para determinação da quantidade de grupos geradores para concepção de pequenas centrais utilizando como critérios de dimensionamento, a vazão mínima histórica, bem como a vazão inferior turbinável, além da realização de uma análise de custo, com foco naqueles que são influenciados pela quantidade de grupos geradores, versus benefício da melhor solução tecnicamente obtida entre três tipos de turbinas hidráulicas: Kaplan, Francis Simples e Francis Dupla. Em um segundo momento, foi considerada, para fins de cálculo da energia média, a utilização das vazões afluentes cujos valores situam-se abaixo da vazão inferior turbinável da máquina, chamada operação excepcional, por uma determinada quantidade de horas anuais. Por fim, foi realizada uma análise comparativa dos resultados obtidos em ambos os casos.

Palavras-chave: Pequenas Centrais Hidrelétricas, Turbina Hidráulica, Grupos Geradores, Análise Econômica, Geração Excepcional.

ABSTRACT

Recently, the Small Hydro Power (SHP) have been losing competitiveness against other renewables sources, notably wind power, mainly due to higher investment costs. In this sense, it will be addressed in this dissertation the development of a methodology proposed for determining the amount of generator sets to design small plants using as design criteria, a record low flow, and the flow below turbinable, besides performing an analysis cost, focusing on those who are influenced by the amount of generator sets, versus benefit of the technically best solution obtained from three types of hydraulic turbines: Kaplan, Single Francis and Double Francis. In a second stage, it will be considered for the average energy calculation purposes, the use of inflows whose values are below the lower turbinable flow machine, called off operation for a certain amount of hours per year. Finally, comparative analysis of results obtained in both cases will be carried out.

Keywords: Small Hydroelectric Plants, Hydraulic Turbine Generator Sets, Economic Analysis, Exceptional Generation

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Entrada em operação comercial das PCHs desde 2001	18
Figura 2 - Modelagem de trecho de um rio	26
Figura 3 - Esquema de arranjo de uma central	27
Figura 4 - Corte longitudinal de uma central.....	31
Figura 5 - Barragem de concreto à gravidade UHE Mauá (Brasil)	32
Figura 6 - Barragem em arco: UHE Funil (Brasil).....	33
Figura 7 - Barragem em contraforte: UHE Itaipu (Brasil/Paraguai)	33
Figura 8 - Barragem de enrocamento: UHE Foz do Chapecó (Brasil).....	34
Figura 9 - Barragem de terra: PCH Irara (Brasil).....	34
Figura 10 - Barragem mista: UHE Sobradinho (Brasil)	35
Figura 11 - Corte lateral de um vertedouro tipo Craeger	36
Figura 12 - Esquema de uma tomada d'água de superfície.....	38
Figura 13 - Tomada d'água afogada no reservatório.....	38
Figura 14 - Canal de adução da PCH Bocaiúva.....	39
Figura 15 - Planta de uma casa de força.....	42
Figura 16 - Grupo gerador	46
Figura 17 - Turbina Pelton	48
Figura 18 - Turbinal Michell-Banki	49
Figura 19 - Turbina Francis horizontal.....	49
Figura 20 - Turbina Francis com eixo vertical	50
Figura 21 - Turbina Francis Dupla ou Gêmea.....	51
Figura 22 - Turbina Kaplan	52
Figura 23 - Turbina hidráulica tubular	53
Figura 24 - Diagrama para seleção da turbina hidráulica.....	55
Figura 25 - Hidro gerador elétrico.....	56
Figura 26 - Armadura de hidrogerador.....	57
Figura 27 - Coeficiente de evolução tecnológica	58
Figura 28 - Características físicas de geradores	59
Figura 29 - Curvas de custos em função do FA	61
Figura 30 - Diagrama de custos de investimento em PCH (R\$/kW).....	65
Figura 31 - Estimativa de custo para turbinas Francis.....	66
Figura 32 - Estimativa de custo para turbinas Kaplan.....	66
Figura 33 - Estimativa de custo para gerador acoplado à turbina Francis.....	67
Figura 34 - Estimativa de custo para gerador acoplado à turbina Kaplan	67

Figura 35 - Faixas de aplicação de turbinas hidráulicas	72
Figura 36 - Rendimento da turbina.....	76
Figura 37 - Rendimento da turbina.....	76
Figura 38 - Curva de permanência de vazões históricas e de vazões turbináveis	80
Figura 39 - Motorização com vertimentos	81
Figura 40 - - Curva de permanência original.....	83
Figura 41 - Curva de permanência excepcional	84
Figura 42 - Dimensões da turbina Kaplan.....	88
Figura 43 - Dimensões da turbina Francis.....	90
Figura 44 - Conduto forçado	94
Figura 45- Curva de vazões para a turbina Kaplan	104
Figura 46 - Curva de vazões para a turbina Francis Simples	105
Figura 47 - Curva de vazões para a turbina Francis Dupla	105
Figura 48- Curva de vazões para a turbina Kaplan (horas excepcionais).....	106
Figura 49 - Curva de vazões para a turbina Francis Simples (horas excepcionais)	107
Figura 50 - Curva de vazões para a turbina Francis Dupla (horas excepcionais).....	107
Figura 51 - Equação de custo para turbina Kaplan.....	117
Figura 52- Equação de custo para turbina Francis	117
Figura 53 - Equação de custo para geradores	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Empreendimentos em operação no Brasil	19
Tabela 2- Variáveis que influenciam no custo de componentes de um OPE	62
Tabela 3 - Equações de custo.....	64
Tabela 4- Limites máximo e mínimo para nqA	70
Tabela 5 - Parâmetros calculados para turbinas e geradores	74
Tabela 6 - Parâmetros calculados para o percentil de corte.....	80
Tabela 7 - Parâmetros calculados para turbina Francis	82
Tabela 8 - Parâmetros calculados para turbina Francis, com horas excepcionais	83
Tabela 9 – Valores MSG – Chapas finas à frio	93
Tabela 10 – Parâmetros de projeto	97
Tabela 11 – Vazões calculadas	98
Tabela 12 - Limites para nqA	98
Tabela 13 - Parâmetros para escolha do NGG – Turbina Kaplan	99
Tabela 14 - Parâmetros para escolha do NGG – Turbina Francis Simples	100
Tabela 15 - Parâmetros para escolha do NGG – Turbina Francis Dupla	101
Tabela 16 - Definição do f_i e NGG	102
Tabela 17 - Parâmetros energéticos	103
Tabela 18 - Resultados comparativos para turbina Kaplan	108
Tabela 19 - Resultados comparativos para turbina Francis Simples	108
Tabela 20 - Resultados comparativos para turbina Francis Dupla	109
Tabela 21 - Características do conduto forçado – Turbinas Kaplan e Francis Dupla	115
Tabela 22 - Características do conduto forçado – Turbina Francis Simples	115
Tabela 23 - Peso do conduto – Turbinas Kaplan e Francis Dupla.....	116
Tabela 24- Peso do conduto – Turbinas Kaplan e Francis Dupla.....	116
Tabela 25 - Custos das turbinas	118
Tabela 26 - Custo dos geradores.....	119
Tabela 27 - Custo de escavação.....	119
Tabela 28 - Custos do conduto forçado	120
Tabela 29 - Custo total de investimento	121
Tabela 30 - Premissas econômicas	121
Tabela 31 - TIR e VPL	122

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANACE – Associação Nacional dos Consumidores de Energia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CGH – Mini central hidrelétrica

CHESF – Companhia Energética do São Francisco

CPV - Curva de permanência de vazões

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas

FA – Fator de aspecto

PCH – Pequena central hidrelétrica

MLT – Vazão média de longo termo

MME – Ministério de Minas e Energia

NGG - Número de grupos geradores

PNPCH - Programa Nacional de Pequenas Centrais

PROINFA - Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

UHE – Grande central hidrelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

A – acoplamento

A – área do reservatório

A_m – área de montagem

c - coeficiente que varia ao longo do tempo com a evolução tecnológica

C_{ECF} - custo de escavação da casa de força

V_{ECF} - volume de escavação da casa de força

C_{UCF} - custo unitário de escavação da casa de força

D_b - diâmetro interno do conduto

D_e - diâmetro econômico do conduto

D_G - diâmetro da máquina

D_{TF} - diâmetro do rotor da turbina Francis

D_{GK} - diâmetro do gerador para turbina Kaplan

D_{GFS} - diâmetro do gerador para turbina Francis Simples

D_{GFD} - diâmetro do gerador para turbina Francis Dupla

D_{TF} - diâmetro do rotor da turbina Francis

D_{TK} - diâmetro do rotor da turbina Kaplan

S_n – potência aparente do gerador

E_m - Energia média

e_{min} - espessura mínima do conduto

e – espaçamento

FP – fator de potência

L_b - comprimento equivalente do conduto

L_{TK} - largura da turbina Kaplan

L_{LCF} - dimensão lateral da casa de força e frontal (**L_{FCF}**)

L_{FCF} - dimensão frontal da casa de força

L_{ATF} - largura do lado A da turbina

L_{BTF} - largura do lado B da turbina

L_{GK} - largura do gerador para turbina Kaplan

L_{GFS} - largura do gerador para turbina Francis Simples

L_{GFD} - largura do gerador para turbina Francis Dupla

f - frequência

f_i - fração da vazão inferior

FC - fator de capacidade

g – gravidade

k - coeficiente de custo regional

k_f - coeficiente de eficiência que considera os defeitos de fabricação

L_{ex} – comprimento máximo da crista do extravasor

L_G - comprimento do gerador

H_b – queda bruta

H_l – queda líquida

h_s – golpe de aríete

h_{su} – altura de sucção

H_t - carga hidráulica total sobre o conduto

k_{ex} – coeficiente do vertedouro

GG - grupos geradores

n – rotação

n_{qA} – rotação específica da turbina

nqA_{\max} – máximo valor admissível para a rotação específica da turbina

nqA_{\min} – mínimo valor admissível para a rotação específica da turbina

NM – nível de montante

NJ – nível de jusante

P – potência elétrica ativa

P_{Sn} - Potência aparente

p_{ib} - pressão interna máxima resultante da soma da distância do nível de montante para cheia excepcional do conduto

P_{Tramo} – peso do tramo

p - pares de polos

Q - vazão histórica

Q - descarga de projeto do conduto

Q_m - vazão média histórica

Q_t - vazão turbinável

Q_{cp} – vazão de obras permanentes

Q_{inf} - vazão inferior turbinável

Q_{min} - vazão mínima histórica

Q_{mt} Vazão média turbinável

Q_{MLT} – vazão média de longo termo

Q_p – vazão de projeto

Q_t – vazão turbinada

S_n - Potência aparente

TH – turbina hidráulica

V_{ECF} - volume de escavação da casa de força

z – altitude em relação ao nível do mar

ρ – massa específica

σ_{ad} - tensão admissível de tração de material do conduto

σ - coeficiente de cavitação de Thoma

η - rendimento

η_n - rendimento nominal

η_{min} - rendimento mínimo

η_T - rendimento da turbina

η_G - rendimento do gerador

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Objetivos	19
1.2 Inserção	19
1.3 Motivação do trabalho.....	21
1.4 Estrutura do Trabalho.....	21
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	23
2.1 Vazões.....	23
2.1.1 Vazão de projeto.....	23
2.1.2 Vazão mínima histórica ou vazão de referência.....	24
2.1.3 Vazão mínima energética, vazão mínima turbinável ou vazão inferior	25
2.1.4 Vazão média de longo termo (MLT).....	25
2.2 Energia Hidráulica	25
2.3 Classificação de Usinas Hidrelétricas	28
2.3.1 Centrais quanto à potência instalada, queda bruta e área do reservatório	28
2.3.2 Centrais quanto à capacidade de regularização	30
2.3.3 Centrais quanto ao sistema de adução	30
2.4 Componentes de uma Central Hidrelétrica	31
2.5 Componentes civis	31
2.6 Componentes hidromecânicos	42
2.6.2 Grupos geradores.....	46
2.7 Definição da quantidade de grupos geradores.....	59
2.8 Definição de custos de pequenas centrais	60
3 NÚMERO DE GRUPOS GERADORES COM CÁLCULO DE ENERGIA.....	68
3.1 Escolha da quantidade de grupos geradores.....	68
3.1.1 Vazões	68
3.1.2 Dados da turbina.....	69
3.1.3 Escolha da turbina	72
3.1.4 Dados do gerador.....	73
3.1.5 Número de grupos geradores (NGG).....	73
3.1.6 Cálculo da Energia	75

3.2 Vazões turbinadas abaixo da inferior	82
4 FATORES QUE INFLUENCIAM NO CUSTO DA CENTRAL	85
4.1 Dimensionamento	85
4.1.1 Turbina Hidráulica.....	85
4.1.2 Gerador	86
4.1.3 Casa de Força	87
4.1.4 Conduto Forçado	92
4.2 Estimativa de custos.....	95
4.2.1 Turbina	95
4.2.2 Geradores.....	95
4.2.3 Casa de Força	95
4.2.4 Conduto Forçado	96
4.2.5 Demais Custos	96
5 ESTUDO DE CASO	97
5.1 Vazões.....	97
5.2 Dados da turbina e gerador	98
5.3 Definição do fi e do NGG	102
5.4 Calculo energético.....	102
5.5 Custos influenciados pela quantidade de grupos geradores	109
5.5.1 Dimensionamento.....	109
5.5.2 Gerador	110
5.5.3 Casa de Força	111
5.5.4 Conduto forçado	113
5.6 Estimativa de custos.....	116
5.6.1 Turbina	116
5.6.2 Geradores.....	118
5.6.3 Casa de Força	119
5.6.4 Conduto forçado	120
5.6.5 Demais custos	120
5.7 Análise econômica	120
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	123
6.1 Recomendações e Estudos Futuros	123
7 REFERÊNCIAS	124

1 INTRODUÇÃO

Historicamente, a energia elétrica sempre foi um fator atrelado à expansão e evolução da humanidade e o seu consumo representa um indicador de desenvolvimento das nações mundiais. Dessa forma, ao longo dos anos, os governos e a sociedade buscaram oferecer condições para a expansão da oferta de energia, priorizando na maioria das vezes, a viabilização de empreendimentos movidos por fontes primárias disponíveis em cada região do planeta.

Particularmente no Brasil, devido às dimensões continentais e a grande quantidade de cursos de água distribuídos pelo território, priorizou-se a busca de potenciais hidrelétricos, visando assim, à construção de grandes empreendimentos para exploração do potencial hídrico, como por exemplo, as usinas de Itaipu, localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai; Furnas, em Minas Gerais; Sobradinho, na Bahia, e mais recentemente, Santo Antonio e Jirau no Rio Madeira em Rondônia; além de Belo Monte, no estado do Pará; dentre outras, interligadas aos centros de consumo pelo sistema de transmissão composto, de acordo com os dados do Ministério de Minas e Energia (MME, 2014), por aproximadamente 113.000 km de linhas que, apesar de representar um sistema eficiente, torna o abastecimento certas vezes vulnerável, na medida em que ocorre uma interrupção na transmissão, causando desligamentos em grande escala.

No tocante às pequenas centrais hidrelétricas, até meados da década de 80, essas usinas eram construídas apenas com a finalidade de atendimento às comunidades isoladas ou então, visando suprir o consumo de pequenos produtores rurais e industriais, sendo muitas vezes, desenvolvidas de forma subdimensionada, com vistas a suprir apenas a demanda localizada.

Em meados dos anos 90, o Governo Federal passou a incentivar o desenvolvimento também privados de estudos para identificação de novos potenciais de menor porte, o que proporcionou ao mercado de geração de energia uma oferta de empreendimentos nos diversos estados do Brasil.

Após sua criação, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) passou a fiscalizar e acompanhar a construção e operação das PCHs, sendo assim possível acompanhar

a evolução da entrada em operação comercial das usinas a partir de 2001, conforme apresentado na Figura 1:

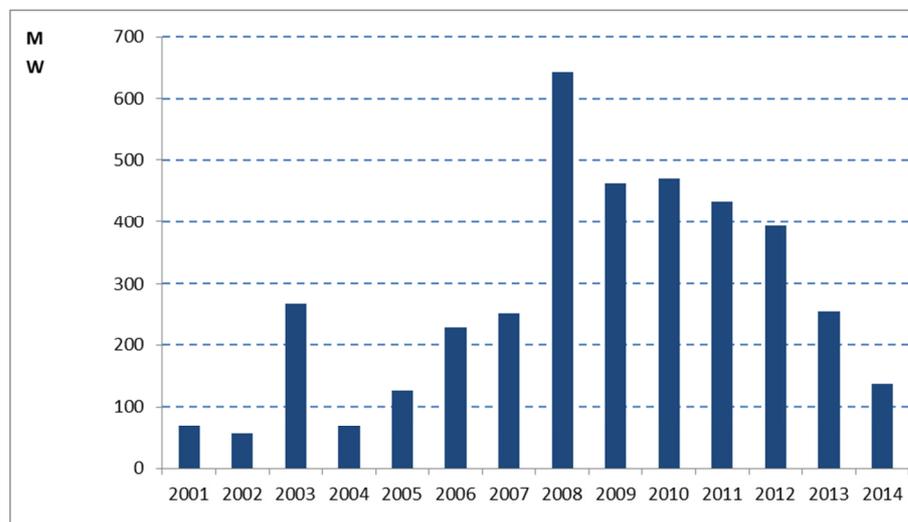


Figura 1 - Entrada em operação comercial das PCHs desde 2001

Fonte: (ANEEL, 2015)

Porém, conforme se pode notar na Figura 1, recentemente no mercado de energia elétrica brasileiro, as PCHs vêm apresentando perda de competitividade perante outras fontes renováveis, como por exemplo, a energia eólica, haja vista que os leilões de contratação de energia ou de reserva, promovidos pelo Governo Federal, têm a predominância de contratação da energia proveniente de empreendimentos movidos à energia do vento (CCEE, 2015).

Nesse contexto, porém não se limitando apenas ao cenário brasileiro, o presente trabalho pretende contribuir para com o desenvolvimento de metodologia para otimização da escolha do número de grupos geradores de pequenas centrais hidrelétricas, como ferramenta para melhor definição das estimativas de custos para implantação do empreendimento. Em um segundo momento, propõe-se, para o cálculo da energia média do empreendimento, a utilização das vazões abaixo da inferior turbinada, pelo determinado período de tempo anual, autorizado pelo fabricante da turbina, como garantia contra cavitação.

Nesta proposição, a metodologia em tela poderá ser aplicada a usinas de diferentes arranjos, porém com turbinas dos tipos Kaplan, Francis e Francis Dupla.

1.1 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho consiste no desenvolvimento de uma metodologia para determinação da quantidade de grupos geradores para concepção de Pequenas Centrais Hidrelétricas, utilizando critérios de vazão mínima histórica e vazão inferior turbinável, além da realização de uma análise de custo *versus* benefício da melhor solução tecnicamente obtida.

Visando obter ganho energético adicional, será considerado utilizar no modelo energético a operação da turbina com vazões abaixo da inferior turbinável por uma determinada quantidade de horas anuais.

1.2 Inserção

A matriz elétrica brasileira é composta predominantemente por fontes hidroelétricas, incluindo as PCHs. Existem no Brasil 1.170 empreendimentos de geração hidrelétrica, incluindo as usinas hidrelétricas (UHEs), PCHs e mini centrais hidrelétricas (CGHs) totalizando aproximadamente 90.000 MW de capacidade instalada ou 70% da matriz elétrica nacional, conforme demonstrado na Tabela 1 (ANEEL, 2015):

Tabela 1 - Empreendimentos em operação no Brasil

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	494	321.701	0,22
EOL	262	5.761.949	2,89
PCH	475	4.781.058	3,57
UFV	317	15.179	0,01
UHE	201	84.544.838	63,17
UTE	2.034	38.089.545	28,61
UTN	2	1.990.000	1,52
Total	3.785	135.504.270	100

Fonte: (ANEEL, 2015)

O ano de 1883 pode ser considerado como um marco histórico para as pequenas centrais devido a instalação do primeiro aproveitamento hidrelétrico na mineração Santa Maria em Diamantina estado de Minas Gerais, denominado “Ribeirão do Inferno”. No ano de 1889, foi instalada a Usina Bernardo Mascarenhas, considerada a primeira hidrelétrica de porte, com 250 kW com a finalidade de atender à sua indústria têxtil e abastecer iluminação residencial de Juiz de Fora, constituindo o que pode ser denominado como a primeira empresa de energia elétrica para serviço público (TIAGO *et alii.*, 2006).

Até a década de 30 houve uma considerável expansão no número de pequenas centrais instaladas no Brasil, porém esses empreendimentos não ultrapassavam os 3.000 kW de capacidade instalada unitária. Já em meados da década de 40, com a criação de empresas estaduais de energia, houve a encampação das pequenas empresas do setor e ainda, priorizou-se a construção de grandes empreendimentos de geração de energia elétrica, buscando-se a economia de escala, sendo as pequenas usinas consideradas desinteressantes à época (TIAGO *et alii.*, 2006).

Somente na década de 80 houve uma movimentação por parte do Governo Federal com vistas a viabilizar o desenvolvimento de pequenas centrais, sendo criado o Programa Nacional de Pequenas Centrais (PNPCH), do Ministério de Minas e Energia (MME) que, apesar de desenvolver estudos, cursos, subsídios técnicos e legais para o desenvolvimento do tema, porém o programa não deslanchou devido a fatores como sobra de oferta de energia, recessão econômica na década de 80, altas taxas de juros, entre outros (TIAGO *et alii.*, 2006).

Apenas a partir do final da década de 90 houve uma retomada no desenvolvimento de projetos de pequenas centrais que, concatenado com a crise de energia no ano de 2000, fez-se necessária a criação de incentivos legais, econômicos e regulatórios para a viabilização dos projetos, como por exemplo, a criação do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA).

Embora a proposição da metodologia deste trabalho não se resuma apenas ao cenário brasileiro, como já apresentado anteriormente, este será discutido e analisado, uma vez que atualmente as pequenas centrais vêm apresentando perda de competitividade no cenário de viabilização de projetos e contratação de energia por meio de leilões promovidos pelo Governo Federal.

1.3 Motivação do trabalho

A motivação deste trabalho é propor uma metodologia para a otimização da escolha do número de grupos geradores de uma pequena central hidrelétrica, visando assim, resgatar a competitividade das PCHs perante outras fontes, incentivar a expansão das fontes renováveis na matriz elétrica, tornar o projeto mais rentável do ponto de vista do empreendedor, bem como prover energia mais barata para o consumidor.

1.4 Estrutura do Trabalho

Para o desenvolvimento do presente estudo, o mesmo foi distribuído em cinco capítulos que buscam, individualmente, a apresentação dos objetivos específicos e que conjuntamente, permitam que se atinjam os objetivos apresentado anteriormente. Nesse primeiro capítulo foram apresentadas uma introdução e objetivo do trabalho, além da motivação para realização do mesmo e estrutura da obra.

O segundo capítulo traz a revisão bibliográfica contendo, além dos aspectos conceituais e técnicos de usinas hidrelétricas, incluindo as pequenas centrais, como tipos de arranjo, barragens, componentes civis, hidromecânicos e elétricos, entre outros, enfatiza os critérios e métodos para determinação do número de grupos geradores de uma central hidrelétrica, bem como formas de determinação de custos.

No terceiro capítulo é apresentada a metodologia proposta para otimização da escolha do número de grupos geradores com cálculo de energia, contendo a análise das principais variáveis de vazões mínimas da série histórica e vazões inferiores turbináveis, considerando também, as vazões turbinadas abaixo das mínimas calculadas.

Já no quarto capítulo são apresentados os fatores que influenciam diretamente no custo da central caso haja alteração na quantidade de grupos geradores, como se pode citar, custo de escavação da casa de força, pois a altura de sucção da turbina pode alterar dependendo de cada solução técnica encontrada.

No quinto capítulo, será apresentado o estudo de caso da aplicação da metodologia desenvolvida, notadamente a escolha da quantidade de grupos geradores, cálculo energético

considerando as vazões turbinadas excepcionais, os custos de cada solução, além dos resultados.

Por fim, após o desenvolvimento e aplicação da metodologia, serão apresentadas no sexto capítulo as conclusões do trabalho, bem como as recomendações para estudos futuros e no capítulo sete, a bibliografia.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Antes de se definir a metodologia proposta nessa dissertação é importante apresentar neste capítulo uma revisão bibliográfica contendo uma exposição conceitual, mostrando os princípios da geração hidrelétrica, os principais parâmetros que serão utilizados para definição do número de grupos geradores, além das definições de arranjo de uma central, seus principais componentes.

Como a metodologia a ser proposta envolverá a definição da quantidade de grupos geradores, no decorrer deste capítulo, embora sejam apresentados componentes os equipamentos que compõe os diferentes arranjos de uma pequena central hidrelétrica, serão mais detalhados aqueles itens que compõe a casa de força, como se pode citar turbinas, geradores e casa de força, além do conduto forçado, ou seja, componentes diretamente influenciados pela quantidade definida de grupos geradores, além daqueles conceitos que serão utilizados nos critérios de definição. Já outros componentes da casa de força como cubículos, sala de baterias, painéis, gerador diesel e outros sistemas auxiliares não serão objeto da análise neste trabalho.

Importante salientar que o tema abordado neste trabalho é a definição do número de grupos geradores, que não é muito abrangido na bibliografia técnica disponível.

2.1 Vazões

Neste item serão apresentados os conceitos das vazões a serem utilizadas na metodologia proposta.

2.1.1 Vazão de projeto

Todo estudo prévio de determinação da potência de projeto de uma central hidrelétrica, notadamente uma PCH, tem como primeiro passo a determinação da vazão de

projeto (Q_p), obtida por meio da curva de permanência de vazões (CPV) produzida com dados históricos de vazão do curso d'água onde será implantado o empreendimento (CARDOSO, ALMEIDA E NOGUEIRA, 2011).

A vazão de projeto ou do aproveitamento corresponde à máxima vazão nominal que pode passar pelo conjunto de unidades geradoras (JUSTINO, 2006), ou então, a vazão de projeto é utilizada para definição de vários componentes de uma central hidrelétrica, bem como para determinação da potência instalada (SOUZA *et.alii.*, 2009).

2.1.2 Vazão mínima histórica ou vazão de referência

Define-se vazão de referência sendo aquela que está associada a uma estimativa de vazão mínima, seja com base em históricos (métodos estatísticos) ou em níveis preestabelecidos (métodos físicos). O primeiro método, predominantemente, estabelece uma vazão associada a um determinado risco aceitável, ou seja, uma probabilidade de se ter débitos inferiores a um valor estabelecido. Esta vazão tem sido utilizada como vazão outorgável, pois representam vazões mínimas, as demandas existentes (consuntivas ou não) terão garantia dentro do risco estabelecido, e a vazão remanescente, a ser mantida no curso de água, também será respeitada no limite do mesmo risco, ou seja, será outorgada apenas uma parte desta vazão (SOUZA *et.alii.*, 2009).

Por outro lado, será outorgável, no máximo, apenas uma parcela estabelecida dessa vazão de referência (mínima), sendo que um dos procedimentos mais aplicados por estudiosos é a curva de permanência, que é um método hidrológico de muita aplicabilidade com intuito de se obter essas vazões mínimas, apresentando a frequência com que ocorrem valores iguais ou superiores (RIBEIRO JÚNIOR, 2004). Sendo assim, as principais vazões de referência utilizadas são:

- Q_{90} – Vazão com permanência de 90% do tempo, risco de 10%, podendo ser com base diária ou mensal;
- Q_{95} – Vazão com permanência de 95% do tempo, risco de 5%, podendo ser com base diária ou mensal;
- $Q_{7,10}$ – Vazão média mínimas de 7 dias consecutivos para um período de recorrência de 10 anos.

2.1.3 Vazão mínima energética, vazão mínima turbinável ou vazão inferior

Define-se vazão mínima aquela mínima que pode ser turbinada dentro do campo normal da turbina hidráulica (SOUZA *et.alii.*, 2009).

Frequentemente, as curvas colina de uma turbina apresentam pontos em que o fabricante restringe a operação por um determinado número de horas por ano (EPE, 2011).

A vazão inferior (Q_{inf}) é obtida pelo produto da vazão nominal turbinável (Q_n) da turbina hidráulica pela fração da vazão inferior (f_i).

$$Q_{inf} = Q_n \cdot f_i \quad (1)$$

2.1.4 Vazão média de longo termo (MLT)

Define-se vazão média de longo termo (MLT) é a média aritmética das vazões naturais médias, correspondentes a um mesmo período, verificadas durante a série histórica de observações. A MLT é normalmente determinada para cada mês do ano, podendo, também, ser calculada para outros intervalos de tempo (ANACE, 2015).

2.2 Energia Hidráulica

Para produzir a energia hidrelétrica é necessário integrar a vazão do rio, a quantidade de água disponível em determinado período de tempo e os desníveis do relevo, sejam eles naturais, como as quedas d'água, ou criados artificialmente, sendo que o uso da energia hidráulica foi uma das primeiras formas de substituição do trabalho manual pelo mecânico, principalmente para a atividade de moagem de grãos (ANEEL, 2008).

A força das águas foi “percebida” pelo homem desde as antigas civilizações, sendo registrados esquemas cerca de 2.500 a.C, porém somente em 1.751 foi desenvolvida por Euler a “equação da turbina” que descreve a correlação entre o fluxo de água e a performance da turbina (MIRANDA, 2009).

Em termos práticos, a energia hidráulica é o produto da queda medida entre dois trechos e a vazão de água correspondente. Uma vez tomadas seções entre dois trechos distantes entre si (seções 1 e 2 na Figura 2), verticalmente em um determinado instante de uma altura H_b , sendo que neste mesmo instante na seção 1 entra um volume de água em unidade de tempo, vazão Q_1 , saindo na seção 2 à vazão Q_2 , e, nas infinitas seções transversais entre 1 e 2 escoam vazões diferentes de Q_1 e Q_2 :

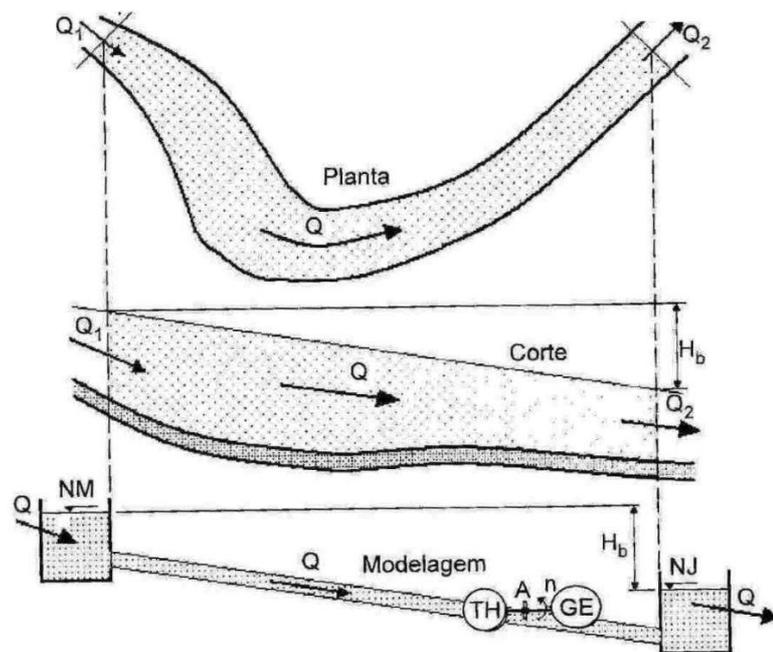


Figura 2 - Modelagem de trecho de um rio

Fonte: (SOUZA *et.alii.*, 2009)

Considera-se o trecho de rio modelado, conforme apresentado anteriormente, e adotam-se algumas condições de níveis nas seções constantes (H_b constantes) e vazões na entrada e saída constantes ($Q_1 = Q_2 = Q = \text{constante}$). Mediante essas hipóteses adotadas, o trecho do rio pode ser substituído como dois reservatórios, um com nível de montante (NM) e outro correspondente, com água no nível de jusante (NJ), interligados por um conduto onde escoará a vazão (Q) devido à existência de uma altura bruta (H_b) que corresponde a uma energia específica hidráulica que pode, em parte, ser transformada em energia mecânica através de uma máquina girante, denominada turbina hidráulica (TH), a qual pode ser interligada por um acoplamento (A), a uma máquina elétrica, o gerador elétrico, que transforma grande parte da energia recebida do eixo que gira em rotação (n) em energia elétrica (SOUZA *et.alii.*, 2009), conforme apresentado na Figura 3:

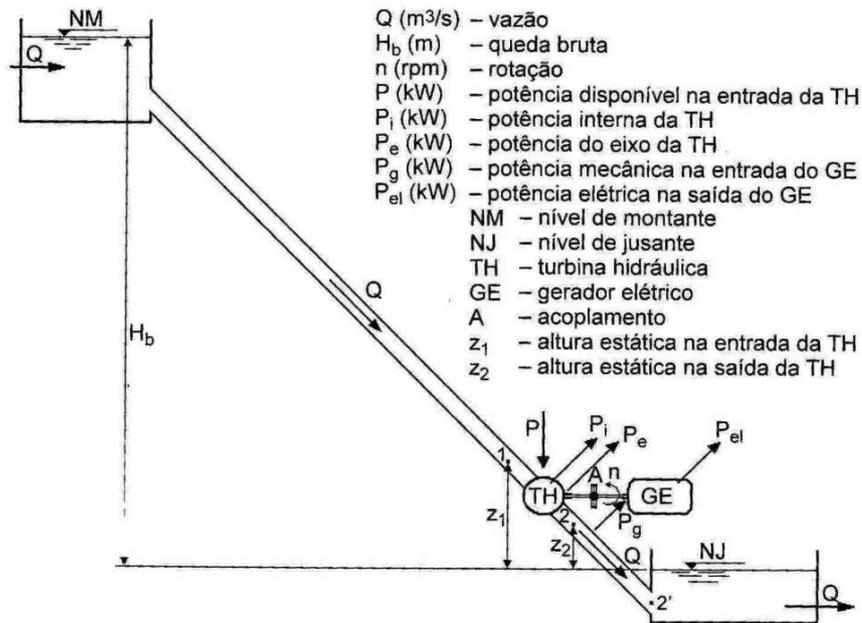


Figura 3 - Esquema de arranjo de uma central
 Fonte: (SOUZA *et.alii.*, 2009)

Diante do apresentado é possível definir potência elétrica (P) como sendo o produto da queda bruta (H_b), vazão turbinada (Q_t), rendimento total (η), massa específica (ρ) e aceleração da gravidade (g), conforme apresentado na equação abaixo:

$$P = H_b \cdot Q_t \cdot \eta_T \cdot \rho \cdot g \quad (2)$$

Sendo:

P	Potência elétrica (kW)
H_b	Queda bruta (m)
Q_t	Vazão turbinada (m ³ /s)
η	Rendimento total (%)
ρ	Massa específica (kg/m ³)
g	Gravidade (m/s ²)

O rendimento total é definido pelo rendimento do sistema de adução, rendimento da turbina e rendimento do gerador.

Quanto ao tipo, as centrais hidrelétricas podem ser classificadas considerando diferentes critérios como quanto à sua capacidade instalada e área do reservatório; capacidade de regularização, sistema de adução, como serão apresentados na sequência deste capítulo.

2.3 Classificação de Usinas Hidrelétricas

2.3.1 Centrais quanto à potência instalada, queda bruta e área do reservatório

Até a década de 80, uma usina hidrelétrica era considerada como uma PCH quando o empreendimento atendia as seguintes premissas, (ELETROBRAS, 1982):

- a potência instalada total estivesse compreendida entre 1,0 MW e 10,0 MW;
- a capacidade do conjunto turbina-gerador estiver compreendida entre 1,0 MW e 5,0 MW;
- não fossem necessárias obras em túneis (conduto adutor, conduto forçado, desvio de rio, etc.);
- a altura máxima das estruturas de barramento do rio (barragens, diques, vertedouro, tomada d'água, etc.) não ultrapassasse 10 m;
- a vazão de dimensionamento da tomada d'água fosse igual ou inferior a 20 m³/s.

Naquele cenário não havia limite para a queda do empreendimento, sendo as PCH classificadas em de baixa, média e alta queda.

As usinas hidrelétricas podem ser classificadas no Brasil em três categorias, de acordo com a capacidade instalada: centrais geradoras hidrelétricas (CGHs), pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e grandes centrais hidrelétricas (UHEs). Os critérios de queda bruta e

tamanho do reservatório são aplicados apenas para o caso das PCHs, como será mostrado na sequência (ELETROBRAS, 2000):

- CGH: são empreendimentos cuja capacidade instalada não supera 1.000 kW;
- PCH: são empreendimentos cuja capacidade instalada varia entre 1.000 kW e 30.000 kW;
- UHE: são empreendimentos cuja capacidade instalada supera os 30.000 kW.

Já a Lei Federal nº 13.097, de 19 de janeiro de 2015, alterou os limites para a definição de CHG e PCH, passando a ser classificadas da seguinte forma:

- CGH: são empreendimentos cuja capacidade instalada não supera 3.000 kW;
- PCH: são empreendimentos cuja capacidade instalada varia entre 3.000 kW e 30.000 kW;
- UHE: são empreendimentos cuja capacidade instalada supera os 30.000 kW.

Cabe destacar que no caso específico das PCHs, são considerados outros critérios além da potência instalada. Possui característica de PCH o aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área de reservatório inferior a 3,0 km² (ANEEL¹, 2003). Caso o aproveitamento não atenda a condição para área do reservatório (A) acima mencionada, ainda será considerado como PCH, caso se verifique pelo menos uma das condições, conforme apresentado na equação a seguir:

$$A \leq \frac{14,3 \cdot P}{H_b} \quad (3)$$

Sendo:

- P Potência elétrica instalada (MW);
- A Área do reservatório (km²)²;
- H_b Queda bruta em (m).

¹ Até a conclusão deste trabalho, a ANEEL não havia regulamentado a Lei 13.097/2015.

² Não superior a 13,0 km².

2.3.2 Centrais quanto à capacidade de regularização

As usinas podem ser classificadas também quanto à capacidade de regularização, seguindo os critérios abaixo (ELETROBRAS, 2000):

- Usina a fio d'água: quando as vazões de estiagem do curso de água são iguais ou maiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender a máxima demanda prevista. Nesse caso, o volume do reservatório criado pelo barramento é desprezado, sendo que o sistema de adução deverá ser projetado para conduzir a descarga necessária para fornecer a potência máxima;
- Usina de acumulação, com regularização diária do reservatório: empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores às necessárias para fornecer a potência para suprir a demanda máxima do mercado consumidor e ocorrem com risco superior ao adotado no projeto;
- Usina de acumulação, com regularização mensal do reservatório: quando considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem média mensal. Pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovidas pelo reservatório;

2.3.3 Centrais quanto ao sistema de adução

Quanto ao sistema de adução, as centrais hidrelétricas podem ser classificadas da seguinte maneira, (ELETROBRAS, 2000):

- adução em baixa pressão com escoamento livre em canal e transição em alta pressão em conduto forçado;
- adução em baixa pressão por meio de tubulação com transição para alta pressão em conduto forçado.

2.4 Componentes de uma Central Hidrelétrica

Neste item serão apresentadas as características técnicas das centrais hidrelétricas, considerando diferentes tipos de arranjos e abordando principalmente componentes civis, hidromecânicos e elétricos da central geradora. A Figura 4, a seguir ilustra uma central hidrelétrica e seus principais componentes:

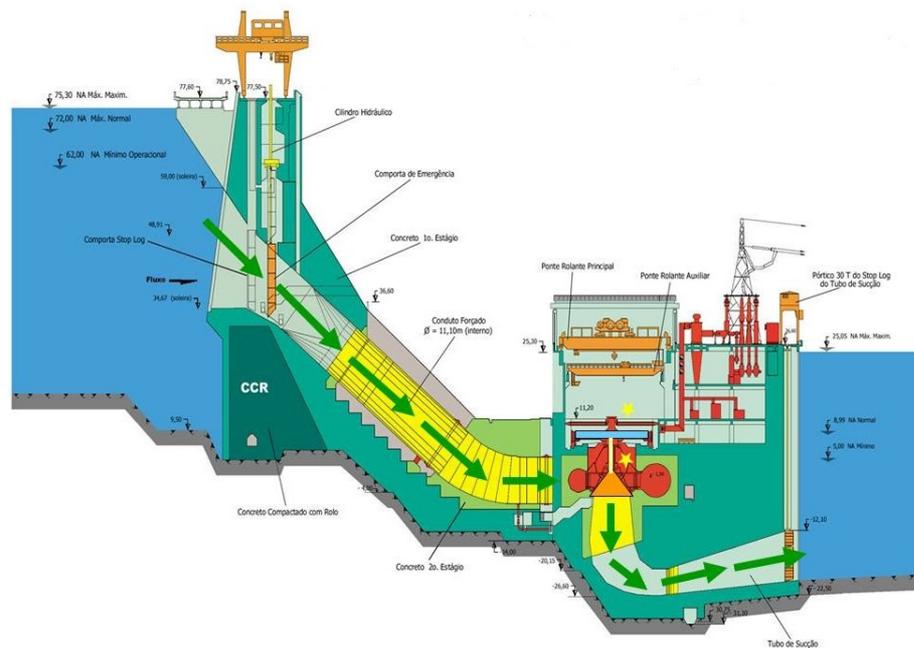


Figura 4 - Corte longitudinal de uma central
Fonte: (CIDADE TUCURUÍ, 2015)

2.5 Componentes civis

Os componentes civis de uma central hidrelétrica são basicamente: barragem, sistema de adução (tomada d'água, canal, câmara de carga, chaminé de equilíbrio), extravasor (vertedouro) e casa de força.

2.5.1.1 Barragem

Barragem é a estrutura que tem a função de represar a água, visando, com elevação do nível da água do rio, possibilitar a alimentação da tomada d'água. No caso de locais de baixa queda, a barragem tem também a função de criar o desnível necessário à produção de energia desejada (ELETROBRAS, 2000).

A escolha do tipo da barragem é feita seguindo critérios como aspectos topográficos, geológicos e geotécnicos do local de que se desejam instalar a estrutura, além da disponibilidade de materiais naturais de construção, o processo construtivo e o regime hidrológico da região (SIQUEIRA, 2006). Os tipos de barragem são:

- a) Barragem de concreto:
 - Gravidade: quando resistem à ação das forças externas exclusivamente por efeito do seu próprio peso, conforme apresentado na Figura 5 a seguir:



Figura 5 - Barragem de concreto à gravidade UHE Mauá (Brasil)
Fonte: (GRANDES CONSTRUÇÕES,2012)

- Em arco: constituídas por uma estrutura curva engastada nas paredes rochosas da secção de barramento, podendo ser de raio constante e raio variável. Na Figura 6 abaixo é apresentada a barragem em arco da usina de Funil, localizada no estado do Rio de Janeiro:



Figura 6 - Barragem em arco: UHE Funil (Brasil)
Fonte: (FURNAS ,2015)

- b) Barragem de contrafortes: formada por elementos planos ou curvos que recebem, numa de suas faces o empuxo da água, transmitindo-o nos apoios a contrafortes que tem perfil triangular convencional e cuja função é transmitir o peso próprio de toda estrutura e demais esforços às fundações, podendo ser tanto rígidas quanto articuladas. Como exemplo de uma barragem de contrafortes, pode-se citar a usina de Itaipu, conforme apresentado na Figura 7:

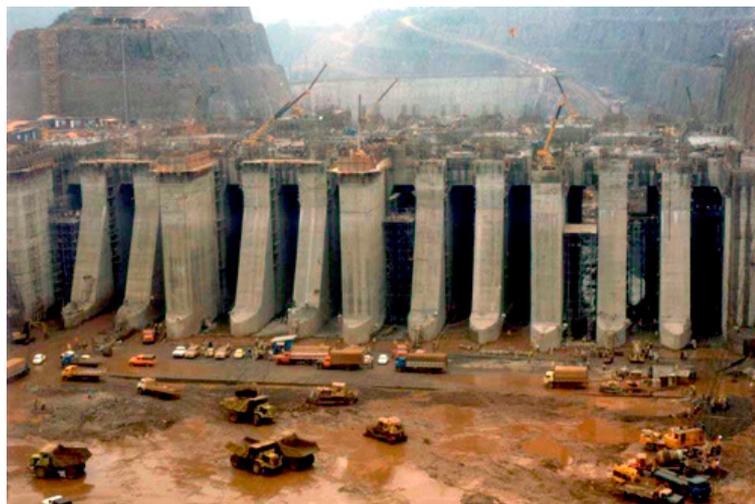


Figura 7 - Barragem em contraforte: UHE Itaipu (Brasil/Paraguai)
Fonte: (ECIVILUFES, 2015)

- c) Barragem de enrocamento: construídas com pedras lançadas e arrumadas manual ou mecanicamente, cujas seções transversais têm forma intermediária entre barragem à gravidade de concreto e de terra, possuindo uma membrana

impermeabilizante instalada no parâmetro de montante, conforme apresentado na Figura 8:



Figura 8 - Barragem de enrocamento: UHE Foz do Chapecó (Brasil)
Fonte: (CONSÓRCIO FOZ DO CHAPECÓ, 2012)

- d) Barragem de terra: construída com terra compactada, possuindo, na maioria das vezes, um núcleo de material impermeável com um filtro de drenagem a jusante, conforme mostrado na Figura 9. Esse tipo de barragem possui as seções transversais trapezoidais, sendo seus parâmetros recobertos por revestimento protetor que, normalmente, é de pedra ou grama:



Figura 9 - Barragem de terra: PCH Irara (Brasil)
Fonte: (BRASIL PCH, 2015)

Importante destacar que esse tipo de barragem é chamada de barragem não galgável, ou seja, a água não deve passar sobre a sua crista devido ao risco de erosão.

- e) Barragem mista: sua estrutura é composta por um núcleo de terra compactada, revestido com placas de concreto, conforme mostra a Figura 10. No caso de ambos os taludes serem feitos de concreto, esse tipo de barragem pode se tornar galgável:



Figura 10 - Barragem mista: UHE Sobradinho (Brasil)

Fonte: (CHESF, 2015)

2.5.1.2 Vertedouro

Vertedouro ou extravasor de um reservatório ou barragem é uma obra projetada e construída para escoar o excesso de água acumulada pelo reservatório, evitando o risco de o nível da água atingir a crista do reservatório ou da barragem (SOUZA *et.alii*, 2009).

O vertedouro é responsável pela segurança de uma barragem quando ocorrem as vazões máximas em um rio, funcionando como um dispositivo de controle e garantia das condições técnicas da mesma (SIQUEIRA, 2006).

Existem três tipos básicos de solução para extravasamento do excesso de água afluyente ao local do aproveitamento (ELETROBRAS, 2000):

- Por um canal lateral, em cota elevada em relação ao leito natural do rio, com soleira vertedoura a jusante;
- Por sobre o próprio corpo da barragem, ao longo de toda a extensão da crista ou parte dela;
- Através da combinação dos tipos acima citados.

No dimensionamento de um vertedouro, deve-se considerar os valores limites para a velocidade máxima permitida pelo material utilizado no canal extravasor, com vistas a evitar-se erosão ou arrasto do material.

O cálculo do caminho hidráulico para o extravasor parte da definição das vazões de obras permanentes Q_{cp} (m^3/s) (SOUZA *et.alii.*, 2009). Adicionalmente, uma vez definido os limites da área do reservatório (em consonância com o órgão ambiental) para a Q_{cp} , é possível fixar o comprimento máximo da crista do extravasor – L_{ex} (m), conforme mostrado na Figura 11 a seguir:

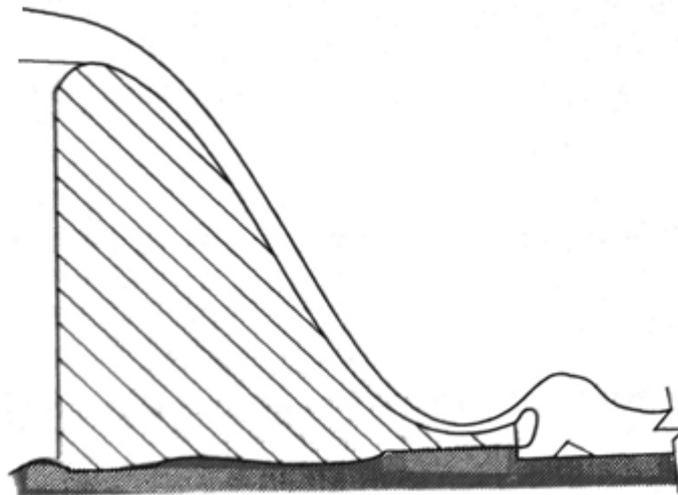


Figura 11 - Corte lateral de um vertedouro tipo Craeger

Fonte: (SOUZA *et.alii.*, 2009)

Outro parâmetro a ser considerado no dimensionamento do vertedouro de lâmina livre é o chamado coeficiente k_{ex} , que leva em conta a forma da crista e da parede de escoamento, cujos valores definidos são $k_{ex} = 0,22$ para perfil Craeger; $k_{ex} = 1,84$ para crista fina e $k_{ex} = 1,51$ para crista espessa, permitindo que se obtenha a altura máxima para a crista do extravasor h_{ex} (m), definido pela equação a seguir:

$$h_{ex} = \left(\frac{Q_{cp}}{k_{ex} \cdot L_{ex}} \right)^{2/3} \quad (4)$$

Sendo:

Q_{cp}	vazão de cheia para obras permanentes (m ³ /s)
k_{ex}	coeficiente do vertedouro
L_{ex}	comprimento equivalente (m)

2.5.1.3 Tomada d'água

A tomada d'água é uma obra civil destinada à captação de água. Sempre que possível, deve- estar localizada junto à margem do reservatório em trechos retos. Em trechos curvos esta deve ser posicionada no lado côncavo, por este possuírem maior profundidade além do fato dos sedimentos se depositarem do lado convexo (ELETROBRAS ,2000). É importante atentar para a localização da estrutura de captação na fase de implantação, pois uma vez escolhida corre-se o risco de optar por pontos em que o acúmulo de sedimentos é muito grande, obstruindo o acesso à tomada d'água (SIQUEIRA, 2006).

Basicamente, as tomadas d'água podem ser tanto de superfície, conforme apresentado na Figura 12, ou como afogadas, conforme Figura 13:

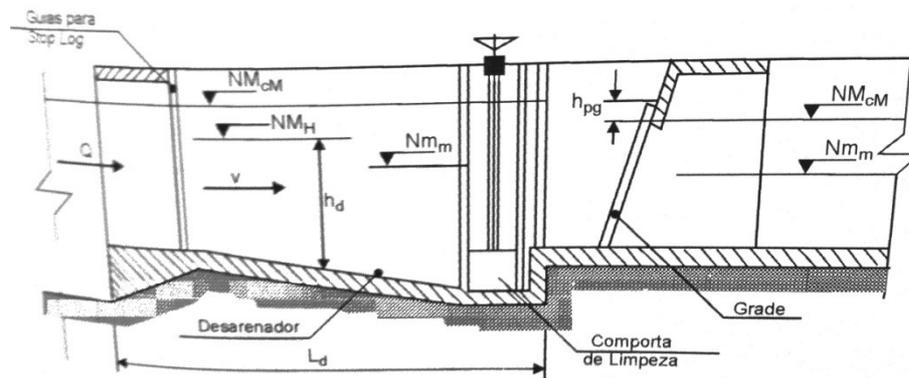


Figura 12 - Esquema de uma tomada d'água de superfície
Fonte: SOUZA *et.alii* (2009)

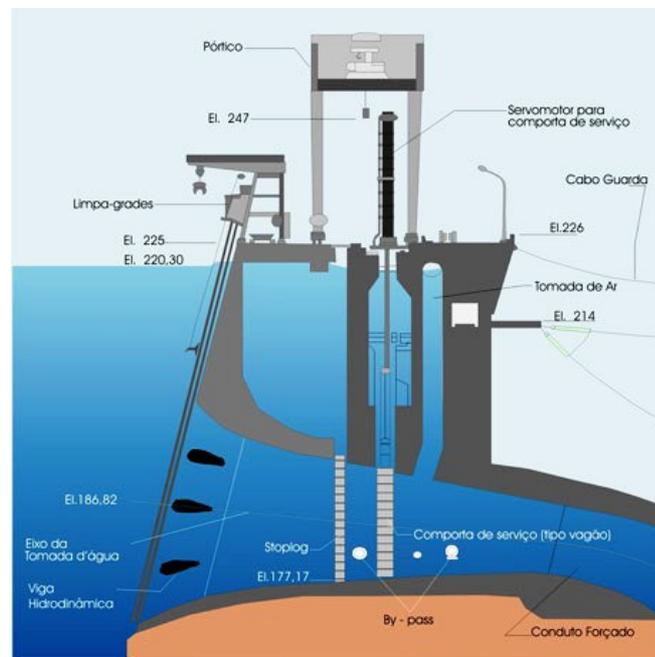


Figura 13 - Tomada d'água afogada no reservatório
Fonte: (ITAIPU, 2015)

2.5.1.4 Canais

Os canais são componentes muito usados em centrais hidráulicas, tanto nos circuitos de adução, nos auxiliares para escoamento de água pluvial além de ser utilizado para interligar rios, riachos e córregos. O que provoca o movimento da água nos canais é a diferença de cotas entre os pontos ao longo da sua calha (SOUZA *et.alii*, 2009).

Ainda, podem possuir formas trapezoidais, em solo, ou retangulares, em rocha e a escolha da seção típica mais adequada depende de condições topográficas e geológicas-geotécnicas da ombreira de cada local onde o canal será implantado (ELETROBRAS, 2000).

Os sistemas adutores de baixa pressão podem ser dimensionados em seu todo ou em parte em canal, desde que dimensionado para a vazão de projeto do aproveitamento, devendo suas paredes laterais estar em cota maior de, pelo menos, 0,30 m em relação à cota correspondente ao nível d'água máximo fixado para todo o canal. Esta garantia, normalmente é obtida nas seguintes condições:

- em casos de reduções de carga, da central, através de extravasor junto à câmara de carga;
- em casos de cheias excepcionais, através de fechamento de comporta junto à tomada d'água ou da instalação de extravasor em seguida à tomada d'água.

Já para a declividade do canal, a mesma deverá ser constante e no máximo igual a $I_c = 1/2.500$, ou 0,0004, para que a perda no canal seja inferior a 1% da queda bruta. A seção típica de um canal utilizado no sistema de baixa pressão de uma central hidrelétrica é o trapezoidal, conforme apresentado na Figura 14:



Figura 14 – Canal de adução da PCH Bocaiúva

Fonte: (SILEA, 2015)

2.5.1.5 Câmara de carga

Define-se câmara de carga como a estrutura que interliga o canal de adução ao conduto forçado. Basicamente, a câmara de carga tem a função de garantir que não entre ar no

conduto forçado, quando da partida brusca da usina; e garantir a estabilidade funcional do canal adutor, quando da parada brusca da mesma (SOUZA *et. alii*, 2009).

2.5.1.6 Chaminé de equilíbrio

A chaminé de equilíbrio é um reservatório de eixo vertical, geralmente posicionado entre a tubulação de adução e o conduto forçado, com a finalidade de amortecer o golpe de Aríete e armazenar água para fornecer ao conduto forçado no momento da reabertura da turbina até que se estabeleça o regime contínuo. (SIQUEIRA, 2006).

Assim como a câmara de carga, a chaminé de equilíbrio deve ser dimensionada para atender basicamente duas condições hidráulicas críticas de operação da central hidrelétrica, ou seja, garantir que não entre ar no conduto forçado, quando da partida brusca da usina; e garantir a estabilidade funcional de si própria e do conduto de baixa pressão, quando da parada brusca da mesma (SOUZA *et. alii*, 2009).

2.5.1.7 Túnel de Adução

O túnel de adução deve ser projetado para resistir à pressão máxima interna decorrente das condições operacionais extremas da usina (ELETROBRAS, 2000). A opção por se construir um túnel no arranjo da central hidrelétrica pode ser considerada nos casos em que:

- quando a topografia for desfavorável á adução em canal ou conduto de baixa pressão;
- quando a rocha no trecho a ser atravessado pelo túnel se mostrar de boa qualidade, baixa permeabilidade e sem suspeita de ocorrência de materiais erodíveis ou solúveis;
- quando houver suficiente cobertura de rocha ao longo da diretriz prevista no túnel;
- quando houver solução econômica para implantação de uma chaminé de equilíbrio (se esse dispositivo se mostrar necessário).

2.5.1.8 Casa de força ou casa de máquinas

Casa de força ou casa de máquinas é a estrutura da usina cuja finalidade é alojar máquinas e equipamentos, possibilitando assim, a montagem e desmontagem dos mesmos. A dimensão da casa de força está diretamente ligada a quantidade e tamanho dos grupos geradores, ou seja, quanto mais área necessária para alojar os equipamentos, maior a casa de força.

Destaca-se que a casa de força é um dos últimos componentes a ser projetado em no arranjo da central sendo que qualquer alteração de parâmetro de projeto poderá acarretar em mudanças nas dimensões da casa de força.

Outro aspecto que influencia nas dimensões da casa de força é o sistema de descarga da usina (canal de fuga).

Cada tipo de casa de força, sempre externa, abrigada (“*indoor*”) ou desabrigada (“*outdoor*”), será definido em função das particularidades de cada sítio e de cada arranjo e, ainda, das características dos equipamentos eletromecânicos (ELETROBRAS, 2000),

Para o dimensionamento da casa de força, é necessário considerar diversos fatores na fase de desenvolvimento dos projetos básico e executivo (Souza *et. alii*, 2009). Na fase de projeto básico é fundamental considerar:

- quantidade de grupos geradores;
- características preliminares dos pesos e esforços estáticos e dinâmicos dos grupos geradores e seus componentes;
- características preliminares dos pesos e esforços estáticos e dinâmicos dos componentes mecânicos e elétricos, fixos e móveis, de serão operados no sítio da casa de força, incluindo a instrumentação;
- característica funcional do local, incluindo área de montagem, sala de comando e treinamento;
- quantificação e custos de materiais, obras e equipamentos.

Já na fase de projeto executivo, onde se faz uma revisão mais detalhada do projeto básico, além da elaboração do projeto estrutural civil, entre outros, o dimensionamento da casa de força compreende as seguintes fases:

- revisão geral do projeto, principalmente no que se refere ao número de grupos geradores e sistema de descarga das turbinas;
- sistemas auxiliares de refrigeração, descarga, água potável, esgoto etc.;
- projeto estrutural civil.

O dimensionamento da casa de força é realizado visando obter uma planta de área retangular de largura menor possível que cubra as áreas apresentadas anteriormente.

Quanto às dimensões verticais dos grupos geradores e outros componentes, é relevante considerar a altura máxima de sucção, altitudes dos níveis máximo e mínimo do rio, bem como o nível mínimo de jusante, serão definidos os pés-direitos, principalmente na área a ser varrida pela ponte rolante.

Na Figura 15 a seguir, é apresentada a planta da casa de força da PCH Carangola, localizada no estado de Minas Gerais:

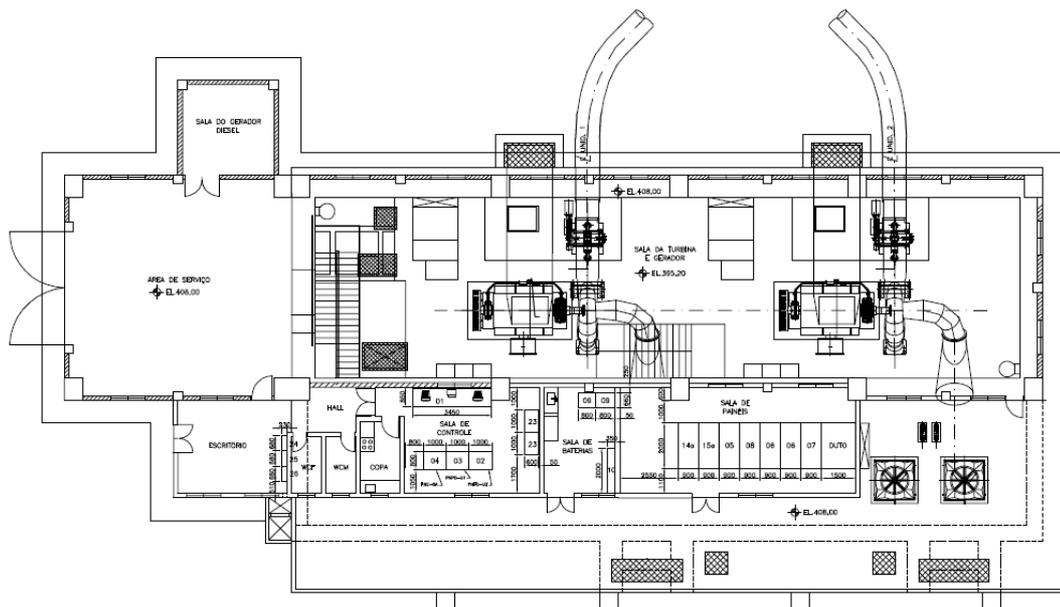


Figura 15 - Planta de uma casa de força

Fonte: (Brasil PCH, 2015)

2.6 Componentes hidromecânicos

2.6.1.1 Conduto de baixa pressão

Os condutos de baixa pressão devem ser dimensionados levando-se em consideração a condição de mínimo custo. Porém, uma condição a ser analisada pressão é que a perda de energia não ultrapasse 1% daquela correspondente à queda bruta H_b (m) (Souza *et. alii*, 2009). Diante dessa premissa, para o cálculo do diâmetro interno do conduto de baixa pressão (D_b) é utilizada a equação a seguir:

$$D_b = \left(\frac{\lambda_b \cdot L_{be}}{H_B} \right)^{0,2} \cdot Q^{0,4} \quad (5)$$

Sendo:

λ_b coeficiente de perda de carga para os trechos retos do conduto;

L_b comprimento equivalente do conduto (m)

H_b queda bruta (m)

Q vazão (m^3/s)

Quanto à espessura mínima (e_{min}) da parede do conduto, pode-se utilizar a equação a seguir:

$$e_{min} = \frac{p_{ib} \cdot D_b}{2 \cdot \sigma_{ad} \cdot k_f} \quad (6)$$

Sendo:

p_{ib} pressão interna máxima resultante da soma da distância do nível de montante para cheia excepcional – NM_M até a base do conduto H_e (m), com a sobrelevação máxima na chaminé de equilíbrio – H_E (m), resultado em $p_{ib} = 0,1 \cdot (H_e + H_E)$ (kgf/cm^2)

σ_{ad} tensão admissível de tração de material do conduto que para aço, pode ser entre 900 e 1400 kgf/cm^2 (kgf/cm^2)

k_f coeficiente de eficiência que considera os defeitos de fabricação, tendo, para os condutos constituídos de tubos de aço.

2.6.1.2 Conduto de alta pressão (conduto forçado)

Condutos forçados fazem parte do sistema de adução de alta pressão de usinas hidrelétricas e tem por finalidade levar a água até e casa de força, sendo possível o desenvolvimento de pressão, e desta forma é nela que o desnível existente e necessário para construção de uma central hidrelétrica começa a ser aproveitado (CERPCH, 2015).

Quanto ao material de fabricação é possível afirmar que os condutos forçados podem ser de chapa de aço soldadas, aço laminado sem costura, ferro fundido, cimento-amianto, PVC ou madeira, dependendo das condições técnicas e econômicas. Quanto à instalação podem ser a céu aberto ou enterrado (SOUZA *et.alii.*, 2009).

Quanto ao diâmetro econômico, define-se como aquele para qual a relação custo (investimento) *versus* benefício (valor presente da energia à ser produzida durante a vida útil do empreendimento) é máxima (ELETROBRAS, 2000).

Dessa forma, adota-se a fórmula de Bondshu para definição do diâmetro econômico (D_e), conforme apresentado na equação a seguir:

$$D_e = 127 \sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_b}} \quad (7)$$

Sendo:

Q descarga de projeto (m^3/s)

$H_t = H_b + h_s$ carga hidráulica total sobre o conduto (m) é igual à soma da queda bruta (H_b) com sobrepressão devida ao golpe de aríete (h_s)

Para PCHs, pode-se considerar uma sobrepressão adicional à queda bruta devido ao golpe de aríete (h_s), portanto, devido à queda bruta é considerada uma carga adicional.

$$De = 123,7 \sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_t}} \quad (8)$$

Aplicando-se à PCH, admite-se um $h_s = 0,2 H_b$, sendo $H_t = 1,2 H_b$. (ELETROBRAS, 2000). Substituindo na equação acima, tem-se:

$$De = 123,7 \sqrt[7]{\frac{Q^3}{1,2 \cdot H_b}} \quad (9)$$

2.6.1.3 Comportas

Comporta hidráulica é o dispositivo mecânico para controlar vazões hidráulicas em qualquer conduto livre ou forçado, cuja estrutura o conduto independe para sua continuidade física e operacional. Já adufa é uma comporta hidráulica instalada entre dois trechos de um encanamento (SOUZA *et. alii*, 2009).

As comportas hidráulicas são projetadas para bloquear uma passagem hidráulica, podendo operar normalmente fechadas ou normalmente abertas, de acordo com sua função (ELETROBRAS, 2000).

Quanto ao material, estas podem ser fabricadas utilizando-se ferro fundido, aço e em poucos casos até de madeira, somente quando o material for de boa qualidade e durabilidade, evitando-se assim o envelhecimento prematuro.

As comportas de ferro fundido são pesadas e de uso limitado, sendo normalmente previstas para suportar colunas de água de até 10 metros sobre a soleira do vertedouro.

Já as comportas de aço são de construção leve, baixo custo e de grande durabilidade, porém, há a necessidade de proteção por pintura, principalmente na linha d'água, onde a agressividade à corrosão é maior.

De acordo com a norma NBR 7259, a terminologia das comportas hidráulicas deve-se em função do tipo movimento quando em operação, ou seja, em comporta de translação, comportas de rotação e comportas de transloração (SOUZA *et. alii*, 2009).

- Translação:
 - deslizamento: gaveta, ensecadeira, cilíndrica, anel;
 - rolamento: vagão, lagarta, *Stoney*.
- Rotação: segmento, setor, tambor, basculante, mitra, telhado, visor.
- Transloração: rolante.

2.6.2 Grupos geradores

Grupos geradores (GG) são formados basicamente por turbinas e geradores, sendo responsáveis diretamente pela transformação da energia hidráulica em elétrica. A Figura 16 mostra um grupo gerador da PCH Salto do Lobo, formado pela turbina hidráulica, acoplamento e gerador elétrico:



Figura 16 – Grupo gerador

Fonte: (SALTO DO LOBO ENERGÉTICA, 2015)

2.6.2.1 Turbinas

Turbina é uma máquina que transforma a energia hidráulica do escoamento em energia mecânica.

Segundo NBR 6445, as turbinas hidráulicas podem ser classificadas em:

- Turbinas de ação: quando o escoamento através do rotor ocorre sem variação da pressão estática. Exemplos são as turbinas tipo Pelton e Michell-Banki;
- Turbinas de reação: quando o escoamento através do rotor ocorre com variação de pressão estática. Exemplos as turbinas Francis e Kaplan.

Já os componentes de uma turbina hidráulica podem ser divididos em:

- Distribuidor: elemento estático cujas finalidades são acelerar o fluxo de água, transformando a energia hidráulica em energia cinética, dirigir a água para o rotor e regular a vazão. Pode ser do tipo injetor em turbinas de ação ou de forma axial ou semi axial em turbinas de reação.
 - Rotor: é formado por série de pás, palhetas ou alabes. Neste elemento se produz a transformação de energia hidráulica em energia mecânica, originada pela aceleração e desvio do fluxo através de suas palhetas.
 - Tubo de Sucção: apresenta forma de duto divergente e é instalado após do rotor nas turbinas de reação. Suas funções são recuperar a altura entre a saída do rotor e o nível da água na descarga, além da restituir parte da energia cinética da velocidade residual da água na saída do rotor.
- a) Corpo, carcaça ou voluta: elemento que contém os componentes da turbina. Nas turbinas Francis e Kaplan apresenta a forma de um espiral semelhante ao corpo de bombas centrifugas.

A seguir, serão apresentados maiores detalhes de cada tipo de turbina:

- a) Turbina Pelton: criada em 1880 por Lester Allen Pelton, o rotor Pelton é constituído de uma coroa circular ao redor da qual são fixadas pás ou conchas, que possuem formatos de colher dupla, como se montadas lado a lado, formando um septo central (SIQUEIRA, 2006). A turbina Pelton opera em quedas relativamente altas e pequenas vazões, com eixo horizontal, no caso de ter um ou dois jatos e eixo vertical para um número de jatos verticais de três a seis, alcançando potências que podem chegar a mais de 150 MW por unidade e quedas da ordem de 1900 m (SOUZA *et.alii.*, 2009). Na Figura 17 é apresentada a turbina Pelton e suas partes principais:

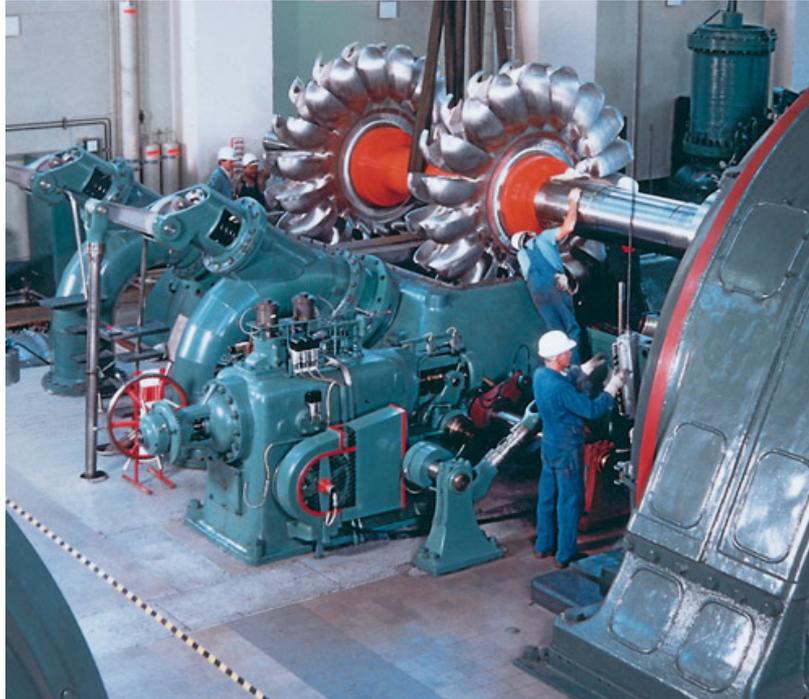


Figura 17 - Turbina Pelton

Fonte: (CERPCH, 2015)

- b) Turbina Michell-Banki: turbina de ação e o seu eixo horizontal, porém sua potência está limitada a no máximo 2 MW por unidade, quando o rotor for composto por três setores. A simplicidade construtiva, baixo investimento e de manutenção fazem com que este tipo de turbina seja adequado para sítios em locais distantes dos grandes centros que necessitem de pouca potência, como se pode citar as propriedades rurais brasileira (SOUZA *et.alii.*, 2009). A turbina é apresentada na Figura 18:

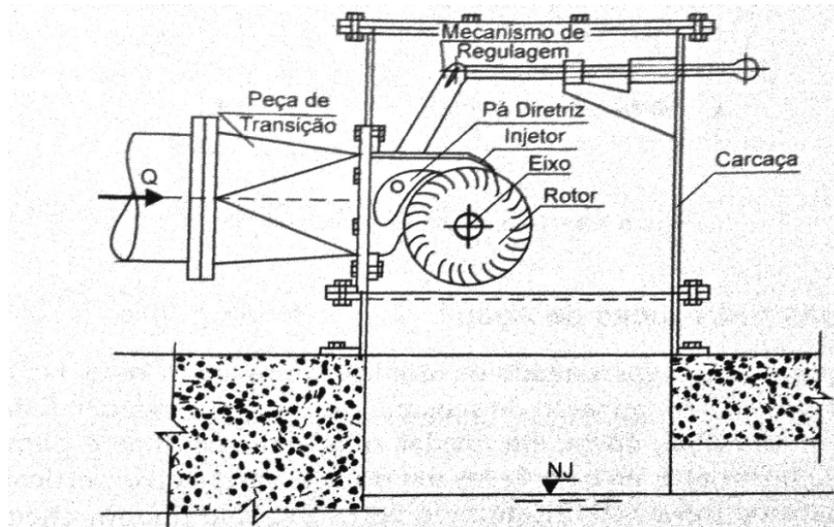


Figura 18 - Turbinal Michell-Banki
(SOUZA *et.alii.*, 2009)

- c) Turbina Francis: o rotor tipo Francis é constituído por certo número de pás com perfis de curvaturas especiais, fixas e estruturadas entre coroas interna e externa. Neste tipo de turbina, o fluxo d'água é orientado e distribuído igualmente na direção radial, por toda a periferia da entrada do rotor, saindo na sua direção axial (SIQUEIRA, 2006). Esta turbina de reação é utilizada normalmente para quedas brutas de 8 a 600 metros e podem atingir potências de até 650 MW, no caso de eixo vertical (SOUZA *et.alii.*, 2009). A Figura 19 a seguir ilustra uma turbina Francis e seus principais componentes:

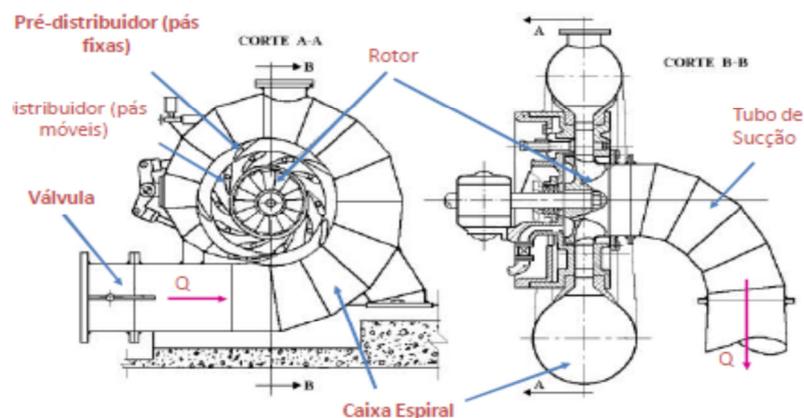


Figura 19 - Turbina Francis horizontal
Fonte: (BORTONI, 2011)

A turbina tipo Francis foi inventada em 1849 pelo americano James Bicheno Francis (1815-1892). Trata-se de uma tecnologia revolucionária no conceito de geração hidráulica e, por isso, ainda hoje é aplicada de forma ampla e equipada as maiores usinas hidrelétricas do mundo, como Três Gargantas e Itaipu (MIRANDA, 2009).

No caso de quedas brutas inferiores a 20 m esse tipo de rotor pode ser instalado em caixa aberta, embora pouco usado atualmente, sendo a espiral eliminada, podendo assim, o eixo ser vertical. Ainda, em determinados casos estudos podem indicar o uso de dois rotores Francis em paralelo, no mesmo eixo horizontal, constituído de uma turbina Francis gêmea ou dupla (SOUZA *et.alii.*, 2009). Na Figura 20 é apresentada uma turbina Francis de eixo horizontal:



Figura 20 – Turbina Francis com eixo vertical
Fonte: (IESA, 2015)

Já na Figura 21 é apresentada a turbina Francis Dupla ou Gêmea:

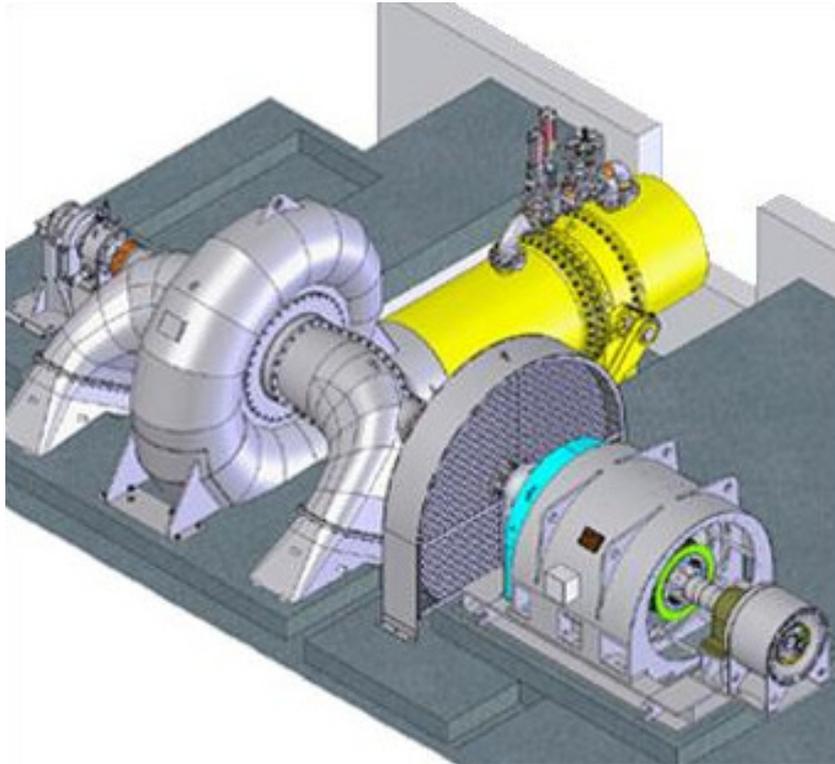


Figura 21 - Turbina Francis Dupla ou Gêmea

Fonte: (CAMACHO ENGENHARIA, 2014)

- d) Turbina com rotor axial: com relação à forma da carcaça e da maioria dos componentes as turbinas hidráulicas de reação com rotor axial se assemelham as turbinas Francis, exceto na geometria do rotor, que é composta por um cubo com pás em forma de asa de sustentação, variando de três a oito, sendo que as pás podem ser fixadas rigidamente ao cubo, recebendo o rotor axial resultante a denominação de rotor hélice e a turbina correspondente, turbina hélice (SOUZA *et.alii.*, 2009). No caso de as pás terem movimento em relação ao cubo, o rotor denomina-se Kaplan, e a turbina correspondente recebe o mesmo nome. Esta turbina foi inventada em 1912, por Viktor Grotav Franz Kaplan, um engenheiro austríaco. Alguns experimentos foram realizados com sucesso, mas a consolidação desta tecnologia veio a ocorrer em 1925 com a instalação de uma turbina de 8 MW na UHE Lilla Edet, na Suécia. Esta usina é considerada como o marco definitivo de qualificação da turbina tipo Kaplan como a solução técnica ideal para usinas hidrelétricas com baixas quedas e altas vazões de água (MIRANDA ,2009). Na Figura 22 é mostrado um esquema de turbina Kaplan:

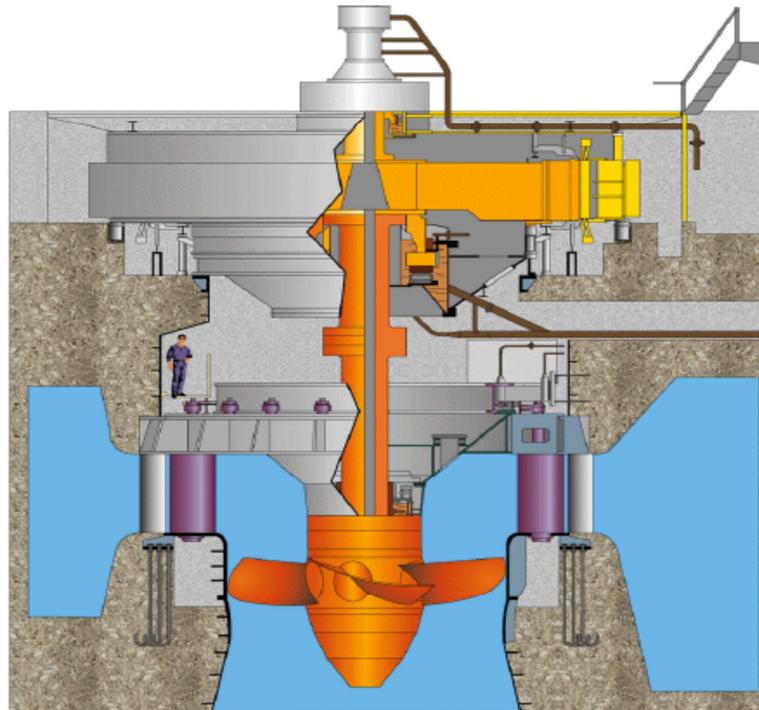


Figura 22 - Turbina Kaplan

Fonte: (ALSTOM, *apud* MIRANDA, 2009)

- e) Turbinas hidráulicas tubulares: para centrais hidrelétricas de baixa queda são usadas turbinas tubulares, as quais recebem esta denominação quando a direção do escoamento desde a entrada do estator até a saída do rotor é axial (Souza *et.alii.*, 2009). Esse tipo de turbina é uma considerada de reação, tipo hélice ou Kaplan, na qual o fluxo d'água penetra axialmente no distribuidor e no rotor, onde o gerador está localizado externamente ao fio d'água. Ainda nestas turbinas, o rotor fica localizado num tubo que une a tomada d'água ao tubo de sucção, não havendo caixa espiral nem bulbo, sendo o eixo horizontal ou inclinado (JUSTINO, 2006).

Seus principais componentes são apresentados na Figura 23:



Figura 23 - Turbina hidráulica tubular

Fonte: (HYDROPOWER, 2015)

As turbinas tubulares podem ser classificadas como tipo “S”, bulbo, poço e periférico ou Straflo.

- Turbina S: (SEMI, 2015), as turbinas Kaplan S podem ser classificadas de acordo com a queda bruta, sendo empregada a máquina Tipo de Jusante e Open pit para quedas muito baixas – de 2,0 m a 15,0 m - e tipos de Montante e Vertical para quedas baixas, variando de 6,0 a 30 m (SOUZA *et.alii.*, 2009)
- Bulbo: é uma turbina de reação, na qual o fluxo d’água penetra axialmente no distribuidor e no rotor, estando o gerador elétrico contido em uma caixa com o formato de pera ou de um bulbo, o que dá o nome à turbina, diretamente imerso no fluxo (JUSTINO, 2006).
- Poço: Esta turbina se caracteriza pelo poço a montante do rotor ter dimensões tais que permite o acesso a seu interior e utiliza um sistema de acoplamento de modo a ampliar a rotação da turbina, permitindo que o gerador elétrico tenha maior rotação, logo menores dimensões, peso e custo para a mesma potência. (SOUZA *et.alii.*, 2009)
- Periférico ou Straflo: o grupo gerador Straflo foi idealizado, em 1919, pelo americano M. Marza e inicialmente realizado pelo fabricante suíço Escher Wys com nome de Grupo Gerador Straflo, palavra derivada dos vocábulos *straight* e *flow*, ou seja, escoamento retilíneo. Este grupo pode ser chamado também de grupo gerador de anel ou periférico (SOUZA *et.alii.*, 2009).

Para se determinar a escolha da turbina, recomenda-se analisar, além dos parâmetros técnicos e do seu preço, a capacidade de imediato atendimento, em caso de problemas durante o funcionamento, e a disponibilidade para fornecimento de peças sobressalentes, por parte do fabricante. A escolha da velocidade de rotação da turbina depende da potência nominal, da altura de queda, do tipo de turbina e do tipo de gerador (ELETROBRAS, 2000).

A escolha da tecnologia aplicada e a qualidade técnica do projeto e de fabricação são fatores determinantes na durabilidade e na capacidade de geração de energia da usina (MIRANDA, 2009).

Para a escolha do tipo de turbina é necessário primeiramente apresentar o conceito do número específico de rotações. Para selecionar o tipo de turbina adequado para uma determinada queda de água com uma descarga conhecida, pode-se utilizar como parâmetro de seleção denominada rotação específica (nq_A), apresentada na equação a seguir (ALÉ, 2001):

$$nq_A = 3 \cdot n \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \quad (10)$$

Sendo:

- n Rotação da turbina (rpm)
- Q Vazão o descarga da turbina (m³/s)
- H Queda disponível (m)

Dessa forma, com base nos parâmetros de vazão, queda e a rotação específica, é possível obter o tipo de turbina por meio do diagrama, conforme Figura 24:

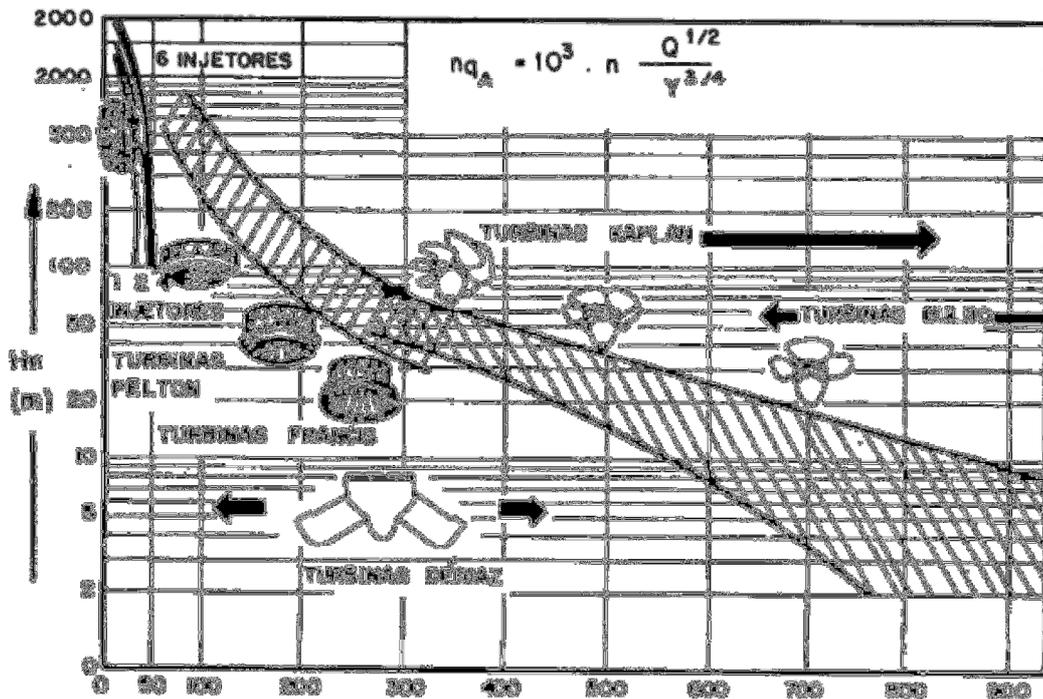


Figura 24 - Diagrama para seleção da turbina hidráulica

Fonte: (ALÉ, 2001)

2.6.2.2 Geradores elétricos

O gerador elétrico é formado por uma espira plana com liberdade suficiente para se mover sob a ação de um campo magnético uniforme. Essa espira gira em torno de um eixo perpendicular à direção das linhas de força do campo magnético aplicado. A variação do valor do fluxo que atravessa a espira móvel induz nela uma força eletromotriz que resulta do movimento relativo que há entre a espira e o campo magnético. A corrente produzida desse modo é alternada (COPEL, 2015).

Para se obter corrente contínua, é preciso dotar o gerador de um dispositivo que faça a retificação da corrente, denominado coletor dos dínamos. Pela descrição do princípio de funcionamento dos geradores, vê-se que possuem dois circuitos distintos: o do induzido e o do indutor.

O exemplo de gerador é apresentado na Figura 25 :



Figura 25- Hidro gerador elétrico

Fonte: (G5 Engenharia, 2015)

Os hidrogeradores para centrais hidrelétricas podem ser síncronos ou assíncronos. Os geradores elétricos síncronos possuem maior aceitação histórica e, portanto, mais utilizados. São máquinas elétricas que trabalham com velocidade constante e igual à velocidade síncrona, que é uma função da frequência da tensão gerada e do número de pares de polos do gerador elétrico (SOUZA *et.alii.*, 2009).

O gerador síncrono pode ser de polos lisos ou de polos salientes, definindo assim, o formato do rotor.

Abaixo, serão apresentados os principais componentes de um hidrogerador (BORTONI, 2003):

a) Rotor (campo)

É a parte girante da máquina. O rotor dos geradores elétricos possui a função de criação do campo magnético necessário à indução de tensão na armadura, empregando-se bobinas de campo montadas sobre os polos do rotor. Este mesmo campo também é responsável por viabilizar o transporte da energia cinética, disponibilizada no eixo do gerador por uma máquina primária, para a armadura, transformando-a em energia elétrica.

Os rotores podem ser de polos lisos, os quais o entreferro é constante ao longo de toda a periferia do núcleo de ferro. Já rotores de polos salientes São rotores que apresentam uma descontinuidade no entreferro ao longo da periferia do núcleo de ferro. Nestes casos, existem as chamadas regiões interpolares, onde o entreferro é muito grande, tornando visível a saliência dos polos (WEG, 2015).

b) Armadura (estator)

É a parte fixa do gerador. Já a armadura de uma máquina síncrona é constituída de enrolamentos trifásicos defasados 120° no espaço. Em máquinas elétricas, é comum denominar a parte induzida de armadura, razão pela qual, no gerador, o estator é denominado armadura por ser esta parte submetida a campo criado no rotor. Via de regra, este enrolamento é construído de três formas: imbricado, concêntrico ou ondulado (BORTONI, 2003). Um exemplo de armadura de hidrogerador é apresentado na Figura 26:

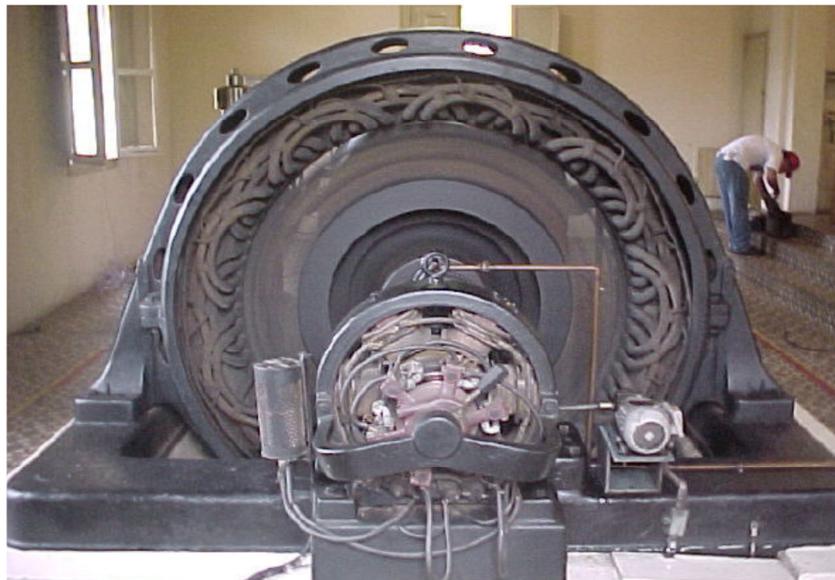


Figura 26 - Armadura de hidrogerador

Fonte: (BORTONI, 2003)

Para dimensionamento de um gerador, a potência aparente (S_n) possível de ser extraída de uma máquina é diretamente proporcional ao seu volume e rotação, conforme demonstrado na equação a seguir:

$$S_n = c \cdot L_G \cdot D_G^2 \cdot n \quad (11)$$

Sendo:

L_G comprimento da máquina (m)

D_G diâmetro da máquina (m)

n rotação (rpm)

c coeficiente que varia ao longo do tempo com a evolução tecnológica.

Na são apresentados valores típicos do coeficiente de evolução tecnológica

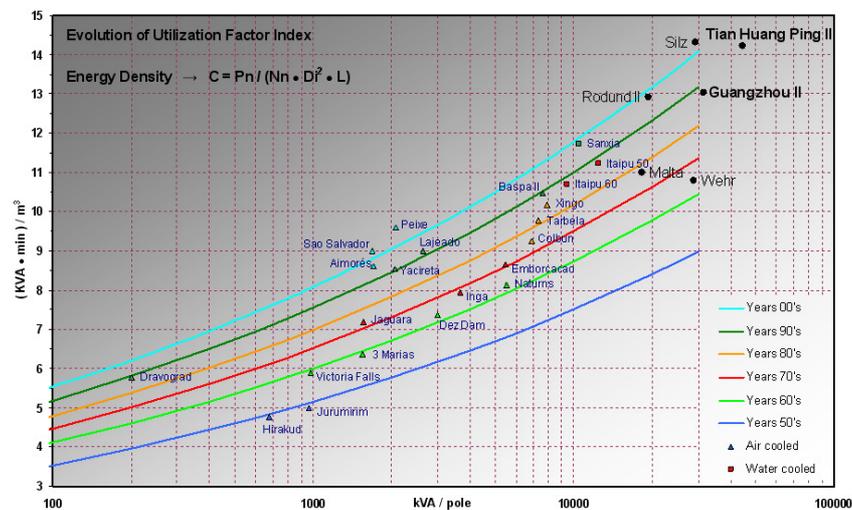


Figura 27 - Coeficiente de evolução tecnológica

Fonte: (VOITH SIEMENS HYDRO, 2009)

Quando o número de polos é grande, o diâmetro do rotor também será, resultando em máquinas de eixo vertical. Isso se dá, em geral, para rotações inferiores a 300 rpm. No caso de PCHs com rotações elevadas, as máquinas possuem eixos horizontais.

A Figura 28, na seqüência, exemplifica as características apresentadas acima:

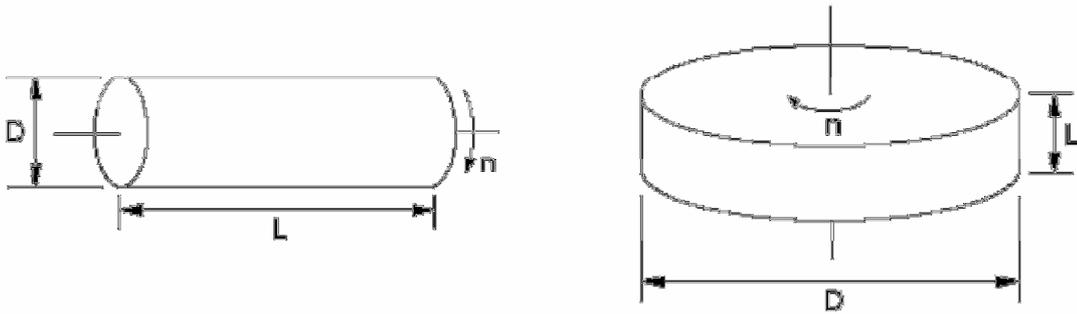


Figura 28 - Características físicas de geradores

Fonte: BORTONI (2003)

2.7 Definição da quantidade de grupos geradores

Inicialmente, é necessário salientar que este tema é pouco abordado na bibliografia disponível.

É difícil estabelecer um procedimento geral que permita determinar a potência unitária dos grupos geradores e, conseqüentemente, o número de unidades. Ainda, dependendo de cada tipo de turbina a ser utilizada na PCH, deverá ser avaliado o engolimento mínimo de cada uma das unidades, de forma a se compatibilizar esta capacidade de engolimento com as vazões de estiagem do curso d'água em estudo (ELETROBRAS, 2008).

Existe o método clássico de obtenção da quantidade de grupos geradores (Souza *et.alii.*, 2009). Para tanto, utiliza-se a inequação em função da fração da vazão inferior turbinada, vazão de projeto e vazão mínima histórica, conforme equação 11:

$$NGG > f_i \cdot \frac{Q_p}{Q_{min}} \quad (12)$$

Sendo:

NGG número de grupos geradores

f_i fração da vazão inferior turbinada

Q_p vazão de projeto (m^3/s)

Q_{min} vazão mínima histórica (m^3/s)

2.8 Definição de custos de pequenas centrais

Neste item serão apresentados os métodos de estimativa de custos de implantação de PCHs encontrados na literatura.

De forma geral são elaborados modelos para determinação do custo estimado de investimento. O desenvolvimento de modelos capazes de minimizar as incertezas no detalhamento dos custos dessas componentes se torna uma importante ferramenta, pois minimizando essas incertezas, reduz-se o risco do empreendimento, ou seja, o custo projetado tenderá a se aproximar do custo real (GAION, 2009).

Existem disponíveis na bibliografia formas de estimativas de custo para pequenas centrais.

Para determinação de custos médios para implantação de PCH pode ser utilizado um conjunto de orçamentos de usinas já construídas no Brasil denominados Orçamentos Padrão Eletrobras (OPE). Um OPE é distribuído em obras civis, componentes hidromecânicos, componentes eletromecânicos, acessórios e linhas de transmissão, além de equipamentos diversos e custos diretos e indiretos (ELETROBRAS, 2000 apud TIAGO e Caetano, 2004).

Com isso é possível estimar um custo índice, expresso em unidades monetárias/potência instalada para cada componente principal do OPE, ou até mesmo para todo o empreendimento.

Nesse método, os autores também introduziram o conceito de fator de aspecto (FA) que representa a relação. (TIAGO e Caetano, 2004). Este índice tem como objetivo auxiliar análise comparativa quando se tem diferentes arranjos no conjunto de usinas, devido à diferentes condições de vazões e queda. Dessa forma, define-se FA de acordo com a equação abaixo:

$$FA = \frac{Q}{H^{1/2}} \quad (13)$$

Sendo:

Q vazão de projeto (m³/s)
H queda bruta (m)

Nesse sentido, quanto menor a queda da PCH maior é o FA. Como resultado, foram obtidas equações de segundo grau do tipo $ax^2 + x + b \pm \delta$ para representação dos custos das centrais

Pode ser feita uma comparação das curvas de custos unitários em função do FA, elaboradas por autores em épocas diferentes (CERPCH, 2014), obtendo-se uma equação para determinar o fator de aspecto, comparando com as curvas elaboradas em outras obras, cujos custos em função do FA são apresentados na Figura 29:

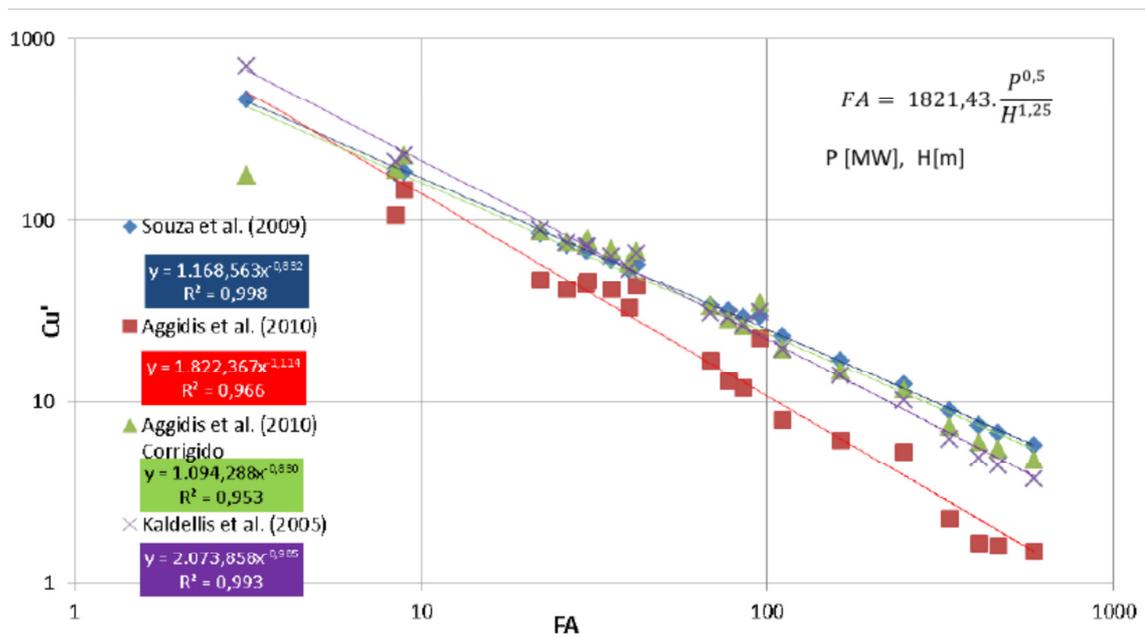


Figura 29 - Curvas de custos em função do FA

Fonte: (CERPCH, 2014)

Em outro trabalho foram utilizados custos obtidos dos OPE de 75 PCHs brasileiras e apresentaram duas formas de se estimar custos de centrais, quais sejam, utilizando modelos agregados que tentam identificar o custo global de uma obra e outra utilizando modelos

desagregados de custos que procuram estimar o custo de equipamentos específicos, obtendo-se o custo total pelo somatório dos custos individualizados (BORTONI *et.alii.*, 2010).

No modelo desagregado, os custos são estimados a partir de características fundamentais que influenciam decisivamente no custo do equipamento, sendo que o modelo adotado para a estimação do custo de cada componente passa inicialmente, pela definição dos parâmetros de influência permitindo a determinação de uma função matemática que melhor represente o custo do componente, desde que esta esteja aderente à realidade física, sendo determinada, quando possível, a partir de relações teóricas.

Abaixo, são apresentadas na Tabela 2 as variáveis que influenciam diretamente cada componente de uma PCH:

Tabela 2- Variáveis que influenciam no custo de componentes de um OPE

Descrição	Variáveis de influência
Aquisição de terrenos e benfeitorias	Potência, área de reservatório, queda e custos unitários
Estruturas e outras benfeitorias	Potência e custos unitários
Barragens	Comprimento, altura, forma e custos unitários
Adutoras	Vazão, comprimento, queda
Turbinas	Vazão, queda e número de máquinas
Geradores	Potência unitária, rotação e fator de potência
Equipamentos elétricos	Potência e número de máquinas
Equipamentos diversos	Potência e número de máquinas
Estradas	6% do custo total
Custos indiretos	15% do custo total

Fonte: (BORTONI *et.alii.*, 2010).

Já no modelo agregado, a variação de custos se dá principalmente por localização regional, como disponibilidade de recursos para construção da barragem e características tecnológicas como sua classificação em relação à queda (alta, média ou baixa queda). Dessa forma, pode-se estimar os custos de empreendimentos em função dos parâmetros técnicos. Como exemplo, o Banco Mundial considera o custo de uma central proporcional à potência e

inversamente proporcional à queda, conforme pode ser visto na equação a seguir (GORDON, J.L, 1989 apud BORTONI *et.alii.*, 2010):

$$Custo = k \cdot \frac{P^{0,820}}{H^{0,246}} \quad (14)$$

Sendo:

k coeficiente de custo regional

P potência instalada (MW)

H queda bruta em (m)

A partir de uma amostra de projetos é possível determinar os coeficientes “k” de forma setorizada ou regional, uma vez que os custos variam de região para região.

Outra metodologia para definição de custos utiliza a ferramenta de regressão multivariável, onde se pode obter equações desagregadas de custo partindo de custos de PCHs já construídas ou em operação (EXCEN, 2009).

Assim, foi possível, com esta metodologia, se obter equações para estimação de custos conforme equações tipos apresentadas na Tabela 3:

Tabela 3 - Equações de custo

Equação tipo	Componente
$C = a \cdot x + b$ Sendo x = volume da barragem	Barragem
$C = a \cdot x^b \cdot y^c$ Sendo x = comprimento do conduto de baixa pressão y = vazão de adução	Tomada d'água, conduto de baixa pressão, e chaminé de equilíbrio
$C = a \cdot x^b \cdot y^c$ Sendo x = comprimento do conduto y = vazão de adução	Conduto de alta pressão
$C = a \cdot x^b \cdot y^c$ Sendo x = potência y = queda bruta	Casa de força
$C = a + (x^b) + (y^c)$ Sendo x = potência y = queda bruta	Turbina e gerador

Fonte: (EXCEN, 2009)

Outra metodologia foi desenvolvida para determinar custos de turbinas dos tipos Pelton, Kaplan e Francis de até 2.000 kW de potência, utilizando dados de diversos empreendimentos em fases de estudo, viabilidade e repotenciação, aplicando correlação linear. Para cada tipo de turbina foi obtida uma equação de custos em função da potência e queda (OGAYAR e Vidal, 2009), conforme exemplo na equação 14:

$$C = a \cdot x^b + y^c \quad (15)$$

Sendo:

C Custo (€/kW)

x Potência (kW)

y queda (m)

a,b,c coeficientes

Em outra metodologia se utilizou um grupo de PCHs para elaborar curvas de tendência de custo de centrais em função dos tipos de turbinas e por faixa de potência (SIQUEIRA, 2006). Como resultado, obteve equações do tipo $y=a.x^b$, como pode ser verificado na Figura 30:

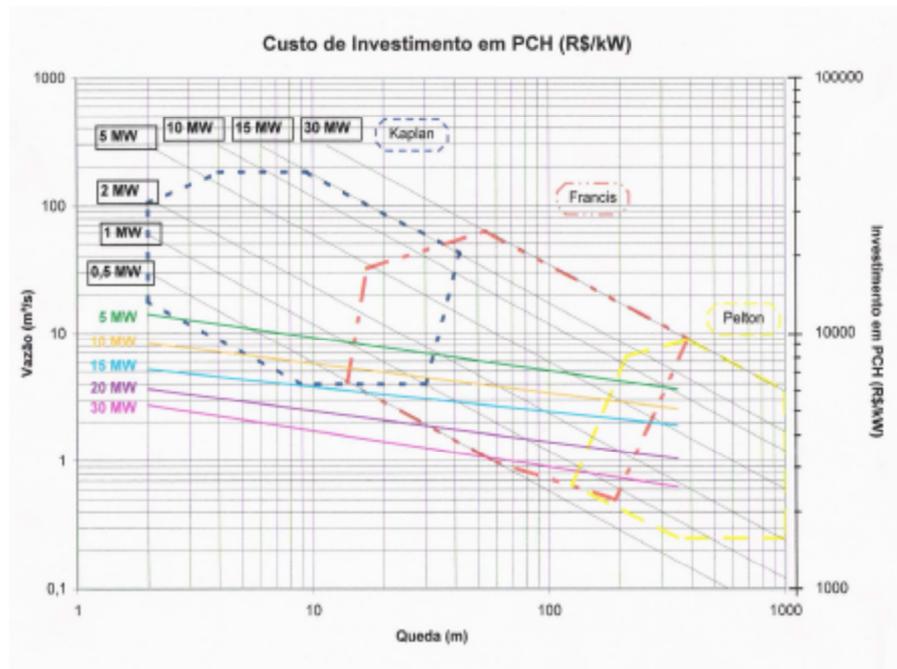


Figura 30 - Diagrama de custos de investimento em PCH (R\$/kW)

Fonte: (SIQUEIRA, 2006)

Já outra metodologia adotada para estimativa de custos de centrais hidrelétricas, especificamente para turbinas e geradores foi desenvolvida com o objetivo de calcular o Valor Normativo de reposição dos ativos de geração, cujas concessões foram renovadas (EPE, 2012). Para esta metodologia, considerou-se o valor do ativo se fosse construído a preços daquele momento, utilizando como referência o conjunto de informações de um banco de dados de preços considerados em projetos básicos para habilitação dos empreendimentos em leilões do ambiente regulado. A Nota Técnica nº 388/2012-SRE/ANEEL, de 25 de outubro de 2012, e o Relatório Nº EPE-DEE-RE-092/2012-r0, de 22 de outubro de 2012, subsidiaram a publicação dos valores das indenizações para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória nº 579, de que trata o art. 1º da Portaria Interministerial MME-MF nº 580.

Para o caso de estimativa de custos de turbinas foram considerados dois parâmetros para se obter uma relação da potência instalada pela raiz quadrada da rotação da turbina. No caso estudado, tanto para a turbina Francis como para a Kaplan, foram obtidas curvas com fortes correlações, conforme pode ser mostrado na Figura 31 e na Figura 32, respectivamente:

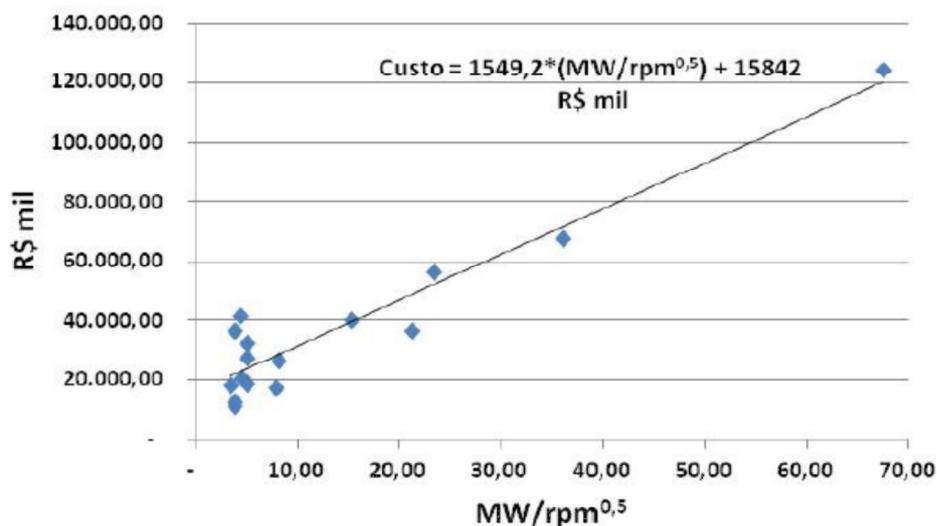


Figura 31 - Estimativa de custo para turbinas Francis

Fonte: (EPE,2012)

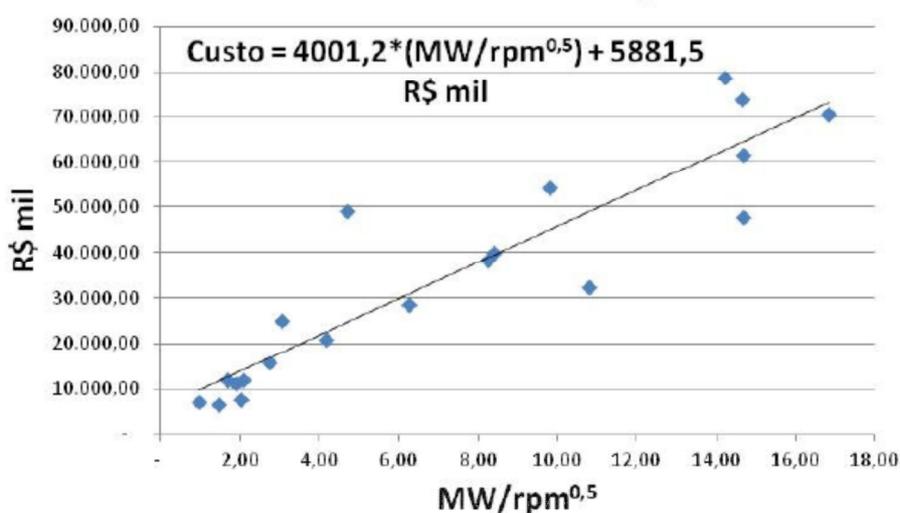


Figura 32 - Estimativa de custo para turbinas Kaplan

Fonte: (EPE, 2012)

De forma análoga, para a caracterização do custo do gerador associado aos tipos de turbinas Francis e Kaplan foi utilizado dados do banco de projetos cadastrados em leilões. Dessa forma, (EPE, 2012) preparou curvas de estimativas de custos em função razão da potência aparente pela rotação nominal, conforme apresentado na Figura 33 e na Figura 34:

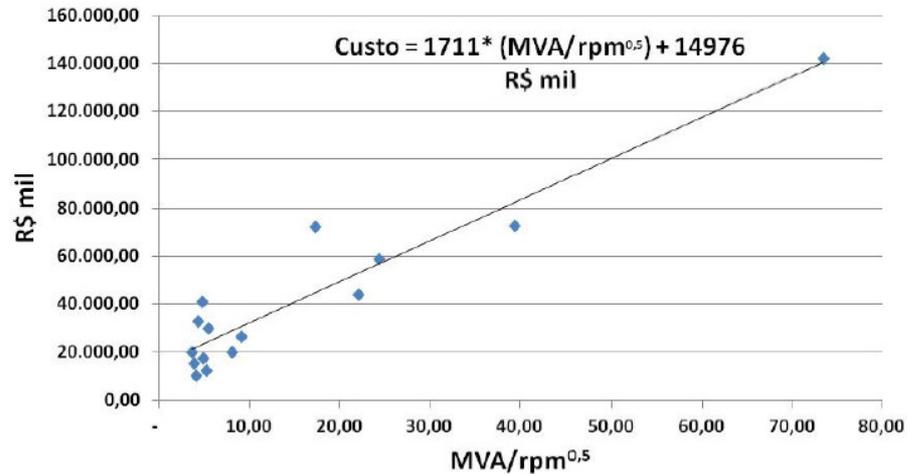


Figura 33 - Estimativa de custo para gerador acoplado à turbina Francis

Fonte: (EPE, 2012)

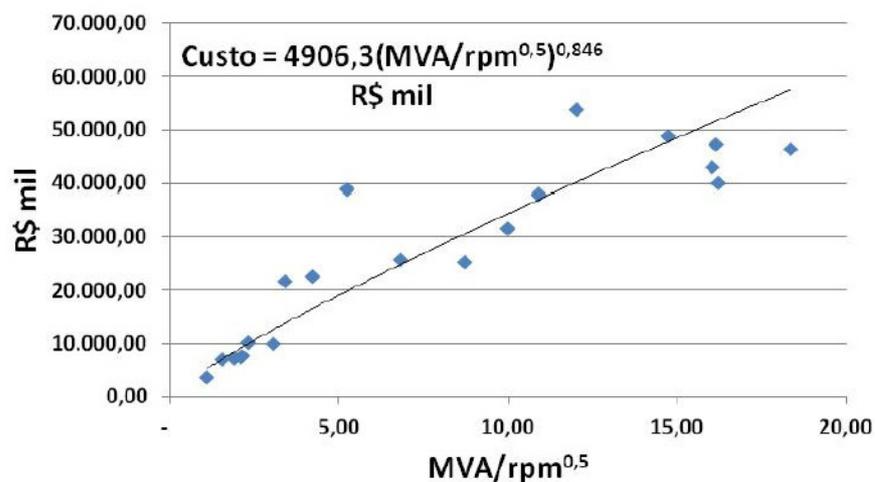


Figura 34 - Estimativa de custo para gerador acoplado à turbina Kaplan

Fonte: (EPE, 2012)

3 NÚMERO DE GRUPOS GERADORES COM CÁLCULO DE ENERGIA

Neste capítulo será apresentada a metodologia da definição da quantidade de grupos geradores de uma central hidrelétrica, bem como a energia a ser produzida pela central em cada solução encontrada.

Adicionalmente, uma metodologia será proposta para ganho energético com a operação da turbina nas faixas de vazões abaixo das vazões inferiores turbináveis, por um determinado número de horas anuais.

3.1 Escolha da quantidade de grupos geradores

Como já apresentado, a análise deste presente trabalho se limita às soluções com turbinas do tipo Kaplan e Francis, sendo essa última dividida entre rotores tipos Simples e Dupla.

Para início da elaboração da metodologia é necessário considerar alguns dados de entrada, conforme abaixo:

- Queda bruta (H_b);
- Vazão de projeto (Q_p);
- Altitude em relação ao nível do mar (z);
- Perda de carga (h_s);
- Série histórica hidrológica.

3.1.1 Vazões

De posse da série hidrológica é possível obter as vazões mínima histórica (Q_{min}), bem como a vazão média de longo termo (Q_{MLT}). Quanto aos dados mensais, obtêm-se as vazões mínimas, médias e máximas.

Neste trabalho, para Q_{min} foi adotada a vazão de 95% da curva de permanência, ou seja, Q_{95} . No caso da MLT são consideradas as médias aritméticas das vazões mensais de todo o histórico de vazões.

3.1.2 Dados da turbina

Os dados técnicos da turbina, calculados ou obtidos, são apresentados abaixo.

3.1.1.1 Rotação específica

Após obtenção de dados hidrológicos, o próximo passo é determinar a rotação específica da turbina (nqA), sendo que esse parâmetro deve respeitar valores máximos e mínimos. O nqA é calculado conforme equação a seguir: já colocado na equação 9

$$nqA = \frac{10^3 \cdot n \cdot \sqrt{Q}}{H_b^{0,75}} \quad (16)$$

Sendo:

n rotação nominal (rps)

H_b queda bruta (m)

Q vazão turbinada (m^3/s)

A história da fabricação de turbinas hidráulicas mostra que em projetos bem sucedidos o valor da rotação específica de uma turbina deverá situar-se entre um mínimo e máximo estabelecidos. As condições para cada tipo de turbina (Kaplan ou Francis) são definidas na Tabela 4 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Tabela 4- Limites máximo e mínimo para nqA

	Kaplan	Francis
Inferior	$nqA_{inf} = \frac{1000}{(H_l)^{0,3171}}$	$nqA_{inf} = \frac{646}{(H_l)^{0,3626}}$
Superior	$nqA_{sup} = 1000$; para todo $H_b < 7$ m $nqA_{sup} = \frac{2615}{(H_l)^{0,4915}}$	$nqA_{sup} = 5$; para todo $H_b < 46$ m $nqA_{sup} = \frac{3224}{(H_l)^{0,571}}$

Fonte: Adaptado de (SOUZA *et.alii.*, 2009)

Sendo:

H_l queda líquida

3.1.1.2 Coeficiente de Thoma (coeficiente de cavitação)

Uma vez definida a rotação específica, parte-se para a definição do coeficiente de Thoma (coeficiente de cavitação), sendo este um parâmetro necessário para determinar altura de sucção (h_{su}) da turbina hidráulica.

O coeficiente de Thoma é definido pelas equações 17 e 18 para Turbinas Kaplan e Francis, respectivamente:

$$\sigma = 0,0245 \cdot e^{(0,0083 \cdot NqA)} \quad (17)$$

$$\sigma = 1,22 \cdot 10^{-5} \cdot nqA^{1,75} \quad (18)$$

3.1.1.3 Altura de sucção

Após a definição do coeficiente de Thoma, parte-se para definir a altura de sucção da turbina. Esse parâmetro influenciará diretamente no custo da central, uma vez que sendo um

valor negativo, aumenta a necessidade de escavação da casa de força e conseqüentemente o custo da central.

Para determinação desse parâmetro é utilizada a seguinte equação:

$$h_{su} = 10 - 1,22 \cdot 10^{-3} \cdot z - (\sigma \times H_b) \quad (19)$$

Sendo:

h_{su}	altura de sucção (m)
z	altitude em relação ao nível do mar (m)
σ	coeficiente de cavitação de Thoma
H_b	queda bruta (m)

3.1.1.4 Fração inferior da vazão turbinada (fi)

Outro parâmetro definido em função da rotação específica é o percentual inferior da vazão turbinada (fi). No caso das turbinas Kaplan, por se tratar de um tipo com distribuidor móvel é adotado um valor de 0,25, sendo que já para as turbinas Francis o valor corresponderá ao determinado na equação a seguir:

$$fi = 0,248 + 2,714 \cdot 10^{-3} \cdot nqA - 3,403 \cdot 10^{-6} \times (nqA^2) \quad (20)$$

O processo de obtenção do fi para turbinas Francis é iterativo, pois essa grandeza, que define o número de grupos geradores, é dependente da rotação específica. Como a quantidade de grupos geradores pode alterar o fi, este novo valor deve ser corrigido se estiver associado a um nqA fora das faixas mínima e máxima.

Quanto à rotação da turbina, nesse trabalho não foi considerado uso de multiplicador de velocidades para turbina Kaplan, sendo que para todos os casos, a rotação é a mesma tanto para a turbina quanto para o gerador.

3.1.3 Escolha da turbina

Para fins da aplicação da definição do tipo de turbina, parte-se de um processo simplificado, utilizando como critérios a vazão nominal e a queda bruta. Neste trabalho, analisando a Figura 35, se os parâmetros apontarem para mais de uma solução – no caso a intersecção entre as áreas, será realizada uma análise comparativa entre os parâmetros relacionados às turbinas dos tipos Kaplan, Francis e Francis Dupla.

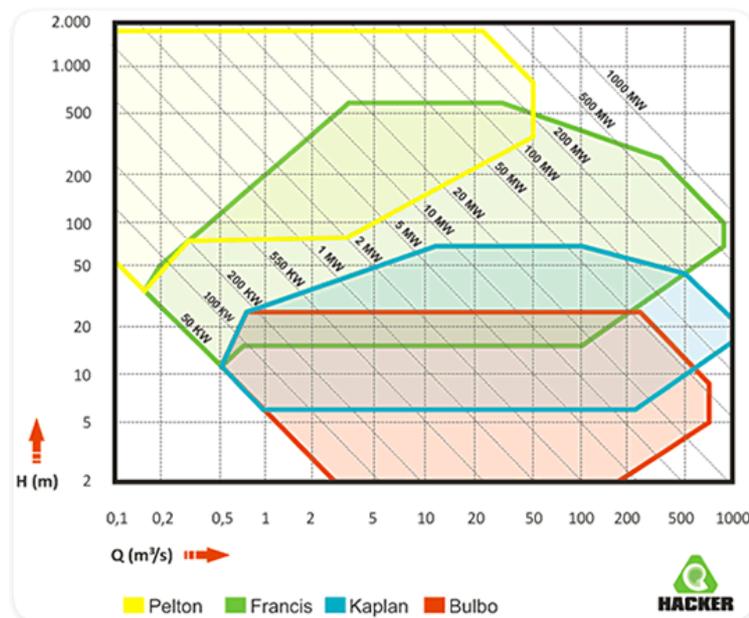


Figura 35 - Faixas de aplicação de turbinas hidráulicas

Fonte: (HACKER, 2015)

3.1.4 Dados do gerador

A rotação máxima de um gerador está associada ao equipamento que possui apenas um par de polos, sendo esse valor igual a 3600 rpm. Para cada acréscimo de par de polos, ocorre a redução do valor da rotação de acordo com a relação apresentada na equação a seguir:

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} \quad (21)$$

Sendo:

n	rotação
f	frequência (Hz)
p	pares de polos

A escolha tanto a rotação nominal do gerador quanto o número de pares de polos estão associados a uma rotação específica da turbina, desde que esta, por sua vez, esteja situada dentro das faixas mínima e máxima.

3.1.5 Número de grupos geradores (NGG)

O método utilizado para definir a quantidade de grupos geradores está relacionado ao produto do coeficiente de vazão inferior turbinada pela razão entre a vazão de projeto da usina e a vazão mínima histórica da série hidrológica. O número de grupos geradores corresponde ao maior número inteiro da expressão a seguir:

$$NGG > f_i \cdot \frac{Q_p}{Q_{min}} \quad (22)$$

Sendo:

f_i fração da vazão inferior turbinada (%)

Q_p vazão de projeto (m^3/s)

Q_{min} vazão mínima histórica (m^3/s)

Como para cada solução é determinado um f_i , conseqüentemente, será encontrada uma quantidade de unidades geradoras também para cada uma das três soluções.

Dessa forma, como resultado, obtém-se os dados técnicos apresentados na Tabela 5:

Tabela 5 - Parâmetros calculados para turbinas e geradores

Turbinas			
Parâmetro	Kaplan	Francis Simples	Francis Dupla
nq_A	nq_{A-K}	nq_{A-FS}	nq_{A-FD}
f_i	f_{i-K}	f_{i-FS}	f_{i-FD}
NGG	NGG_{-K}	NGG_{-FS}	NGG_{-FD}
Q_n	Q_{n-K}	Q_{n-FS}	Q_{n-FD}
Q_i	Q_{i-K}	Q_{i-FS}	Q_{i-FD}
h_{su}	h_{su-K}	h_{su-FS}	h_{su-FD}
Geradores			
Pares de polos (p)	p_{-K}	p_{-FS}	p_{-FD}
Rotação (n)	n_{-K}	n_{-FS}	n_{-FD}

3.1.6 Cálculo da Energia

Nesse item será apresentada forma de cálculo energético para cada opção encontrada, ou seja, uma para turbina Kaplan, e outras duas para Turbina Francis Simples e Dupla.

Uma vez que a vazão nominal de cada unidade geradora é um dado de entrada do modelo, para cada conjunto turbina-gerador pode ser inicialmente calculada a vazão nominal e vazão inferior turbinável (Q_{inf}), conforme abaixo:

$$Q_{inf} = f_i \cdot Q_p \quad (23)$$

Sendo:

f_i	fração da vazão inferior turbinada (%)
Q_p	vazão de projeto (m^3/s)

Já com base na curva de permanência das vazões históricas é possível calcular para cada percentil:

- Vazão histórica (Q);
- Vazão média histórica (Qm);
- Vazão turbinável (Qt);
- Vazão média turbinável (Qmt);
- Potência (P);
- Energia média (Em); e
- Fator de capacidade (FC).

3.1.1.5 Rendimento da turbina

Para definição do rendimento da turbina para cada vazão turbinada, considera-se uma relação do rendimento nominal em função da vazão turbinada, da fração mínima, sendo este

valor determinado uma redução máxima de 10% do valor do rendimento nominal, como pode ser visto na a Figura 36

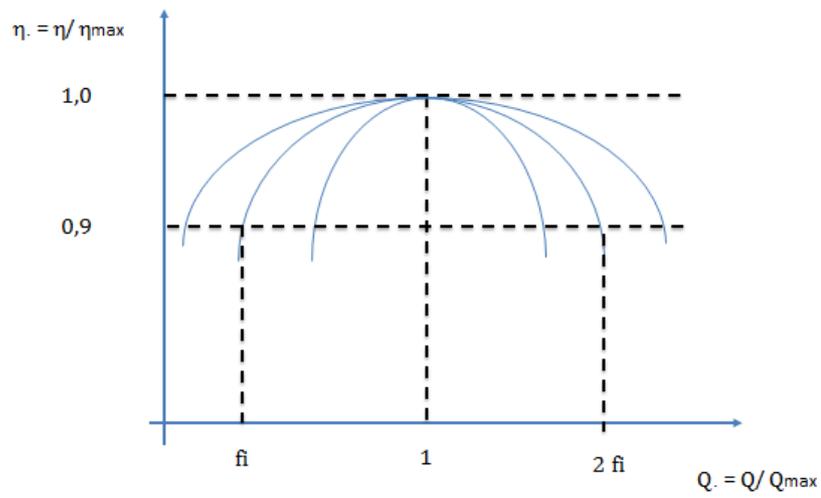


Figura 36 - Rendimento da turbina

Procedendo a uma mudança de coordenadas, vem:

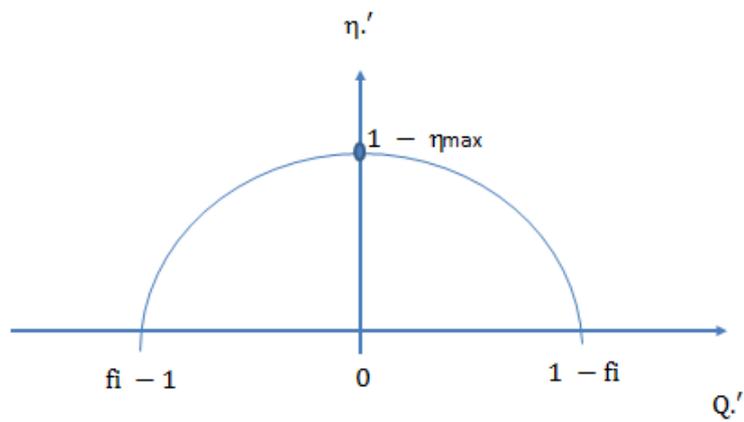


Figura 37 - Rendimento da turbina

Dessa forma, a equação para definição dos rendimentos para cada vazão turbinada é deduzida e apresentada conforme abaixo:

$$\eta = \eta_n \cdot \left[1 - \frac{\left(1 - \frac{\eta_{min}}{\eta_n}\right) \cdot \left(1 - \frac{Q}{Q_n}\right)^2}{(1 - fi)^2} \right] \quad (24)$$

Sendo:

η .	rendimento
η_n	rendimento nominal
η_{min}	rendimento mínimo
Q	vazão turbinada
Q_n	vazão nominal
fi	percentual da vazão inferior

Considerando:

$$y = a \cdot x^2 + b \cdot x + c \quad (25)$$

Para:

$$Q = 0; \eta = 0,1;$$

Então:

$$c = 0,1.$$

Para:

$$Q = fi - 1;$$

Então:

$$\eta = 0,1$$

Para:

$$Q = 1 - fi;$$

Então:

$$\eta = 0,1$$

Dessa forma, tem-se:

$$0 = a \cdot (fi - 1)^2 + b \cdot (fi - 1) + 0,1 \quad (26)$$

$$0 = a \cdot (1 - fi)^2 + b \cdot (1 - fi) + 0,1 \quad (27)$$

Isolando “a”, tem-se;

$$a = \frac{-0,1}{(fi - 1)^2} \quad (28)$$

Assim:

$$\eta = -0,1 - \frac{0,1}{(fi - 1)^2} \quad (29)$$

Logo,

$$\eta = -0,1 - \left[1 + \frac{1}{(1 - fi)^2} \right] \cdot Q^2 + 0,1 \quad (30)$$

Já para o rendimento do gerador, adota-se um valor fixo apresentado pelo fabricante.

A potência instalada (P) é obtida em função da vazão de projeto ou vazão máxima turbinável, queda líquida, rendimento do conjunto turbina gerador, conforme equação 31:

$$P = 9,81 \cdot Q_t \cdot H_l \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (31)$$

Sendo:

Q_t	vazão turbinada (m^3/s)
H_l	queda líquida (m)
η_T	rendimento da turbina
η_G	rendimento do gerador

Já para se obter a energia média (E_m), utiliza-se uma equação semelhante àquela utilizada para obter a potência, porém, considera-se, no caso da vazão, a vazão média, conforme equação 32.

$$E_m = 9,81 \cdot Q_m \cdot H_l \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (32)$$

Sendo:

Q_m	vazão média turbinada (m^3/s)
H_l	queda líquida (m)
η_T	rendimento da turbina
η_G	rendimento do gerador

Dentre as alternativas relacionadas a cada percentil, adota-se como escolha da melhor opção o chamado “percentil de corte”, sendo aquele correspondente à potência máxima com a maior energia produzida, não refletindo, necessariamente, o maior fator de capacidade.

Na Tabela 6 apresenta-se os parâmetros calculados para cada solução com Turbinas Kaplan, Francis e Francis Dupla:

Tabela 6 - Parâmetros calculados para o percentil de corte

Turbinas			
Parâmetro	Kaplan	Francis Simples	Francis Dupla
Q (m³/s)	Q _K	Q _{FS}	Q _{FD}
Qm (m³/s)	Qm _K	Qm _{FS}	Qm _{FD}
Qn (m³/s)	Qn _K	Qn _{FS}	Qn _{FD}
P (kW)	P _K	P _{FS}	P _{FD}
Em (MWh)	Em _K	Em _{FS}	Em _{FD}
FC	FC _K	FC _{FS}	FC _{FD}

Dos valores obtidos, a energia média é um dado de entrada para se calcular o benefício econômico de cada solução, juntamente com os parâmetros que influenciam no custo da central, que serão abordados no Capítulo 4.

Como resultado da simulação energética obtém-se a curva de vazões turbináveis para a quantidade de grupos geradores definida na escolha. A Figura 38 apresenta como exemplo a curva a ser utilizada na motorização da central:

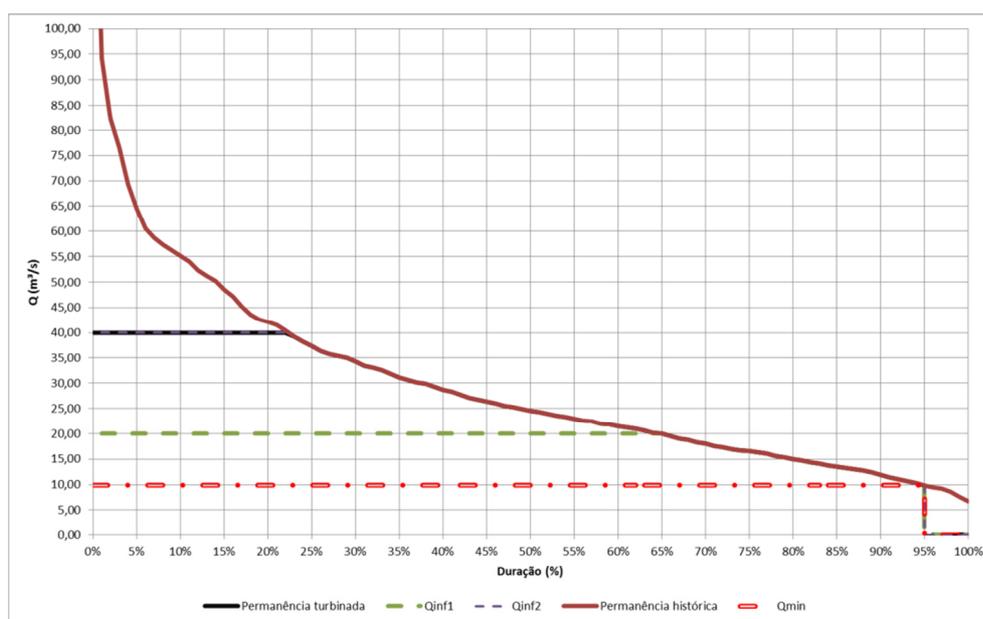


Figura 38 - Curva de permanência de vazões históricas e de vazões turbináveis

Dessa forma é possível avaliar que quando ocorre a motorização de uma máquina adicional, dependendo do campo operacional da turbina hidráulica, parte da vazão da curva de permanência é vertida, pois a vazão inferior dessa máquina adicional é maior do que a vazão afluente, portanto, a melhor solução é aquela onde ambas as curvas fiquem aderentes, sem a ocorrência de degraus.

Quando ocorre o descolamento das curvas e também vertimentos, parte da vazão deixa de ser turbinada. Isso acontece quando, geralmente, o “fi” da turbina é superior ao valor de 0,5 ou 50%, ou seja, a vazão inferior turbinável de uma máquina supera a vazão mínima histórica, ou quando a vazão afluente supera a turbinada da primeira máquina, mas o vertimento é insuficiente para ser turbinado pela segunda máquina, uma vez que a vazão inferior desta unidade é superior à vazão vertida.

A Figura 39 mostra um caso da motorização de uma PCH com quatro unidades geradoras, e um fi superior a 0,5. Especificamente no caso em tela, a vazão mínima histórica é também menor do que a vazão inferior da primeira máquina, o que não permite que a vazão inferior da primeira e da segunda máquinas não seja aproveitada:

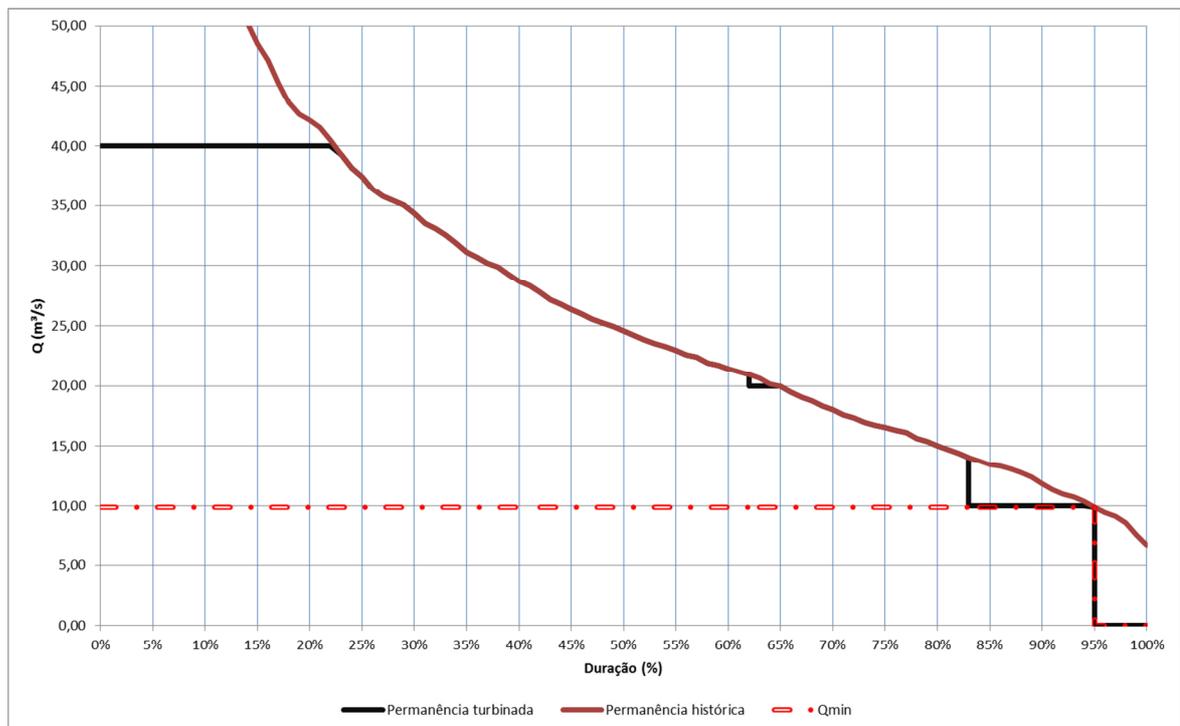


Figura 39 - Motorização com vertimentos

Com o objetivo de minimizar as perdas energéticas ocorridas devido a vertimentos, alguns fabricantes permitem que turbinas operem uma parcela de horas anuais na faixa abaixo da vazão inferior.

3.2 Vazões turbinadas abaixo da inferior

Conforme já apresentado, existem faixas de operação para cada tipo de turbina, sendo que a operação abaixo da vazão inferior, ou então horas excepcionais, poderá acarretar no processo de cavitação da turbina. Porém, alguns fabricantes de turbinas estipulam, em cláusulas de *performance* de seus contratos por certa quantidade de horas anuais de operação com vazões abaixo da vazão inferior. Dessa forma, adotando-se o período anual de horas em que a turbina possa operar abaixo da vazão inferior turbináveis, sem que ocorram danos (cavitação) no rotor da turbina, o que corresponde a um percentual do tempo do ano, é possível deslocar os pontos das vazões mínimas de cada turbina para a direita da curva, aproveitado assim, maior vazão turbinada e aumentando a produção de energia.

A seguir, na Tabela 7 é apresentado um exemplo, com Turbina Francis, quatro unidades geradoras, cujo f_i corresponde a um percentil “p1” da vazão nominal da curva de permanência:

Tabela 7 - Parâmetros calculados para turbina Francis

p1	T1	T2	T3	T4
Q_n (m ³ /s)	$Q_{n_{T1}}$	$Q_{n_{T2}}$	$Q_{n_{T3}}$	$Q_{n_{T4}}$
Q_{inf} (m ³ /s)	$Q_{inf_{T1}}$	$Q_{inf_{T2}}$	$Q_{inf_{T3}}$	$Q_{inf_{T4}}$
Permanência (%)	% _{T1}	% _{T2}	% _{T3}	% _{T4}
f_i (%)	$f_{i_{T1}}$	$f_{i_{T2}}$	$f_{i_{T3}}$	$f_{i_{T4}}$
E (MW m)	E_{T1}	E_{T2}	E_{T3}	E_{T4}

Para esse caso, a energia média é calculada (E_{p1}) em MW médios. Considerando as horas de operação excepcional e deslocando-se o ponto de vazão mínima na curva de permanência, alterando-se, portanto, a vazão turbinada para o percentil “p2” e, conseqüentemente, a energia produzida (E_{p2}). Na Tabela 8 é apresentado o resultado:

Tabela 8 - Parâmetros calculados para turbina Francis, com horas excepcionais

p2	T1	T2	T3	T4
Qn (m ³ /s)	Qn _{T1}	Qn _{T2}	Qn _{T3}	Qn _{T4}
Qinf (m ³ /s)	Qinf _{T1}	Qinf _{T2}	Qinf _{T3}	Qinf _{T4}
Permanência (%)	% _{T1}	% _{T2}	% _{T3}	% _{T4}
f _i (%)	f _i _{T1}	f _i _{T2}	f _i _{T3}	f _i _{T4}
E (MW m)	E _{T1}	E _{T2}	E _{T3}	E _{T4}

Devido à operação da central em caráter excepcional, ocorre a redução do f_i , e com isso, maior parte da vazão, anteriormente vertida, pode ser turbinada. Mantendo-se a mesma capacidade instalada da central ocorre o aumento da energia média produzida.

A - - Curva de permanência original Figura 40 e Figura 41 apresentam um comparativo entre as curvas de permanências original (f_i percentil “p1”) e aquela considerando as horas excepcionais (f_i percentil “p2”).

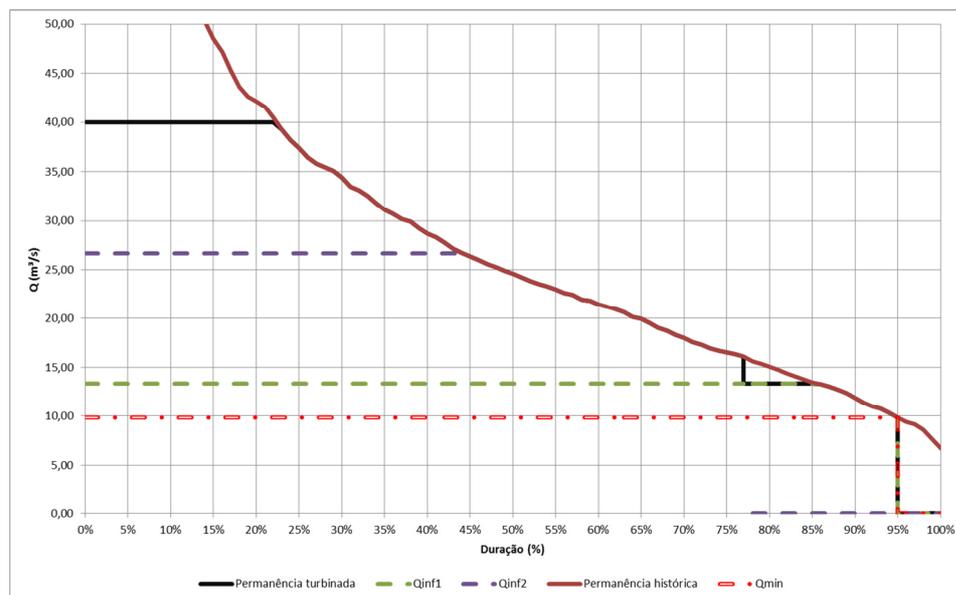


Figura 40 - - Curva de permanência original

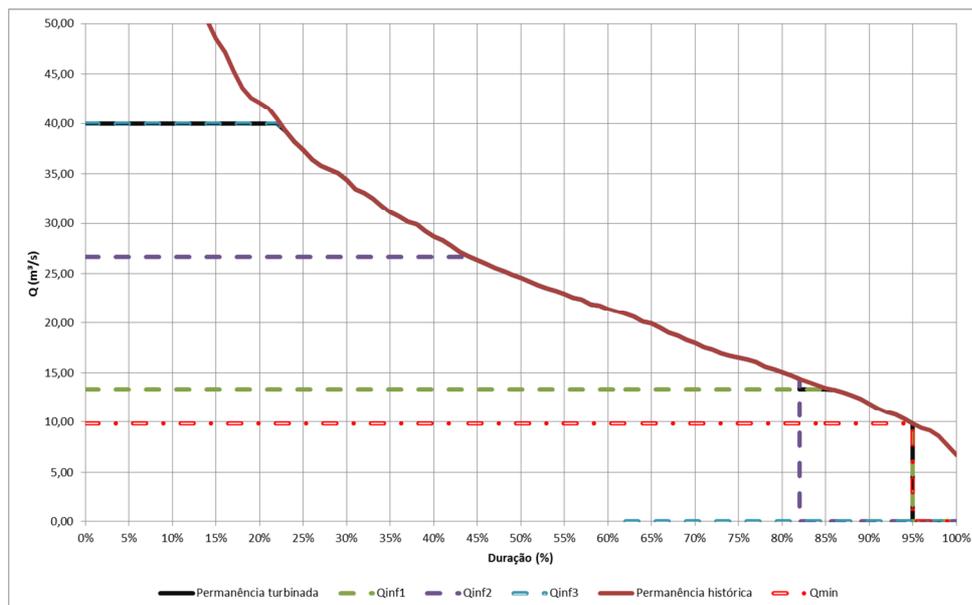


Figura 41 - Curva de permanência excepcional

Dessa forma, é possível observar que na motorização da primeira curva ocorrem vertimentos e já para a motorização das segunda, ocorre a redução da vazão vertida, uma vez que parte desse recurso é turbinado pela quantidade de horas excepcionais durante o ano.

4 FATORES QUE INFLUENCIAM NO CUSTO DA CENTRAL

Nesse capítulo serão descritos os fatores que influenciam no custo de investimento de uma central geradora. Porém, embora alguns componentes da central representem uma parcela significativa no custo global do empreendimento, a definição da quantidade de grupos geradores não altera seu custo global. Pode-se citar, como exemplo, o caso da barragem que independentemente da quantidade de unidades geradoras, sua dimensão e conseqüentemente, seu custo, não serão alterados.

Já quando ocorre alteração do número de unidades, ocorrem também alteração dos custos de outros componentes, e estes, por sua vez, influenciam diretamente no custo final do empreendimento, tanto pelas características técnicas dos equipamentos que alteram as dimensões dos mesmos quanto pela quantidade de grupos geradores que altera as dimensões das estruturas. Como exemplos, podem-se citar as dimensões de um gerador, que é influenciado diretamente pela potência aparente e pelo fator de potência, bem como as dimensões da casa de força influenciada diretamente pela quantidade grupos geradores ou pela altura de sucção da turbina.

Ressalta-se que neste trabalho, para fins de dimensionamento e estimativas no caso da turbina Francis são utilizados os mesmos métodos para a Francis Simples e Dupla.

4.1 Dimensionamento

4.1.1 Turbina Hidráulica

Depois de calculados todos os parâmetros técnicos das turbinas, o primeiro passo para a estimativa dos custos é determinar os respectivos diâmetros. Dessa forma para se determinar o diâmetro das turbinas Francis Simples e Dupla e Kaplan são calculadas de acordo com as equações a seguir:

$$D_{TF} = 24,786 \cdot \frac{\sqrt{H_b}}{n} + 0,685 \cdot \frac{\sqrt{Q_t}}{H_b^{1/4}} \quad (33)$$

Sendo:

DTF diâmetro do rotor da turbina Francis (m)

Hb queda bruta (m)

n rotação nominal (rpm)

Qt vazão turbinada (m³/s)

$$D_{TK} = 71,348 \cdot \frac{\sqrt{H_b}}{n} + 0,388 \cdot \frac{\sqrt{Q_t}}{H_b^{1/4}} \quad (34)$$

Sendo:

DTK diâmetro do rotor da turbina Kaplan (m)

Hb queda bruta (m)

n rotação nominal (rpm)

Qt vazão turbinada (m³/s)

4.1.2 Gerador

O dimensionamento de um gerador elétrico está diretamente relacionado aos seguintes fatores: sua potência aparente (Sn), rotação nominal (n) e fator de potência (Fp), conforme equação 11.

A potência aparente do gerador, por sua vez, proporcional às dimensões (largura e ao quadrado do diâmetro) e à rotação, sendo essa última inversamente proporcional ao número de polos. Caso uma solução técnica exija a utilização de um gerador com menos pares de polos, isso acarretará no aumento da rotação nominal e conseqüentemente, da dimensão do gerador.

Dessa forma, as dimensões do gerador, notadamente diâmetro e largura, podem ser calculadas pela fórmula 27 e 28, respectivamente:

$$D_G = 74.467 \cdot P_{Sn}^{0,185} \cdot n_n^{-0,61} \quad (35)$$

$$L_G = 98,88 \cdot P_{Sn}^{0,371} \cdot n_n^{0,229} \quad (36)$$

Sendo:

D_G	diâmetro do gerador (m)
L_G	largura do gerador (m)
P_{Sn}	Potência aparente (kVA)
n	rotação nominal (rpm)

4.1.3 Casa de Força

Nesse trabalho, a casa de força é dimensionada considerando uma aproximação geométrica dos equipamentos, utilizando a quantidade de grupos geradores para o cálculo da área, bem como a altura de sucção da turbina, possibilitando assim o cálculo do volume de escavação. Embora outros componentes fazem parte da casa de força, como cubículos, banco de baterias, gerador dieses, painéis etc. esses não farão parte da análise deste trabalho.

O dimensionamento da ocupação da turbina na casa de força é realizada em função do seu diâmetro, uma vez que esse é um dado conhecido, determina-se as demais dimensões por meio de semelhança geométrica.

Como pode ser demonstrado na Figura 42 para turbinas Kaplan, foram encontradas as seguintes relações:

$$L_{TK} = 5,00 \cdot D_{TK} \quad (37)$$

Sendo:

L_{TK} Largura da turbina Kaplan (m);

D_{TK} Diâmetro da turbina Kaplan (m)

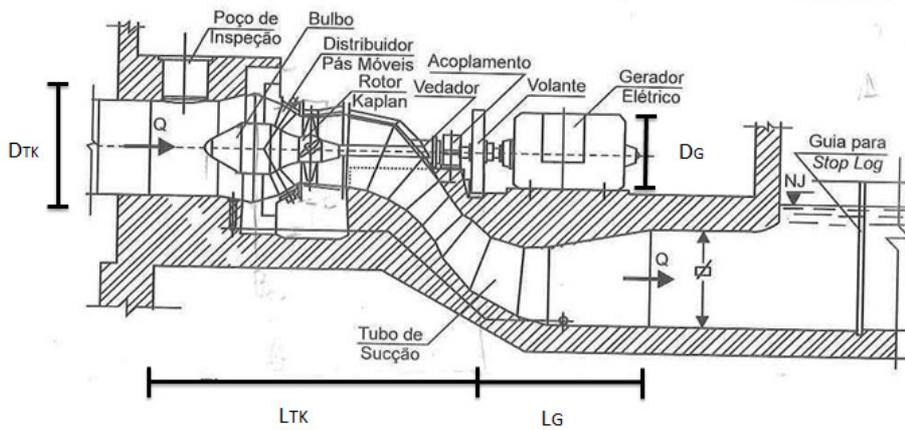


Figura 42 - Dimensões da turbina Kaplan

Fonte: Adaptado de SOUZA *et.alii.*, 2009

Foi considerado um espaçamento entre cada grupo gerador e este será utilizado no dimensionamento da casa de força, além da área de montagem de equipamentos.

Para a casa de força com turbinas Kaplan as dimensões da lateral (L_{LCF}) e frontal (L_{FCF}) da casa de força são determinadas conforme equações a seguir:

$$L_{LCF} = (L_G + L_{TK} + A_m) \quad (38)$$

$$L_{FCF} = e \cdot (NGG + 1) + (NGG \cdot D_G) \quad (39)$$

Sendo:

NGG número de grupos geradores

LG largura do gerador (m)

e	espaçamento (m)
DG	diâmetro do gerador (m)
LTK	largura da turbina Kaplan (m)
Am	área de montagem (m)

Já para turbinas Francis, como pode ser verificado na Figura 43, utiliza-se as equações 32 e 33:

$$L_{ATF} = 3,18 \cdot D_{TF} \quad (40)$$

$$L_{BTF} = 3,20 \cdot D_{TF} \quad (41)$$

Sendo:

L_{ATF}	largura do lado A da turbina (m)
L_{BTF}	largura do lado B da turbina (m)
D_{TF}	diâmetro da turbina Francis (m)

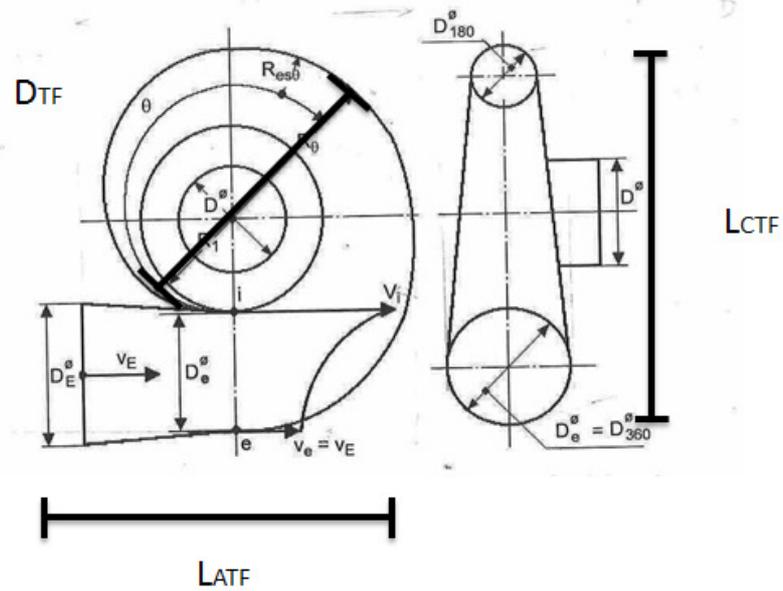


Figura 43 - Dimensões da turbina Francis

Fonte: Adaptado de (Souza *et.alii.*, 2009)

Para a casa de força com turbinas Francis, as dimensões da lateral e frontal da casa de força são determinadas pelas equações 34 e 35:

$$L_{LCF} = e \cdot (N_{GG} + 1) D_G + L_{CTF} + A_m \quad (42)$$

Sendo:

N_{GG} número de grupos geradores

D_G diâmetro do gerador (m)

L_{CTF} largura lateral da turbina Francis (m)

A_m área de montagem (m)

$$L_{FCF} = (e + L_{ATF}) \quad (43)$$

Sendo:

e espaçamento (m)

L_{ATF} largura frontal da turbina Francis (m)

De posse das dimensões laterais é possível calcular o volume de escavação da casa de força para todos os casos, multiplicando a área pela altura de sucção, conforme equação 36.

$$V_{ECF} = (L_{LCF} \cdot L_{FCF}) \cdot h_{su} \quad (44)$$

Para todo $h_{su} < 0$

Sendo:

V_{ECF} volume de escavação da casa de força (m^3)

L_{LCF} largura lateral da casa de força (m)

L_{FCF} largura frontal da casa de força (m)

Neste trabalho será considerado o custo para o volume de escavação associado a cada altura de sucção negativa. Portanto, se esse parâmetro apontar para um valor positivo, o custo de escavação será igual à zero. O volume da casa de força é diretamente influenciado pela altura de sucção, portanto, se uma solução com melhor aproveitamento energético indique a utilização de uma turbina cuja altura de sucção negativa maior, o aumento do custo pode não viabilizar esta solução.

4.1.4 Conduto Forçado

Para o cálculo do diâmetro é utilizada a equação demonstrada no capítulo 3. Neste trabalho, será adotado que um conduto forçado poderá atender até três unidades geradoras, sendo que caso a solução aponte para uma quarta máquina, haverá a necessidade da instalação do segundo conduto, ambos de menor diâmetro, pois a vazão unitária corresponderá à metade da vazão de projeto da central.

$$De = 123,7 \sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_t}} \quad (45)$$

Sendo:

D_e diâmetro econômico do conduto (cm)

Q descarga de projeto (m^3/s)

$H_t = H_b + h_s$ carga hidráulica total sobre o conduto (m), igual à soma da queda bruta (H_b) com sobrepressão devida ao golpe de aríete (h_s) (m)

Já quanto ao comprimento do conduto forçado, considera-se a divisão em trechos ou tramos. Para cada tramo é calculada uma espessura mínima correspondente, conforme equação 5

A espessura total adotada será a espessura calculada somada da sobresspesura, conforme equação 39:

$$e_{Total} = e_{min} \cdot S \quad (46)$$

Sendo:

e_{Total} espessura total (cm)

e_{min} espessura mínima (cm)

s sobresspessura (cm)

Na sequência, com base no tipo do material a ser utilizado para fabricação do conduto e a espessura total calculada, é possível encontrar em tabelas divulgadas pelos fabricantes o tipo de bitola MSG (*Metric Standard Gauge*), bem como o peso em kg/m². A seguir, na Tabela 9 é apresentado um exemplo de tabela MSG para o material chapa fina a frio:

Tabela 9 – Valores MSG – Chapas finas à frio

Bitola	Espessura		Peso
	mm	pol	
MSG			Kg/m ²
16	1,52	0,060	12,206
17	1,37	0,054	10,985
18	1,21	0,048	9,785
19	1,06	0,048	8,544
20	0,91	0,036	7,732
21	0,84	0,033	6,713
22	0,76	0,030	6,103
23	0,68	0,027	5,493
24	0,61	0,024	4,882
25	0,53	0,021	4,272
26	0,46	0,018	3,662
27	0,42	0,016	3,357
28	0,38	0,015	3,052
29	0,34	0,014	2,746
30	0,31	0,012	2,441

Fonte: Adaptado de CELWA (2015)

Para cada tramo é calculado o seu respectivo peso, conforme equação 40:

$$P_{Tramo} = 2 \cdot \pi \cdot \frac{D}{2} \cdot L \cdot \sigma_{ad} \quad (47)$$

Sendo:

P_{Tramo}	peso do tramo (kg)
D	diâmetro do conduto (m)
L	comprimento do tramo (m)
σ_{ad}	tensão admissível (kg/m^2)

Na Figura 44 é possível demonstrar um conduto forçado separado em dois tramos:



Figura 44 - Conduto forçado

A soma dos pesos dos tramos de um conduto corresponde ao seu peso total.

Para este trabalho foi considerado que um conduto pode atender até três turbinas. Acima de duas turbinas deverá ser adicionado mais um conduto.

4.2 Estimativa de custos

4.2.1 Turbina

Neste trabalho para determinar os custos da turbina foi realizada uma adaptação da metodologia utilizada pela EPE (2012) para o cálculo do valor de reposição de empreendimentos de geração de energia elétrica, objetos da renovação das concessões de usinas hidrelétricas. Essa metodologia considera um banco de dados de projetos existentes (em diversas fases de concepção), sendo que para cada tipo de turbina, obtém-se a relação entre a potência ativa da pela raiz quadrada da rotação nominal $MW/(rpm^{0.5})$. Com isso, caso a curva definida possuir uma forte correlação entre esses dois parâmetros, a partir desta, a respectiva equação.

Foram utilizados os dados de um banco de usinas, tanto de turbinas Francis, como de turbinas Kaplan para determinar a relação apresentada acima, bem com apresentados seus respectivos custos.

4.2.2 Geradores

Analogamente, para a estimativa dos custos do gerador, foi utilizada também a metodologia empregada pela EPE (2012). Porém, neste caso, a relação considerada é entre a potência aparente do gerador pela raiz quadrada da rotação nominal $MVA/(rpm^{0.5})$. Independente da opção escolhida para turbina, foram considerados os geradores de todos os tipos de turbinas dos 32 projetos em análise.

A exemplo do ocorrido para o caso das turbinas hidráulicas, a equação de custo encontrada para os custos dos geradores deve apresentar uma boa correlação.

4.2.3 Casa de Força

Neste trabalho, foi considerado o custo adicional de escavação, em função da altura se sucção da turbina encontrada em cada solução. Neste trabalho, adotaram-se como custo unitário de escavação, informações obtidas via mercado.

Dessa forma, para definir o custo de escavação multiplica-se o volume a ser escavado, conforme apresentado na equação 48:

$$C_{ECF} = V_{ECF} \cdot C_{UCF} \quad (48)$$

Sendo:

C_{ECF} custo de escavação da casa de força (R\$)

V_{ECF} volume de escavação da casa de força (m³)

C_{UCF} custo unitário de escavação da casa de força (R\$/kg)

4.2.4 Conduto Forçado

Para determinação do custo do conduto forçado considera-se o peso total calculado conforme equação 40, multiplicado pelo custo do material considerado para instalação no empreendimento, que pode ser obtido por meio de informações de mercado.

O custo total corresponde à soma dos custos de cada tramo do conduto forçado.

4.2.5 Demais Custos

Já quanto aos custos que não se alteram por alterações na quantidade de grupos geradores, será adotado um valor unitário fixo, também com base em informações de mercado.

5 ESTUDO DE CASO

Nesse capítulo será apresentado um estudo de caso da aplicação da metodologia descritas nos Capítulos 3 e 4, ou seja, a determinação da quantidade de grupos geradores para um projeto de PCH cujos parâmetros técnicos, notadamente vazão de projeto e queda bruta apontam para solução para utilização de turbinas do tipo Kaplan, Francis Simples e Francis Dupla.

Os parâmetros do caso analisado, notadamente está aderente ao range de aplicação do diagrama de turbinas hidráulicas apresentado no Capítulo 3.

A seguir, na Tabela 10 são apresentados os dados do projeto, localizado no interior do estado do Rio de Janeiro:

Tabela 10 – Parâmetros de projeto

Parâmetro	Valor
Queda bruta (Hb)	70 m
Vazão de projeto (Qp)	40 m ³ /s
Altitude (z)	500 m
Perda de carga (hs)	5,6%

5.1 Vazões

A série histórica do projeto possui dados de vazões do período correspondente de 1950 a 2013 e pode ser encontrada no Anexo I deste trabalho. Com base na série é possível definir as vazões mínima histórica (Q_{95}), média de longo termo (Q_{MLT}), conforme apresentado na Tabela 11:

Tabela 11 – Vazões calculadas

Vazão mínima histórica Q_{95} (Q_{\min})	9,85 m ³ /s
Vazão média de longo termo (Q_{MLT})	26,54 m ³ /s

5.2 Dados da turbina e gerador

Os dados referentes à turbina e ao gerador que servirão para definir a quantidade de grupos geradores são rotação específica (nqA), incluindo seus valores máximo e mínimo, coeficiente de Thoma, altura de sucção e percentual inferior da vazão turbinada.

Já a rotação da turbina e gerador é definida em função da quantidade de pares de polos do gerador, uma vez que a premissa adotada neste trabalho é que no caso de turbina Kaplan, não há a instalação de multiplicador de velocidades.

Assim, em primeiro lugar é preciso definir os limites mínimo e máximo das rotações específicas. Na Tabela 12 - Limites para nqA Tabela 12 são apresentados os valores:

Tabela 12 - Limites para nqA

Kaplan		Francis Simples e Dupla	
nqA_{sup}	nqA_{inf}	nqA_{sup}	nqA_{inf}
321,8	258,8	282,8	137,7

Dessa forma, para cada tipo de turbina são calculados os parâmetros descritos acima, para diversos pares de polo, apresentados na Tabela 13, Tabela 14 e Tabela 15, para turbinas Kaplan, Francis Simples e Francis Dupla, respectivamente, destacando que para a turbina Kaplan, o σ corresponde ao valor de 0,25:

Tabela 13 - Parâmetros para escolha do NGG – Turbina Kaplan

Pares de polos	n (rpm)	nqA	hsu (m)	σ
1	3600	1974,7	-516,40	341.101,885
2	1800	987,3	-146,93	91,417
3	1200	658,2	-67,50	5,894
4	900	493,7	-37,08	1,497
5	720	394,9	-22,06	0,658
6	600	329,1	-13,47	0,380
7	514,3	282,1	-8,06	0,257
8	450	246,8	-4,43	0,191
9	400	219,4	-1,85	0,152
10	360	197,5	0,04	0,127
11	327,3	179,5	1,48	0,109
12	300	164,6	2,59	0,096
13	276,9	151,9	3,48	0,087
14	257	141,0	4,20	0,079
15	240,0	131,6	4,79	0,073

Tabela 14 - Parâmetros para escolha do NGG – Turbina Francis
Simples

Pares de polos	n (rpm)	nqA	fi	hsu (m)	fi
1	3600	1396,3	-2,60	195.783,04	2.757,64
2	1800	698,2	0,48	-574,20	8,22
3	1200	465,4	0,77	-74,60	1,18
4	900	349,1	0,78	-22,47	0,45
5	720	279,3	0,74	-8,42	0,25
6	600	232,7	0,70	-2,70	0,17
7	514,3	199,5	0,65	0,23	0,13
8	450	174,5	0,62	1,95	0,10
9	400	155,1	0,59	3,06	0,09
10	360	139,6	0,56	3,82	0,08
11	327,3	126,9	0,54	4,38	0,07
12	300	116,4	0,52	4,80	0,06
13	276,9	107,4	0,50	5,13	0,06
14	257	99,7	0,48	5,40	0,06
15	240,0	93,1	0,47	5,61	0,05

Tabela 15 - Parâmetros para escolha do NGG – Turbina Francis Dupla

Pares de polos	n (rpm)	nqA	fi	hsu (m)	σ
1	3600	1140,1	-1,08	-23156,66	326,282
2	1800	570,0	0,69	-191,35	2,827
3	1200	380,0	0,79	-31,84	0,581
4	900	285,0	0,75	-9,30	0,263
5	720	228,0	0,69	-2,23	0,164
6	600	190,0	0,64	0,92	0,119
7	514,3	162,9	0,60	2,63	0,095
8	450	142,5	0,57	3,69	0,080
9	400	126,7	0,54	4,39	0,070
10	360	114,0	0,51	4,89	0,063
11	327,3	103,6	0,49	5,27	0,058
12	300	95,0	0,48	5,55	0,054
13	276,9	87,7	0,46	5,78	0,051
14	257	81,4	0,45	5,96	0,048
15	240,0	76,0	0,43	6,11	0,046

Dentre as possibilidades apresentadas nas tabelas acima, somente serão válidas aquelas que apresentarem valores de nqA dentro dos limites mínimo e máximo, descartando-se assim, as demais opções.

No caso da turbina Kaplan, apenas a solução com sete pares de polos é factível, pois o nqA situa-se dentro da faixa dos limites. Já para o caso da Turbina Francis Simples, as soluções vão de cinco a dez pares de polos, sendo que por fim, para o caso da Turbina Francis Dupla, as soluções possíveis são com quatro a oito pares de polo.

5.3 Definição do f_i e do NGG

Como já apresentado anteriormente, neste trabalho, o φ para turbina Kaplan é definido como sendo 0,25, desde que o nqA esteja dentro da faixa dos limites. Já para as opções Francis, é necessária a realização de um processo iterativo. Uma vez que o f_i pode alterar o número de máquinas e os demais parâmetros.

Dessa forma, com o f_i escolhido para cada opção, bem como o número de grupos geradores definidos aplicando a inequação apresentado no Capítulo 3 são apresentados na Tabela 16:

Tabela 16 - Definição do f_i e NGG

Turbina	Pares de polos	n (rpm)	nqA	f_i	hsu (m)	NGG
Kaplan	7	514,3	282,1	0,25	-8,06	2
Francis S	6	600	232,7	0,70	-2,70	4
Francis D	7	514,3	162,9	0,60	2,63	3

Destaca-se que em função da vazão da turbina Francis Dupla ser a metade da vazão da Francis Simples, altera o valor do nqA e conseqüentemente, o valor do f_i . Já a opção utilizando turbina Kaplan apresenta uma altura de sucção negativa superior a oito metros, enquanto a solução com a turbina Francis Dupla apresenta uma altura de sucção positiva.

5.4 Calculo energético

Uma vez definidos os parâmetros acima, parte-se para o cálculo da energia. Em primeiro lugar, para cada percentil da curva de permanência são calculados parâmetros como a vazão correspondente, vazão média, vazão total turbinada por máquina e vazão média turbinada.

Posteriormente, ainda para cada percentil da curva de permanência é calculado o número de máquinas, rendimento do conjunto turbina-gerador, potência energia média, fator de capacidade associados a cada vazão calculada, conforme parágrafo anterior.

Como já apresentado no Capítulo 3, a solução escolhida será correspondente ao chamado percentil de corte, ou seja, o menor que corresponderá à potência máxima, que para ambos todos os casos, corresponde ao percentil de 22%.

Na Tabela 17 são apresentados os parâmetros energéticos calculados para cada solução:

Tabela 17 - Parâmetros energéticos

	Kaplan	Francis Simples	Francis Dupla
Percentil	22%	22%	22%
Vazão Q (m ³ /s)	40,46	40,46	40,46
NGG	2	4	3
Vazão média Qm (m ³ /s)	22,52	22,52	22,52
Vazão turbinada UG1 (m ³ /s)	20,00	10,00	13,33
Vazão turbinada UG 1+2+3 (m ³ /s)	40,00	20,00	36,67
Vazão turbinada UG 1+2+3 (m ³ /s)	-	30,00	40,00
Vazão turbinada UG 1+2+3+4 (m ³ /s)	-	40,00	-
Vazão turbinada total (m ³ /s)	40,00	40,00	40,00
Vazão média turbinada (m ³ /s)	25,40	25,51	25,31
Percentual da vazão inferior	25,0%	69,5%	60,0%
Vazão inferior UG1 (m ³ /s)	5,00	6,95	8,00
Vazão inferior UG1+2 (m ³ /s)	10,00	13,91	15,99
Vazão inferior UG1+2+3 (m ³ /s)	-	20,86	23,99
Vazão inferior UG1+2+3+4 (m ³ /s)		27,81	-
Rendimento GG	93%	93%	93%
Potência (MW)	22,01	22,01	22,01
Energia média (MW médio)	13,98	14,04	13,93
Fator de capacidade	64%	64%	63%

Das opções calculadas acima, aquela que apresenta a melhor energeticamente é a Turbina Francis Simples com 14,04 MW médios contra 13,93 MW médios da Francis Dupla e 13,98 MW médios da Kaplan.

Na Figura 45, Figura 46 e Figura 47 são apresentadas as curvas de motorização das três soluções:

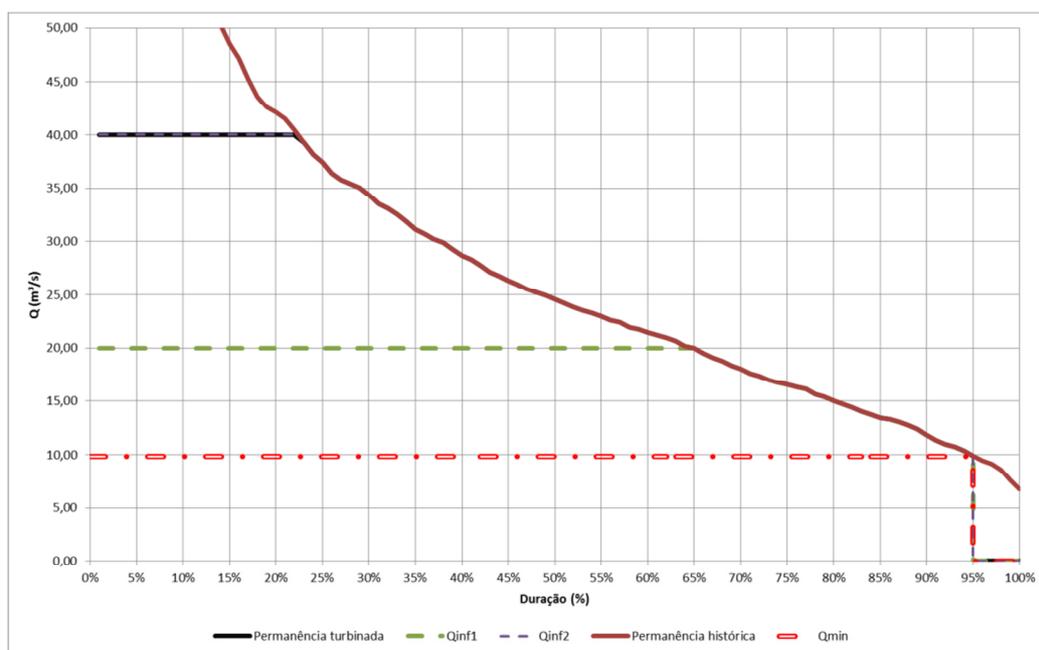


Figura 45- Curva de vazões para a turbina Kaplan

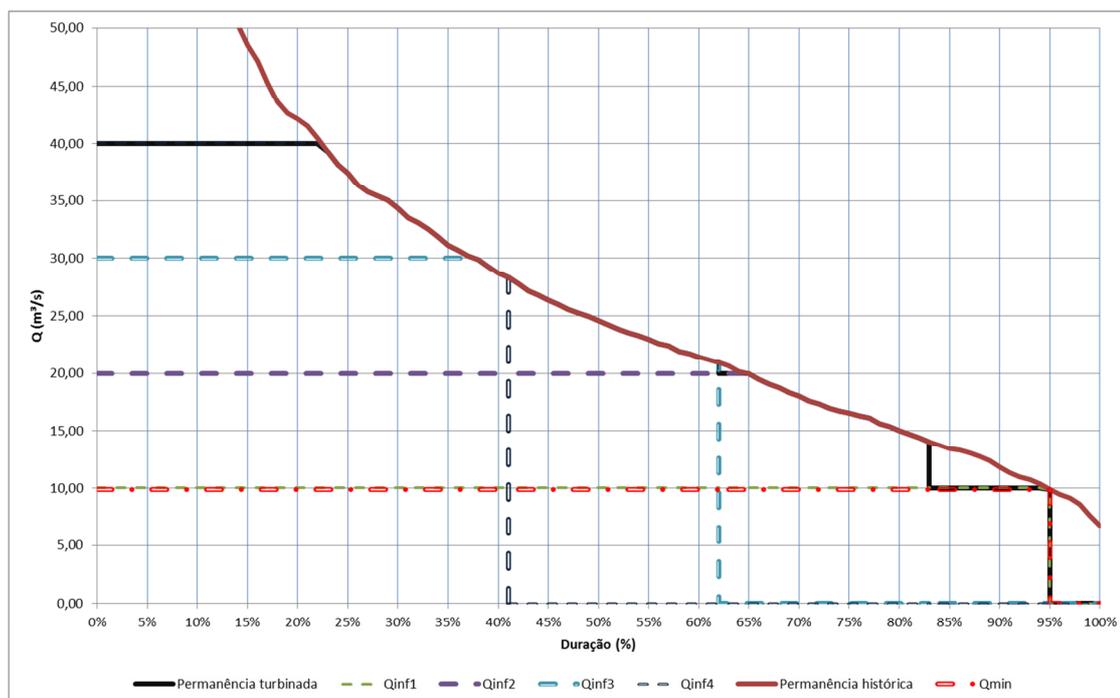


Figura 46 - Curva de vazões para a turbina Francis Simples

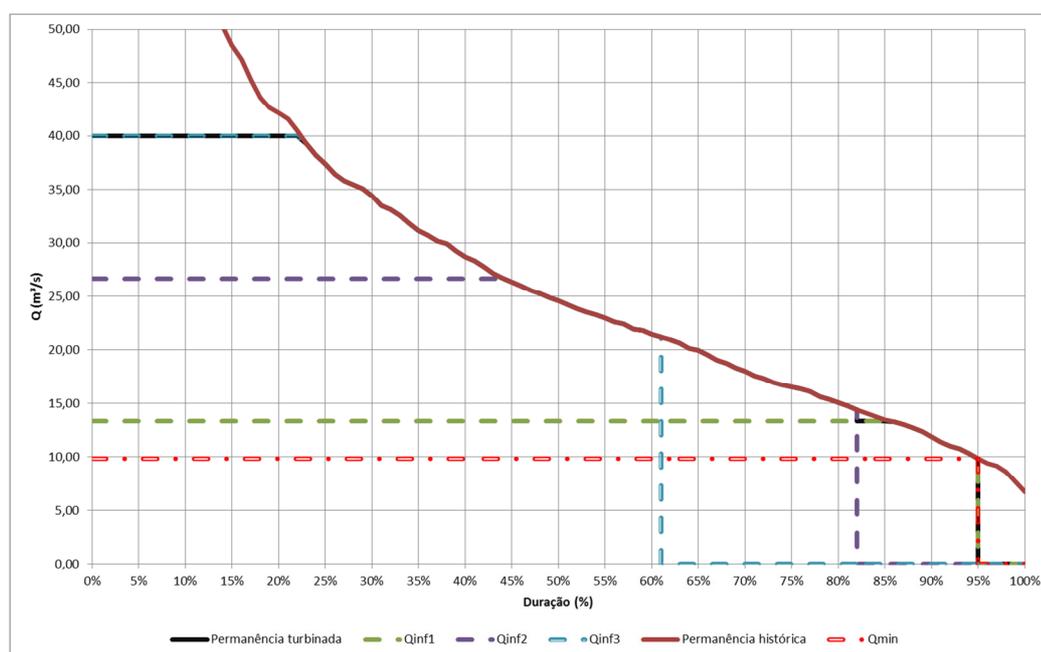


Figura 47 - Curva de vazões para a turbina Francis Dupla

Uma vez calculadas as energias médias, conforme proposto em metodologia do Capítulo 3, será analisada a possibilidade de se considerar como fator adicional do cálculo, as vazões excepcionais turbinadas por um determinado período de tempo, neste caso, 400 horas

anuais. Considerando essa quantidade de horas anuais ocasionará um deslocamento do “fi” na curva de permanência em torno de 5%, propiciando, assim, que a maior parte da vazão afluente seja turbinada, ocorrendo, conseqüentemente, ganho energético.

Na Figura 45, Figura 46 e Figura 47 são apresentadas as curvas de motorização das três soluções:

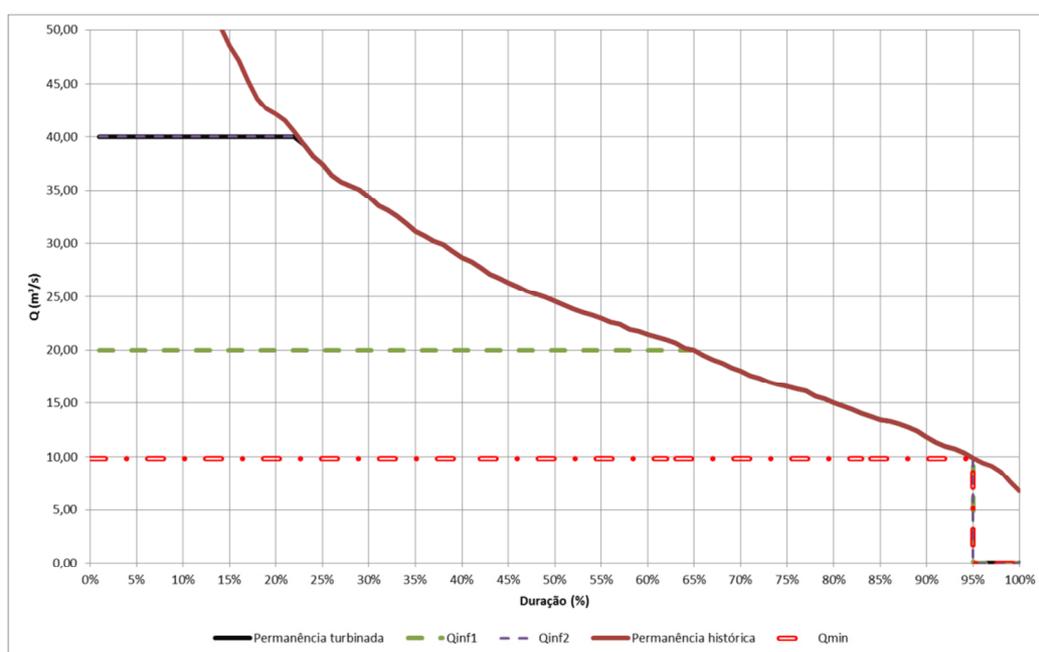


Figura 48- Curva de vazões para a turbina Kaplan (horas excepcionais)

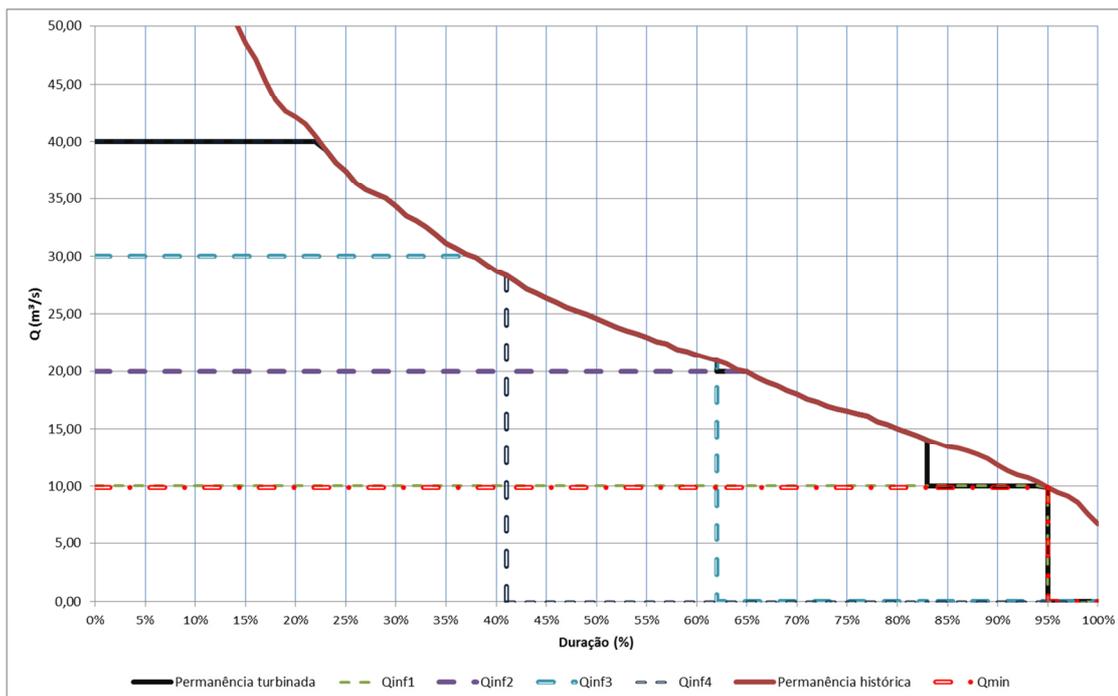


Figura 49 - Curva de vazões para a turbina Francis Simples (horas excepcionais)

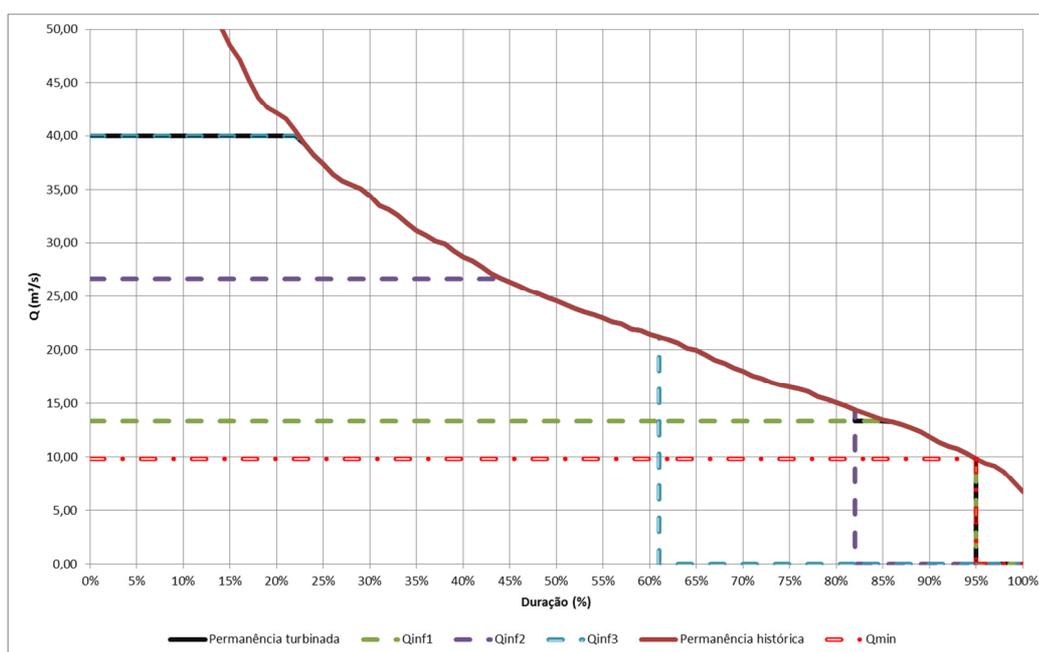


Figura 50 - Curva de vazões para a turbina Francis Dupla (horas excepcionais)

Na Tabela 18, Tabela 19 e Tabela 20, são apresentados os resultados comparativos dos valores iniciais e aqueles com alteração do fi e das vazões inferiores:

Tabela 18 - Resultados comparativos para turbina Kaplan

	Original	Excepcional
Fração da vazão inferior	25,0%	23,4%
Vazão inferior UG1 (m ³ /s)	5,00	5,00
Vazão inferior UG1+2 (m ³ /s)	10,00	9,36
Energia média (MW médio)	13,98	14,02
Fator de capacidade	64%	64%

Tabela 19 - Resultados comparativos para turbina Francis
Simples

	Original	Excepcional
Fração da vazão inferior	70,0%	67,7%
Vazão inferior UG1 (m ³ /s)	6,95	6,95
Vazão inferior UG1+2 (m ³ /s)	13,91	13,30
Vazão inferior UG1+2+3 (m ³ /s)	20,86	20,50
Vazão inferior UG1+2+3+4 (m ³ /s)	27,81	26,50
Energia média (MW médio)	14,04	14,06
Fator de capacidade	64%	64%

Tabela 20 - Resultados comparativos para turbina Francis Dupla

	Original	Horas excepcionais
Fração da vazão inferior	60,0%	53,2%
Vazão inferior UG1 (m ³ /s)	8,00	7,09
Vazão inferior UG1+2 (m ³ /s)	14,13	13,44
Vazão inferior UG1+2+3 (m ³ /s)	21,20	21,13
Energia média (MW médio)	13,93	13,98
Fator de capacidade	63%	64%

Considerando a vazão excepcional há ganho energético em todas as soluções, sendo que para a solução Kaplan o ganho corresponde a 0,29%, Francis Simples, 0,14% e Francis Dupla 0,47%.

5.5 Custos influenciados pela quantidade de grupos geradores

5.5.1 Dimensionamento

5.5.1.1 Turbina Kaplan

Considerando o apresentado no Capítulo 4 o diâmetro da turbina Kaplan é obtido pela equação 49:

$$D_{TK} = 1,77 \text{ m} \quad (49)$$

5.5.1.2 Turbina Francis

Analogamente, obtém-se os diâmetros para as turbinas Francis Simples e Dupla:

$$D_{TFS} = 1,09 \text{ m} \quad (50)$$

$$D_{TFD} = 1,27 \text{ m} \quad (51)$$

5.5.2 Gerador

Para este trabalho, foi considerado para o fator de potência do gerador, o valor de 0,9. Dessa forma, como a potência ativa da turbina é de 22,01 MW, o valor da potência aparente (S_n) do gerador é de 24,46 MVA. Como já apresentado no Capítulo 4, o dimensionamento de um gerador elétrico está diretamente pela potência aparente, rotação nominal (n) e fator de potência (F_p). O diâmetro e a largura do gerador são definidos utilizando as equações 45 a 50:

- Kaplan

$$D_{GK} = 2,99 \text{ m} \quad (52)$$

$$L_{Gk} = 1,35 \text{ m} \quad (53)$$

- Francis Simples

$$D_{GFS} = 2,72 \text{ m} \quad (54)$$

$$L_{GFS} = 1,40 \text{ m} \quad (55)$$

- Francis Dupla

$$D_{GFD} = 2,99 \text{ m} \quad (56)$$

$$L_{GFD} = 1,35 \text{ m} \quad (57)$$

5.5.3 Casa de Força

Como já abordado anteriormente, nesse trabalho, a casa de força é dimensionada considerando uma aproximação geométrica dos equipamentos, utilizando a quantidade de grupos geradores, para o cálculo da área, bem como a altura de sucção da turbina, possibilitando assim, o cálculo do volume de escavação.

Antes de se calcular as dimensões lateral e frontal da casa de força, restam calcular as dimensões faltantes das turbinas, definidas em função do diâmetro. Dessa forma, as dimensões da casa de força utilizando turbina Kaplan são obtidas conforme equações 51 a 53.

$$L_{TK} = 8,85 \text{ m} \quad (58)$$

Considerando um espaçamento de 3,0 m entre grupos geradores, bem como uma largura de 5,0 m para a área de montagem tem-se:

$$L_{LCF} = 15,19 \text{ m} \quad (59)$$

$$L_{FCF} = 11,92 \text{ m} \quad (60)$$

Dessa forma, é possível calcular a área da casa de força, bem como o volume de escavação, uma vez que foi definida a altura de sucção para esta solução sendo 8,06 m.

$$V_{ECF} = 1.465,87 \text{ m}^3 \quad (61)$$

Já para turbinas Francis Simples e Dupla, são calculadas as dimensões, conforme equações 55 a 56.

- Francis Simples

As dimensões da turbina calculadas em função do diâmetro são:

$$L_{ATF} = 3,48 \text{ m} \quad (62)$$

$$L_{BTF} = 3,50 \text{ m} \quad (63)$$

Assim, o próximo passo é calcular as dimensões da lateral e frontal da casa de força são determinadas conforme equações 57 a 58.

$$L_{LCF} = 21,22 \text{ m} \quad (64)$$

$$L_{FCF} = 8,48 \text{ m} \quad (65)$$

Dessa forma, é possível calcular a área da casa de força, bem como o volume de escavação, uma vez que foi definida a altura de sucção para esta solução sendo 2,70 m:

$$V_{ECF} = 458,30 \text{ m}^3 \quad (66)$$

- Francis Dupla

As dimensões da turbina calculadas em função do diâmetro são:

$$L_{ATF} = 4,04 \text{ m} \quad (67)$$

$$L_{BTF} = 4,06 \text{ m} \quad (68)$$

Assim, o próximo passo é calcular as dimensões da lateral e frontal da casa de força são determinadas conforme equações 62 e 63.

$$L_{LCF} = 20,04 \text{ m} \quad (69)$$

$$L_{FCF} = 9,03 \text{ m} \quad (70)$$

Diferente dos dois primeiros casos, a altura de sucção para a solução com Francis Dupla é positiva. Dessa maneira não há volume adicional de escavação a ser considerado, portanto o V_{ECF} é igual a zero, já que foi definida a altura de sucção para esta solução sendo 2,70 m.

$$V_{ECF} = 0,00 \text{ m}^3 \quad (71)$$

5.5.4 Conduto forçado

O diâmetro econômico do conduto forçado da pequena central será calculado utilizando a equação demonstrada no capítulo 3, conforme abaixo, para as três soluções. Como a solução utilizando Francis Simples apresenta mais de três grupos geradores, será considerada a instalação de dois condutos, sendo a vazão aduzida correspondendo à metade da vazão de um conduto. O diâmetro econômico do conduto forçado para as soluções Kaplan e Francis Dupla, com duas e três unidades geradoras:

$$De = 123,7 \sqrt[7]{\frac{(40,00 \text{ m}^3/\text{s})^3}{85,2 \text{ m}}} \quad (72)$$

Uma vez que $H_t = H_b + h_s$, foi adotado o valor de 20% para h_s .

Logo, para turbinas Kaplan e Francis Simples, temos:

$$De = 2,77 \text{ m} \quad (73)$$

Já para a turbina Francis Dupla, cuja solução aponta para o uso de dois condutos forçados, tem-se:

$$De = 1,38 \text{ m} \quad (74)$$

Dessa forma, é necessário adotar alguns parâmetros técnicos do conduto forçado, conforme abaixo:

Comprimento L (m): 75,00 m

Tramos: quatro, sendo 25,00 m cada unidade

Material: aço

Tensão admissível: 1.700 kg/cm²

Sobrespessura do conduto: 0,10 cm

Para cada tramo, são definidas as respectivas espessuras mínimas com base na equação apresentado no capítulo 4, sendo que, em função do diâmetro, serão calculadas espessuras mínimas para as turbinas Kaplan e Francis Dupla, conforme apresentado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Tabela 21 - Características do conduto forçado – Turbinas Kaplan e Francis Dupla

Tramo	Pressão (kgf/cm ²)	Diâmetro (cm)	Tensão admissível (kgf/cm ²)	Espessura mínima (cm)	Sobresspessura (cm)	Espessura (cm)
0 – 25,00 m	1,50	276,55	1.700	0,12	0,10	0,30
25,01 – 50,00 m	3,00	276,55	1.700	0,24	0,10	0,40
50,00 – 75,00 m	3,20	276,55	1.700	0,26	0,10	0,40

Já para a turbina Francis Simples, cujo diâmetro do conduto é a metade do diâmetro das demais soluções, os valores das espessuras calculadas são apresentados a seguir na Tabela 22:

Tabela 22 - Características do conduto forçado – Turbina Francis Simples

Tramo	Pressão (kgf/cm ²)	Diâmetro (cm)	Tensão admissível (kgf/cm ²)	Espessura mínima (cm)	Sobresspessura (cm)	Espessura (cm)
0 – 25,00 m	1,50	138,27	1.700	0,06	0,10	0,20
25,01 – 50,00m	3,00	138,27	1.700	0,12	0,10	0,30
50,00 – 75,00 m	3,20	138,27	1.700	0,13	0,10	0,30

Na sequência, com base nas espessuras calculadas, encontra-se a bitola MSG, bem como o peso em kg/m² do material, no caso o aço, para cada tramo. Por fim são calculados os respectivos pesos de cada tramo, sendo que a soma dos pesos dos tramos de um conduto corresponde ao seu peso total. Na Tabela 23 são apresentados os pesos dos condutos utilizados para turbina Kaplan e Francis Dupla e na Tabela 24, para Francis Simples:

Tabela 23 - Peso do conduto – Turbinas Kaplan e Francis Dupla

Tramo	Espessura (cm)	Peso do aço (kg/m ²)	Peso da peça (kg)
0 – 25,00 m	0,20	15,26	4.639,40
25,01 – 50,00m	0,30	30,52	6.628,96
50,00 – 75,00 m	0,30	30,52	6.628,96
0 – 75,00 m	-	-	17.897,32

Tabela 24- Peso do conduto – Turbinas Kaplan e Francis Dupla

Tramo	Espessura (cm)	Peso do aço (kg/m ²)	Peso da peça (kg)
0 – 25,00 m	0,20	15,26	1.657,24
25,01 – 50,00m	0,30	30,52	2.319,70
50,00 – 75,00 m	0,30	30,52	2.319,70
0 – 75,00 m	-	-	12.593,28

5.6 Estimativa de custos

5.6.1 Turbina

Utilizando a metodologia apresentada no Capítulo 4 foi elaborado um banco de dados de 31 pequenas centrais, tanto dos tipos Kaplan quanto Francis.

As curvas encontradas para as turbinas Kaplan e Francis são mostradas na Figura 51 e na Figura 52 a seguir:

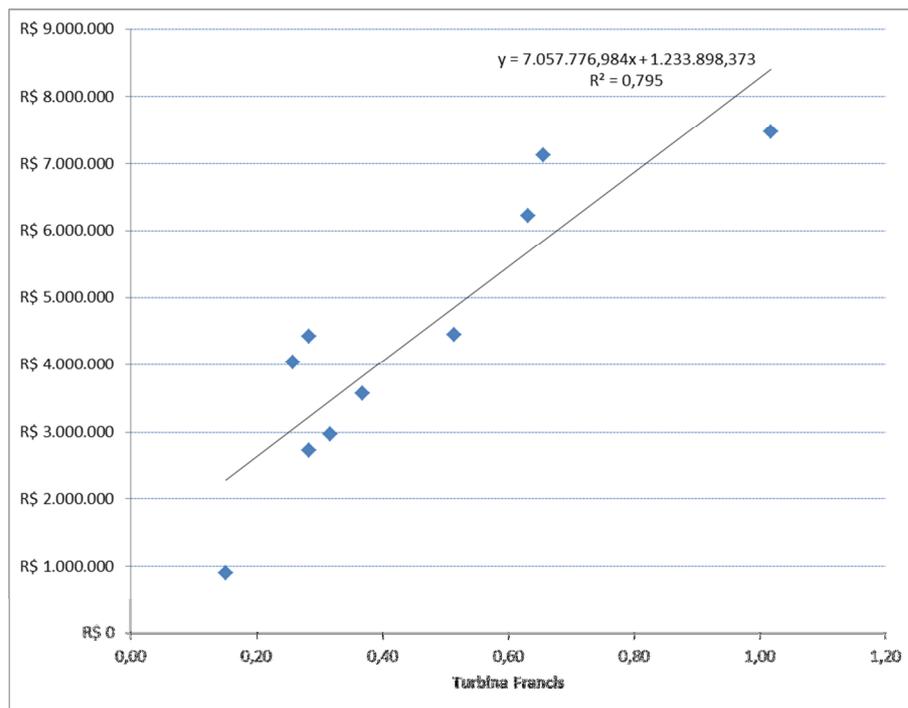


Figura 51 - Equação de custo para turbina Kaplan

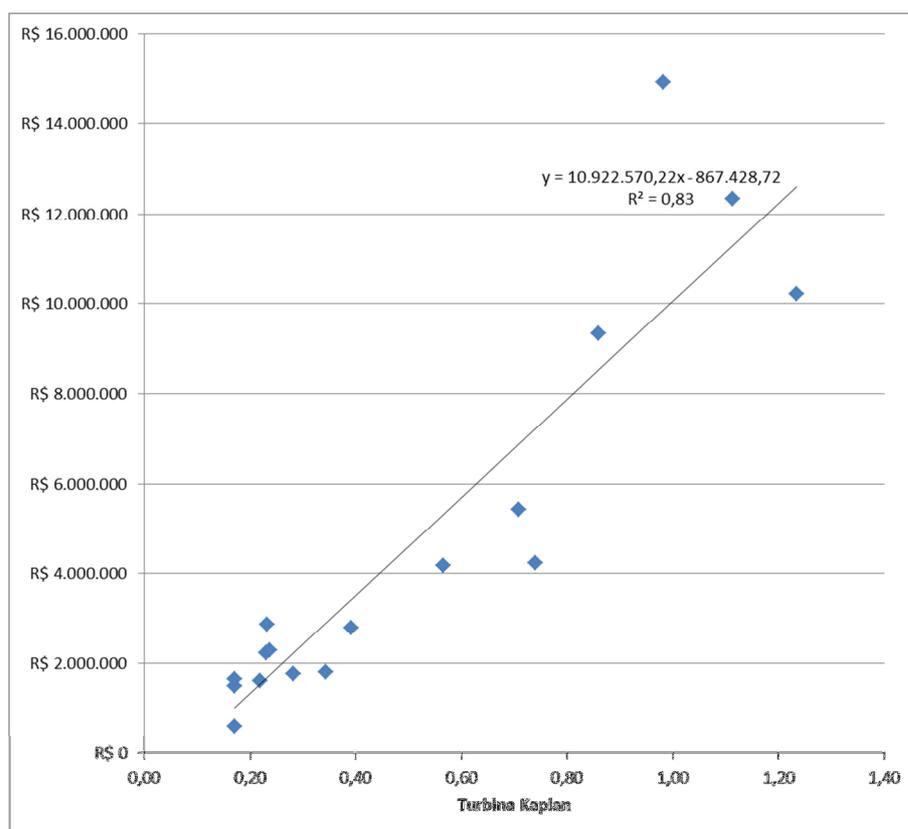


Figura 52- Equação de custo para turbina Francis

Para este caso específico, para determinar a curva de custos para as turbinas Francis Simples e Dupla foi adotado o mesmo conjunto de projetos.

Na Tabela 25 a seguir são apresentados os custos calculados para as turbinas do projeto em tela:

Tabela 25 - Custos das turbinas

Equipamento	Custo por turbina (R\$ mil)	Custo total das turbinas (R\$ mil)
Turbina Kaplan	9.735,05	19.470,10
Turbina Francis Simples	7.576,64	30.306,56
Turbina Francis Dupla	7.576,64	22.729,92

5.6.2 Geradores

Embora utilizado a mesma metodologia para obtenção das curvas turbinas, para o caso dos geradores, foram utilizados os dados de custos dos equipamentos para obtenção da referida curva, apresentada na Figura 53:

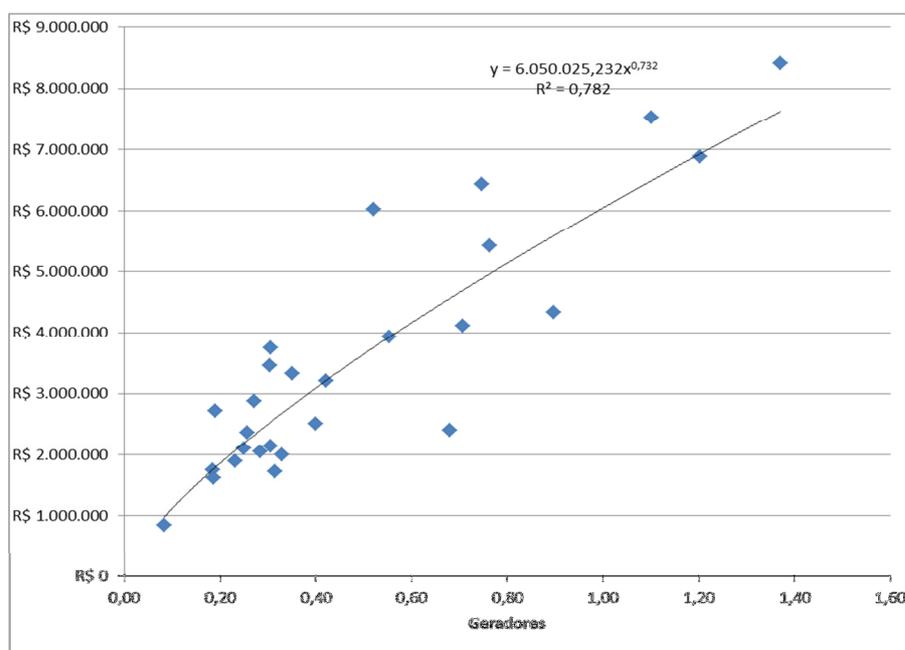


Figura 53 - Equação de custo para geradores

Na Tabela 26 são mostrados os custos dos geradores para os três casos:

Tabela 26 - Custo dos geradores

Equipamento	Custo por gerador (R\$ mil)	Custo total dos geradores (R\$ mil)
Gerador para Turbina Kaplan	15.062,55	30.125,11
Gerador para Turbina Francis Simples	14.236,27	56.945,07
Gerador para Turbina Francis Dupla	15.062,55	45.187,66

5.6.3 Casa de Força

Conforme apresentado no Capítulo 4, neste trabalho, foi considerado o como custo variável da casa de força, aquele correspondente ao adicional de escavação, em função da altura se sucção da turbina encontrada em cada solução. Neste trabalho, adotou-se como custo unitário de escavação, informações obtidas via mercado, por meio de pesquisa feita com agentes setoriais, sendo o valor de R\$ 30,50/ m³ escavado.

Considerando o volume de escavação calculado e o custo unitário de escavação, pode-se calcular os custos adicionais de escavação para as três soluções, apresentado na Tabela 27:

Tabela 27 - Custo de escavação

Caso	Volume (m ³)	Custo adicional de escavação (R\$ mil)
Escavação Turbina Kaplan	1.623,50	49.516,66
Escavação Turbina Francis Simples	458,30	14.801,58
Escavação Turbina Francis Dupla	0,00	0,00

5.6.4 Conduto forçado

De posse dos pesos dos respectivos condutos calculados e utilizando-se como custo unitário do aço, valor obtido de mercado, por meio de entrevista com agentes setoriais, sendo de R\$ 25,00/kg.

Dessa forma, os custos para os condutos forçados são apresentados na Tabela 28 .

Tabela 28 - Custos do conduto forçado

Caso	Custo total do conduto (R\$ mil)
Turbina Kaplan	447, 42
Turbina Francis Simples	314,83
Turbina Francis Dupla	447, 43

5.6.5 Demais custos

Já quanto aos custos que não se alteram por alterações na quantidade de grupos geradores, será adotado um valor unitário fixo de R\$ 3.000/kW_{instalado}, também com base em informações de mercado.

5.7 Análise econômica

Na tabela a seguir é apresentado um resumo dos custos de cada solução, tanto os variáveis, fixos, e totais, conforme apresentado na Tabela 29:

Tabela 29 - Custo total de investimento

Caso	Custos variáveis (R\$ mil)	Custo fixo (R\$ mil)	Custo total (R\$ mil)
Turbina Kaplan	94.231,80	66.039,85	160.271,64
Turbina Francis Simples	67.235,88	66.039,85	133.275,73
Turbina Francis Dupla	45.816,55	66.039,85	111.856,40

Já quanto ao benefício econômico líquido, serão analisadas duas situações, uma considerando as vazões mínimas turbináveis do cálculo original e a segunda, considerando as vazões turbinadas por 400 horas anuais. Para ambas as situações, são consideradas as premissas na Tabela 30 a seguir:

Tabela 30 - Premissas econômicas

Custo de operação e manutenção (R\$/MWh)	18,00
Preço de venda (R\$/MWh) ³	210,00
Taxa de desconto	10%

Definidas as premissas acima são apresentados na Tabela 31 os resultados de uma análise simplificada de investimento para se obter a Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL) para as soluções analisadas:

³Considerado preço teto do leilão A-5 realizado em abril de 2015.

Tabela 31 - TIR e VPL

Caso		TIR (%)	VPL (mil R\$)
Turbina Kaplan	Original	12,2 %	25.065,77
	Horas excepcionais	12,3%	25.630,70
Turbina Francis Simples	Original	14,5%	44.060,09
	Horas excepcionais	14,7%	46.536,87
Turbina Francis Dupla	Original	17,1%	61.322,67
	Horas excepcionais	17,2%	61.929,60

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No presente trabalho, verificou-se que nem sempre a solução com maior produção energética é a mais rentável, uma vez que fatores podem influenciar na estimativa de custos. Se a solução apontar para uma quantidade maior de grupos geradores e conseqüentemente, o aumento da produção energética acarreta no aumento das dimensões da casa de força e conseqüentemente o custo de investimento. Ainda, se a solução apontar para utilização de uma turbina com altura de sucção negativa o que acarretará no aumento do custo de escavação.

Já ao se utilizar no cálculo da energia média, as vazões turbinadas abaixo da inferior calculada por um período de 400 horas anuais acarreta em um ganho energético adicional. O que se pode verificar especificamente neste trabalho é que em comparação com a análise sem se considerar as horas excepcionais, o maior ganho na TIR foi de 0,47% para a solução utilizando turbina Francis Dupla, sendo que mesmo a variação da TIR sendo pequena, em todos os casos ocorreu aumento do VPL do empreendimento, tornando o projeto mais competitivo e possibilitando a oferta de mais energia limpa para o consumidor.

6.1 Recomendações e Estudos Futuros

Como neste trabalho foi limitada a utilização de quatro turbinas, sugere-se que em estudos futuros seja considerada a possibilidade de utilização de uma maior quantidade de grupos geradores, caso o benefício energético supere os custos adicionais, principalmente o da casa de força.

Não obstante, recomenda-se a análise da utilização de turbinas com diâmetros diferentes, possibilitando assim que sejam turbinadas menores vazões afluentes por maior parte do tempo e conseqüentemente, ocorrerá ganhos energéticos adicionais.

Por fim, recomenda-se analisar a utilização das vazões inferiores por um período superior a 400 horas consideradas neste trabalho, realizando assim uma análise do ganho energético vis a vis com a necessidade de um possível custo adicional e tempo de parada para realização de trabalhos de reparos de cavitação.

7 REFERÊNCIAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR-6445-Turbinas hidráulicas, turbinas-bombas e bombas de acumulação. Rio de Janeiro ABNT, 2001.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR-7259-Comportas Hidráulicas - Terminologia. Rio de Janeiro ABNT, 2001.

ALÉ, J. Apostila de Turbinas Hidráulicas – Capítulo 1. PUCRS, 2001

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Resolução nº 652, de 09 de dezembro de 2003.

_____. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3. ed. Brasília: Aneel, 2008.

_____. Banco de Informações da Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 06/06/2015.

ASSOCIAÇÃO DOS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ANACE). Disponível em: <<http://www.anacebrasil.org.br/portal/index.php/faqs/1-energia-eletrica/15-o-que-e-media-de-longo-termo-mlt>>. Acesso em: 15/04/2015.

BRASIL PCH. (Dados das usinas). Disponível em: < <http://www.brasilpch.com.br/>>. Acesso em: 10/03/2015.

BORTONI, E.C. Apostila de Engenharia da Energia II. UNIFEI. Itajubá. 2003.

BORTONI, E.C.; GAION, T.Z.; WERDINE, D.; ALMEIDA, R.P. Investigação da Composição de Modelo de Custos de PCH. VII Simpósio Sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, São Paulo, 2010

BORTONI, 2011. Turbinas Hidráulicas – Aplicação e Seleção. UNIFEI. Itajubá, 2011

CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE); (Leilões). Disponível em http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=388442657142483#%40%3F_afLoop%3D388442657142483%26_adf.ctrl-state%3Dj4o4tun6x_68 . Acesso em 07/07/2015

CARDOSO, R. C.; ALMEIDA R. P.; NOGUEIRA L. A. H. Uma avaliação do método expedito para determinação da vazão de projeto em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Revista PCH Notícias. 33, 2011.

CAMACHO ENGENHARIA (Turbinas). Disponível em <http://www.camacho.eng.br/OEPCCH.htm> . Acesso em 23/12/2014

CELWA (Corte à frio). Disponível em <http://www.celwa.com.br/tabela.asp> > Acesso em 11/04/2015

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS (ELETROBRAS). Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Rio de Janeiro, 1982.

_____. Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas, 2. ed. Rio de Janeiro: 2000.

CERPCH. (Informações). Disponível em: <http://cerpch.unifei.edu.br/pt/cerpch/>. Acesso em: 11/03/2015.

CERPCH. A Superação dos Desafios e obstáculos para viabilização de projetos de PCH. 6º Encontro Nacional de Investidores em Pequenas Centrais Hidrelétricas. São Paulo, 2014

CHESF. (Dados de Geração). Disponível em: http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/sistema_chesf/sistema_chesf_geracao/container_geracao?p_name=8A2EEABD3C01D002E0430A803301D002. Acesso em: 03/01/2015.

CIDADE TUCURUÍ (Usina hidrelétrica). Disponível em:

http://cidadedetucurui.com/inicio/usina_hidreletrica_tucurui/Slide19.JPG . Acesso em 21/06/2015

COPEL. (Informações sobre geradores elétricos). Disponível em:

<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F40A0E2ABD99123CF0325740C00496689>. Acesso em 10/06/2015

CONSÓRCIO FOZ DO CHAPECÓ. (UHE Foz do Chapecó). Disponível em: <<http://www.fozdochapeco.com.br/>>. Acesso em: 03/05/2015.

ECIVILUFES. Disponível em: <<https://ecivilufes.files.wordpress.com/2011/05/itaipu-20.jpg>> Acesso em 12/08/2015.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (EPE). Metodologia de Cálculo de Parâmetros Energéticos Médios: Rendimento e Perda Hidráulica. Rio de Janeiro, 2011.

EXCEN. Estimativa de Custos Relacionados às Pequenas Centrais Hidrelétricas. Itajubá, 2009

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS. (UHE Funil). Disponível em: <http://www.furnas.com.br/hotsites/sistemapurnas/usina_hidr_funil.asp>. Acesso em: 06/06/2015.

GAION, T.Z. Desenvolvimento de Modelos de Custos de Componentes de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Projeto Final de Graduação. UNIFEI, 2009.

G5 Engenharia (Área de serviços realizados). Disponível em: <<http://www.g5engenharia.com.br/experiencia-g5-engenharia.html>> . Acesso em 20/06/2015

GRANDES CONSTRUÇÕES. (Geração). Disponível em: <http://www.grandesconstrucoes.com.br/br/index.php?option=com_content&task=viewMaterial&id=1043>. Acesso em: 30/10/2012.

HACKER (Turbinas hidráulicas). Disponível em <http://www.hacker.ind.br/produtos_turbinas_hidraulicas.php> . Acesso em 17/06/2015)

HYDROPOWER (Turbinas tubulares). Disponível em <<http://portuguese.hydropower-turbine.com/supplier-23227-tubular-turbine>> . Acesso em 21/06/2015

JUSTINO, L. A. Estudos de procedimentos de ensaios de campo em Turbinas Hidráulicas para PCH. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Energia) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2006.

IESA - (Turbinas hidráulicas). Disponível em <http://www.iesa.com.br/institucional/img/pup_ger3.jpg> . Acesso em 21/06/2015

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Plano Decenal de Expansão de Energia 2023, Brasília, 2014.)

MIRANDA, R. L. Regulação técnica para se obter melhor eficiência na motorização de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria da Energia) – UNIFACS, Salvador, 2009.

OGAYAR, B.; VIDAL, P.G. Cost Determination of the Electro-mechanical Equipment of the a Small-power plant. Journal Renewable Energy, Elsevier, 2009

RIBEIRO JÚNIOR, L. U. Contribuições metodológicas visando a outorga do uso de recursos hídricos para geração hidrelétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Energia) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

SILEA (Seção de fotos). Disponível em: <<http://www.silea.com.br/cravari/fotos>> . Acesso em 21/06/2015

SIQUEIRA, R. B. P. Construção de diagramas de custos para PCH incorporando turbinas de mercado. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia (UNESP), Guaratinguetá, 2006.

SALTO DO LOBO ENERGÉTICA (Casa de força da PCH Salto do Lobo). Disponível em <<http://mw2.google.com/mw-panoramio/photos/medium/19911437.jpg>> . Acesso em 21/06/2015

SOUZA Z.; SANTOS A. H. M; BORTONI, E. C. Centrais Hidrelétricas – Implantação e Comissionamento. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2009.

TIAGO G.L; NASCIMENTO, J.G.A; FERRARI, J.T.; GALHARDO, C. R. A evolução histórica do conceito das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil. In: SIMPÓSIO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS. 2006, São Paulo.

VOITH SIEMENS HYDRO. Generator Presentation. In : CIGRE SC. 2009, Paris

WEG. (Material sobre Características e Especificações de Geradores). Disponível em:

<<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-curso-dt-5-caracteristicas-e-especificacoes-de-geradores-artigo-tecnico-portugues-br.pdf>>. Acesso em 03/05/2015.