

TESE

934

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Dissertação de Mestrado

ESTUDO DO USO DE POTENCIAIS HIDROELÉTRICOS
DE BAIXA QUEDA: O CASO DO RIO PARAÍBA DO SUL

HENRIQUE MARCIO PEREIRA ROSA

ITAJUBÁ-MG

1997

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ESTUDO DO USO DE POTENCIAIS HIDROELÉTRICOS DE BAIXA QUEDA: O CASO DO RIO PARAÍBA DO SUL

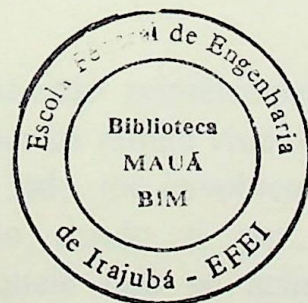
HENRIQUE MARCIO PEREIRA ROSA

ORIENTADOR:

PROF. DR. SEBASTIÃO VARELLA

CO-ORIENTADOR:

PROF. DR. AFONSO HENRIQUES MOREIRA SANTOS



**ITAJUBÁ - MG
1997**

CLASS. 621.224 (043.2)
CUTTER. R788 e
TOMBO. 934



ORIENTADOR:

PROF. DR. SERASTIÃO VARELLA

CO-ORIENTADOR:

PROF. DR. MONTE WRIGHT MORRIS SAATON

ITAJUBÁ - MG

1977

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Gerardo Pereira Rosa e Maria Helena Pereira, pelas muitas horas de paciência e incentivo durante a longa jornada acadêmica.

Aos professores Sebastião Varela e Afrânio Pinheiro, sempre presentes pelo amor e pelas orientações, sugestões e críticas que contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

A CAPES pelo incentivo financeiro.

A professora Paula de A. P.

por engajamento e apoio.

A todos os amigos e familiares que me apoiaram na fase final do trabalho.

Este trabalho é dedicado primeiramente àquele que é o doador da minha vida, que está sempre ao meu lado, me envolvendo, me amando e me dando a paz, a verdadeira paz. Àquele que se achega mais perto nos momentos difíceis e da vida a todas as alegrias. Ao meu amigo e Senhor, Jesus Cristo, muito obrigado. Dedico também à minha companheira Sádía Káide Aguiar, por sua compreensão, pelo tempo que deixei de dedicar-lhe para concluir este trabalho.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Geraldo Pereira Rosa e Maria Pereira Rosa e irmãos pelo apoio e incentivo durante toda a minha formação educacional.

Aos professores Sebastião Varella e Afonso Henriques Moreira Santos pela amizade e pelas orientações, sugestões e críticas que contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

À CAPES pelo incentivo financeiro.

À Mecânica Pesada S/A pelos dados fornecidos, e especialmente aos engenheiros Antônio Puzzo e Wanderley da Silva pela compreensão e contribuição na fase final do trabalho.

RESUMO

Este trabalho consta de um estudo de caráter comparativo sobre o tema “Centrais de Baixa Queda”, o que possibilita além de um conhecimento maior do assunto, realçar a importância dos aproveitamentos de baixos desníveis. Apresenta-se um estudo sobre as turbinas mais adequadas para este tipo de aproveitamento, tanto para pequena potência, quanto para potências mais elevadas. É feita uma análise técnica e de custos com relação aos tipos de turbinas, dentro da qual ressalta-se as vantagens das turbinas de eixo horizontal: Bulbo, Straflo e Tubular-s, sobre a Kaplan de eixo vertical.

Apresenta-se também uma análise do potencial hidroenergético remanescente do rio Paraíba do Sul, onde para tal foram estudadas as vazões do mesmo, e desenvolvida uma metodologia bastante simples para consolidação dos dados fluviométricos que estão muito fragmentados no que se refere aos períodos de medição das estações, que não é o mesmo para todas. A metodologia é baseada em dados de campo, e possibilita estimar o potencial hidroenergético de um rio.

ABSTRACT

This work consists on an informative character study about “Low Head Power Plants”, which enables not only a great knowledge of matter but also emphasize the importance of the low unerinness advantage. It is presented a study on more suitable turbines for this type of utilization, for low potency, as well as for more elevated potency. A technical end financial analysis is done relating both types of turbine, in which it is stood out the advantages of the horizontal shaft turbine: Bulbe, Straflo and Tubular-s over Kaplan vertical shaft.

It is also shown an analysis of the hydroenergetic potential, remainder from the Paraíba do Sul River, where it was studied its flowing out and developed a simple methodology for consideration of the fluvimetrics data which are very fragmented, concerning to seasons mesurement periods, which one is not equal for all of them. The methodology is based on fied data, and enables an estimation of the hydroenergetic potencial of a river.

CONTEÚDO

AGRADECIMENTOS	i
RESUMO	ii
ABSTRACT	iii
CONTEÚDO	iv
SIMBOLOGIA	viii
ÍNDICE DAS TABELAS	x
ÍNDICE DAS FIGURAS	xii
I -INTRODUÇÃO	1
II -CENTRAIS DE BAIXA QUEDA	7
2.1 - Definição	7
2.2 - Histórico das Centrais Baixa Queda	9
2.3 - Centrais Baixa Queda no Mundo	15
2.4 - Centrais Baixa Queda no Brasil	15
2.5 - Turbinas Hidráulicas para Baixa Queda	18
2.5.1 - Bulbo	20

2.5.1.1 - Semi-Bulbo	27
2.5.1.2 - Características do gerador	28
2.5.1.3 - Refrigeração do gerador	34
2.5.2 - Straflo	38
2.5.2.1 - Soluções empregadas para superar os problemas da Straflo	43
2.5.3 - Tubular-s	48
III - ESTUDO DAS VAZÕES DO PARAÍBA DO SUL	52
3.1 - Considerações Iniciais	52
3.2 - Vazão Total	53
3.3 - Valores Preliminares	53
3.4 - Divisão das Estações Fluviométricas	55
3.5 - Fator de Ajuste	57
3.6 - Fatores de Ajuste para as Estações do Primeiro Bloco	57
3.6.1 - Critérios de avaliação do fator de ajuste	58
3.7 - Transposição das Vazões das Estações do Primeiro Bloco	60
3.8 - Fatores de Ajuste para as Estações do Segundo Bloco	62
3.9 - Transposição das Vazões das Estações do Segundo Bloco	67
IV - LEVANTAMENTO DO POTENCIAL HIDROENERGÉTICO DO RIO PARAÍBA DO SUL	69
4.1 - Comentários Gerais	69
4.2 - Algumas Definições	71
4.3 - Funções Utilizadas	72
4.3.1 - Função: vazão por área de drenagem	72
4.3.2 - Função: área de drenagem por cota	73

4.3.3 - Função: vazão por cota	74
4.4 - Extensão Conceitual da Fórmula da Potência Hidráulica	78
4.4.1 - Análise energética comparativa	84
4.5 - Estimativa do Potencial Hidroenergético Utilizando a Função $Q(H_c)$	93
4.5.1 - Estimativa do potencial do rio Paraíba do Sul utilizando a função $Q(H_c)$	93
4.6 - Simulação da Divisão de Quedas	98
V - ANÁLISE TÉCNICA	100
5.1 - Bulbo	100
5.2 - Straflo	112
5.3 - Tubular-s	115
VI - ANÁLISE DE CUSTOS	117
6.1 - Considerações Iniciais	117
6.2 - Custo do Grupo Turbina-Gerador	118
6.3 - Custos da Parte de Engenharia Civil	119
VII - PROPOSTA DO TRABALHO	126
VIII - CONCLUSÕES	131
8.1 - Conclusões Gerais	131
8.2 - Recomendações para Trabalhos Futuros	132
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	133
ANEXO I - QUADRO COM CENTRAIS BAIXA QUEDA	138

ANEXO II - EXEMPLO DE COMO OS DADOS SÃO FORNECIDOS NO BOLETIM FLUVIOMÉTRICO REFERENTE AO RIO PARAÍBA DO SUL	147
---	-----

ANEXO III - GRÁFICOS DAS FUNÇÕES VAZÃO POR ÁREA DE DRENAGEM $Q(Ad)$, ÁREA DE DRENAGEM POR COTA $Ad(Hc)$ E VAZÃO POR COTA $Q(Hc)$, PARA O RIO PARAÍBA DO SUL REFERENTE AS VAZÕES MÉDIA, 25%, 50%, 75%, 95% E MÍNIMA	149
--	-----

SIMBOLOGIA

CARACTERES LATINOS

Ad	Área de Drenagem (km^2)
C	Calor Específico do Gás a Pressão Constante ($\text{J/kg } ^\circ\text{C}$)
D	Diâmetro Interno do Estator (m)
D_B	Diâmetro do Bulbo (m)
D_E	Diâmetro Externo do Estator (m)
D_T	Diâmetro da Turbina (m)
F_{M-N}	Fator de Ajuste
g	Aceleração da Gravidade (m/s^2)
G	Constante de Projeto ($\text{MVA/m}^3\text{s}$)
H	Queda
Hc	Cota ou Altitude (m)
$H_{c_{i-1}}$	Cota do Ponto (i-1) do Trecho do Rio (m)
H_{c_0}	Cota do Ponto mais a Montante do Trecho (m)
Y	Trabalho Específico (m^2/s^2)
L	Comprimento do Estator (m)
\dot{m}	Vazão Massica (kg/s)
n	Rotação do Gerador (rps)
NP	Número de Pólos
P	Potência (W)
P_G	Potência do Gerador (MVA)
P_H	Potência Hidráulica (W)
PHEE	Potencial Hidroenergético Estimado (MW)
P_T	Potência da Turbina (W)

P_1	Potência Gerada em uma Única Central (kW)	
P_2	Potência Gerada Por Várias Centrais (kW)	
P_{11}	Potência Unitária	
Q	Vazão Volumétrica (m^3/s)	33
Q_i	Vazão no Ponto i do Trecho do Rio (m^3/s)	36

PARTES

III.1- Valores Preliminares das Vazões do Paraíba do Sul	54
--	----

III.2- Vazões mensais das Estações de Primeira Bacia	56
--	----

CARACTERES GREGOS

III.3- Vazões mensais das estações 13 e 14 para o ano de 1957	56
---	----

ρ - Massa Específica (kg/m^3)	60
--	----

ΔQ_i - Acréscimo de Vazão (m^3/s)	61
---	----

III.4- Vazões anuais e regulares em fatores de ajuste para estações 13 e 14	63
---	----

III.5- Vazões anuais e regulares - Estações de ajuste para estações 13 e 17	63
---	----

III.6- Fatores de ajuste regulares 13-16	65
--	----

III.9- Fatores de ajuste mensais 14-17	66
--	----

III.10- Fatores de Ajuste das Estações do Segundo Bloco	67
---	----

III.11- Vazões totais da estação 16 após 1953	68
---	----

III.12- Vazões transitorias das Estações do Segundo Bloco	68
---	----

PARTES

IV.1- Hidrologia e Posicionamento Altimétrico do Rio Paraíba do Sul	75
---	----

IV.2- Dados de vazão, queda, potência e perda	91
---	----

IV.3- Hidrologia e Posicionamento Altimétrico do Rio Paraíba do Sul - trechos aproximados	96
---	----

IV.4- Potência Remanescente do Paraíba do Sul em kW	98
---	----

ÍNDICE DAS TABELAS

PARTE 2

II.1- Razões de Diâmetro para Turbinas Bulbo	33
II.2- Balanço de Perdas	36

PARTE 3

III.1- Valores Preliminares das Vazões do Paraíba do Sul	54
III.2- Vazões mensais das estações 13 e 14 para o ano de 1964	56
III.3- Vazões mensais das estações 13 e 14 para o ano de 1967	56
III.4- Fatores de Ajuste Para as Estações do Primeiro Bloco	60
III.5- Vazões transpostas das Estações do Primeiro Bloco	61
III.6- Vazões anuais e respectivos fatores de ajuste para estações 15 e 16	63
III.7- Vazões anuais e respectivos fatores de ajuste para estações 15 e 17	63
III.8- Fatores de ajuste mensais 17-16	65
III.9- Fatores de ajuste mensais 19-17	66
III.10- Fatores de Ajuste das Estações do Segundo Bloco	67
III.11- Vazões totais da estação 16 após 1953	68
III.12- Vazões transpostas das Estações do Segundo Bloco	68

PARTE 4

IV.1- Hidrologia e Posicionamento Altimétrico do Rio Paraíba do Sul	75
IV.2- Dados de vazão, queda, potência e perda	91
IV.3- Hidrologia e Posicionamento Altimétrico do Rio Paraíba do Sul trechos aproveitáveis	96
IV.4- Potencial Remanescente do Paraíba do Sul em kW	98

IV.5- Potencial remanescente do Paraíba do Sul (em MW) segundo simulação de divisão de quedas	99
PARTE 5	
V.1- Vazões máximas em função da queda	109
PARTE 6	
VI.1- Dados de preço de turbinas e geradores em 10 ⁶ U\$S	119
PARTE 7	
VII.1- Características do aproveitamento com centrais baixa queda, do rio Meuse na Bélgica	128
ANEXO I	
AI.1 - Características de várias centrais existentes no mundo	139
2.1- Características de várias centrais existentes no mundo	139
2.1.1- Corte longitudinal de uma turbina Straflo	140
2.1.2- Corte longitudinal de uma Straflo	141
2.1.3- Esquema de uma turbina Straflo com acionamento por correia (Sandquist, 1993)	142
2.1.4- Junta de vedação hidrostática	146
2.1.5- Sistema de apoio do eixo rotar sobre mancais hidrostáticos	147
2.1.6- Vários tipos de turbinas Straflo	147
2.1.7- Corte longitudinal do central de Ozark Lock, U.S.A. H=9,80 m P=25,2 MW	148
2.2- Características de várias centrais existentes no mundo	149
2.2.1- Esquema de uma turbina Tabular e que pode operar também como bomba	149

ÍNDICE DAS FIGURAS

PARTE 2

2.1- Corte longitudinal de uma central hidroelétrica com turbina Bulbo	7
2.2- Central de Freudenburg, rio Main, Alemanha. H=4,10 m P= 5000 kW	8
2.3- Central de Tiszalöck na Hungria, H=7,5 m, P=12 MW	9
2.4- Corte longitudinal de uma turbina Bulbo	21
2.5- Turbina Bulbo com bulbo à jusante	22
2.6- Turbina Bulbo com multiplicador planetário	22
2.7- Corte longitudinal do bulbo de uma turbina Bulbo	24
2.8- Turbina Bulbo da central de Racine, U.S.A.. H= 7 m, P= 24600 kW	27
2.9- Corte longitudinal de uma usina equipada com turbina semi-Bulbo ou Poço	27
2.10- Esquema do dispositivo de refrigeração de uma turbina Bulbo	37
2.11- Corte das ranhuras do estator	37
2.12- Disposição das bobinas polares	38
2.13- Corte longitudinal de uma turbina Straflo	38
2.14- Corte longitudinal de uma Straflo	40
2.15- Esquema de uma turbina Straflo com acionamento por correia (Sundquist, 1985)	42
2.16- Junta de vedação hidrostática.	46
2.17- Sistema de apoio do anel polar sobre mancais hidrostáticos	47
2.18- Vários tipos de rotores Straflo	47
2.19- Corte longitudinal da central de Ozark Lock, U.S.A . H= 9,80 m P= 25,2 MW	48
2.20- Corte longitudinal de uma usina com turbina Tubular-s	49
2.21- Esquema de uma Tubular-s que pode operar também como bomba	49

PARTE 4

4.1- Gráfico da função vazão por área de drenagem levantada para o rio Paraíba do Sul	76
4.2- Gráfico da função área de drenagem por cota determinada para o rio Paraíba do Sul	76
4.3- Gráfico da função vazão por cota para o Paraíba do Sul	77
4.4- Gráfico didático da função $Q(H_c)$	80
4.5- Desenho esquemático do perfil de um trecho de um rio	86
4.6- Ilustração de um rio com seus afluentes	86
4.7- Perfil esquemático do Paraíba do Sul	94

PARTE 5

5.1- Curva: coeficiente de Thoma x vazão específica para queda de projeto, obtida de testes em modelos de turbinas Kaplan vertical e Bulbo	103
5.2- Curva: coeficiente de Thoma x vazão específica para queda equivalente a 60% da queda de projeto	104
5.3- Corte longitudinal previsto da central de Gerstheim se projetada com turbina Kaplan	106
5.4- Corte longitudinal da central de Gerstheim se projetada com turbina Bulbo	106
5.5- Diagramas de colina obtidos de testes em modelo de turbina Kaplan e Bulbo de mesmo diâmetro: 6,01 m, e mesma rotação: 83,3 rpm	108
5.6- Diagramas de colina obtidos de testes em modelo de uma Bulbo de 6,01 m de diâmetro à rotação de 83,3 rpm; e de uma Kaplan de 7,01 m de diâmetro à rotação de 71 rpm	109
5.7- Corte longitudinal de uma usina equipada com turbina Straflo	114
5.8- Corte longitudinal da central de Ozark lock , equipada com turbina Tubular-s de 24,8 MW	116

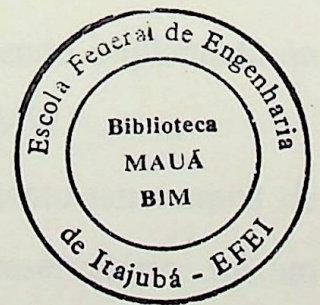
PARTE 6

6.1- Corte de topo da central de Gerstheim segundo dois projetos diferentes: (a)- com 06 unidades Bulbo de 24 MW cada; (b)- com 04 unidades Kaplan de 36 MW cada	120
6.2- Corte longitudinal de uma central submersível	121
6.3- Corte longitudinal de uma turbina Straflo	122

ANEXO III

A3-1 - Gráfico da função: vazão média por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul	150
A3-2 - Gráfico da função: vazão de 25% por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul	151
A3-3 - Gráfico da função: vazão de 50% por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul	152
A3-4 - Gráfico da função: vazão de 75% por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul	153
A3-5 - Gráfico da função: vazão de 95% por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul	154
A3-6 - Gráfico da função: vazão mínima por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul	155
A3-7 - Gráfico da função: área de drenagem por cota referente ao rio Paraíba do Sul	156
A3-8 - Gráfico da função: vazão média por cota referente ao rio Paraíba do Sul	157
A3-9 - Gráfico da função: vazão de 25% por cota referente ao rio Paraíba do Sul	158
A3-10 - Gráfico da função: vazão de 50% por cota referente ao rio Paraíba do Sul	159
A3-11 - Gráfico da função: vazão de 75% por cota referente ao rio Paraíba do Sul	160

A3-12 - Gráfico da função: vazão de 95% por cota referente ao rio Paraíba do Sul	161
A3-13 - Gráfico da função: vazão mínima por cota referente ao rio Paraíba do Sul	162



I- INTRODUÇÃO

No início da história da hidroeletricidade, as primeiras usinas eram de pequeno porte e situadas o mais próximo possível dos centros consumidores, compatíveis na época com o mercado existente e com o desenvolvimento tecnológico incipiente.

Com o aprimoramento da tecnologia a determinar o surgimento de novas e maiores indústrias, e o decorrente crescimento do mercado consumidor, passou-se a buscar os maiores aproveitamentos possíveis, isto é, aqueles que proporcionassem maiores capacidades de potência. Este fato conduziu obviamente aos aproveitamentos de alta e média queda, com prioridade para aqueles que estivessem mais próximos dos grandes centros de consumo.

No Brasil o desenvolvimento da hidroeletricidade não foi diferente. No final do século passado, e no início deste, surgiram as primeiras usinas hidroelétricas, todas de pequeno porte, estando entre elas a primeira hidroelétrica da América Latina, a usina de Marmelos Zero na cidade de Juiz de Fora. Continuando o processo de desenvolvimento, posteriormente foram sendo construídas usinas com maiores capacidades de potência, sendo implantada na década de 50 a usina de Furnas, a primeira a suplantar 1000 MW.

Furnas com suas grandes dimensões para a época, tanto em termos de potência gerada quanto de tamanho das obras civis e do reservatório, foi um marco no desenvolvimento da hidroeletricidade no Brasil.

Após o advento de Furnas e a estatização do setor de energia elétrica, e com o surgimento da economia de escala, implantou-se uma mentalidade no setor elétrico brasileiro que priorizava as grandes obras, geralmente centrais com quedas superiores à 30 metros, sendo os aproveitamentos de baixa queda

esquecidos, e pode-se dizer, até o momento praticamente ignorados. Isto é explicável, em parte pelo fato do Brasil ser um país bastante extenso territorialmente, levando a crer que as áreas inundadas pelos reservatórios das grandes centrais têm um impacto ecológico de reduzidas dimensões. Também devido as topografias favoráveis no Sudeste, principal centro de consumo de energia, onde está construída a maioria das grandes usinas, principalmente na bacia do rio Paraná, e também pelo fato da economia de escala associada às grandes obras.

Todavia, hoje o cenário mudou, o potencial hidroenergético para grandes usinas situado próximo aos principais centros de consumo está praticamente esgotado, existindo apenas em regiões distantes, elevando dessa forma os custos relacionados à transmissão, e o impacto sócio-ambiental se tornou de grande peso, inviabilizando assim os grandes reservatórios.

Do cenário supramencionado, verifica-se que há limitações e dificuldades no aumento da capacidade geradora. Porém por outro lado, o setor elétrico brasileiro se encontra em uma posição estável, pois a demanda de energia tem sido atendida sem necessidade de racionamentos. Entretanto sabe-se que o parque gerador brasileiro está trabalhando no seu limite de capacidade, o que significa que, se houver um crescimento, mesmo que tímido da economia, haverá déficit de energia a curto prazo. A dimensão de tal déficit não pode ser determinada, como também não se pode afirmar que haverá aquecimento da economia. Logo conclui-se que, não há como fazer uma previsão exata da demanda à médio/curto prazo, e que há bastante incertezas envolvidas em um planejamento energético. Contudo, segundo diversos estudos elaborados por órgãos governamentais, as incertezas são muito mais no sentido de se agravar as condições de atendimento ao mercado do que o contrário. Dessa forma, é evidente que, em um planejamento energético, num ambiente de tantas

incertezas como o vigente no país, obras de menor prazo de maturação têm seu papel extremamente realçado.

Essas observações levaram a proposição deste trabalho. Este trabalho visa levantar a discussão sobre potenciais hidroelétricos de baixa queda, pois tais potenciais consistem no aproveitamento de pequenas quedas remanescentes, possibilitando um aumento do parque gerador a curto e médio prazo, visto que o tempo de construção de usinas baixa queda é consideravelmente menor que os das grandes obras. Outro benefício, também de grande importância, pertinente a uma central baixa queda, está relacionado à navegação fluvial. Sendo esta, a forma de transporte menos onerosa; em uma usina baixa queda a facilidade de construção e operação de uma eclusa é razoavelmente maior que em usinas de grande queda. Dessa forma, centrais baixa queda implantadas nos principais rios brasileiros possibilitarão a construção de uma malha hidroviária que facilitará e diminuirá os custos do escoamento da produção: agrícola, mineral, entre outras. No Brasil, atualmente, no rio Tietê, tem sido explorada a sua navegabilidade, porém há ainda muitos rios dentro da bacia hidrográfica brasileira que podem ser aproveitados para o transporte fluvial. Dentro da concepção de um sistema hidroelétrico que aproveita melhor os recursos topográficos e hidrográficos (basta observar um mapa geofísico do país para notar a infinidade de rios), as centrais de alta e média queda, geralmente com reservatórios regularizadores, instaladas nas cabeceiras dos rios e dos seus afluentes, permitirão vazões mais uniformes e constantes nas usinas baixa queda situadas nos cursos médio e/ou baixo (geralmente trechos de declividade baixa) dos rios principais, o que é uma vantagem também em termos de controle de inundações. Um exemplo deste sistema é TVA (Tennessee Valey Authority) que explora a bacia do Tennessee nos Estados Unidos. Nesta bacia, há várias usinas de alta e média queda nas cabeceiras dos afluentes, destinadas principalmente à geração de energia e à

regularização das vazões da bacia. E no curso do rio principal há cerca de 16 usinas de baixa queda. Estas além de produzir energia, possuem eclusas que possibilitam o transporte fluvial ao longo de todo o rio Tennessee. Este sistema permite alcançar três objetivos principais: controle de enchentes, geração de energia e navegação fluvial.

Comprovando a importância da discussão sobre aproveitamentos de baixos desníveis, além do TVA nos EUA, há inúmeros outros exemplos de tais aproveitamentos nos rios europeus, como é o caso do rio Meuse na Bélgica, onde um desnível de 40 metros foi aproveitado com a implantação de 6 centrais com quedas variando entre 4 e 8 metros. Os rios da Europa são aproveitados com usinas baixa queda desde o início do século. Atualmente a tendência que se observa na Europa é a modernização das antigas usinas, onde tem ocorrido na maioria dos casos, a substituição de turbinas Francis de baixa pressão por turbinas Straflo e/ou Bulbo, aumentando a vazão e dessa forma a potência gerada da central; como é o caso das centrais: Laufenburg no rio Rhine, onde dez rotores Straflo substituem dez rotores Francis geminados; Augst-Wyhlen, também no Rhine, com a substituição de cinco Francis por seis Straflo. Há ainda muitos outros casos na Europa, onde são aproveitados desníveis da faixa até de 3 metros, como ocorre na Espanha, na Central El Hoyo, com queda de 3,63 metros e vazão de $105 \text{ m}^3/\text{s}$.

Neste trabalho, faz-se também um estudo de caso para o rio Paraíba do Sul, o qual consistiu em fazer uma estimativa do potencial hidroenergético remanescente do rio Paraíba do Sul. Foi escolhido este rio, pois é um rio de localização extremamente importante dentro do contexto regional brasileiro, encontra-se na região Sudeste, sua bacia é formada por áreas dos estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro e atravessa um dos pólos industriais do Brasil, o conhecido Vale do Paraíba, onde se encontra grande quantidade de

industrias espalhadas em várias cidades ao longo do Vale. No presente trabalho, por se tratar de considerações básicas neste campo, optou-se por estudar apenas o rio principal, deixando de lado os seus afluentes, entretanto, um estudo generalizado da bacia como um todo será de grande valia, o qual indicamos como tema para trabalhos posteriores

A dissertação que aqui se apresenta esta dividida em oito partes, as quais são descritas sucintamente a seguir:

Na parte 1 apresenta-se uma breve introdução da importância do debate sobre potenciais hidroelétricos de baixa queda.

Na parte 2, é apresentado inicialmente as características peculiares a uma central baixa queda, depois faz-se um histórico da mesma dentro dos contextos mundial e brasileiro. O restante desta parte é dedicado ao estudo das turbinas utilizadas para baixa queda, com enfoque sobre as turbinas de eixo horizontal, Bulbo, Straflo e Tubular-s.

A parte 3, é dedicada ao estudo das vazões do rio Paraíba do Sul.

Na parte 4, partindo da fórmula da potência hidráulica, desenvolve-se um método de estimar o potencial hidroenergético de um rio. Este desenvolvimento possibilita uma comparação em termos de potência gerada e potência que deixaria de ser gerada quando se aproveita o trecho de um rio com a queda concentrada em uma única central de alta ou média queda, ou com a queda distribuída em várias centrais de baixa queda. Neste capítulo faz-se também uma estimativa do potencial de geração remanescente do rio Paraíba do Sul.

Na parte 5, apresenta-se as características das turbinas de eixo horizontal, bem como também suas vantagens e limitações técnicas.

Uma análise de custos é apresentada na sexta parte, onde levanta-se uma estimativa dos custos referentes à implantação de uma central baixa queda.

Uma proposta de aproveitamento de baixo desnível é apresentada na parte 7.

Por fim são apresentadas na parte 8 algumas conclusões relacionadas à este estudo, e alguns comentários que possam contribuir para estudos futuros.

Embora de forma incipiente, acreditamos que esta dissertação venha colaborar no estudo de aproveitamentos de baixa queda, que certamente se fará presente no Brasil.

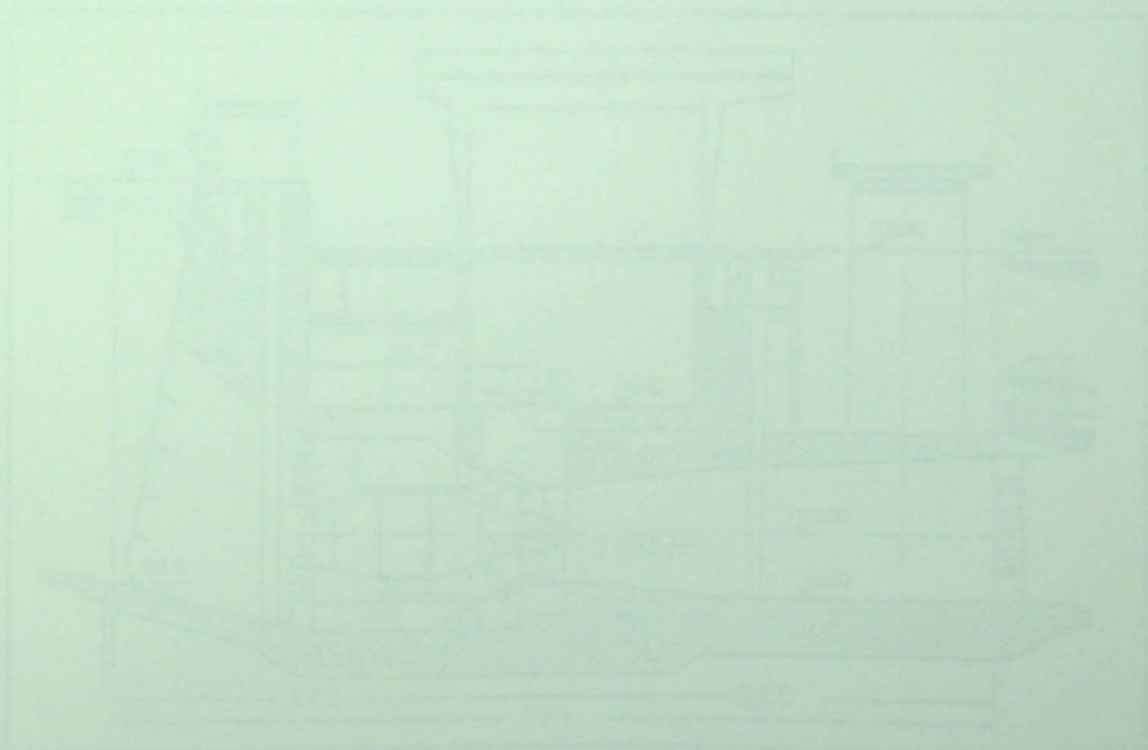


Figura 2.1 - Corte longitudinal de uma pequena barragem de baixa queda (Lima, 1997)

II- CENTRAIS DE BAIXA QUEDA

2.1- Definição

Centrais hidroelétricas de baixa queda, são usinas que apresentam quedas inferiores a 20 metros. O arranjo de tais centrais, tal como é mostrado na figura abaixo, é o típico de uma central de represamento, porém sem a necessidade de condutos forçados, visto que a distância percorrida pelo fluxo da tomada d'água até a turbina é bastante pequena, como pode ser observado na figura 2.1. São normalmente centrais a fio-d'água, pois a pequena altura de suas barragens não permitem reservatórios de volumes suficientemente grandes para regularização de vazão.

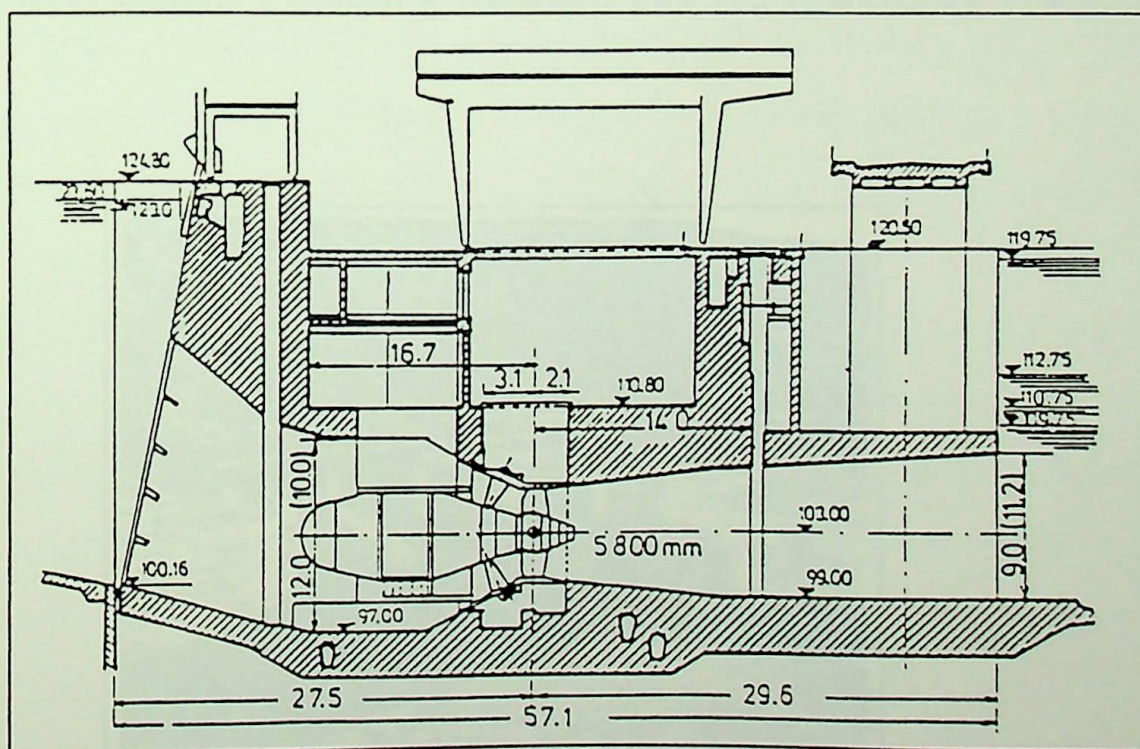


Figura-2.1- Corte longitudinal de uma central hidroelétrica de baixa queda (Mosonyi, 1987) .

Outra característica importante, é o fato de que a área inundada devido ao barramento do rio relacionada a estas centrais, é bastante reduzida, ou praticamente inexistentes em alguns casos, como os de várias centrais na Europa os quais são mostradas nas figuras 2.2 e 2.3. Observa-se nessas figuras, que a área inundada à montante da barragem é praticamente nula e a impressão que fica é a de que o nível d'água à montante da central é o nível máximo da calha do rio. Esta característica é bastante oportuna, pois torna-se possível a construção destas centrais em meio a centros urbanos sem causar problemas de inundação, que é justamente o que torna necessário os sistemas extravasores (vertedouros) destas centrais serem proporcionalmente maiores que aqueles para centrais de alta e média queda.

As turbinas mais utilizadas para este tipo de aproveitamento são: a Kaplan de eixo vertical, e as turbinas de eixo horizontal ou levemente inclinados, sendo estas a Bulbo, a Straflo e Tubular-s (figuras 2.4 à 2.9, 2.13 à 2.15 e 2.19 à 2.21).

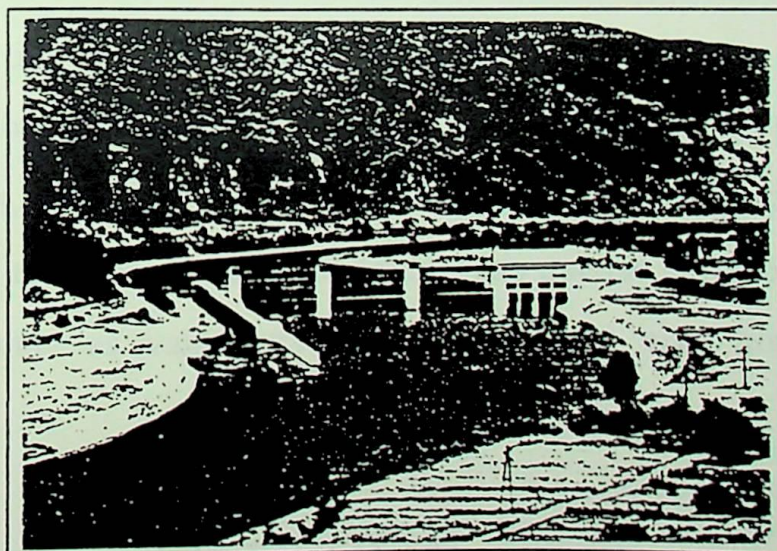


Figura-2.2- Central de Freudenburg, rio Main, Alemanha. $H=4,10$ m
 $P= 5000$ kW (Mosonyi, 1987)

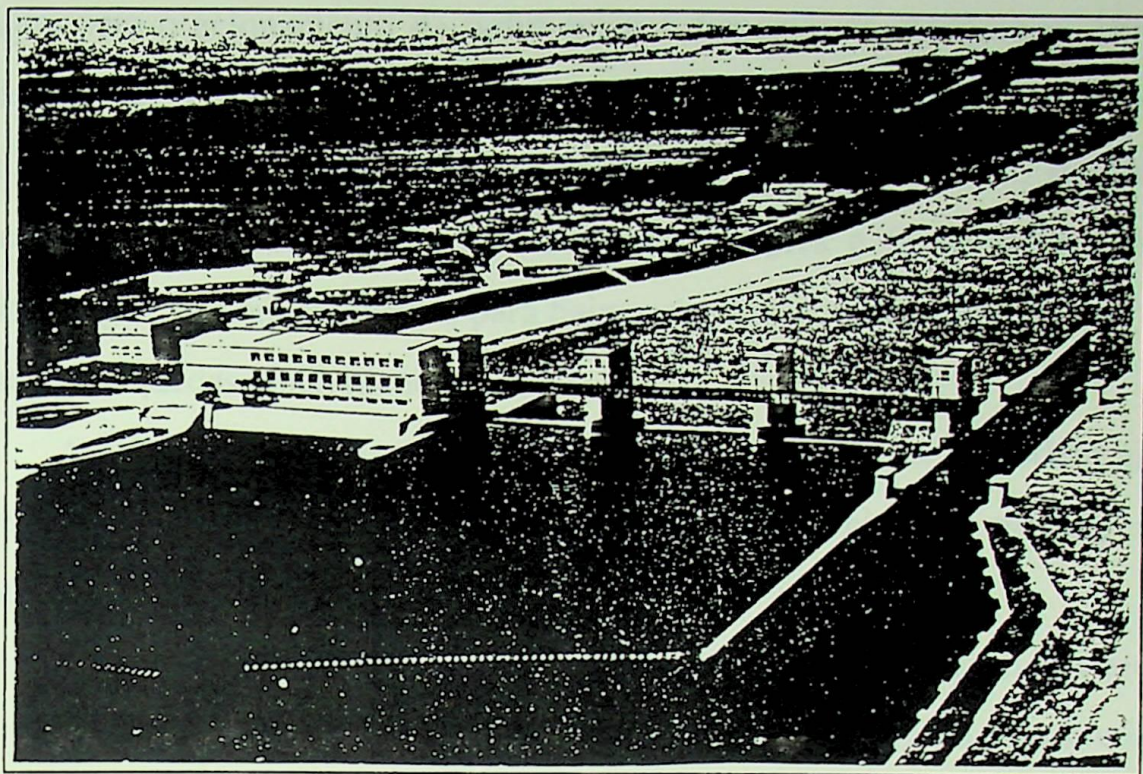


Figura-2.3- Central de Tiszalök na Hungria, $H=7.5$ m, $P=12$ MW (Mosonyi, 1987).

Apesar da definição dada no início, uma central de 20 metros de queda, é considerado uma central de baixa queda, porém um levantamento das centrais de baixa queda de vários países do mundo (ver anexo-I), mostra que a maioria das centrais deste tipo possui quedas inferiores a 12 metros

Este trabalho tem enfoque sobre estas quedas menores, pois sendo um dos seus objetivos, o estudo das vantagens técnicas e econômicas decorrentes da utilização das turbinas de eixo horizontal, tais quedas correspondem justamente aos pontos onde as vantagens das máquinas de eixo horizontal são mais substanciais.

2.2- Histórico das Centrais Baixa Queda

Estudando-se a história da hidroeletricidade verifica-se que as primeiras máquinas motrizes hidráulicas foram as rodas d'água.

Vitruvio, um século antes de Cristo, projetou e instalou várias rodas d'água para o acionamento de rudimentares dispositivos mecânicos. Utilizadas desde a antigüidade satisfizeram as exigências impostas durante muitos séculos, por uma tecnologia primária, capaz de atender ao funcionamento de pequenas oficinas, moinhos de cereais. Extremamente simples e faceis de construir as rodas d'água podiam ser usadas para baixas quedas, de 3 a 6 metros e em alguns casos para quedas ainda menores.

A baixa rotação e as pequenas potências que com elas se podem alcançar foram reduzindo sua aplicação a casos muitos especiais, à medida que se ampliavam os progressos da Era Industrial.

Ainda no século XVIII projetavam-se rodas d'água, cujas cubas recebiam a água por uma canaleta, como é o caso da roda Bélidor, e ainda em nossos dias existe campo, embora limitado e especial, para a instalação de rodas d'água de vários tipos.

O século XVIII é como se sabe, o século dos grandes nomes da ciência hidráulica, que prepararam o campo para extraordinárias conquistas no que concerne as máquinas hidráulicas, os quais foram Daniel Bernoulli que lançou os fundamentos da hidrodinâmica e Leonard Euler que inventara uma roda de reação com distribuidor fixo, verdadeira precursora da turbina e estabeleceu em 1754 a equação que ainda conserva seu nome e que é a base para a compreensão das máquinas de reação.

No inicio do século XIX, Bernoit Fourneyron realizou experiências em Pont Sur L'Oignon na França, entre os anos de 1823 e 1827 e neste último ano construiu uma turbina centrifuga com potência de 6 cv e rendimento de 80%. A partir de 1843, as turbinas Fourneyron começaram a ceder lugar as turbinas axiais com tubo de sucção, inventadas por Henschel e Jonval, as quais se tornaram obsoletas a partir do advento das turbinas Francis. Na década de 1840

iniciou-se o desenvolvimento das turbinas de impulsão, as quais eram as turbinas tangenciais centrípetas idealizadas por Zuppinger, com injeção parcial de água. Visando utilizar quedas elevadas, foram construídas as turbinas de jato ou de ação parcial Girard em 1851, o qual foi extensamente utilizada para altas quedas até o final de século XIX e tornou obsoleta no início do século XX.

Em 1849 as inovações feitas pelo engenheiro James Bicheno Francis em turbina centrípeta patenteada em 1838 por Samuel Dowd, possibilitou o surgimento da turbina Francis, que foi um grande passo no desenvolvimento das turbinas de reação. O desenvolvimento das turbinas de impulsão teve um grande avanço em 1890, quando foi construído o primeiro rotor Pelton.

Como pode ser visto, as turbinas desenvolvidas até início do século XX se aplicavam melhor para altas e médias quedas, ficando dessa forma, necessário o desenvolvimento de um tipo de turbina adequado para baixa queda. Sendo assim, em 1908 surgiu a turbina Hélice ou Propeller, que é um tipo de turbina o qual o rotor assumiu a forma de uma hélice de propulsão, o que explica o nome dado a estas turbinas. O próximo passo no desenvolvimento de turbinas para baixa queda foi dado em 1912 por Victor Kaplan, o qual após estudos teóricos e experimentais concebeu uma turbina axial a hélice, comportando a possibilidade de variar os passos das pás, isto é, inventou uma hélice de pás orientáveis, que se tornou a turbina mais adequada para pequenas e médias quedas e grandes descargas.

O próximo passo no desenvolvimento de turbinas para baixa queda, foi o surgimento das turbinas de eixo horizontal ou levemente inclinado, que possibilitam: o aproveitamento de desníveis bastante pequenos, inviáveis até para as turbinas Kaplan, e considerável redução das dimensões da casa de força e conseqüentemente substancial economia nos custos das obras civis e total da central.

A primeira turbina horizontal foi patenteada pelo engenheiro norte-americano Leroy F. Harza em 1919, que concebeu uma turbina na qual o anel do indutor do alternador ficava conectado à periferia das pás do rotor da turbina. Esta turbina recebeu o nome de *Rim-Generator Turbine* (turbina geradora de anéis ou periférica) e mais recentemente na década de 1970, após alguns aperfeiçoamentos tecnológicos desenvolvidos pela Escher Wyss recebeu o nome de Straflo, oriundo da contração dos vocábulos *straight flow* (escoamento retilíneo). Apesar de ser patenteada em 1919, somente a partir de 1938 é que começou a ser utilizada. Entre 1938 e 1952 a Escher Wyss instalou 73 dessas máquinas em rios da Alemanha.

Em 1933 a Escher Wyss patenteou outra turbina de eixo horizontal: a turbina Bulbo, que recebeu este nome devido ao fato do gerador estar imerso no fluxo hidráulico, dentro de um bulbo.

Em 1930 o alemão Kuehne patenteou a terceira turbina de eixo horizontal, a Tubular-s, que é um tipo que se adapta melhor para baixa queda e pequenas capacidades de potência, sendo dessa forma muito utilizada em pequenas e mini-centrais.

Nota-se que, aproveitamento de baixos desníveis já existiam mesmo antes de Cristo, obviamente não para gerar energia elétrica, mas para produzir trabalho mecânico para o acionamento de dispositivos mecânicos.

Posteriormente, no início da história dos aproveitamentos hidroelétricos propriamente dito, as primeiras usinas eram de pequeno porte e situadas o mais próximo possível dos centros consumidores, compatíveis na época com o mercado existente e com desenvolvimento tecnológico e industrial incipiente. Contudo com o aperfeiçoamento da tecnologia determinando o surgimento de novas e maiores indústrias, e o decorrente crescimento do mercado consumidor, passou-se a buscar os maiores aproveitamentos possíveis, isto é, aqueles que

proporcionassem maiores capacidades de potência. Este fato obviamente conduziu aos aproveitamentos de alta e média queda, com prioridade para aqueles que estivessem mais próximos dos grandes centros de consumo.

Paralelo a visão de aproveitar as altas e médias quedas e percebendo que estas se escasseavam progressivamente, principalmente as situadas a pouca distância dos centros de consumo, engenheiros e especialistas na Europa já se preocupavam em desenvolver tecnologia específica para o aproveitamento de baixos desníveis com descargas significativas.

Com o desenvolvimento tecnológico das turbinas de eixo horizontal e com as vantagens técnicas e de custos destas sobre a Kaplan se tornando cada vez mais visíveis e diante de fatos como: a progressiva escassez dos recursos hidroenergéticos viáveis de alta e média queda, e a necessidade de redução de custos na construção de usinas, no final da década de 50 e início da de 60 começaram a ser implantadas na Europa, principalmente na França e Alemanha centrais de baixa queda utilizando máquinas de eixo horizontal, sendo estas máquinas na sua maioria a Bulbo.

Este advento ocorreu não só nos países europeus, mas também, de forma mais tímida no Japão, Estados Unidos, Canadá e Rússia.

Na década de 70 os investimentos da Escher Wyss na turbina Straflo, possibilitou tal turbina tornar-se viável para baixa e até mesmo média queda (ver item 2.5.2). Dessa forma a partir dos anos 70, muitas centrais baixa queda foram projetadas e construídas para utilizar a turbina Straflo.

Um outro segmento das centrais baixa queda, objeto de pesquisa nos anos 60 e 70 são as usinas maré-motrizes. Várias usinas deste tipo foram construídas, utilizando as turbinas Bulbo e Straflo, pois grande parte do processo de desenvolvimento tecnológico destas turbinas foi objetivando torná-las viáveis para sua utilização em usinas maré-motrizes. Apenas como exemplo uma usina

maré-motriz equipada com Bulbo é a de La Rance na França com 24 unidades produzindo cada unidade uma potência de 10 MW sob queda de 5,8 metros, e uma com Straflo é a de Annapolys Royal no Canada com queda variando de 1,4 a 6,8 metros e máxima potência de 20 MW.

Ressalta-se que com a tecnologia das turbinas de eixo horizontal, varias centrais baixa queda construídas no inicio do século equipadas com turbinas Francis e Kaplan, tiveram suas casas de força reprojctadas e as máquinas originais foram substituídas por turbinas de eixo horizontal com sensível aumento da potência instalada como foi o caso da central de Laufenburg onde há a possibilidade de 10 unidades Francis equipadas cada uma com 4 turbinas no mesmo eixo do gerador, serem substituídas por 10 unidades Straflo, com a potência se elevando de 81 MW para 106 MW sob uma queda de 10 metros. Obviamente para este caso os engenheiros avaliaram ser possível aumentar a vazão turbinada no aproveitamento, permitindo assim o substancial aumento da potência.

Analisando o processo de desenvolvimento das centrais baixa queda, verifica-se que os anos 60 e 70 foram os anos em que mais se construiu este tipo de central, realizadas em países desenvolvidos, principalmente nos europeus, e em especial na França e Alemanha, já citados. Outro fato que se verifica é que foram construídas centrais tanto de pequeno quanto de grande capacidade de potência, como por exemplo: Rock Island- EUA de 400.000 kW e queda de 12,10 metros e Marvit-França de 99 kW e queda de 6,65 metros. Salvo algumas exceções, a grande maioria das centrais foram projetadas e equipadas com grupos turbo-gerador de eixo horizontal.

Nos anos 80, o número de centrais baixa queda também aumentou, porém, presumi-se que este aumento tenha ocorrido em um ritmo mais lento.

Deve-se ressaltar que um fato que contribuiu grandemente para que os países investissem neste ramo da hidroeletricidade, foi o advento das turbinas de eixo horizontal, pois as vantagens técnicas e a redução de custos proporcionadas por tais máquinas, tornaram mais atrativos os investimentos em aproveitamentos de baixos desníveis.

É importante lembrar que as máquinas de eixo horizontal instaladas nas décadas de 50 e 60, ainda hoje trabalham satisfatoriamente e a contento, confirmando dessa forma o sucesso das mesmas.

2.3- Centrais Baixa Queda no Mundo

No item anterior viu-se então que, há uma grande quantidade de centrais baixa queda instaladas em vários países do mundo. Dessa forma com o objetivo de dar maior ênfase à síntese histórica apresentada no referido item procedeu-se uma coleta de dados sobre as usinas e micro-usinas de baixa queda, construídas ou em construção em diversos países do mundo. Tais dados são apresentados no anexo I.

2.4- Centrais Baixa Queda no Brasil

No Brasil, de acordo com as informações obtidas, os primeiros investimentos neste segmento da hidroeletricidade ocorreram no final da década de 70, quando em face do esgotamento dos grandes aproveitamentos, principalmente os mais próximos dos grandes centros de consumo, as autoridades governamentais viram a necessidade de procurar novas fontes de energia.

Os investimentos supramencionados não foram em projetos e construções de centrais baixa queda, mas foram em estudos e levantamentos de potenciais. Por exemplo em 1977 a CESP- Companhia Energética de São Paulo através dos

serviços do CNEC- Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores, fez o levantamento do potencial hidroenergético do Estado de São Paulo segundo aproveitamentos de baixos desníveis, para transmissão em baixa tensão (15kv). De acordo com este levantamento havia a possibilidade de se extrair ainda em pequenas e mini-usinas de baixa queda um potencial de 442,18 MW. Paralelamente, em 1978 a Eletrobrás-Centraís Elétricas Brasileiras, realizou o “Programa de Instrução sobre Usinas de Baixa Queda”, através do qual o engenheiro Octaviano Massa e equipe foi enviado a Europa durante um período de 31 dias, com o objetivo de visitar várias usinas de baixa queda em alguns países europeus, a fim de obter informações técnicas e avaliar o desempenho de tais usinas. O interesse técnico maior estava voltado para os equipamentos que compõem o conjunto turbo-gerador: turbinas e geradores, e o relatório final desta pesquisa foi publicado pela Eletrobrás sob o título: “Turbinas Hidráulicas para Baixa Queda”. Como comentário vale mencionar, que neste estudo ficaram ressaltadas e confirmadas a supremacia para baixa queda dos grupos turbo-gerador de eixo horizontal sobre os de eixo vertical (turbinas Kaplan). É importante dizer ainda que esta pesquisa, foi realizada visando principalmente o aproveitamento dos rios da região amazônica, objetivando adaptar a tecnologia de centrais baixa queda observada na Europa às condições hidrográficas, topográficas, sociais e ambientais da região, bem como utilizar dentro do possível recursos da região, como por exemplo: fazer uso de madeira, que é abundante na região, na construção de barragens.

Na década de 80 foram realizados, principalmente no Estado de São Paulo pela CESP, estudos de inventário de alguns locais (sítios) possíveis para o aproveitamento de pequenos desníveis, como o caso do rio Pardo em seu curso inferior, onde foram inventariados três locais de 12 metros de queda cada um, possibilitando a extração em cada local de uma potência de aproximadamente 45

MW através de três unidades geradoras equipadas com turbinas Straflo. Outro estudo também foi feito no rio Paranapanema, para o aproveitamento de Ourinhos, aproveitando um desnível de 13 metros existente entre duas centrais de grande porte: Xavantes e Salto Grande. Este aproveitamento possibilitaria também obter uma potência adicional de 46 MW, utilizando turbinas Tubular-s.

No final da década de 70 e início da de 80, foi realizado pela Eletrosul-Centrais Elétricas do Sul os estudos de inventário e viabilidade para o aproveitamento no rio Paraná de um desnível de 18 metros, o que resultaria no projeto da usina de Guaira.

Na década de 90 foram realizados os estudos de inventário e viabilidade da usina de Ourinhos, mencionada alguns parágrafos anteriores. Nesta década, também a CEMIG-Centrais Elétricas de Minas Gerais adotando uma posição inovadora dentro do setor energético do Brasil, se associou a iniciativa privada e projetou e construiu a hidroelétrica de Igarapava, que é a primeira hidroelétrica brasileira e de grande porte (210 MW) a utilizar turbinas Bulbo. Outra hidroelétrica que se tem informações que utiliza turbinas de eixo horizontal, é a de José Togni no rio das Antas, próximo ao município de Poços de Caldas-MG. Porém esta usina é de pequeno porte utilizando uma turbina Tubular-s com potência nominal de 756 kW.

Em 1990 foi apresentado um artigo (Ref. 1) na conferência internacional "Hydro 90 - Smal - Médium" por engenheiros da CESP, o qual indicava a possibilidade da construção de várias centrais baixa queda com quedas variando entre 5 e 12 metros no trecho paulista do rio Paraíba do Sul.

Em 1987, um estudo (Ref. 2) realizado pelo professor da USP-Universidade de São Paulo, José Roberto Bonilha sobre a padronização de equipamentos hidráulicos para usinas hidroelétricas de baixa potência mostrou a necessidade de no Brasil, autoridades, escolas e empresas fabricantes de

equipamentos hidráulicos investirem no desenvolvimento e padronização de equipamentos hidráulicos para baixa potência em geral, e em particular como ficou ressaltado neste estudo, dentro da classe de baixa potência, o segmento relacionado aos equipamentos para centrais baixa queda, visto que com relação a equipamentos para este tipo de usina o Brasil está bastante atrasado em termos de tecnologia quando comparados com os outros tipos (alta e média queda).

Como pode ser verificado, diante de tudo que foi dito anteriormente, no Brasil praticamente nem se iniciou o aproveitamento dessa fonte limpa e renovável de energia, que são as centrais hidroelétricas de baixa queda. Por isso é necessário que governo e iniciativa privada sejam despertados para este segmento da hidroeletricidade, visto que para o momento atual do setor energético brasileiro, diante de fatores determinantes como: ambiental, social, de carência de energia a médio prazo e econômico, as vantagens pertinentes a centrais baixa queda são bastante relevantes.

2.5- Turbinas Hidráulicas para Baixa Queda

De acordo com o item 2.2, as turbinas mais adequadas para usinas hidroelétricas de baixa queda surgiram e tiveram seu desenvolvimento no presente século, sendo a primeira surgir a Kaplan, e posteriormente a Straflo, a Bulbo e a Tubular-s.

Outras turbinas também podem ser utilizadas, como por exemplo: Francis de eixo vertical com câmara aberta, Francis de eixo horizontal com câmara aberta, Turbina-Hélice de eixo vertical e câmara fechada, Francis com rotor duplo e comandos independentes, entre outras. Porém estas turbinas proporcionam rendimentos menores e desempenho geral da usina inferior em relação ao obtido quando da utilização dos outros tipos considerados como mais

adequados no parágrafo anterior, e adicional a isto, está o fato de que estas máquinas são geralmente de pequena capacidade de potência, e dessa forma utilizadas em mini e micro-usinas.

Neste trabalho estudar-se-á os tipos de turbinas mencionados no primeiro parágrafo, já que tais tipos são os mais adequados para baixa queda e também pelo fato de que os limites de potência referentes a estas máquinas são maiores que os das outras, proporcionando a construção de todas as classes de centrais, desde a micro até a grande central.

A turbina Kaplan possui eixo vertical, e será referida neste trabalho como Kaplan de eixo vertical ou simplesmente Kaplan, e a Bulbo, Straflo e Tubular-s são máquinas de eixo horizontal ou levemente inclinado e serão referidas de forma geral como máquinas ou turbinas de eixo horizontal ou em casos específicos com o nome próprio de cada tipo. Estes três últimos tipos trabalham com escoamento inteiramente axial, e têm como características principais, a eliminação da caixa espiral e a redução sensível ou total exclusão do tubo de sucção.

A partir destas características, nota-se que, mantendo-se a mesma queda e o mesmo rendimento, será possível fabricar uma máquina de eixo horizontal com maior potência específica do que a que seria exequível para se obter o mesmo resultado com uma máquina Kaplan. Isto nos permite diminuir o diâmetro da turbina de eixo horizontal, em relação ao da Kaplan, para as mesmas condições de projeto.

Conclui-se então que, há duas classes de turbinas adequadas para baixa queda, a de eixo vertical e as de eixo horizontal. As de eixo horizontal, além de apresentarem vantagens técnicas e de custos sobre a de eixo vertical, apresentam também características peculiares que tornam o seu estudo interessante e atrativo.

Este trabalho tem como um dos seus objetivos justamente o estudo das máquinas de eixo horizontal, o qual envolve: descrever cada tipo de máquina e suas características particulares, mostrar as vantagens destas turbinas em relação a Kaplan e mostrar também dentre estas turbinas de eixo horizontal as vantagens e desvantagens de cada uma.

Dessa forma vale mencionar com relação a Kaplan, que mesmo sendo adequada para baixa queda, neste trabalho será utilizada apenas como parâmetro de comparação para mostrar que as turbinas de eixo horizontal além de serem adequadas são as mais viáveis técnica e economicamente para o aproveitamento de pequenos desníveis. Assim a descrição e as características particulares de tal máquina não serão apresentadas, pelo fato de já serem bastante conhecidas entre o meio técnico e científico, e de não serem o objeto de estudo deste trabalho.

A descrição e as características das turbinas, objetos de estudo deste trabalho, serão apresentadas neste capítulo, e as vantagens serão apresentadas no capítulo 5.

Passa-se então à descrição e à apresentação das principais características das turbinas de eixo horizontal.

2.5.1- Bulbo

A turbina Bulbo (figuras 2.4, 2.5 e 2.6) foi patenteada em 1933 pela Escher Wyss e desde esta data é caracterizada por originar grupos turbo-gerador em que o gerador se encontra em uma cápsula com formato de pera ou bulbo imersa no fluxo (dai o nome Bulbo), disposto de maneira a ter o seu eixo coincidente com o eixo da turbina.

A posição do eixo é normalmente horizontal, podendo passar a inclinada quando a construção da casa de força assim o exigir.

Quanto a disposição do grupo turbo-gerador dentro do fluxo hidráulico, tem-se duas opções: grupo com bulbo à jusante (figura-2.5), o qual o bulbo vem depois da turbina no sentido do escoamento, e grupo com bulbo à montante, o qual ocorre a situação inversa. Este último é mais utilizado, pois o primeiro além de apresentar problemas de vibração, possibilita uma máquina com menor rendimento. Além do mais, há o fato de que devido a grande maioria dos grupos Bulbo instalados serem com bulbo à montante, os fenômenos e deficiências pertinentes a tais grupos são mais conhecidos, o que possibilitou e possibilita que o desenvolvimento tecnológico seja canalizado muito mais no sentido de superar os limites dos grupos com bulbo à montante, do que os limites dos grupos com bulbo à jusante.

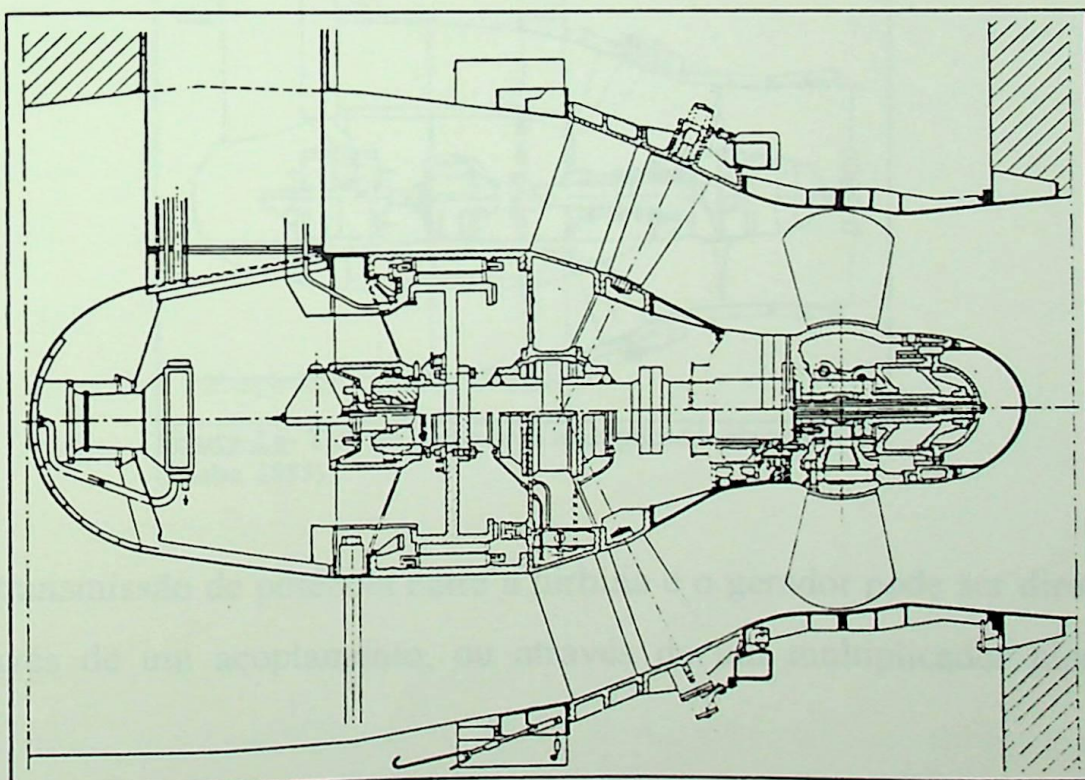


Figura-2.4- Corte longitudinal de uma turbina Bulbo (Mosonyi, 1987).

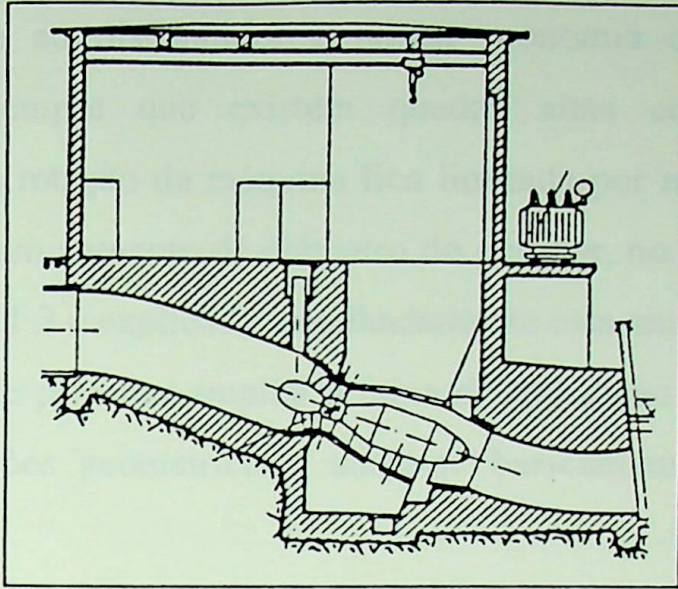


Figura-2.5- Turbina Bulbo com bulbo à jusante (Mosonyi, 1987).

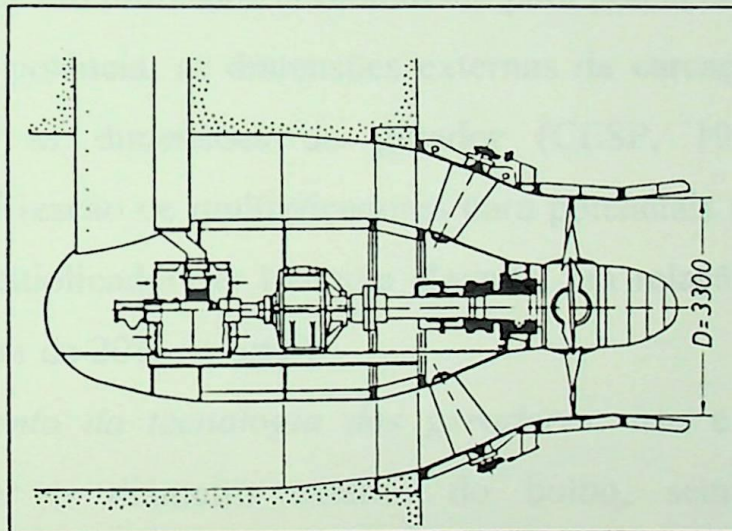


Figura-2.6- Turbina Bulbo com multiplicador planetário (Raabe, 1985).

A transmissão de potência entre a turbina e o gerador pode ser direta (fig. 2.4), através de um acoplamento, ou através de um multiplicador planetário (fig.2.6).

A relação entre o diâmetro do bulbo (determinado pelo gerador) e o da turbina varia normalmente de 0,8 à 1,2. Evita-se sempre que possível valores mais elevados que esta relação, pois, com um diâmetro do bulbo muito maior

que o da turbina, tem-se um circuito hidráulico pouco favorável, curvatura muito acentuada próxima ao distribuidor e pouca economia de obras civis. Esta situação ocorre sempre que existem quedas altas em relação à vazão considerada, pois a rotação da máquina fica limitada por motivos de cavitação, provocando assim um aumento de diâmetro do gerador, no caso de acoplamento direto. No item 2.5.1.2 é explicado detalhadamente esta situação.

No sentido de procurar ampliar a faixa de utilização da Bulbo, mantendo as mesmas condições geométricas, adota-se basicamente duas soluções, as quais são:

1)- *Introdução de multiplicador tipo planetário*: este artifício tem a finalidade de aumentar a rotação do gerador e, conseqüentemente, diminuir o seu diâmetro. Os multiplicadores são utilizados normalmente para potências abaixo de 5 MW, pois acima desta potência, as dimensões externas da carcaça do multiplicador poderão superar as dimensões do gerador (CESP, 1977). Outro ponto desfavorável a utilização de multiplicadores para potenciais superiores, é o fato de o custo do multiplicador ser bastante elevado, em relação ao custo total da máquina (da ordem de 20% do total).

2)- *Aperfeiçoamento da tecnologia dos geradores*: isto é no sentido de se conseguir manter o diâmetro externo do bulbo, sem a utilização de multiplicadores. Esta opção é muito adotada pelos franceses e será discutida mais detalhadamente no item 2.5.1.2.

Um ponto a considerar na instalação de grupos Bulbo, é que tendo um momento de inércia relativamente pequeno, não apresenta condições ideais para a estabilidade na regularização de velocidade síncrona do eixo de rotação quando as grandezas de operação sofrem flutuações com muita freqüência.

De fato, o problema com que os projetistas de grupos Bulbo se defrontam é o de conciliar a necessidade de um bulbo com menor diâmetro possível para

atender as condições de escoamento, com o maior alternador possível, a fim de que o momento de inércia total seja suficientemente grande, favorecendo, assim, os objetivos da regularização do movimento pelo efeito de volante das partes girantes.

Outra característica do grupo Bulbo, é que sendo a potência de uma turbina diretamente proporcional tanto ao quadrado do diâmetro do rotor quanto à potência de 1,5 da queda (ver item 2.5.1.2, eq.-2.1), então a necessidade de se construir usinas com baixo custo de obras civis limita o diâmetro do rotor e do bulbo, o que obriga à construção de alternadores de pequeno diâmetro mas muito alongados axialmente (figura 2.7). E Isso, tem acarretado problemas de resfriamento para o gerador e de custo para árvore e mancais.

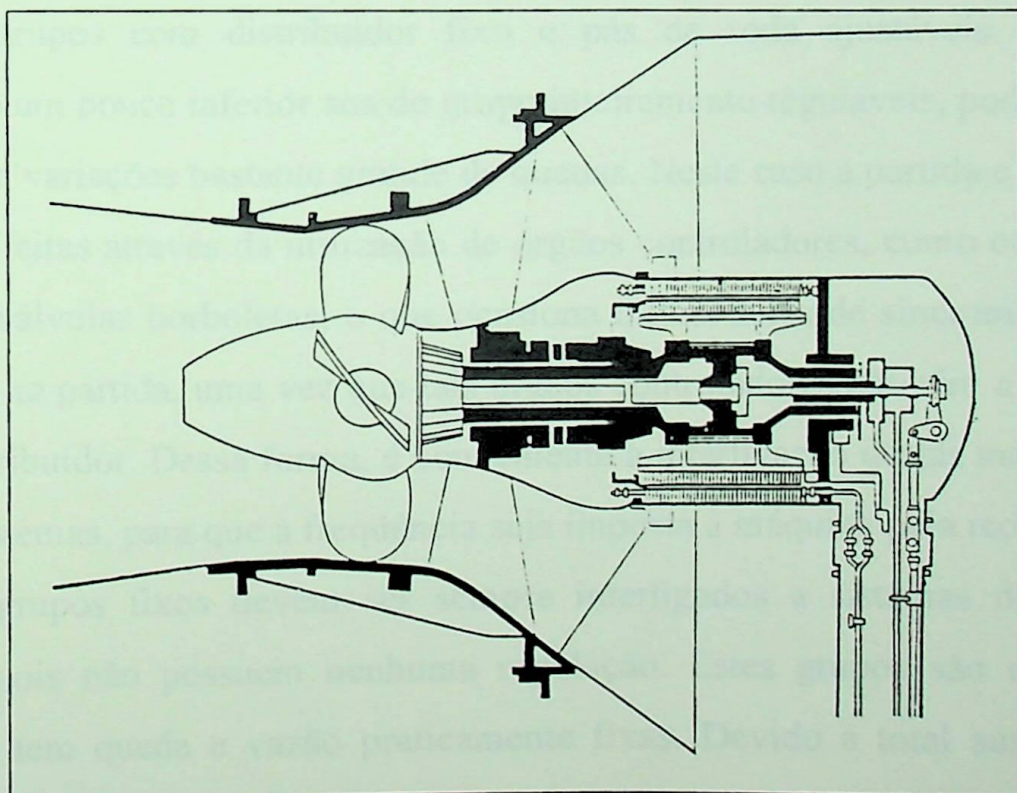


Figura-2.7- Corte longitudinal do bulbo de uma turbina Bulbo (Mosonyi, 1987).

Quanto a variação de carga os grupos do tipo Bulbo, podem ser divididos em:

- grupos inteiramente reguláveis (distribuidor e pás do rotor móveis);
- grupos com pás do rotor fixas e distribuidor móvel;
- grupos com distribuidor fixo e pás de rotor móveis;
- grupos fixos (distribuidor e pás fixas).

Os grupos inteiramente reguláveis são normalmente utilizados quando se tem grandes variações de queda e de carga, pois eles podem manter rendimentos bastante elevados em uma faixa da operação significativamente ampla. Admite-se de até 40% na queda e 60% ou mais na carga.

Os grupos de pás do rotor fixas e distribuidor móvel são normalmente usados quando se tem pequenas variações de queda e vazão, pois o rendimento cai sensivelmente quando se afasta muito do ponto de projeto.

Os grupos com distribuidor fixo e pás de roda ajustáveis possuem rendimento um pouco inferior aos do grupo inteiramente reguláveis, podendo ser usados para variações bastante grande de quedas. Neste caso a partida e a parada devem ser feitas através da utilização de órgãos controladores, como comportas planas ou válvulas borboletas, o que ocasiona dificuldades de sincronização de freqüência na partida, uma vez que tais órgãos controladores não têm a precisão de um distribuidor. Dessa forma, é conveniente a interligação destas máquinas a grandes sistemas, para que a freqüência seja imposta à máquina pela rede.

Os grupos fixos devem ser sempre interligados a sistemas de grande potência, pois não possuem nenhuma regulação. Estes grupos são utilizados quando se tem queda e vazão praticamente fixas. Devido à total ausência de regulação, são utilizados para turbinar a vazão mínima. Por este motivo, são normalmente instalados juntamente com grupos reguláveis que fazem o aproveitamento das vazões economicamente utilizáveis, acima da vazão mínima.

Os grupos fixos podem ser acoplados a geradores assíncronos , dentro de determinadas condições como se verá adiante.

Apresentar-se-á agora a título de ilustração alguns detalhes referentes a um arranjo típico de um grupo Bulbo na casa de força. Para isso seja a fig.2.8, que se refere à central de Racine (EUA) , onde cada unidade fornece 24,6 MW sob queda de 6,5 metros.

Observa-se que o bulbo fica dividido em duas câmaras pelo alternador, às quais se pode ter acesso por dois poços de visita blindados (tubulões, *shafts*). Na câmara de montante acham-se as instalações de refrigeração do alternador e na de jusante os mancais e as juntas de vedação. Vê-se entre os tubulões de acesso dos operadores um poço maior, pelo qual pode entrar o alternador completo para a montagem do grupo. No caso da central de Racine, por exemplo, o alternador pesa 308 ton. e as pontes rolantes têm capacidade para transportá-lo completo. Para economizar no custo da ponte rolante pode-se transportar o alternador em duas partes separadas por um plano diametral, de modo que a montagem do alternador é feita colocando primeiramente a parte inferior do estator, em seguida vem a roda polar e finalmente a parte superior do estator.

As pás do distribuidor ficam no trecho cônico do bulbo, e são reguláveis. As do rotor são em tudo semelhantes as de uma Kaplan convencional.

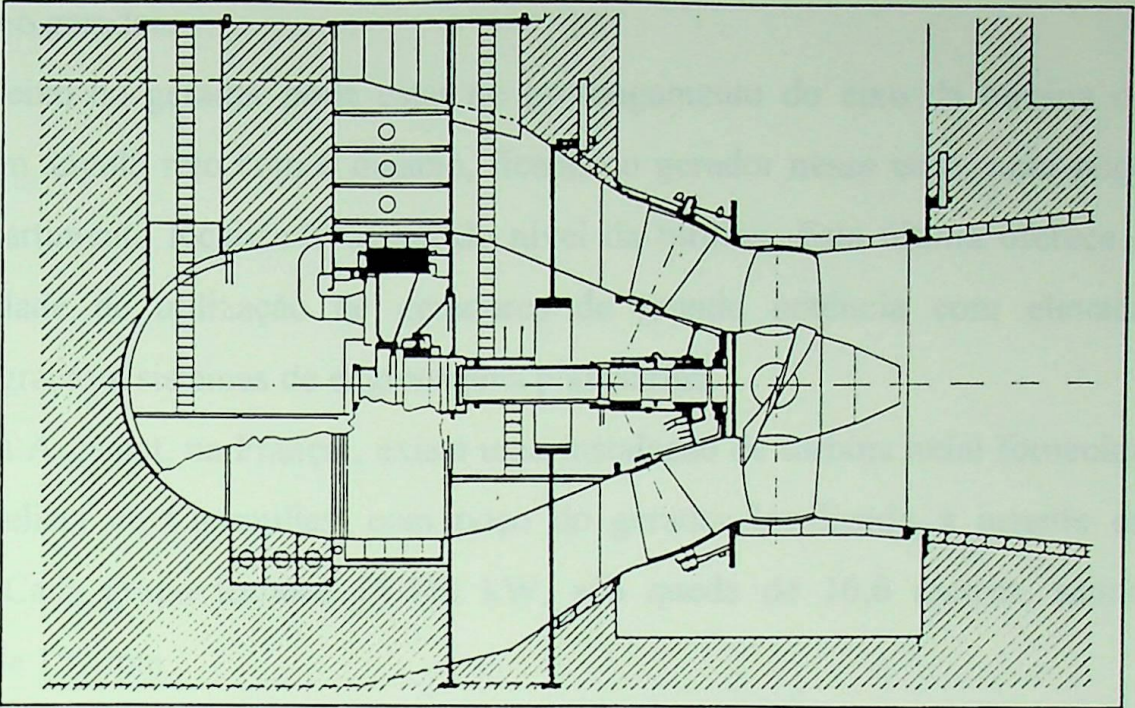


Figura-2.8- Turbina Bulbo da central de Racine, U.S.A.. H= 7 m. P= 24600 kW (Mosonyi, 1987).

2.5.1.1- Semi-Bulbo

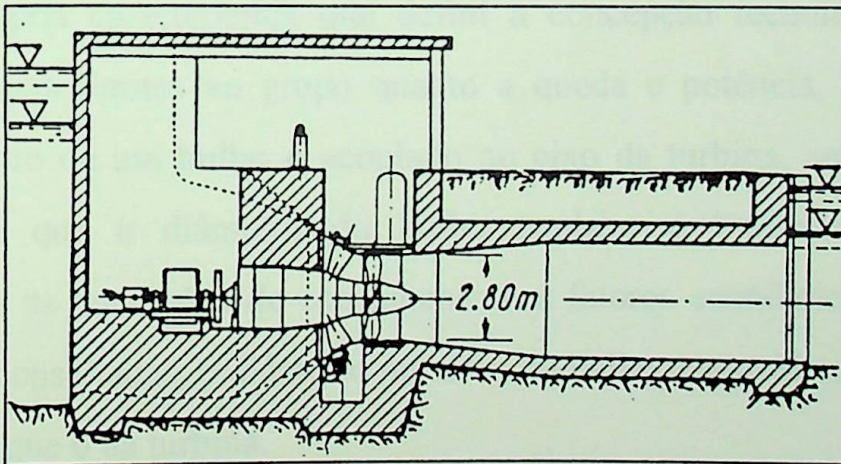


Figura-2.9- Corte longitudinal de uma usina equipada com turbina semi-Bulbo ou Poço (Mosonyi, 1987).

A figura 2.9 mostra um tipo de turbina axial, na qual o gerador é colocado em um poço, ou melhor dizendo em um compartimento cujas paredes podem ser

de chapas de aço ou de concreto. A água, para chegar à turbina, circunda o poço onde fica o gerador.

O eixo do gerador pode estar no prolongamento do eixo da turbina ou formar um ângulo reto com o mesmo, ficando o gerador nesse caso, num poço ou compartimento localizado acima do nível da turbina. Esta última oferece a possibilidade de utilização de geradores de grande potência com elevada rotação, graças a sistemas de engrenagens planetárias.

Em Argentat, na França, existe uma instalação de turbina axial fornecida pelos Ateliers de Charmilles, com poço do gerador localizado à jusante da turbina. Cada grupo fornece 14.400 kW, sob queda de 16,6 metros, sendo rotação de 150 rpm.

Alguns autores denominam esta turbina de Semi-Bulbo, daí o fato de neste trabalho ser considerada, como uma subcategoria da Bulbo.

2.5.1.2- Características do gerador

A própria característica que defini a concepção tecnológica do grupo Bulbo, propicia limites ao grupo quanto a queda e potência, pois estando o gerador dentro de um bulbo e acoplado ao eixo da turbina, seu diâmetro fica limitado, já que o diâmetro do bulbo também é limitado, por motivos relacionados as condições de escoamento e a fatores econômicos. Segundo as referências consultadas, o diâmetro máximo do bulbo é considerado como sendo 20 % maior que o da turbina.

Para melhor esclarecimento deste assunto, tem-se que analisar duas fórmulas, uma da potência de uma turbina hidráulica, e outra da potência do gerador elétrico.

A potência de uma turbina no S.I (Sistema Internacional de unidades) com seu valor em Watts é dada por:

$$P_T = P_{11} \cdot Y^{1.5} \cdot D_T^2 \cdot \rho = P_{11} \cdot (H \cdot g)^{1.5} \cdot D_T^2 \cdot \rho \quad (2.1)$$

onde:

P_{11} - Potência unitária

D_T - Diâmetro interno do estator (m)

H - Queda (m)

ρ - Massa específica (kg/m³)

g - Aceleração da gravidade (m/s²)

A potência do gerador elétrico com seu valor em MVA segundo Cotillon (1977) pode ser dada em função de suas dimensões principais:

$$P_G = G \cdot D^2 \cdot L \cdot n \quad (2.2)$$

onde:

G - Constante de Projeto (MVA/m³ • rps)

D - Diâmetro interno do estator (m)

L - Comprimento do estator (m)

n - Rotação do gerador (rps)

Para a respectiva análise é importante conhecer também, uma fórmula que permite estimar o diâmetro do bulbo (CESP, 1977). Tal equação considera para efeito de análise o diâmetro do bulbo como sendo o diâmetro externo do estator. Em casos onde o projeto prevê dutos de ventilação o diâmetro do bulbo poderá ser estimado com uma pequena margem de acréscimo.

O diâmetro externo do estator de acordo com a referência citada é dado por:

$$D_E = \left(\frac{2,1}{NP} + 1 \right) \cdot D + 0,1 \quad (2.3)$$

onde:

D - Diâmetro interno do estator (m)

NP - Número de pólos

Analisando, então as equações 2.1 a 2.3, verifica-se que de acordo com a equação 2.1, a potência da turbina varia com o quadrado do diâmetro e com potência de 1,5 da queda. Isto conduz a potências elevadas, para maiores quedas e diâmetros.

Até o momento não há problema algum em se ter potência elevada. Porém na equação 2.2 vê-se que a potência do gerador é proporcional ao quadrado do diâmetro interno do estator, e na equação 2.3 observa-se que o diâmetro do bulbo cresce juntamente com o diâmetro interno do estator. Dessa forma, para uma potência muito grande, o diâmetro interno do estator e conseqüentemente o diâmetro do bulbo, serão de dimensões bastante elevadas.

Analisando, agora, a influência da queda no diâmetro do gerador e dessa forma no diâmetro do bulbo, será considerado o diâmetro da turbina fixo. Considerar-se-á também fixas as outras variáveis presentes na equação da potência do gerador, estabelecendo assim, que um aumento na potência do gerador resultará em aumento no diâmetro interno do estator e obviamente aumento no diâmetro do bulbo. Estabelecidas estas condições, suponha uma turbina com determinado diâmetro trabalhando sob uma queda fixa. Para estas condições, o gerador será projetado para gerar a potência que esta sendo produzida no eixo pela turbina, e dessa forma, gerador e bulbo terão determinados diâmetros. Suponha agora que esta mesma turbina trabalhe sob uma queda de 4 metros a mais. Isto resultará, como pode ser verificado na

equação 2.1, que a potência da turbina será maior. Assim, a potência de eixo a ser gerada pelo gerador elétrico, será maior, e este tendo que ser projetado para esta potência sofrerá um acréscimo no seu diâmetro, que provoca um aumento no diâmetro do bulbo. E é justamente esse acréscimo que se quer evitar, pois como foi dito anteriormente, o diâmetro do bulbo tem influência significativa no escoamento e nos custos das obras civis da casa de força. Como foi visto também, os projetistas fixam um diâmetro máximo do bulbo como sendo 1,2 vezes o da turbina, porém o ideal é que o diâmetro do bulbo seja menor que o da turbina da ordem de 10 a 15%. Veja Tabela-II.1, onde constam algumas centrais baixa queda com grupos Bulbo que possuem a relação D_B/D_T (diâmetro do bulbo pelo o da turbina) dentro desta faixa.

Um outro ponto a considerar, é que por motivos de cavitação na turbina, um aumento na queda, provavelmente, resultará em um aumento na rotação do gerador (considerando que o gerador esta acoplado diretamente ao eixo da turbina, que é o arranjo utilizado para maiores potências) para possibilitar determinada contrapressão na turbina, a fim de evitar a cavitação. E, como pode ser observado na equação 2.2, a potência do gerador é diretamente proporcional à rotação, e como com a elevação da queda, a potência aumentou e a rotação diminuiu, então o diâmetro interno do estator e, conseqüentemente, o diâmetro do bulbo, sofrerá um acréscimo ainda maior.

Analisando, agora, o problema por outro ângulo, observa-se que uma forma de superá-lo pode ser a alteração das outras variáveis envolvidas na fórmula da potência do gerador, que são tanto a constante de projeto (G) e o , comprimento do estator (L), quanto a rotação do gerador (n).

É necessário, então, fazer uma análise de cada uma destas variáveis.

-Rotação do gerador (n): com o intuito de diminuir o diâmetro do gerador, este poderá ter sua rotação aumentada através da utilização de multiplicador de

velocidade. Todavia, como pode ser observado na Tabela do Anexo-I (tabela que contém dados de várias centrais bulbo instaladas), esta solução não é aplicada normalmente para potências maiores ou iguais a 6 MW, pois para esses valores, o problema de diâmetro do bulbo em relação ao diâmetro da turbina fica menos crítico. Ainda segundo a mesma tabela, nota-se que, para as pequenas potências (inferiores a 1 MW), o uso do multiplicador é muito mais freqüente. De fato os fabricantes franceses empregam multiplicador somente até 1 MW, já os suíços e alemães utilizam para grupos com potências maiores. Como exemplo tem-se a usina de Detzem na Alemanha, que gera 5,8 MW. De qualquer forma, a utilização ou não do multiplicador de velocidade estará condicionada à razão do diâmetro do gerador relativamente ao da turbina, porém é sempre desejado o grupo sem multiplicador.

-Constante de projeto (G): trata-se de um parâmetro que determina as características magnéticas e elétricas da máquina, e seu valor pode ser aumentado em função da configuração geométrica das laminações, ou, pelo aumento concomitante das induções no ferro, ou ainda, pela melhoria do sistema de refrigeração do gerador. Segundo CESP (1977), as verificações feitas em vários grupos Bulbo mostram que, geralmente os valores desta constante para geradores Bulbo, são maiores do que os que se referem aos convencionais, principalmente devido à melhoria no sistema de refrigeração. Segundo Cotillon (1977), esta constante pode ser aumentada de até 50%.

-Comprimento do estator (L): de acordo com CESP (1977), comparando-se o comprimento do estator relativamente ao seu diâmetro interno (D), tanto dos geradores do grupo Bulbo, quanto dos convencionais, verifica-se que, na maioria dos casos em que não há a existência de multiplicador de velocidade, o comprimento do estator dos geradores do grupo Bulbo são maiores, ou seja, a relação (L/D) é menor para os hidrogeradores convencionais. O comprimento do

estator pode ser aumentado até duas ou duas vezes e meia, sendo que valores superiores a estes são antieconômicos (Cotillon, 1977).

Como foi mencionado anteriormente, mesmo fixando um diâmetro máximo do bulbo em $1,2D_T$, para melhores condições de escoamento e para não ocorrer elevação de custos, é preferível que este seja o menor possível. Isto tem sido conseguido em várias usinas no mundo, como pode ser observado na tabela II.1 a seguir:

Tabela-II.1- Razões de Diâmetro para Turbinas Bulbo

NOME DA USINA	PAÍS	POT. GERADOR (MVA)	DIAM. BULBO D_B (m)	DIAM. TURB. D_T (m)	RELAÇÃO D_B/D_T
Iffezheim	Alemanha	0,440	5,670	5,800	0,978
Beaumont-Monteux	França	0,289	3,600	3,800	0,947
Saint-Malo	França	9,000	5,020	5,800	0,865
Gerstheim	França	24,200	5,200	5,600	0,929
Pease - de - Roussillon	França	42,000	5,600	6,250	0,896
Cadersousse	França	31,500	5,600	6,900	0,812
Scaucaire	França	35,700	5,769	6,250	0,923
La Rance	França	10,000	4,350	5,350	0,813
Pierre Benite	França	20,200	6,100	5,185	0,850

Retornando as equações 2.1, 2.2 e 2.3, conclui-se que, quando o diâmetro da turbina é consideravelmente grande, a queda não poderá ser tão elevada. De acordo com Höller & Miller (1977), os valores máximos são: para diâmetros superiores a 6,5 metros, a queda não deve ultrapassar 10 metros.

O maior grupo Bulbo instalado é de Rock Island, com potência de 53 MW. Neste caso, a queda é de 12,10 metros e o diâmetro da turbina de 7,40 metros, porém a relação D_B/D_T (diâmetro do bulbo pelo diâmetro da turbina) é

relativamente grande, como pode ser observado na tabela-II.1, fato que possivelmente acarretou aumento nos custos das obras civis da casa de força.

2.5.1.3- Refrigeração do gerador

Como se viu no item anterior, o fato do gerador estar dentro de um bulbo, acarreta alguns limites ao grupo. Dessa forma é necessário que o resfriamento dos geradores, seja realizado segundo processo diferente ao utilizado em geradores convencionais, pois como será visto, um resfriamento mais eficiente do gerador permite minimizar a perda de potência, além de influenciar favoravelmente na constante de projeto (G), que se for aumentada, possibilita um decréscimo no diâmetro interno do estator e conseqüentemente no diâmetro do bulbo. Assim, torna-se relevante apresentar aqui, ainda que superficialmente, a tecnologia de resfriamento dos geradores de grupos Bulbo, principalmente os de potência acima de 10 MW.

Pelo fato de que o diâmetro associado ao gerador de um grupo Bulbo é menor, a velocidade tangencial periférica do rotor de um ventilador, instalado no eixo do gerador, produz o equivalente aproximado de um quinto a um décimo da pressão que se utiliza em um gerador convencional. E devido aos limites de seu diâmetro, os geradores de grupos Bulbo, sofrem um aumento na constante de projeto (G), e isto é feito através da elevação da densidade de corrente no cobre ou na ranhura. Porém, este artifício provoca um sensível decréscimo do rendimento do gerador pois ocorre aumento de perdas, tanto por efeito Joule (cobre mais carregado), quanto por ventilação (acrécimo da vazão de ar necessária para evacuar o calor).

Para restabelecer o balanço de perdas e resolver o problema de resfriamento do gerador, concluí-se que é necessário diminuir as perdas que

ocorrem por ventilação. A solução encontrada, então, é elevar a pressão do fluido refrigerante.

De fato, se Q é a vazão do fluido refrigerante, a massa de fluido circulante por unidade de volume é $\dot{m} = \rho \cdot Q$, sendo ρ a massa específica; e a quantidade de energia que pode retirar esta massa é proporcional a $C \cdot \rho \cdot Q$, onde C designa o calor específico do gás a pressão constante.

Aumentando-se, então, a densidade do gás, em consequência da elevação de pressão, aumenta-se proporcionalmente a energia retirada para uma mesma vazão. Inversamente, por uma quantidade de energia a retirar, a vazão volumétrica varia com $1/\rho$. As velocidades de escoamento dentro dos circuitos de ventilação variam do mesmo modo e, as perdas de carga, ou seja, a carga que deverá desenvolver o ventilador, varia com $1/\rho^2$. Por outro lado, a potência do ventilador, é produto de sua carga pela quantidade, $g \cdot \rho \cdot Q$, que permanece constante, resultando assim, que a potência varia com a carga, ou seja, com $1/\rho^2$.

Como ρ é proporcional a pressão absoluta do fluido, vê-se que as perdas por ventilação forçada variam com o inverso do quadrado da pressão do fluido refrigerante. Se P designa a pressão relativa, isto é, sobre-pressão em relação a pressão atmosférica, então, pode-se dizer que as perdas por ventilação são da forma: $x = x_0 / (1 + P)^2$, que decresce muito rápido desde que se pressurize, mesmo fracamente, o alternador.

Assim, as perdas diminuem da metade para uma sobre-pressão de 0,4 bar, e de 75% para de 1 bar.

A circulação de ar no estator pode ser feita através de ranhuras intermediárias, convenientemente dispostas no ferro da máquina, figura 2.11. Dessa forma o ar circulante evacua as calorias proveniente do ferro.

No rotor, figura 2.12, o problema esta em colocar o máximo de cobre em um passo polar bastante reduzido, minimizando tanto que possível os fluxos de fuga e deixando, ao ar de refrigeração, passagem suficientes.

Na central de Pierre Benite-França, por exemplo, estas soluções conduziram a um diâmetro do rotor de 4,60 metros, a uma altura do ferro de 1,50 metros e a uma pressão absoluta do ar de refrigeração de 2 bar. Estes alternadores de Pierre Benite forneceriam uma potência de 15 MW, ou seja, 75% de sua potência nominal, caso fosse suprimida a pressurização.

Tanto os alternadores de Pierre Benite, quanto os clássicos, possuem um rendimento de 97%, mas o balanço das perdas em porcentagem é bem diferente, como mostra a Tabela-II.2 a seguir.

Tabela-II.2- Balanço de Perdas

PERDAS	Alternador Clássico	Alternador Bulbo
Por "Joule"	27,0	37,0
Por ventilação	17,5	8,5
No "ferro"	27,0	21,0
Excitação	20,0	25,0
Outras perdas	8,5	8,5
Total	100,0%	100,0%

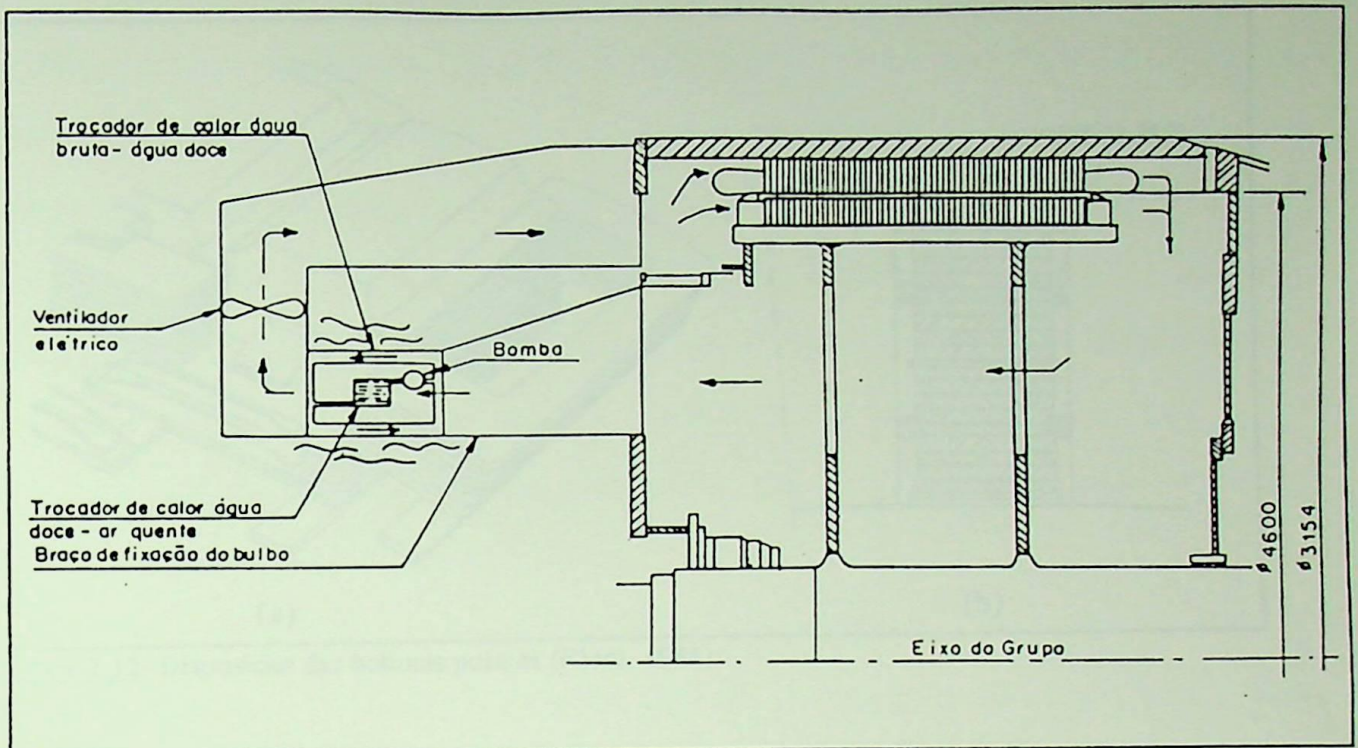


Figura-2.10- Esquema do dispositivo de refrigeração de uma turbina Bulbo (Ricci, 1981).

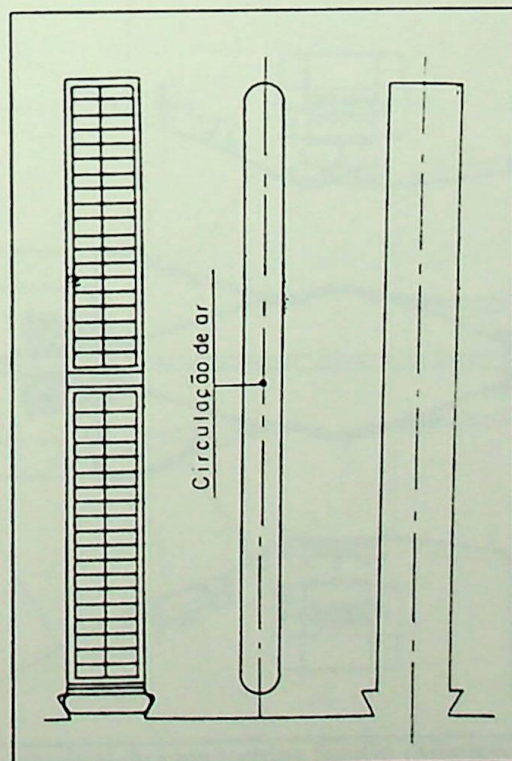


Figura-2.11- Corte das ranhuras do estator (Ricci, 1981).

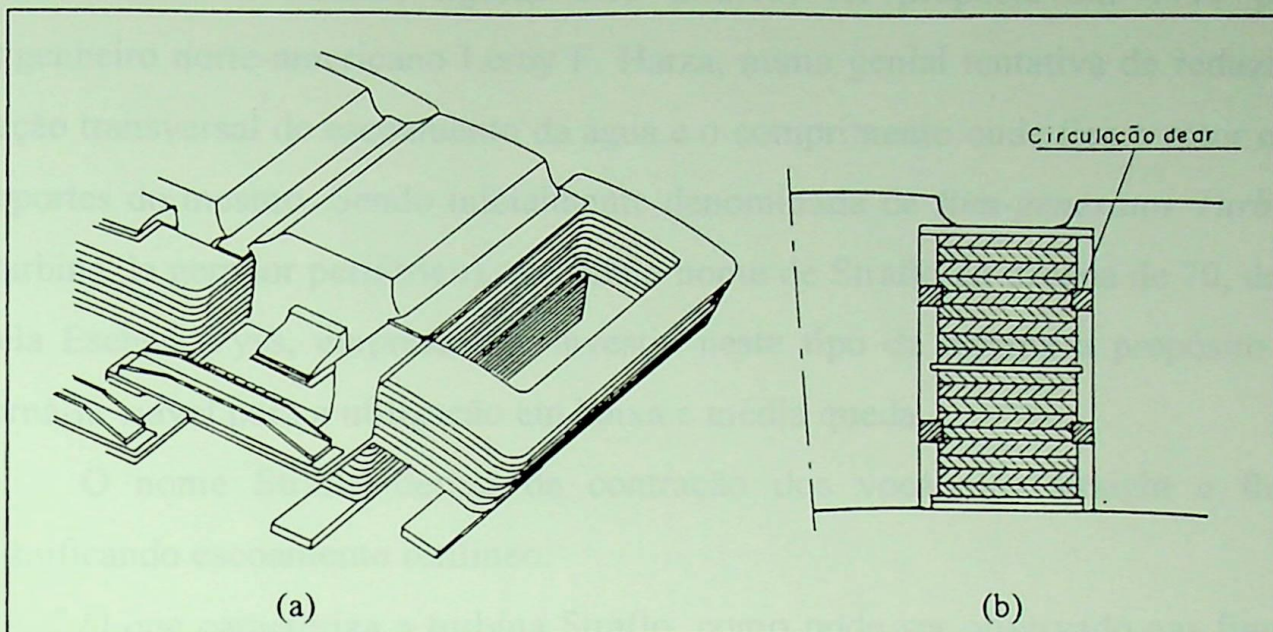


Figura-2.12- Disposição das bobinas polares (Ricci, 1981).

2.5.2- Straflo

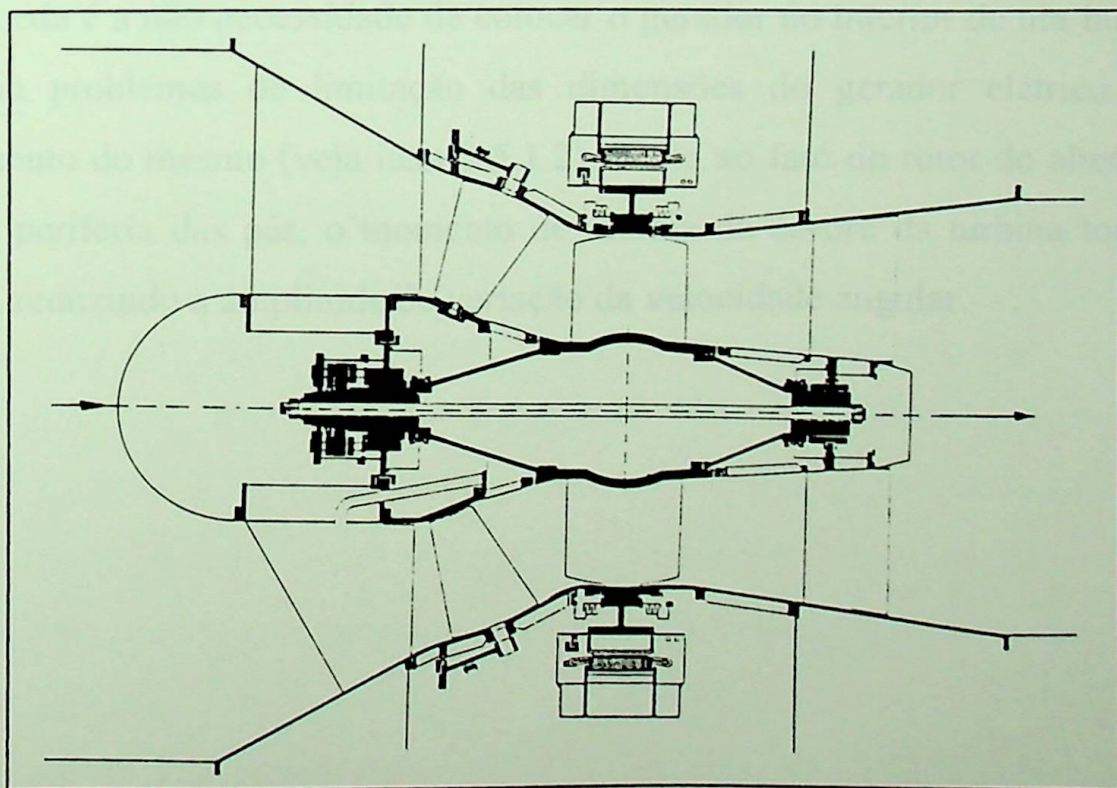


Figura-2.13- Corte longitudinal de uma turbina Straflo (Macintyre, 1983).

A turbina Straflo, figuras 2.13 à 2.15, foi proposta em 1919 pelo engenheiro norte-americano Leroy F. Harza, numa genial tentativa de reduzir a seção transversal de escoamento da água e o comprimento onde ficam rotor e os suportes do mesmo. Sendo inicialmente denominada de *Rim-generator Turbine* (turbina de gerador periférico), recebeu o nome de Straflo na década de 70, dado pela Escher Wyss, empresa que investiu neste tipo de turbina a propósito de torná-la viável para a utilização em baixa e média queda.

O nome Straflo deriva da contração dos vocábulos straight e flow, significando escoamento retilíneo.

O que caracteriza a turbina Straflo, como pode ser observado nas figuras já mencionadas, é a fixação do anel do indutor do gerador às extremidades das pás do rotor, girando, portanto, simultaneamente com o eixo da própria turbina. Esta é justamente a razão pela qual é também denominada turbina geradora de anéis ou periférica. A primeira e principal vantagem desse tipo de turbina para baixa queda é a não necessidade de colocar o gerador no interior de um bulbo, o que, cria problemas de limitação das dimensões do gerador elétrico e de resfriamento do mesmo (veja item 2.5.1.2). Dado ao fato do rotor do alternador ficar na periferia das pás, o momento de inércia da árvore da turbina torna-se grande, reduzindo a amplitude de variação da velocidade angular.

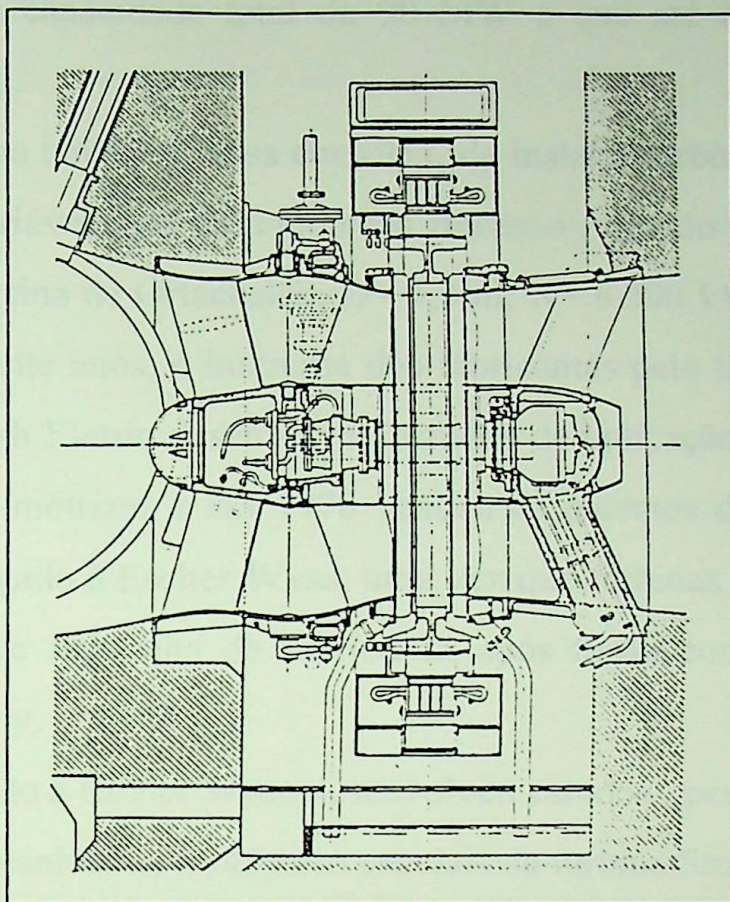


Figura-2.14- Corte longitudinal de uma Straflo (Mosonyi, 1987).

A Straflo é utilizável com vantagens em usinas a fio d'água num intervalo de quedas compreendido entre 3 e 40 metros. Os diâmetros podem ser bastante grandes, como é o caso das turbinas da central de Annapolis , Canadá, onde medem 7,6 metros. Vê-se, portanto, que elas penetram na faixa que, até bem pouco tempo, era reservada às turbinas Kaplan convencionais. Podem ser usadas aproveitando-se pequenos desníveis, criados para atender obras de regularização de cursos d'água que servem ao saneamento e a navegação e também em usinas maré-motrizes.

Apesar da idéia básica das turbinas Straflo datar de 1919, somente a partir de 1938 é que começaram a ser empregadas. No período entre 1938 e 1952 a

Escher Wyss instalou 73 dessas turbinas em 16 usinas nos rios Iller e Lech, na Alemanha, com capacidade total de 90 MW e que até hoje estão operando satisfatoriamente.

Houve uma tentativa russa em 1953, de instalar turbinas semelhantes com pás de passo variável, que redundou em fracasso, devido à fadiga das pás em torno do eixo (usina de Ortachalsk; $D= 3,3$ m; $N= 6.300$ kW; $H= 8-11$ m). Isso comprovou durante anos, o interesse dos fabricantes pelo tipo em questão. Nos anos 60 a English Electric desenvolveu estudos de aplicação das turbinas Straflo em usinas maré-motrizes e em 1970 vendeu as patentes de aperfeiçoamento a que haviam chegado à Escher Wyss, uma vez que turbinas hidráulicas deixaram de fazer parte de sua linha de fabricação após fusão com a United Kingdom General Company.

Desde então a Escher Wyss desenvolveu estudos, pesquisas e ensaios que lhe permitiram resolver os problemas cruciais da turbina Straflo:

- vedação periférica, empregando selos especiais para impedir o acesso da água ao alternador;
- mancais para cargas longitudinal e transversal, que descarreguem de forma adequada os esforços no maciço de concreto;
- variação muito grande das tensões das pás que, por sustentarem o anel do indutor, sofrem variação de esforços de solicitação de grande amplitude conforme a posição da pá em sua rotação em torno do eixo;
- possibilidade de variar o ângulo de incidência das pás, para que estas possam funcionar em usinas maré-motrizes e em usinas convencionais, sob variação de queda e vazão.

As soluções para estes problemas são apresentadas no item 2.5.2.1.

Como foi visto até o momento, a Straflo requer um especial sistema de vedação para evitar que água atinja o rotor do gerador. A construção deste na

periferia do rotor também requer técnicas específicas de engenharia e construção. Por estas razões, esta turbina não é economicamente oportuna para baixas potências, inferiores à 2,0 MW (Sundquist, 1985).

Entretanto a Straflo permite uma solução alternativa que a torna viável para baixa potência em baixa queda. Esta alternativa trata-se de retirar o gerador da periferia da turbina, colocando-o externo a unidade. Isto é conseguido acoplando na periferia do rotor da turbina um tipo de aro que permite acionar um gerador externo por meio de mecanismos de transmissão de potência tais como: correia, correntes de transmissão e arranjos de engrenagens, figura 2.15. Isto resulta numa turbina mais simplificada e com reduzido custo de fabricação, o que proporciona um aumento na economia em aproveitamentos de locais baixa queda de pequena potência.

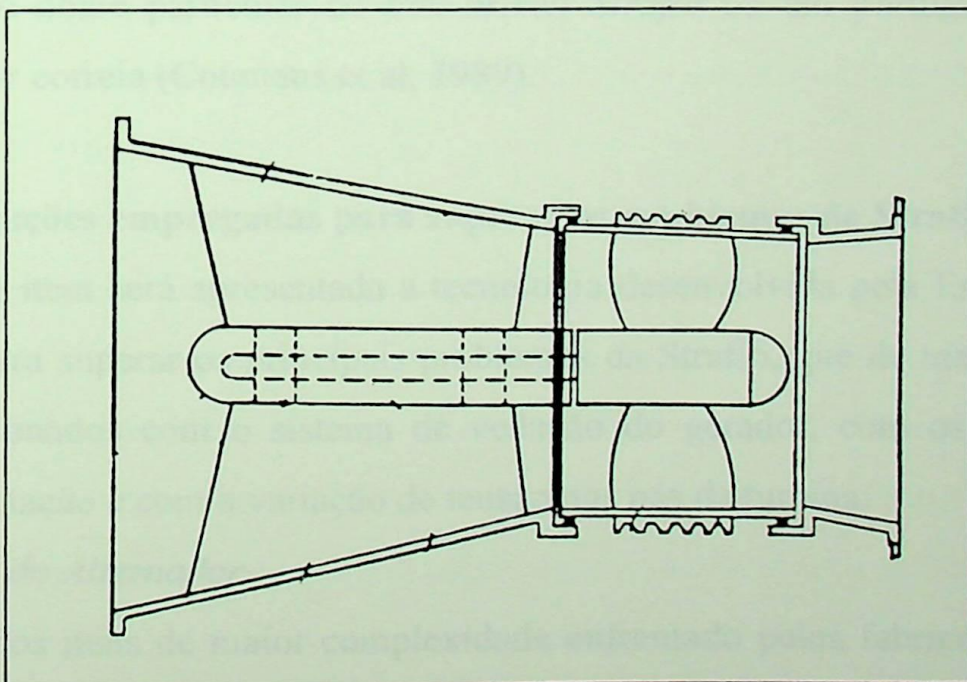


Figura-2.15- Esquema de uma turbina Straflo com acionamento por correia (Sundquist, 1985).

Segundo Sundquist (1985) esta turbina foi denominada de *Rim-drive turbine* (turbina de acionamento periférico ou Straflo com acionamento periférico).

De acordo com a citada referência, estas mudanças alternativas na Straflo foram pesquisadas na Universidade de Michigan pela empresa de consultoria STS Consultants com testes em modelo reduzido de escala 1:4,5. Esta pesquisa teve por objetivo estudar o rendimento, a rotação e a rotação de disparo da máquina e a otimização do projeto dos mancais e sistema de vedação.

Recentemente, no final da década de 80, na Bélgica, a central de Grands Malades, no rio Meuse, foi equipada com quatro turbinas deste tipo, as quais o acionamento do gerador é realizado por correia. Cada unidade geradora produz sob quedas que variam de 2,3 a 3,8 metros, a potência máxima de 1350 kW quando as turbinas são de pás fixas e 1470 kW para pás ajustáveis. Estas últimas receberam o nome particular de *Belt-driven Straflo* ou em português, Straflo acionada por correia (Coumans et al, 1989).

2.5.2.1- Soluções empregadas para superar os problemas da Straflo

Neste item será apresentada a tecnologia desenvolvida pela Escher Wyss (Ref. 16) para superar os principais problemas da Straflo, que de maneira geral estão relacionados com o sistema de vedação do gerador, com os apoios da árvore de rotação e com a variação de tensão nas pás da turbina.

a)-Vedação do Alternador

Um dos itens de maior complexidade enfrentado pelos fabricantes foi a obtenção da perfeita estanqueidade do alternador, cujo indutor é ligado às pás. Duas foram as soluções adotadas:

- emprego de vedação mecânica, com o uso de modernos materiais como elementos de selagem, além de labirintos especiais para drenagem da água, que

é aproveitada na lubrificação e resfriamento das peças do sistema. É apropriada para turbinas de baixa pressão. A pressão da água mantém o contato do dispositivo de selagem com a coroa, e a experiência tem mostrado que o desgaste do selo é lento, sendo a reposição executada após longos períodos de uso que dependem do regime de trabalho da máquina, que pode ser, intermitente ou contínuo.

- emprego de juntas hidrostáticas para quedas superiores à 20 metros ou diâmetro de rotor acima de 4 metros. Permitem a instalação com água contendo partículas em suspensão.

As juntas hidrostáticas são montadas entre a carcaça fixa do alternador e a coroa exterior girante, funcionam como um agente de pressão e vedação constantemente limpo. A título de informação é apresentado na figura-2.16 um corte esquemático de uma dessas juntas.

Antes da junta principal existe um sistema de estanqueidade revisável, formado por câmaras de borracha de perfil especial, que é adaptado com o emprego de ar comprimido.

Esta junta é constituída por elementos rígidos e embricados aplicados à superfície de deslizamento do rotor da turbina por uma outra câmara elástica sob pressão de ar. Para impedir o contato direto entre os segmentos individuais constituídos de material sintético altamente resistente à abrasão e à coroa rotadora injeta-se água filtrada que, por efeito de pressão, impede que partículas em suspensão na água do rio (ou do mar) possam penetrar entre os elementos da junta. Vê-se na figura-2.16 que ao invés de um único anel de vedação com gaxetas, são vários os segmentos independentes, de material plástico, que permitem uma melhor adaptação às deformações da superfície de deslizamento e que impedem a penetração nociva de grão de areia entre as peças em contato.

b)-Apoios da *Árvore de Rotação*

A solução adotada pela Escher Wyss para os mancais das turbinas Straflo depende da pressão a que estas estão submetidas. No caso de instalações de baixa queda, tanto de pás fixas quanto de pás móveis os mancais são do tipo convencional, hidrodinâmico, localizados no bulbo que forma o núcleo onde são fixadas as pás. Mancais de escora hidrodinâmicos absorvem o empuxo longitudinal e o transmitem ao núcleo e aos elementos de fixação na estrutura de concreto (figuras 2.18a e 2.18b)

Nas turbinas para maiores pressões e rotores de grande diâmetro, a roda polar do alternador e o rotor da turbina são evidentemente muito pesados. O peso próprio do anel polar não pode ser descarregado sobre as extremidades das pás. Faz-se com que o peso do anel girante seja descarregado em mancais hidrostáticos especiais patenteados, distribuídos ao longo da periferia do rotor, fora da corrente líquida.

Os mancais fluidos utilizam o princípio de flutuação e proporcionam folga mínimas entre os componentes giratórios e fixo. Esses mancais hidrostáticos simplificam o eixo da turbina, uma vez que a centragem e os empuxos longitudinal e lateral são aplicados a um anel externo da turbina, permitindo o descarregamento dos esforços de forma adequada e econômica na estrutura de concreto.

A fig. 2.18c mostra esquematicamente o rotor com este sistema de apoios nos mancais (7) e laterais (8), havendo ainda mancais hidrodinâmicos nas dimensões menores, uma vez que a carga se distribui nos mencionados mancais hidrostáticos nas unidades maiores.

O anel do indutor ligado às pontas das pás atua por meio de mancais hidrostáticos radiais sobre o anel de apoio fixo, como indicado na fig. 2.17. Vê-se que entre o anel exterior girante e o anel fixo há nove mancais radiais

hidrostáticos. Os superiores transmitem diretamente a carga, os inferiores apoiam o rotor contra os mancais superiores pela atuação de uma pressão previamente aplicada, de modo a impedir, que por variações de carga dinâmica extremas, o rotor tenda a elevar-se.

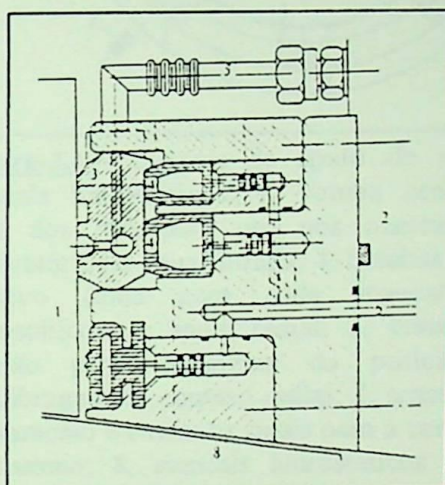


Figura-2.16- Junta de vedação hidrostática. 1, rotor da turbina (anel exterior de deslizamento); 2, embasamento da turbina; 3, segmento da junta de vedação principal; 4, câmara (anel) de apoio da junta principal; 5, entrada de água filtrada sob pressão; 6, entrada de ar comprimido; 7, junta de vedação do lado do movimento da turbina na água do rio; 8, pá do rotor da turbina (Macintyre, 1983).

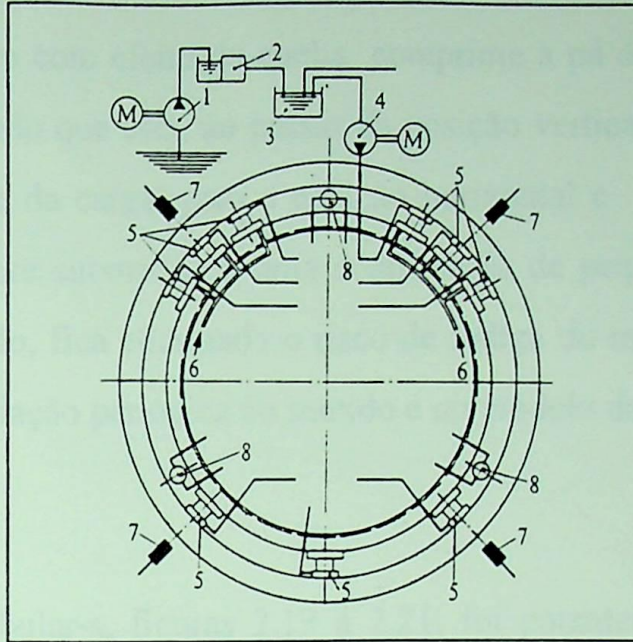


Figura-2.17- Sistema de apoio do anel polar sobre mancais hidrostáticos. 1, bomba centrífuga captando água dos rios para uso nos mancais; 2, filtro; 3, reservatório de água filtrada; 4, bombas de deslocamento positivo (uma para cada mancal); 5, mancais hidrostáticos de apoio radial; 6, entrada de óleo sob pressão para regulagem da posição do rotor e equilibragem do empuxo radial; 7, sensor para detectar o afastamento e enviar os sinais para a correção automática do mesmo; 8, mancais hidrostáticos para absorver o empuxo axial (Macnityre, 1983).

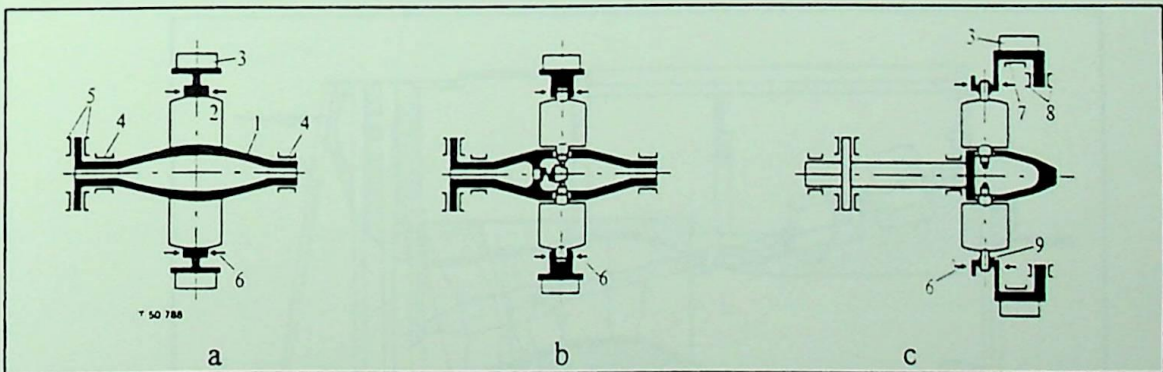


Figura-2.18- Vários tipos de rotores Straflo: (a) turbinas com pás fixas e mancais interiores; (b) turbina com dupla regularização e mancais interiores; (c) turbina com dupla regularização e mancais hidrostáticos. 1, cubo; 2, pás do rotor; 3, pólo do gerador; 4, mancal radial da turbina; 5, mancal axial da turbina; 6, selos; 7, mancal radial do gerador; 8, mancal axial do gerador; 9, mecanismo de compensação das forças tangenciais (Macnityre, 1983).

c)-Redução da Variação de Tensões nas Pás

Um dispositivo com efeito de cunha comprime a pá de encontro ao anel do indutor de tal modo que esta, ao passar da posição vertical superior (em que recebe a maior parte da carga) para a posição horizontal e daí para a vertical inferior, esteja sempre submetida a uma compressão de pequena amplitude de variação. Deste modo, fica eliminado o risco de fadiga do material das pás em consequência da variação periódica no sentido e no módulo das tensões.

2.5.3- Tubular-s

A turbina Tubular-s, figuras 2.19 à 2.21, foi patenteada em 1930 pelo alemão Kuhne, e é um tipo de turbina de eixo horizontal o qual o gerador se localiza fora do fluxo de água, ou seja, o gerador se encontra montado em lugar seco. Isto é possível através de uma pequena curvatura no circuito hidráulico, ou pela utilização de engrenagens cônicas que promovem a mudança de direção do eixo.

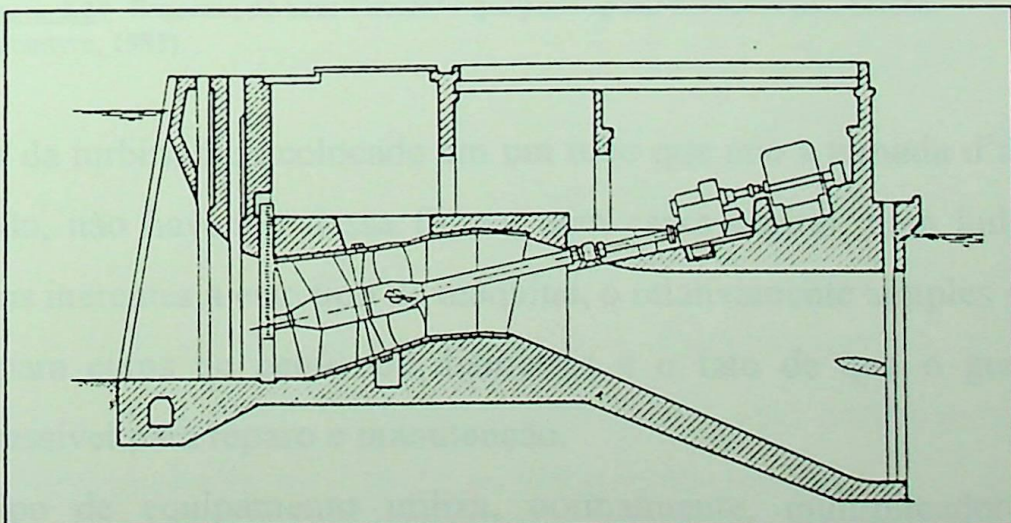


Figura-2.19- Corte longitudinal da central de Ozark Lock, U.S.A . H= 9,80 m
P= 24,8 MW (Mosonyi, 1987).

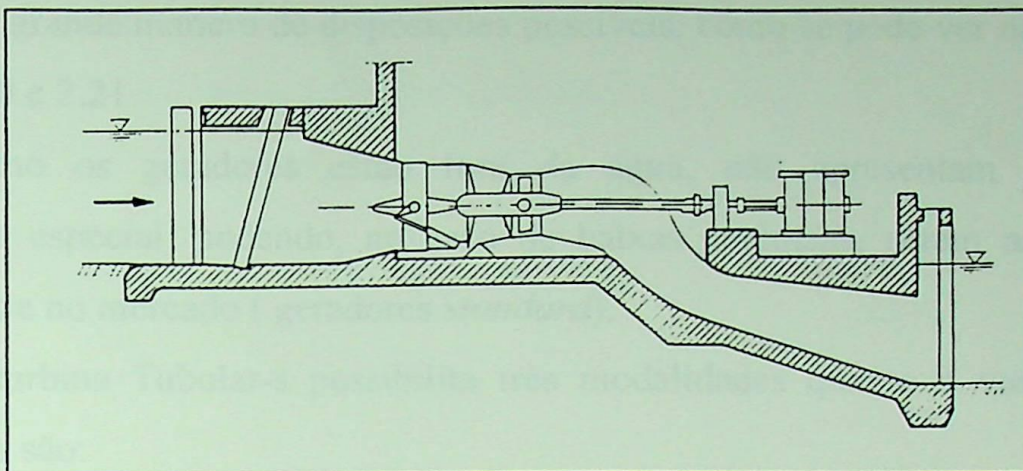


Figura-2.20- Corte longitudinal de uma usina com turbina Tubular-s (Mosonyi, 1987).

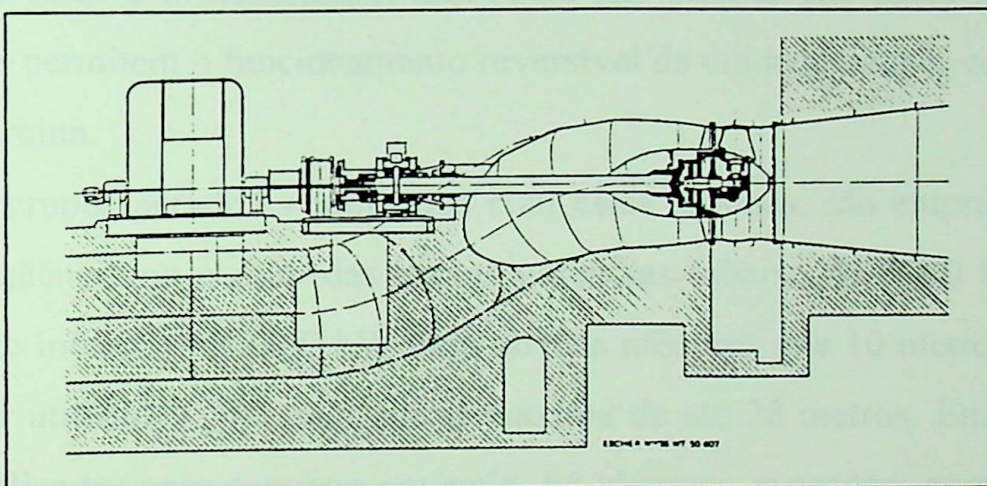


Figura-2.21- Esquema de uma Tubular-s que pode operar também como bomba. (Macintyre, 1983).

O rotor da turbina fica colocado em um tubo que une a tomada d'água ao tubo de sucção, não havendo dessa forma, nem caixa espiral, nem bulbo. Há duas vantagens inerentes a este tipo de máquina, o relativamente simples sistema de vedação para eixos de pequenos diâmetros e o fato de que o gerador é facilmente acessível para reparo e manutenção.

Este tipo de equipamento utiliza, normalmente, multiplicadores não planetários, que permitem a diminuição do diâmetro do gerador. Para este caso

existe um grande número de disposições possíveis, como se pode ver nas figuras 2.19 , 2.20 e 2.21.

Como os geradores estão fora da água, não apresentam nenhuma tecnologia especial, podendo, no caso de baixas potências, serem adquiridos diretamente no mercado (geradores *standard*).

A turbina Tubular-s possibilita três modalidades quanto à variação de carga, que são:

a) o rotor com pás fixas, e o distribuidor com aletas orientáveis;

b) o rotor de pás orientáveis e o distribuidor de aletas fixas;

c) o rotor e o distribuidor, ambos de pás orientáveis. Estes são os mais perfeitos e permitem o funcionamento reversível da unidade, isto é, como bomba e como turbina.

Os grupos geradores equipados com estas turbinas, são empregados com maior frequência no campo das baixas potências (abaixo de 5000 kW), sendo geralmente inferiores a 1000 kW para quedas menores que 10 metros. Contudo podem ser utilizadas para uma queda máxima de até 28 metros. Embora sejam melhor aplicadas para pequena potência, há algumas exceções, como a central de Ozark Lock ,no Rio Arkansas -EUA, de 24,8 MW (figura 2.19). Porém centrais do porte desta última, não são economicamente viáveis, devido às grandes dimensões da casa de força, necessárias para comportar tanto a turbina e o multiplicador de velocidade, quanto o gerador, o que resultaria em custos mais elevados com relação a parte de engenharia civil e devido também ao fato de que para grandes potências a perda seria maior, pois esta máquina apresenta rendimentos menores devido ao sistema de transmissão entre turbina e gerador.

Estes grupos apresentam grandes possibilidades de padronização para baixas potências, havendo alguns fabricantes que já apresentam uma gama definida de diâmetros e tipos de rotor (Neyrpic ,por exemplo).

III- Há a possibilidade de variação quanto a posição do gerador, podendo este ser colocado à montante ou à jusante da turbina.

3.1- Considerações Iniciais

O rio Paraíba do Sul é de extrema importância dentro dos aspectos social e econômico do Brasil, já que corta o denominado Vale do Paraíba, que é responsável por grande parte da produção industrial brasileira. Portanto, é importante fazer-se um estudo amplo deste rio, abrangendo aspectos de seu regime hidrológico, onde a análise de suas vazões é de suma importância.

Para este estudo, tem-se por fonte de dados o "Balanço Hidrológico F-502" elaborado pelo MME-Ministério das Minas e Energia e DNAT-Departamento Nacional de Agravos e Energia Elétrica - 1983, que fornece os dados de toda a extensão do Paraíba do Sul.

Para a turbina, tentou-se em primeira instância com seu objetivo, a tomar os dados de vazões em estações hidrométricas situadas no Rio Paraíba do Sul propriamente dito (Tabela III.1), dependendo-se de dados de outras localidades em seus afluentes. As estações não foram estabelecidas e se não se encontravam. Desta forma os dados de vazão das estações não correspondem ao mesmo período temporal de medida, isto é, esta estação apresenta vazões de varão de 1950 a 1955 e outra de 1912 a 1978, no entanto existem vazões referentes à vazões a jusante. Nesse estado, trabalhou-se com dezesseis estações, pois as duas últimas (Caramuru e Campos) estão praticamente no mesmo local, possuindo a mesma área de drenagem, a única diferença é que quando uma foi instalada a outra foi desativada (veja Tabela III.1).

Os dados disponíveis na turbina para cada estação são os seguintes: vazões médias mensais, vazões máximas, vazões mínimas, vazões médias

III- ESTUDO DAS VAZÕES PARAÍBA DO SUL

3.1- Considerações Iniciais

O rio Paraíba do Sul é de extrema importância dentro dos aspectos social e econômico do Brasil, já que corta o denominado Vale do Paraíba, que é responsável por grande parte da produção industrial brasileira. Portanto, é importante fazer-se um estudo amplo deste rio, sobretudo acerca de seu potencial energético, onde a análise de suas vazões é de suma importância.

Este estudo, tem por fonte de dados o Boletim Fluviométrico F-502 publicado pelo MME-Ministério das Minas e Energia e DNAEE-Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - 1983, que fornece os dados de toda a bacia do Rio Paraíba do Sul.

Este trabalho, limitou-se em coerência com seu objetivo, a tomar os dados apenas das estações fluviométricas situadas no Rio Paraíba do Sul propriamente dito (Tabela-III.1), dispensando-se os das demais localizadas em seus afluentes. As estações não foram estabelecidas e extintas simultaneamente. Desta forma os dados de vazão das estações não correspondem ao mesmo intervalo temporal de medida, isto é, uma estação apresenta valores de vazão de 1950 à 1958 e outra de 1932 à 1978, no entanto existem vários intervalos comuns à várias estações. Neste estudo, trabalhar-se-á com dezoito estações, pois as duas últimas (Guarus e Campos) estão praticamente no mesmo local possuindo a mesma área de drenagem, a única diferença é que quando uma foi extinta a outra foi estabelecida (veja Tabela-III.1).

Os dados disponíveis no boletim para cada estação são entre outros: vazões médias mensais, vazão média anual, vazão mínima anual, vazões

intermediárias correspondentes às permanências de 25%, 50%, 75%, 95%, cota linimétrica ou cota fluviométrica e área de drenagem (veja no anexo II, um exemplo de como os dados são fornecidos).

O que se pretende neste capítulo é obter valores coerentes e confiáveis para a vazão média plurianual, que foi denominada de vazão total, para cada tipo mencionado acima.

3.2-Vazão Total

Para uma seção transversal de um rio levanta-se a curva de duração anual, e desta extrai-se os valores anuais dos diversos tipos de vazão. Denominou-se neste trabalho de vazão total, definida para uma seção transversal qualquer de um rio, como aquela cujo valor é a média dos valores obtidos das curvas de duração anuais considerando o histórico completo desta seção. Desta forma, a vazão total é determinada para cada tipo de vazão, para cada estação fluviométrica. O exemplo abaixo será útil na elucidação desta definição.

Exemplo: a estação 11 possui dados no intervalo de 1930 à 1978, perfazendo um total de quarenta e oito curvas de duração anual, o que resulta no mesmo número de valores anuais para os diversos tipos de vazão. Considerando-se neste exemplo a vazão de 50%, então a vazão total para este tipo será a média dos quarenta e oito valores anuais correspondentes à 50% de permanência no tempo obtidos das curvas de duração.

3.3- Valores Preliminares

Para cada estação fluviométrica tem-se uma tabela com as vazões médias mensais, e uma outra com os valores médios anuais dos vários tipos de vazão em estudo (anexo II). Essa segunda tabela, fornece também, na última linha, a média dos valores médios anuais para cada tipo. Estes últimos dados são

justamente os necessários para determinar a variação de cada tipo de vazão em função da posição da seção transversal (área de drenagem e/ou posicionamento altimétrico) ao longo do curso do rio. Entretanto, o intervalo temporal de medida não é o mesmo para todas as estações, o que acarretará grande erro aos resultados finais, pois um determinado intervalo de tempo pode abranger um período de grande seca e outro abranger um período de grande intensidade de chuva, originando incoerência nos valores das vazões e resultados de pouca confiabilidade.

Para se obter valores coerentes e confiáveis, é necessário fazer uma transposição de vazões tendo como origem a estação fluviométrica que apresenta o maior intervalo de tempo, o que possibilitará a obtenção de dados mais corretos.

Tabela-III.1 - Valores Preliminares das Vazões do Paraíba do Sul

Estações		V A Z Õ E S							A _{drenagem} (m ²)	Intervalo Tempo
Num	Nome	Máx. (m ³ /s)	Méd. (m ³ /s)	INTERMEDIARIAS				Min. (m ³ /s)		
				25%	50%	75%	95%			
01	Estrada Paraibuna	385	74.8	88.4	60.8	48.1	33.5	29.4	4540	1950/58
02	Santa Branca	257	73.8	87.9	66.8	51.3	38.6	28.9	4935	1952/78
03	Guara- rema	306	80.3	96.4	69.2	53.3	41.7	32.9	5201	1932/78
04	Caçapava	360	133	161	113	89.9	72.6	62.4	8342	1933/74
05	Pindamo- nhangaba	393	145	174	122	98.7	82.1	72.6	9576	1939/78
06	Guaratin- gueta	466	169	210	138	108	88.7	77.8	10621	1939/78
07	Cachocira Paulista	509	184	228	150	118	95.8	84.1	11481	1935/78
08	Cruzeiro	599	202	254	162	126	103	88.5	12155	1935/78
09	Queluz	660	213	268	171	133	108	92.6	12572	1934/78
10	Itatiaia	776	233	288	190	151	125	109	13498	1956/66
11	Resende	844	238	304	189	144	115	98.7	13887	1930/78
12	Barra Mansa	883	268	335	218	172	141	121	15742	1940/78



13	Volta Redonda	984	279	373	215	156	123	107	15984	1940/68
14	Barra do Pirai	1180	305	402	242	167	125	106	16947	1922/56
15	Paraíba do Sul	947	125	158	81.3	56.3	40.7	31.2	18534	1972/78
16	Anta	2244	468	596	351	245	190	167	29815	1930/78
17	São Fidélis	2652	547	654	435	315	252	223	46303	1974/78
18	Guarus	4531	734	902	482	329	255	220	55083	1955/73
19	Campos	—	876	—	—	—	—	—	55083	1934/54 1974/78

3.4- Divisão das Estações Fluviométricas

Para obtenção de resultados mais corretos dividiu-se as dezoito estações em dois blocos. O primeiro bloco vai da estação 1 à 13, o segundo da 14 à 18. Foi feita esta divisão porque entre a estação 13 (Volta Redonda) e a estação 14 (Barra do Pirai) se encontra a barragem de Santa Cecília. Nesta barragem podem ser desviados até $160 \text{ m}^3/\text{s}$ para a vertente oceânica da Serra do Mar, para o lago artificial de Ribeirão das Lajes com o qual se realiza o reservatório hidroenergético, que possibilita o acionamento das usinas de Fontes e Nilo Peçanha.

Esta vazão desviada é variável, visto que num período de abundância de chuva na Serra do Mar, e mais especificamente, na região do reservatório de Ribeirão das Lajes, a vazão desviada atinge valores sensivelmente menores que $160 \text{ m}^3/\text{s}$. Por outro lado pode haver um período de seca na região do reservatório ao mesmo tempo que há seca também na região do rio Paraíba do Sul, neste caso as vazões do rio Paraíba já são baixas e ainda se faz necessário o desvio de uma vazão que em alguns períodos chega até a superar a marca de $160 \text{ m}^3/\text{s}$.

O que foi mencionado acima pode ser mostrado nas tabelas III.2 e III.3, onde se compara as vazões mensais das estações 13, à montante da barragem e 14, à jusante da barragem, para o ano de 1964, que foi um ano de grande seca, e para o ano de 1967, que foi um ano de maior intensidade de chuva, respectivamente. O quadro mostra também, o decréscimo de vazão que houve ao se passar da estação 13 para a 14.

Este decréscimo, pode ser considerado, aproximadamente, como sendo a vazão desviada na barragem de Santa Cecília, visto que o aumento da área de drenagem não é tão significativo. Os valores da vazão desviada são bastante variáveis, daí a dificuldade de se trabalhar dentro de uma previsão.

Tabela-III.2- Vazões mensais das estações 13 e 14 para o ano de 1964

Estação	Jan.	Fev.	Mar.	Abril	Mai	Jun.	Julho	Ago.	Set.	Out.	Nov	Dez
13	243	468	247	193	174	153	172	162	140	161	157	239
14	77.4	322	75.2	29	22.6	7.3	17.1	7.8	6.5	15.2	26.2	116
Decrésc. de Vazão	165.6	146	171.8	164	151.4	145.7	154.9	154.2	133.5	145.8	130.8	123

Tabela-III.3- Vazões mensais das estações 13 e 14 para o ano de 1967

Estação	Jan.	Fev.	Mar.	Abril	Mai	junh o	Julho	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
13	831	927	929	513	317	265	229	195	197	224	299	413
14	874	1114	992	493	227	142	85.7	51	49.3	75.3	167	298
Decrésc. de Vazão	- 43	- 187	- 63	20	90	123	143.3	144	39.3	148.7	132	115

* O sinal - indica que não houve um decréscimo e sim um acréscimo.

Esta variação da vazão desviada acarreta grandes diferenças ao se passar da estação 13 para a 14, pois o aumento de vazão que deve ocorrer, devido à

ampliação da área de drenagem, não acontece, ao contrário disto, percebe-se, comparando os valores médios mensais, um decréscimo, que por sua vez, não é uniforme.

3.5- Fator de Ajuste

O Fator de ajuste é definido aqui, como a razão entre as vazões médias de duas estações. Estas médias podem ser anuais, mensais ou diárias. O objetivo da criação do fator de ajuste é o de relacionar as estações entre si, tornando possível fazer a transposição de vazões a partir de uma estação de referência. Por isso é necessário a determinação de todos os fatores, relacionando assim todas as estações entre si.

3.6- Fatores de Ajuste das Estações do Primeiro Bloco

Tendo definido fator de ajuste no item anterior, neste item apresentar-se-á a metodologia utilizada na obtenção dos fatores de ajuste das estações do primeiro bloco.

O intervalo de tempo correspondente a cada estação fluviométrica do rio Paraíba do Sul não é o mesmo para todas, porém há determinados intervalos comuns a várias estações. Por isso, para a determinação dos fatores, escolheu-se décadas de 50, 60, 70, presentes na maioria dos intervalos. De cada década tomou-se três anos, e obteve-se três fatores por década. Destes três, fez-se a média, resultando assim, em um fator de ajuste para cada década, sendo denominado, fator de ajuste parcial. A média destes últimos, é o valor final do fator de ajuste, que será denominado fator de ajuste final.

Para se determinar os fatores de ajuste fez-se uma relação de cadeia entre as estações, isto é, determinou-se o fator da estação 2 em relação a 1, da 3 em relação a 2, da 4 em relação a 3, e assim por diante.

O fator da estação 11 para 10, foi exceção a esta forma de cadeia, pois o intervalo de tempo da estação 10 abrangeu apenas os anos da década de 50, resultando assim apenas um fator parcial. Dessa forma, desprezou-se o fator 11-10, e fez-se o fator 11-9, porque o intervalo de tempo da estação 9 englobava as três décadas.

O fator 2-1 foi o da década de 50, pois o intervalo de tempo da estação 1 abrangeu apenas os anos desta década.

Os fatores 10-9 e 13-12, não apresentaram valores da década de 70, visto que esta década, não consta nos intervalos das estações 10 e 13.

Na determinação do fator final 12-11, foi desprezado o valor correspondente ao fator parcial da década de 70, pois este extrapolou a margem de erro pré-fixada, que será explicada a seguir.

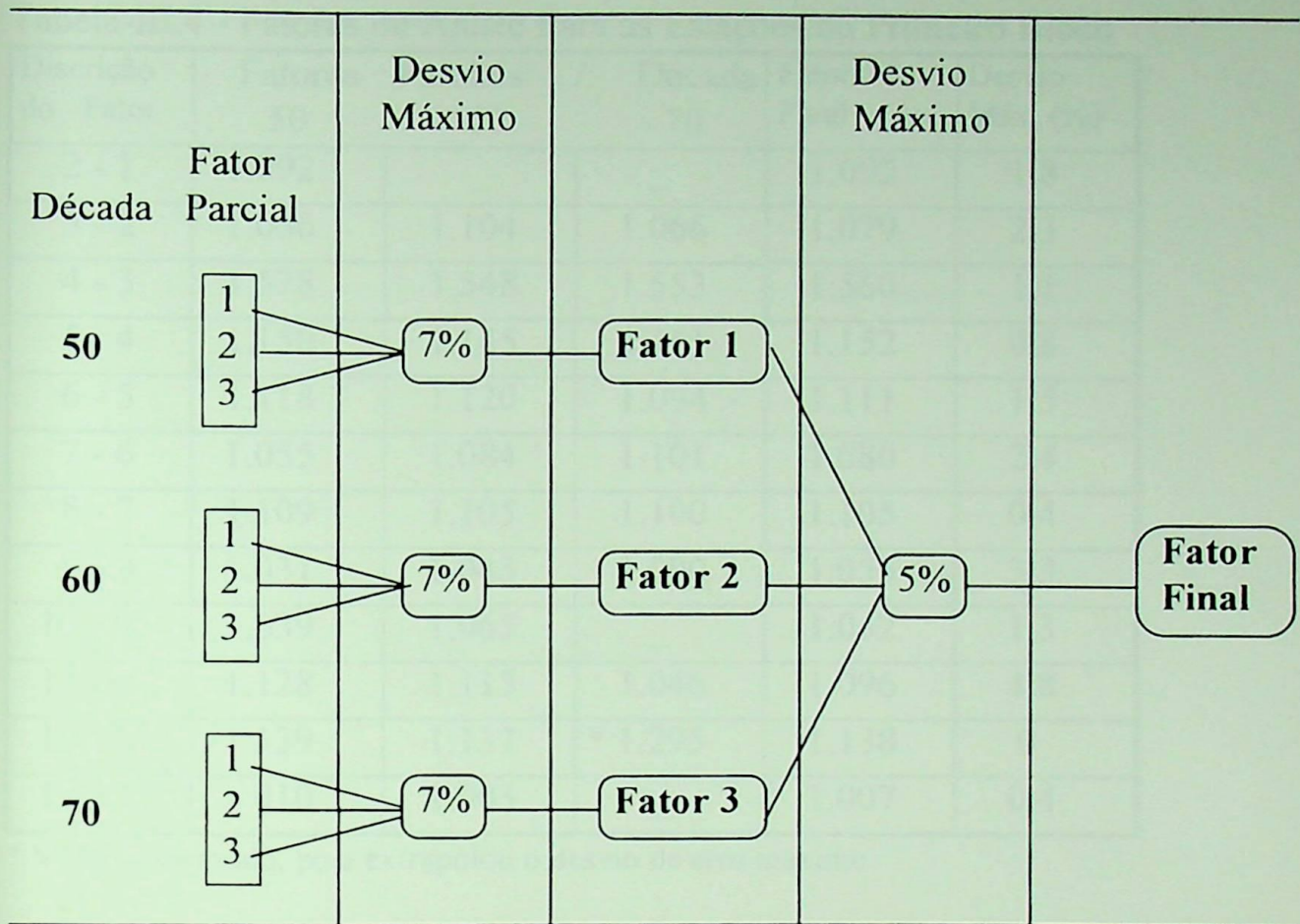
3.6.1- Critérios de avaliação do fator de ajuste

Os critérios utilizados para avaliação dos fatores de ajuste foram os seguintes:

1) para os três anos de cada década: tomando-se os três fatores anuais, admitiu-se, um desvio máximo de 7% da média destes, em relação ao fator mais distante. Se a média é maior que o fator mais distante faz-se a divisão da média por este fator, se ocorrer o contrário, faz-se a operação inversa.

2) para os três fatores de ajuste parciais: o critério foi o mesmo com a única exceção de que o desvio máximo para este caso foi de 5% .

Logo tem-se o seguinte esquema :



O desvio máximo teórico foi de 5%, porém o obtido foi de 4,8% (veja Tabela-III.4).

Para a escolha dos três anos de cada década, procurou-se padronizar os anos terminados entre 3 e 6, com apenas duas exceções: estação 4, anos de 72, 73, 74 e estação 10, anos de 57, 58, 59.

Os fatores parciais e o fator final, das estações do primeiro bloco são mostrados na tabela-III.4. É mostrado também o desvio máximo.

Tabela-III.4 - Fatores de Ajuste Para as Estações do Primeiro Bloco

Discrição do Fator	Fatores 50	Parciais 60	/ Década 70	Fator Final	Desvio Máx. (%)
2 - 1	1.092	—	—	1.092	1.8
3 - 2	1.066	1.104	1.066	1.079	2.3
4 - 3	1.578	1.548	1.553	1.560	1.1
5 - 4	1.150	1.145	1.161	1.152	0.8
6 - 5	1.118	1.120	1.094	1.111	1.5
7 - 6	1.055	1.084	1.101	1.080	2.4
8 - 7	1.109	1.105	1.100	1.105	0.4
9 - 8	1.031	1.043	1.090	1.055	3.3
10 - 9	1.039	1.065	—	1.052	1.3
11 - 9	1.128	1.113	1.046	1.096	4.8
12 - 11	1.139	1.137	* 1.295	1.138	0
13 - 12	1.010	1.003	—	1.007	0.4

* Valor desprezado, pois extrapolou o desvio de erro máximo.

3.7- Transposição das Vazões das Estações do Primeiro Bloco

Neste trabalho, defini-se como transposição de vazão, o método utilizado para uniformizar as vazões das estações fluviométricas do rio Paraíba do Sul, para um único intervalo de tempo, a partir de uma estação de referência, que é a que possui o maior intervalo. Este procedimento, resulta em dados mais coerentes, pois teoricamente todas estações, após a transposição, apresentarão o mesmo intervalo da de referência.

Para fazer a transposição, é necessário antes, determinar todos os fatores de ajuste final, que permitem as estações estarem relacionadas umas com as outras.

Como já foi dito, o que se deseja determinar são as vazões totais máxima, média, mínima e correspondentes a 25%, 50%, 75%, 95% de permanência.

Adotou-se como estação de referência, a 11 (Resende), cujo intervalo de tempo vai de 1930 à 1978

A transposição foi feita, utilizando os fatores de ajuste através do seguinte procedimento:

-Tem-se o fator de ajuste F_{M-N} , que relaciona as estações M e N.

-As vazões da estação N são conhecidas.

-Multiplica-se as vazões da estação N pelo fator F_{M-N} , e obtém-se as vazões da estação M.

Exemplo: tendo o fator de ajuste F_{8-7} , deseja-se determinar a vazão correspondente à 25% de permanência da estação 8.

Sendo Q25% da estação 7 = 238 (m³/s),

então Q25% da estação 8 = 238 x F_{8-7} = 238 x 1.105 = 263 (m³/s).

As primeiras seqüências de cálculo efetuou-se com os fatores 12-11 e 11-9, partindo-se dessa maneira da estação de referência.

As vazões transpostas das estações do primeiro bloco são mostrados na tabela-III.5.

Tabela-III.5- Vazões transpostas das estações do primeiro bloco

Estações		VAZÕES						
Num	Nome	Máx. (m ³ /s)	Méd. (m ³ /s)	INTERMEDIARIAS				Mín. (m ³ /s)
				25%	50%	75%	95%	
01	Estrada Paraibuna	260	73	93	58	45	36	30.4
02	Santa Branca	284	80	102	63	49	39	33.2
03	Guara- -rema	306	86	110	68	53	42	35.8
04	Caçapava	478	134	172	106	82	65	55.9
05	Pindamo- -hangaba	551	155	198	122	94	75	64.4

06	Guaratingueta	612	172	220	136	104	83	71.5
07	Cachoeira Paulista	661	186	238	147	112	90	77.2
08	Cruzeiro	730	206	263	163	124	99	85.3
09	Queluz	770	217	277	172	131	105	90.0
10	Itatiaia	810	228	291	181	138	110	95.0
11	Resende	844	238	304	189	144	115	98.7
12	Barra Mansa	960	271	346	215	164	131	112.3
13	Volta Redonda	967	273	348	216	165	132	113.1

3.8- Fatores de Ajuste das Estações do Segundo Bloco

Para o cálculo dos fatores de ajuste, foi usado uma metodologia diferente, devido às grandes discrepâncias nos intervalos de tempo e conseqüentemente a um número reduzido de anos à disposição.

As estações do segundo bloco vão da 14 (Barra do Pirai) à 19 (Campos), sendo desprezada a 18 (Guarus) por motivos já explicados anteriormente (item 3.1). Todavia, para este estudo, é necessário apenas o conhecimento das vazões das três últimas, que são 16,17 e 19. As vazões da 14 e 15, são desprezadas porque estas situam-se em um trecho do rio Paraíba desforável a implantação de centrais hidroelétricas.

Este trecho, situa-se após a barragem de Santa Cecília e antes da afluência do rio Paraíba Mineiro. O desvio na barragem, varia de tal forma, que as vazões que passam pelas estações 14 e 15 (imediatamente à jusante), são tais que, não é possível relacioná-las às de qualquer outra estação através do fator de ajuste, pois os fatores parciais conseqüentemente também variam bastante. Dessa forma, um fator médio não oferece confiabilidade suficiente para ser utilizado na previsão das vazões das estações 14 e 15. Dois exemplos

ilustram perfeitamente o que foi mencionado acima: os fatores parciais 16-15 e 17-15. Os valores são mostrados nas tabelas III.6 e III.7, a seguir.

Tabela-III.6- Vazões anuais e respectivos fatores de ajuste para estações 15 e 16

Estação	ANOS TOMADOS E RESPECTIVAS VAZÕES ANUAIS					
	73	74	75	76	77	78
15	117	109	89.3	169	133	134
16	394	333	305	377	321	343
Fator de ajuste	3.367	3.055	3.415	2.231	2.413	2.560

Tabela-III.7- Vazões anuais e respectivos fatores de ajuste para estações 15 e 17

Estação	ANOS TOMADOS E RESPECTIVAS VAZÕES ANUAIS				
	1974	1975	1976	1977	1978
15	109	89.3	169	133	134
17	542	526	577	531	560
Fator de Ajuste	4.972	5.890	3.414	3.992	4.179

Diante de tudo que dito, conclui-se então, que o desvio na barragem de Santa Cecília torna de extrema complexidade qualquer previsão de vazão no trecho em questão, pois os fenômenos que determinam, tanto as vazões a serem desviadas, quanto as da bacia do Paraíba, a maioria deles não dependem do homem e sim da natureza.

Se por um lado, a derivação torna irregular as vazões do Paraíba, por outro, a contribuição do afluente Paraibuna Mineiro, que se encontra à jusante da barragem, entra como efeito regulador das mesmas.

O rio Paraibuna Mineiro, nasce na Serra da Mantiqueira, com cabeceiras à 1200 (m) de altitude, abrangendo uma região muito elevada e abundante de águas. É afluente da margem esquerda do Paraíba do sul, e em volume é o maior

com vazão mínima mínimo de $80 \text{ m}^3/\text{s}$. Assim, a sua contribuição ao Paraíba é grande, da ordem de 60% dos valores das vazões do Paraíba até a estação 13 (Volta Redonda).

Ressalta-se, que quando se diz que o rio Paraíba possui grandes vazões e que estas influenciam as do Paraíba, o que quer se dizer é que o rio Paraíba possui em 100% do tempo vazões proporcionalmente grandes, basta observar sua vazão mínima ($80 \text{ m}^3/\text{s}$).

Então, o trecho propício à implantação de hidroelétricas é o que se encontra após a afluência deste rio, pois seu efeito regulador, torna possível fazer uma previsão das vazões do Paraíba, com o propósito de determinar o potencial hidroenergético neste trecho.

Procede-se agora, à obtenção dos fatores de ajuste que relacionam as estações 16,17 e 19, os quais foram determinados como segue:

Estação 17

Optou-se por relacionar a estação 17 com a estação 16. Os anos em comum são de 1974 à 1978, resultando assim, cinco fatores parciais. Porém, com apenas cinco, não se obtém um fator de ajuste final tão confiável, quanto se tivesse maior número de fatores parciais. Foi feito, então, a determinação dos fatores mensais para cada um dos cinco anos, somando um total, de sessenta fatores e passou-se a considerar estes como fatores parciais. Com estes calculou-se a média e o desvio de cada um em relação à média, os quais são apresentados abaixo:

$$\text{Média} = 1.638$$

Tabela-III.8- Fatores de ajuste mensais 17-16

1974												
	Jan.	Fev.	Mar.	Abril	Mai	Jun.	Jul.	Ago	Set.	Out.	Nov	Dez
Fator	1.519	1.550	1.510	1.625	1.729	1.733	1.714	1.648	1.586	1.615	1.798	1.733
Desvio(%)	7.8	5.7	8.5	0.8	5.5	5.8	4.6	0.6	3.5	1.4	9.8	5.6
1975												
Fator	1.867	1.789	1.518	1.712	1.769	1.694	1.780	1.734	1.647	1.985	1.672	1.564
Desvio(%)	14.0	9.2	7.9	4.5	8.0	3.4	8.7	5.9	2.2	21.2	2.1	4.7
1976												
Fator	1.389	1.305	1.383	1.467	1.464	1.441	1.360	1.486	1.547	1.679	1.781	1.841
Desvio(%)	17.9	25.5	18.4	11.6	11.9	13.7	20.4	10.2	5.9	2.5	8.7	12.4
1977												
Fator	1.611	1.610	1.731	1.661	1.710	1.579	1.396	1.577	1.454	1.615	1.604	1.941
Desvio(%)	1.7	1.7	5.7	1.4	4.4	3.7	17.3	3.9	12.6	1.4	2.1	18.5
1978												
Fator	1.517	1.625	1.474	1.777	1.781	1.763	1.785	1.548	1.648	1.682	1.629	1.870
Desvio(%)	8.0	0.8	11.1	8.5	8.7	7.6	9.0	5.8	0.6	2.7	0.5	14.2

Na tabela acima, verifica-se, que dezesseis fatores apresentaram desvios superiores à 10%, sendo três maiores que 20%, com o maior sendo de 25.5%. Os desvios acima de 10%, são devidos à dois fatos: provável erro nas leituras de vazão, e a afluição do rio Pomba (entre as estações 16 e 17), que contribui significativamente ao Paraíba do Sul, possuindo uma área de drenagem de 8735 Km² e descarga mínima de 60 m³/s, sendo o afluente de maior área de drenagem do Paraíba do Sul. Os efeitos deste rio sobre os fatores de ajuste é semelhante aos causados pelo rio Paraibuna Mineiro, já descritos.

Para o cálculo do fator de ajuste final, considerou-se como critério de avaliação, desprezar os 16 fatores (27% do total), que apresentaram desvios maiores que 10% em relação a média, e calcular uma nova média com os 44 restantes, onde, destes, 23 (38%) apresentaram desvios menores que 5%. A nova

média, que é o fator de ajuste final, e o desvio máximo em relação a esta média são apresentados abaixo:

Fator de Ajuste Final 17-16 = 1.663

Desvio Máximo = 9.5%

Estação 19

Relacionou-se a estação 19 com a 17. Os anos em comum são de 1974 à 1978 , os mesmos utilizados no cálculo do fator de ajuste 17-16. Portanto aplicou-se os mesmos procedimentos e critérios de avaliação empregados para o fator 17-16. Os resultados foram os seguintes (Tabela-III.9): 51 fatores parciais apresentaram desvios menores que 10% , sendo 35 com desvios inferiores à 5%. Tomou-se os cinquenta e um fatores e calculou-se a nova média, que é o fator final 19-17. determinou-se também o desvio máximo. Os resultados, bem como os fatores mensais (Tabela-III.9), são apresentados abaixo:

Fator de Ajuste 19-17 = 1.213

Desvio Máximo = 9.6 %

Tabela-III.9- Fatores de ajuste mensais 19-17

1974	Jan.	Fev.	Mar.	Abril	Maio	Jun.	Jul.	Ago	Set.	Out.	Nov	Dez
Fator	1.241	1.297	1.139	1.339	1.288	1.223	1.210	1.259	1.213	1.196	1.362	1.274
Desvio(%)	1.8	6.4	7.0	9.8	5.7	0.3	0.7	3.3	0.5	1.9	11.7	4.5
1975												
Fator	1.343	1.286	1.285	1.310	1.271	1.242	1.282	1.193	1.182	1.385	1.208	1.362
Desvio(%)	10.1	5.7	5.4	7.5	4.3	1.9	5.2	2.2	3.1	13.6	0.9	11.7
1976												
Fator	1.222	1.209	1.174	1.260	1.197	1.221	1.206	1.176	1.143	1.179	1.120	1.205
Desvio(%)	0.2	1.4	3.8	3.4	1.8	0.2	1.1	3.7	6.6	3.4	8.8	1.2

1977												
Fator	1.238	1.204	1.106	1.187	1.169	1.140	1.142	1.060	1.036	1.075	1.164	1.198
Desvio(%)	1.6	1.2	10.2	2.7	4.3	6.9	6.7	15.0	17.7	13.4	4.7	1.7
1978												
Fator	1.204	1.110	1.201	1.160	1.236	1.309	1.204	1.330	1.191	1.219	1.237	1.373
Desvio(%)	1.2	9.8	1.5	5.1	1.4	7.4	1.2	9.1	2.3	0	1.5	12.6

Os fatores de ajuste das estações do segundo bloco são mostrados na tabela-III.10.

Tabela-III.10 - Fatores de Ajuste das Estações do Segundo Bloco

Discriminação do Fator	Valor do Fator
17-16	1.663
19-17	1.213

3.9- Transposição das vazões das Estações do segundo Bloco

O procedimento é o mesmo utilizado para as estações do primeiro bloco, o que difere, é a estação de referência, que passa a ser a estação 16, que possui dados de 1930 `a 1978. Para ficar coerente, com a situação atual do rio Paraíba do Sul, deve-se utilizar as vazões dos anos posteriores à entrada em operação da barragem de Santa Cecília, que data de 1953, pois os anteriores não estão sob influência do desvio na barragem, sendo que sua utilização não estaria dentro do escopo deste trabalho,,: que é determinar as condições atuais do Paraíba para análise, tanto, de seu potencial hidroenergético remanescente, quanto de sua navegabilidade.

Finalmente, com as vinte e quatro vazões médias anuais, respectivas a cada tipo de vazão, determinou-se as vazões totais, para a estação de referência (16), que são mostradas na Tabela-III.11, a seguir:

Tabela-III.11- Vazões totais da estação 16 após 1953

Estação		V A Z Õ E S						
Num	Nome	Máx. (m ³ /s)	Méd. (m ³ /s)	INTERMEDIÁRIAS				Mín. (m ³ /s)
				25%	50%	75%	95%	
16	Anta	1946	367	471	264	181	140	121

Utilizando, então, os fatores 17-16 e 19-17, e os dados da Tabela-III.11, fez-se a transposição das vazões das estações do segundo bloco, lembrando que as estações 14 e 15 foram desprezadas, por motivos já explicados. As vazões transpostas são mostradas na Tabela-III.12.

Tabela-III.12- Vazões transpostas das estações do segundo bloco

Estações		V A Z Õ E S						
Num	Nome	Máx. (m ³ /s)	Méd. (m ³ /s)	INTERMEDIÁRIAS				Mín. (m ³ /s)
				25%	50%	75%	95%	
16	Anta	1946	367	471	264	181	140	121
17	São Fidélis	3236	610	783	439	301	233	201
19	Campos	3925	740	950	532	365	283	244

IV-LEVANTAMENTO DO POTENCIAL HIDRO-ENERGÉTICO DO RIO PARAÍBA DO SUL

4.1- Comentários Gerais

No Brasil, os procedimentos consolidados utilizados para avaliar o potencial hidroenergético de uma bacia hidrográfica ou de um rio, inicia-se pelo o estudo de inventário (Santos, 1991), que é feito geralmente por empresas de consultoria consorciadas ou contratadas pelas companhias de energia elétrica estaduais e federais, como: CESP e FURNAS, que são empresas coligadas ou controladas pela Eletrobrás. Este estudo geralmente inicia-se com o uso de cartas topográficas para a escolha de locais mais apropriados. O passo seguinte é a visita aos pontos escolhidos para verificação da possibilidade de instalação de uma usina hidroelétrica (U.H.E). Caso seja possível, procede-se ao estudo da hidrologia do local, e ao levantamento topográfico do mesmo, fazendo, desta forma uma avaliação das vazões e da queda disponível, estimando assim, o potencial de geração hidroelétrica do local escolhido. Num segundo plano, faz-se, ainda que superficialmente, uma estimativa de custos das obras e da implantação da U.H.E em geral.

O estudo de inventário é de grande utilidade na avaliação do potencial e verificação das condições geológicas e geotécnicas. Contudo, este procedimento faz levantamentos de locais (sítios) específicos. Este capítulo apresenta uma metodologia bastante simplificada que possibilita estimar o potencial não somente de um local específico mas de um trecho do rio. Este trecho pode ser a extensão total do rio, que vai desde sua cabeceira até sua desembocadura em outro rio ou no mar, ou simplesmente um segmento qualquer do rio como por

exemplo: um que se estende desde um local onde altitude do rio é 200 metros até outro de altitude 100 metros, ou ainda, um trecho compreendido entre duas usinas hidroelétricas, isto é, vai desde o canal de restituição de uma até o remanso do reservatório da outra.

Esta metodologia é útil portanto na estimativa do potencial hidroenergético remanescente tanto dos grandes rios como dos seus afluentes, inclusive os menores. Possibilitando assim, a avaliação do potencial de bacias e sub-bacias hidrográficas.

A metodologia, utiliza três funções: vazão por área de drenagem, área de drenagem por cota ou altitude, e vazão por cota ou altitude, obtidas através de regressão de dados de campo, que são: vazão, área de drenagem, e cota ou altitude. Tais dados são obtidos de boletins fluviométricos publicados pelo DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica e MME - Ministério das Minas e Energia, onde são encontrados para cada estação fluviométrica existente ao longo do rio, ou através de publicações similares.

As vazões utilizadas como dados, são as vazões totais, tais como foram definidas no item 3.2 deste trabalho.

Pode-se obter as funções vazão por área de drenagem e vazão por cota para os diversos tipos de vazão. Por este motivo a metodologia possibilita estimar o potencial hidroenergético de um rio referente à cada tipo, isto é, estimar qual seria o potencial de geração considerando que as usinas trabalhassem com uma determinada vazão. Por exemplo, considerando que todas usinas operassem com a média, então a estimativa do potencial será referente à vazão média.

Antecipando uma explicação detalhada, a metodologia consiste, num breve resumo, na determinação das funções vazão por área de drenagem e área de drenagem por cota, e, operando com estas duas obtém a função vazão por

cota, que, utilizada em um cálculo integral, permite obter uma estimativa do potencial hidroenergético de um trecho qualquer de um rio.

4.2- Algumas Definições

Ressalta-se aqui algumas definições já bem conhecidas, porém de grande importância para o nosso estudo.

- Deflúvio

Deflúvio é o volume d'água total que passa em determinado tempo em uma seção transversal de um curso d'água. Tem-se assim, deflúvio anual, mensal, diário, etc...

- Vazão

Vazão é o deflúvio na unidade de tempo, expressa em m^3/s ou litros/s.

No desenvolvimento da metodologia a vazão referida, é a vazão total, tal como foi definida no capítulo anterior.

- Área de drenagem

Área de drenagem de um curso d'água, é a área da superfície do solo capaz de coletar a água das precipitações e conduzi-las a esse rio diretamente ou por seus afluentes. A área de drenagem, é sempre considerada à montante da seção transversal ao leito do rio, no local onde se pretende utilizar sua vazão e sua área é determinada, em geral, pelas cartas topográficas com curvas de nível (Souza, et Al, 1983). A área de drenagem influencia, diretamente o afluxo de água a uma seção em estudo, contudo, em alguns casos tal influência não é diretamente proporcional, isto porque há outros fatores que também condicionam o afluxo, tais como: constituição das superfícies de solos,

constituição geológica do subsolo, declividades, entre outras. No entanto neste trabalho será considerado que a vazão que passa por uma seção qualquer de um rio é diretamente proporcional à área de drenagem correspondente aquela seção, o que é razoável, pois tal consideração é a realidade na maioria dos rios.

- Altitude

O valor da altitude, geralmente dado em metros, defini a posição altimétrica de determinado local em relação ao nível do mar, que é definido como nível zero. Desta forma, altitude de uma seção transversal ao leito do rio caracteriza a posição da mesma em relação ao nível do mar, sendo portanto as cabeceiras o ponto mais alto do rio e a desembocadura o ponto mais baixo. Neste trabalho, a palavra altitude será substituída pela palavra cota, desta forma, deste ponto em diante toda referência feita à altitude, será feita utilizando a palavra cota.

Analisando o que foi dito, conclui-se que quanto menor for a cota da seção transversal, maior será a área de drenagem, e conseqüentemente a vazão.

4.3- Funções Utilizadas

4.3.1- Função: vazão por área de drenagem

É a função $Q(A_d)$, definida para um curso d'água, que relaciona vazão total com área de drenagem. Sendo, assim, uma função crescente, visto que, a vazão aumenta com o acréscimo da área de drenagem.

Para se obter a equação desta função, é necessário primeiramente construir o gráfico, utilizando-se como dados, a vazão total e a área de drenagem correspondentes à cada estação fluviométrica. Entrando-se com estes valores em forma de tabela em um programa computacional, obtém-se o traçado

e a equação da curva que melhor se ajusta aos pontos dados. Esta equação obtida é a equação que defini matematicamente a função $Q(Ad)$. Para o rio Paraíba do Sul por exemplo, trabalhando-se com a vazão total média, obteve-se a equação e o traçado da curva, mostrados na figura 4.1.

É importante ressaltar que, os dados de vazão e área de drenagem necessários à definição desta função, são dados de campo referentes às estações de medida de vazão, e que muitas vezes precisarão ser ajustados, sobretudo as vazões, que podem gerar resultados incoerentes e incorretos, posto que, os intervalos de tempo nas quais ocorreram as medidas não são os mesmos para todas as estações fluviométricas. Como é o caso do Paraíba do Sul, na qual as vazões tiveram que ser corrigidas, utilizando-se uma metodologia própria de ajuste, desenvolvida apenas para este fim, metodologia esta, que vem descrita na parte III deste trabalho.

Ressalta-se também que a função $Q(Ad)$ pode ser definida para todos os tipos de vazão, a média, a máxima, a mínima, e as intermediárias correspondentes à porcentagem de permanência de tempo. Lembrando apenas que se deve trabalhar com a vazão total correspondente de cada tipo.

4.3.2- Função: área de drenagem por cota

É a função $Ad(Hc)$ que relaciona a área de drenagem com a correspondente cota. O procedimento utilizado para se obter a equação desta função, é o mesmo da anterior, visto que também é obtida diretamente de dados de campo, pois para cada estação fluviométrica é fornecida também a cota da estação.

É importante dizer, que, como se esperava, é uma função decrescente, pois a área de drenagem aumenta com o decréscimo da cota.

Para o caso do rio Paraíba do Sul obteve-se o traçado e a equação da curva da função, que são mostrados na figura 4.2.

4.3.3- Função: Vazão por Cota

É a função $Q(H_c)$, que relaciona a vazão total com a correspondente cota. Diferentemente das anteriores, não é determinada diretamente de dados de campo, utiliza as equações das funções $Q(A_d)$ e $Q(H_c)$. Por este motivo deve ser a última a ser obtida. O procedimento matemático para sua determinação é o mesmo das funções anteriores, ou seja, entra-se com os dados em um programa computacional e obtém-se o gráfico e a equação da função. O que a difere das outras duas, é o fato de que os dados de entrada, os valores de vazão e cota, são obtidos através das equações das demais, obedecendo o seguinte procedimento:

-tendo-se em mãos a função $A_d(\text{cota})$, monta-se uma tabela onde, variando-se o valor da cota altera-se conseqüentemente a área de drenagem. Pode-se variar a cota em intervalos iguais ou não. Entretanto, é aconselhável fazer a variação em intervalos iguais como fez-se para o rio Paraíba do Sul (veja Tabela-IV.1) onde eram de 15 (m) com exceção apenas do primeiro, que foi de 7 (m), para poder se ajustar os valores da cota em múltiplos de 15;

-tem-se então, na tabela até o momento, duas colunas, que apresentam valores de cota e correspondentes valores de área de drenagem. Completar-se-á agora esta tabela com uma terceira coluna, que é a da vazão, que será obtida pela equação da função $Q(A_d)$, onde se entrará com os valores de área de drenagem determinados no passo anterior, para obtenção das correspondentes vazões.

-desta forma, tem-se para cada valor de cota, a correspondente área de drenagem, e para cada área de drenagem, a correspondente vazão, logo, conclui-se que para cada cota tem-se a vazão correlativa. Apenas como exemplo seja Tabela-IV.1, se referindo ao rio Paraíba do Sul na extensão compreendida desde

imediatamente após a confluência dos rios Paraitinga e Paraibuna (Cota 607) no estado de São Paulo até as proximidades da cidade de Cruzeiro (cota 510) e foi obtida segundo o procedimento descrito acima. Como pode ser observado, foram determinados os valores para os vários tipos de vazão, possibilitando assim a determinação da função $Q(H_c)$ para cada tipo de vazão.

Tabela-IV.1- Hidrologia e Posicionamento Altimétrico do Rio Paraíba do Sul

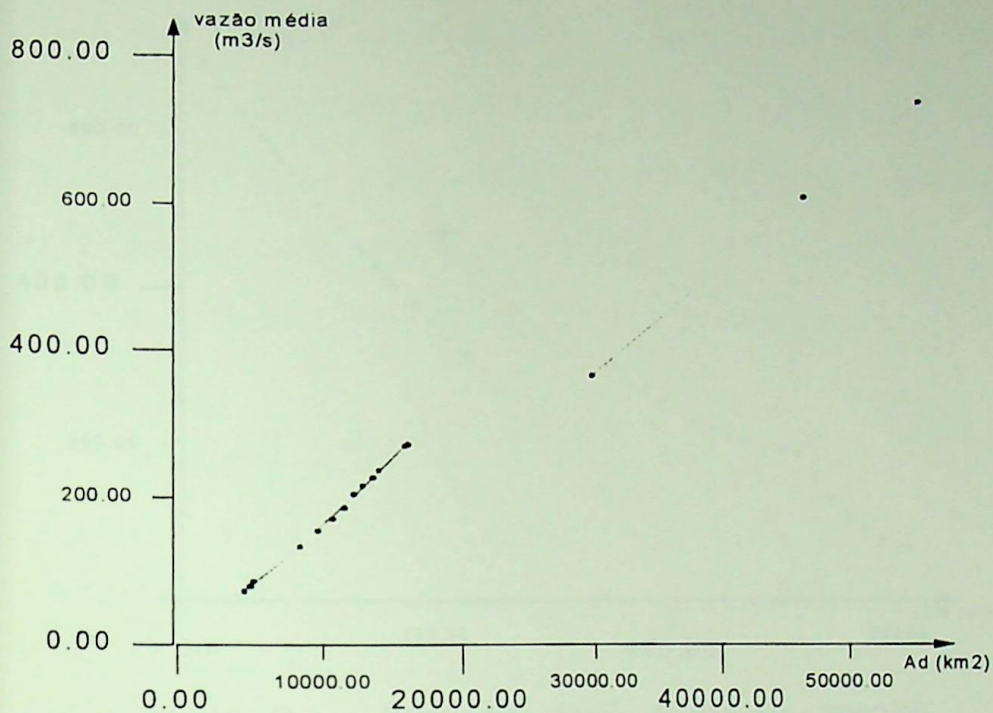
COTA	A DREN	QMÉD.	Q25%	Q50%	Q75%	Q95%	
607	4160.5	68	87	54	42	33	28
600	4342.1	71	90	56	44	35	29
585	4910.9	79	101	63	49	39	33
570	5724.4	92	118	73	56	45	38
555	6782.6	109	140	86	67	53	45
540	8085.6	131	167	103	79	63	54
525	9633.3	157	201	124	95	76	65
510	11425.8	189	242	150	114	91	79

Estes valores de vazão e cota, determinados através do procedimento apresentado, são os dados de entrada necessários à determinação da função $Q(H_c)$.

Então, utilizando estes dados, obtém-se o gráfico e a equação da função $Q(H_c)$. É importante dizer que ela também é do tipo decrescente, pois a vazão aumenta à medida que a cota diminui

Para o Paraíba do Sul, considerando-se a vazão total média, obteve-se o traçado e equação da curva mostrados na figura 4.3.

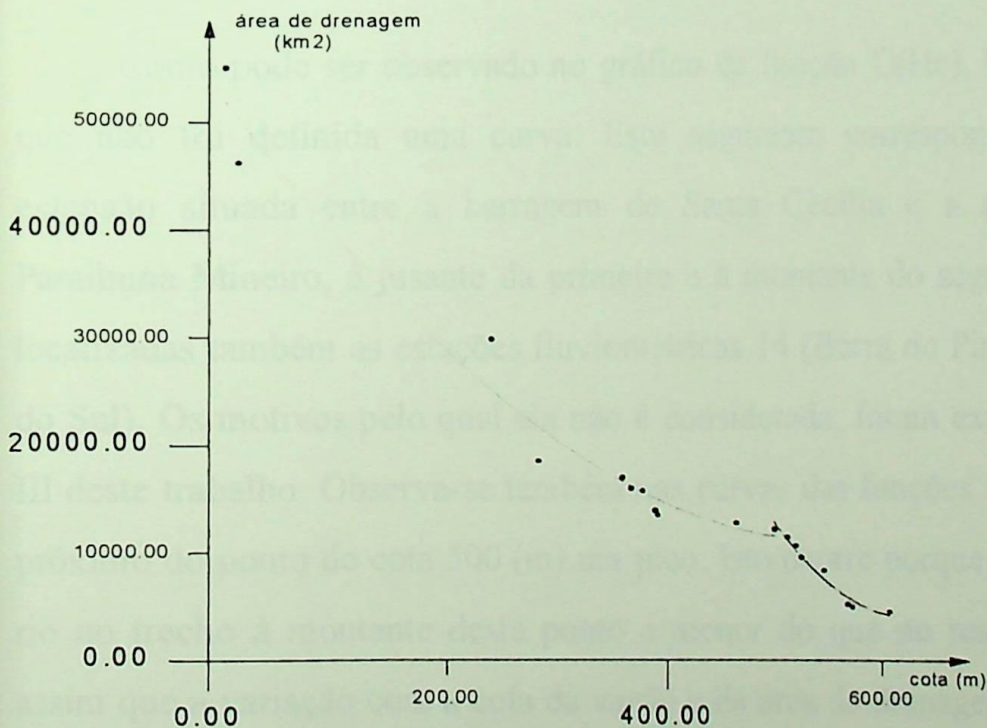
Obs: os gráficos mostrados a seguir se referem apenas às vazão média, porém para os outros tipos de vazão, os gráficos se encontram no anexo III.



Área drenagem 4540 à 16369 - $Q_{med.} = 2,01927 \cdot 10^{-7} \cdot (Ad)^2 - 0,01352289 \cdot Ad + 8,14019$

Área drenagem 29400 à 56000 - $Q_{med.} = 0,0147587 \cdot Ad - 73,1186$

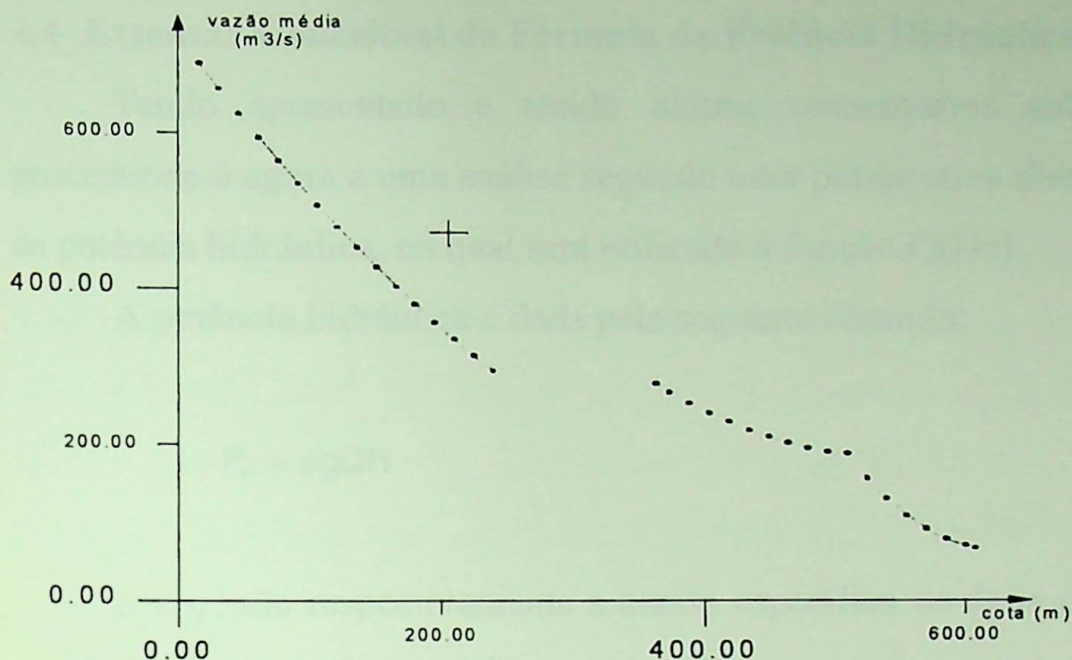
Figura 4.1- Gráfico da função vazão por área de drenagem levantada para o rio Paraíba do Sul



cota 607 à 500 - $Ad = 0,543877 \cdot (Hc)^2 - 682,411 \cdot Hc + 217993$

cota 500 à 13 - $Ad = 0,13751 \cdot (Hc)^2 - 153,655 \cdot Hc + 53890,9$

Figura 4.2- Gráfico da função área de drenagem por cota determinada para o rio Paraíba do Sul



$$\text{cota} - 607 \text{ à } 510 - Q_{\text{med.}} = 0,0101492 \cdot (Hc)^2 - 12,576 \cdot Hc + 3962,59$$

$$\text{cota} - 510 \text{ à } 365 - Q_{\text{med.}} = 0,00300791 \cdot (Hc)^2 - 3,25553 \cdot Hc + 1066,25$$

$$\text{cota} - 240 \text{ à } 15 - Q_{\text{med.}} = 0,00203704 \cdot (Hc)^2 - 2,26905 \cdot Hc + 722,325$$

Figura 4.3- Gráfico da função vazão por cota para o Paraíba do Sul

Como pode ser observado no gráfico da função $Q(Hc)$, há um trecho em que não foi definida uma curva. Este segmento corresponde justamente a extensão situada entre a barragem de Santa Cecília e a afluição do rio Paraíba Mineiro, à jusante da primeira e à montante do segundo. Nela estão localizadas também as estações fluviométricas 14 (Barra do Pirai) e 15 (Paraíba do Sul). Os motivos pelo qual ela não é considerada, foram explicados na parte III deste trabalho. Observa-se também nas curvas das funções $Ad(Hc)$ e $Q(Hc)$, próximo do ponto de cota 500 (m) um pico. Isto ocorre porque a declividade do rio no trecho à montante deste ponto é menor do que no restante, resultando assim que a variação com a cota da vazão e da área de drenagem ao longo deste trecho ocorre em proporções maiores.

4.4- Extensão Conceitual da Fórmula da Potência Hidráulica

Tendo apresentado e tecido alguns comentários sobre as funções, proceder-se-á agora à uma análise segundo uma perspectiva diferente da fórmula da potência hidráulica, na qual será utilizada a função $Q(Hc)$.

A potência hidráulica é dada pela seguinte fórmula:

$$P_H = \rho g Q H$$

ρ e g , são respectivamente a massa específica da água e a aceleração da gravidade e seus valores serão considerados constantes e respectivamente iguais à 1000 kg/m^3 e $9,81 \text{ m/s}^2$.

É necessário, neste momento, fazer algumas convenções, que serão adotadas e utilizadas neste capítulo, sendo que, as exceções que porventura ocorrerem serão ressaltadas. Estabelece-se, então, que qualquer vazão mencionada será dada em m^3/s , da mesma forma qualquer altura e cota serão dadas em metros. Convenciona-se também uma nova forma para a fórmula da potência, onde ρ sendo constante foi suprimida, ficando porém seu valor ficou embutido fórmula, resultando assim que a unidade de medida será o kW.

$$P_H = 9,81 Q H \quad (4.1)$$

Esta fórmula é utilizada para calcular a potência, quando se tem a vazão que passa pela máquina e a altura, que pode ser de queda ou de recalque, caso a máquina seja, turbina ou bomba respectivamente. Para o caso de uma central hidroelétrica, tendo a vazão turbinada total e a queda correspondente, pode-se, desprezando-se as perdas (na adução, hidráulicas, mecânicas e elétricas), calcular a potência que seria gerada na central, pela fórmula 4.1. Porém, uma

extensão do conceito desta fórmula possibilita o cálculo da potência que pode ser extraída de um trecho de um rio, e não apenas de uma única central fixada em determinada seção transversal.

Fazendo uma extensão conceitual da fórmula, com o objetivo de utilizá-la não apenas dentro dos limites referidos no parágrafo anterior, mas em um universo mais amplo, no cálculo do potencial hidroenergético de um trecho de um rio, considerar-se-á, Q como a vazão natural de um rio e H como cota ou altitude correspondente às seções transversais do rio, sendo denotada então por H_c .

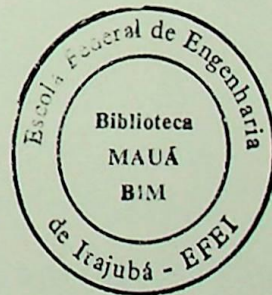
Trabalhando dessa forma, com a fórmula 4.1, o diferencial dP será:

$$dP = 9,81(QdH_c + HcdQ + dQdH_c) \quad (4.2)$$

Tratando-se de uma multiplicação de diferenciais, a parcela $dQdH_c$, pode ser desprezada. Aplicando-se integral aos dois lados da equação, resulta:

$$\int_1^2 dP = 9,81 \cdot \left(\int_1^2 QdH_c + \int_1^2 HcdQ \right) \quad (4.3)$$

$$P = 9,81 \int_1^2 QdH_c + 9,81 \int_1^2 HcdQ \quad (4.4)$$



Deve ser observado que os índices 1 e 2 nas equações acima, definem os limites de integração, e de acordo com o que se pretende neste estudo, utilizar o conceito da fórmula 4.1 para desenvolver um método de cálculo do potencial hidroenergético de um trecho qualquer de um rio, então os pontos 1 e 2 estão relacionados aos limites deste trecho, isto é, aos pontos inicial e final do mesmo, ou melhor aos pontos mais à montante e mais à jusante.

Na equação 4.4 as integrais $\int_1^2 QdHc$ e $\int_1^2 HcdQ$ serão respectivamente designadas de integral 1 e integral 2. Por motivo de facilidade didática, convencionou-se que toda vez que aparecer o produto de um valor de vazão por um valor de queda, altura, desnível ou cota, este produto poderá ser interpretado como valor de potência, com exceção apenas dos casos em que se tratar de exemplos numéricos, já que nestes, o referido produto, será multiplicado por 9,81 e resultará em valor de potência propriamente dito, dado em kW. Diante desta normalização, então, as integrais 1 e 2 serão tratadas como valores de potência.

Antes de prosseguirmos na análise da equação-4.4, vamos estudar o gráfico da função $Q(Hc)$, que como foi visto no item 4.2.4, relaciona a vazão natural do rio com a cota. A título de estudo, seja então, o gráfico desta função mostrado na figura 4.4 a seguir.

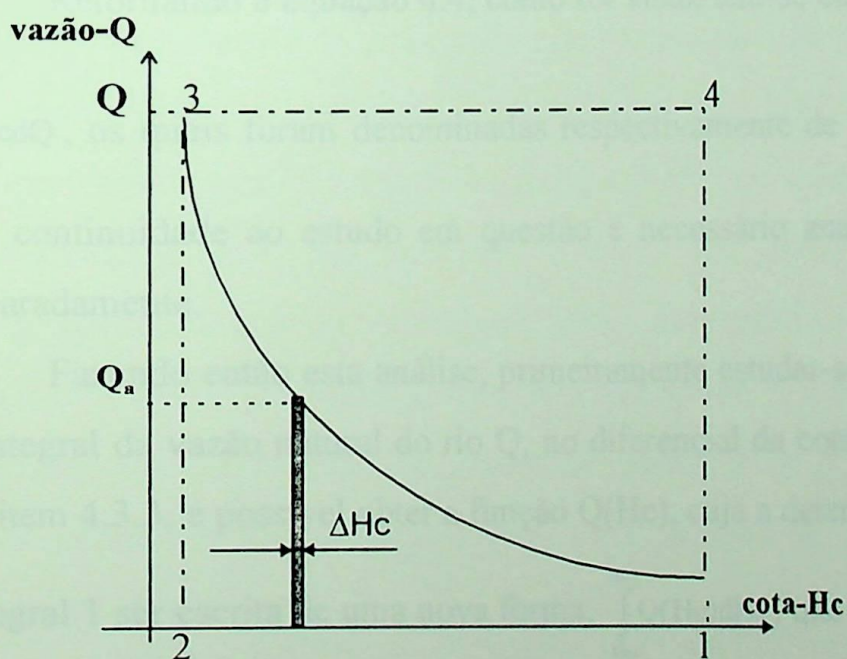


Figura-4.4- Gráfico didático da função $Q(Hc)$

No gráfico, os pontos 1 e 2 indicam os limites do trecho em estudo, sendo que o 1 corresponde a seção mais à montante, e o 2 a mais à jusante.

Obviamente, 1 e 2 representam respectivamente, o pontos de maior e de menor altitude da extensão do curso d'água em estudo.

Observando o gráfico, verifica-se que o trecho apresenta um desnível correspondente à diferença de cota entre os pontos 1 e 2 ($H_{c_1} - H_{c_2}$). Tomando este desnível (que pode ser considerado como uma queda bruta), e a vazão correspondente ao ponto 2, obtém-se um valor de potência hidráulica através da equação 4.1. Desta forma, no gráfico a área 1-2-3-4-1, multiplicada por 9,81 eqüivale a um valor de potência hidráulica. Esta potência pode ser e será para este estudo, considerada como sendo a potência gerada em uma hidroelétrica instalada no ponto 2 (mais à jusante), a qual a vazão turbinada seria a vazão natural do rio neste ponto e a queda seria o desnível $H_{c_1} - H_{c_2}$. É importante dizer, que por se tratar de uma análise teórica não está sendo considerado qualquer tipo de rendimento.

Retornando à equação 4.4, como foi visto, tem-se duas integrais $\int_1^2 QdH_c$ e $\int_1^2 H_c dQ$, os quais foram denominadas respectivamente de integrais 1 e 2. Para dar continuidade ao estudo em questão é necessário analisar cada uma delas separadamente.

Fazendo então esta análise, primeiramente estudar-se-á a integral 1, que é a integral da vazão natural do rio Q , no diferencial da cota dH_c . Como foi visto no item 4.3.3, é possível obter a função $Q(H_c)$, cuja a determinação, possibilita a integral 1 ser escrita de uma nova forma, $\int_{H_{c1}}^{H_{c2}} Q(H_c)dH_c$, que é a integral da função $Q(H_c)$ no diferencial dH_c , e onde H_{c_1} e H_{c_2} correspondem respectivamente aos valores das cotas do ponto inicial e final do trecho.

Prosseguindo na análise desta integral, é necessário retornar ao gráfico da figura-4.4, onde será analisada a área que esta sob a curva da função.

Considerando no gráfico, ΔH_c como uma variação infinitesimal de cota, e sendo Q_a uma vazão qualquer, então multiplicando-se ΔH_c por Q_a tem-se a área infinitesimal $\Delta H_c \cdot Q_a$. Multiplicando ainda, esta área por 9.81 tem-se a fórmula da potência hidráulica dada em kW, pois sendo ΔH_c uma variação infinitesimal de cota, é também, em termos hidráulicos, por definição, uma queda bruta, podendo assim, ser denominada de queda bruta infinitesimal. Igualmente, a potência hidráulica referida acima, obtida da multiplicação da área infinitesimal por 9.81 será denominada de potência infinitesimal, com seu valor dado em kW.

Observe-se, que no gráfico, sob a curva da função tem-se várias áreas infinitesimais, que resultará em várias potências infinitesimais. Desta forma, a somatória de todas as áreas infinitesimais resultará na área total sob a curva da função $Q(H_c)$ e esta, multiplicada por 9,81 equivale à soma de todas as potências infinitesimais, sendo seu valor, a potência hidráulica total.

Sabe-se, que integral de linha de uma função, definida pelos limites de integração, equivale à área do gráfico da função que está sob a curva da função, e compreendida entre os limites. Dessa forma, retornando à integral 1, conclui-se, que sendo esta, a integral da função $Q(H_c)$ no diferencial dH_c , então, é equivalente à área que esta sob a curva do gráfico da função $Q(H_c)$, compreendida dentro do intervalo de integração, definido pelos pontos 1 e 2, e sendo esta área equivalente à somatória de todas as áreas infinitesimais, a qual correspondem à potências infinitesimais, então a integral 1 equivale à soma de todas potências infinitesimais, cujo valor atribuiu-se o nome de potência hidráulica total.

Por facilidade de redação, fica subentendido que deste ponto em diante, toda vez que se referir à área total que esta sob a curva da função $Q(H_c)$, estará se referindo à área que está sob a curva, porém dentro do intervalo de integração, que é definido pelos pontos 1 e 2.

Recapitulando o que se concluiu até o momento, tem-se que, a integral 1 (de linha), eqüivale à área total que está sob a curva da função $Q(H_c)$, sendo esta área, a soma de todas as áreas infinitesimais existentes sob a mesma curva. Tem-se também que estas áreas infinitesimais ($Q_a \cdot \Delta H_c$) são oriundas da multiplicação de vazões quaisquer por quedas infinitesimais, e quando multiplicadas por 9,81, resultam em potências infinitesimais dadas em kW. Em relação à integral 1, concluiu-se então, que o valor resultante da mesma eqüivale à soma de todas estas potências infinitesimais, e a este valor, foi atribuído, por motivo de coerência com o estudo em desenvolvimento, o nome de potência hidráulica total.

Prosseguindo na análise da integral 1, e partindo do raciocínio de que a mesma resulta num valor que é a soma de todas as potências infinitesimais, então, pode-se fazer uma interpretação mais prática da mesma, que consiste em considerá-la como a somatória da potência gerada em infinitas centrais de quedas infinitesimais. Visualizando isso para o trecho do rio, é como se tivesse ao longo deste, em série, uma quantidade infinita de centrais hidroelétricas de quedas infinitamente pequenas, gerando cada uma, uma potência também infinitamente pequena. Seguindo este raciocínio, a integral 1 pode ser interpretada como a potência possível de se extrair de um trecho de um rio delimitado pelos pontos 1 e 2, na qual o desnível correspondente, seria aproveitado com a instalação de infinitas centrais de quedas infinitamente pequenas.

Tendo analisado a integral 1, analisar-se-á agora, a integral 2 ($\int_1^2 H_c dQ$), que corresponde à integral da cota H_c no diferencial da vazão dQ . Como se sabe, ela é a segunda parcela da potência dada pela equação-4.4, sendo a primeira fornecida pela integral 1. Retornando novamente ao gráfico da função

$Q(H_c)$ (figura-4.4), viu-se que a área do retângulo, corresponde à potência hidráulica obtida pela fórmula dada na equação 4.1 ($P = 9,81QH$). Viu-se também que a área sob a curva da função $Q(H_c)$, é dada pela integral 1. Portanto, conclui-se então, que a área que está sobre a curva da função e delimitada pelos contornos do retângulo, corresponde matematicamente à integral 2, o que significa dizer que a integral 2 é um valor de potência, resultante da subtração da potência obtida a partir da equação-4.4, da integral 1. Matematicamente isto pode ser demonstrado igualando as equações 4.1 e 4.4.

$$9,81Q \cdot H = 9,81 \left(\int_1^2 Q dH_c + \int_1^2 H_c dQ \right)$$

Logo:

$$\int_1^2 H_c dQ = Q \cdot H - \int_1^2 Q dH_c \quad (4.5)$$

Onde: $H = H_{c_1} - H_{c_2}$

4.4.1- Análise energética comparativa

Tendo interpretado conjuntamente as integrais 1 e 2 e o gráfico da função $Q(H_c)$, pode-se, agora, proceder à uma análise energética comparativa entre as duas formas possíveis de se aproveitar um trecho de um rio para geração hidroenergética; com uma hidroelétrica de alta ou média queda no ponto mais à jusante do trecho, ou com várias de pequena queda distribuídas ao longo do mesmo.

Como foi visto, lembrando que o segmento do rio é delimitado pelos pontos 1 e 2, a expressão $Q \cdot H$, corresponde à potência que seria gerada em uma central hidroelétrica instalada no ponto mais à jusante, cuja a vazão Q é a vazão correspondente a este ponto, e a altura H é o desnível relacionado a este

segmento, dado pela diferença de cotas dos pontos 1 e 2. Desta forma, isto equívale a dizer que o trecho em estudo seria aproveitado para geração de energia com a implantação de uma única central de maior porte, provavelmente com grande barragem, de altura elevada (isto dependeria do valor do desnível do trecho). Por outro lado, a integral 1, como foi visto, também, em termos práticos, corresponde à potência total que poderia ser extraída do trecho, se fosse aproveitado com a implantação de infinitas centrais hidroelétricas, operando sob uma queda infinitamente pequena, gerando cada uma, uma potência infinitesimal (centrais infinitesimais).

Neste ponto, é necessário ressaltar que, trata-se de uma consideração teórica dizer que o trecho seria aproveitado com a instalação de infinitas centrais de queda infinitamente pequena, pois isto é obviamente impossível. Porém, pode-se considerar possível, o trecho ser aproveitado não com infinitas centrais com queda infinitamente pequena, mas sim com a implantação seqüencial de várias centrais de baixa queda, o que é perfeitamente possível, como existem, em vários rios do mundo, principalmente nos europeus, como por exemplo, o rio Meuse na Bélgica, onde um desnível de 40 metros foi aproveitado com a instalação de seis centrais com quedas variando entre 4 e 8 metros. Desta forma, diante de tudo que foi dito, conclui-se que a integral 2 corresponde à quantidade de potência que deixa de ser extraída do trecho do rio, quando ao invés de ser aproveitado com uma única central de média ou alta queda implantada no ponto mais à jusante, é aproveitado com a instalação seqüencial (em cascata) de várias centrais baixa queda, o qual a soma de todas as quedas resultaria no desnível do trecho.

A diferença de potência dos tipos de aproveitamento, decorre do fato, de que a vazão que chega na central situada no ponto mais à jusante do trecho do rio, é maior do que aquela que passa em uma central situada mais à montante.

As conclusões anteriores podem ser melhor entendidas com o auxílio de uma ilustração. Para tal sejam então as figuras-4.5 e 4.6 mostradas a seguir.

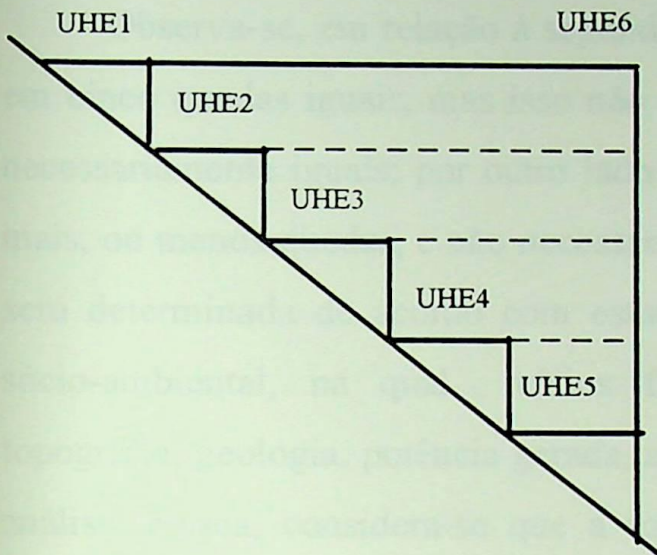


Figura-4.5- Desenho esquemático do perfil de um trecho de um rio

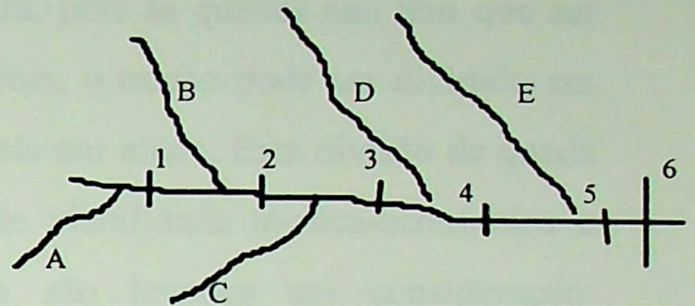


Figura-4.6- Ilustração de um rio com seus afluentes

Na figura 4.5 é representado um perfil de um trecho qualquer de um rio, com as duas alternativas possíveis de aproveitamento. A primeira corresponde a aproveitar o desnível através de uma única central, instalada no ponto mais à jusante, sendo equivalente portanto, à expressão $Q \cdot H$. A segunda, caracteriza o aproveitamento em cascata do mesmo desnível com centrais baixa queda, correspondendo assim à integral $\int_1^2 QdHc$. Então, na figura, UHE6 identifica a central de alta ou média queda referida na primeira alternativa, e UHE1, UHE2, UHE3, UHE4 e UHE5 representam as centrais de baixa queda relacionadas à segunda. Às usinas representadas estão associadas as quedas H1, H2, H3, H4, H5 e H6, onde H6 é o próprio desnível do trecho e corresponde à soma das demais alturas.

A figura- 4.6 representa o mesmo trecho da figura-4.5, porém visto de cima, onde são mostrados os respectivos afluentes A, B, C, D e E, e os pontos 1, 2, 3, 4,5 e 6 são as mesmas UHEs já referidas da figura-4.5.

Observa-se, em relação à segunda alternativa, que o desnível foi dividido em cinco quedas iguais, mas isso não é regra, pois as quedas não têm que ser necessariamente iguais; por outro lado também, o trecho pode ser dividido em mais, ou menos quedas, e não necessariamente em cinco. Esta divisão de queda será determinada de acordo com estudos de viabilidade técnica-econômica e sócio-ambiental, na qual vários fatores são levados em consideração: topografia, geologia, potência gerada, altura do desnível, entre outros. Para uma análise teórica, considera-se que a topografia e a geologia são favoráveis à instalação de usinas hidroelétricas ao longo de todo o percurso do trecho em questão.

Para a análise em questão, todas as usinas serão consideradas como à fio d'água, isto é, a vazão defluente é igual à afluente, dispensando assim, os reservatórios regularizadores.

Observa-se então, que a vazão que passa na UHE2, é maior do que a que passa na UHE1, pois conta com a contribuição dos afluentes A e B, ao passo que a que passa na UHE1 recebe a contribuição somente de A. Da mesma forma, a que chega na UHE3 é maior, pois conta com as contribuições dos afluentes A, B e C, e a da UHE4 também é maior, pois tem a vazão adicional do afluente D, o mesmo acontece com a UHE5, que recebe a contribuição adicional do afluente E. Ocorre, então, que a vazão adicional do afluente A que passa na UHE2, será turbinada e gerará potência na UHE2 e nas demais usinas à jusante, e não gerará potência na usina à montante, que é a UHE1, sendo da mesma da forma, a vazão adicional do afluente C que chega na UHE3, a qual gerará potência nesta e nas demais à jusante e não gerará potência nas usinas à

montante, que são as UHE1 e 2, e assim sucessivamente para toda a cascata de usinas.

Conclui-se portanto, que a potência gerada, considerando a segunda alternativa, é menor devido ao fato de que as contribuições adicionais acrescentadas ao rio geram potência somente nas usinas à jusante do ponto onde estas foram acrescentadas. Isto equivale a dizer que as contribuições adicionais de vazão multiplicarão somente a queda correspondente ao desnível do trecho que está à jusante do ponto onde estas foram acrescentadas ao rio. Nas figuras 4.5 e 4.6, por exemplo, a vazão do afluente D vai multiplicar somente as quedas H4 e H5 que estão à jusante do seu ponto de afluência, ao passo que a vazão do afluente A multiplicará toda a queda correspondente ao desnível total (H6) do trecho. Isto conduz ao fato de que a vazão total que chega no ponto mais à jusante do trecho, não terá multiplicada toda a queda correspondente ao desnível total do trecho, sendo que a única vazão que terá multiplicada o desnível total, é a vazão do afluente A, juntamente com a vazão do rio principal na sua extensão à montante do trecho. Com a primeira alternativa ocorre justamente o contrário, pois neste caso, a queda não é distribuída ao longo do trecho como é o caso da segunda, mas é concentrada em um único ponto, que é o ponto mais à jusante. Sendo assim, a vazão total que chega no ponto final do trecho vai multiplicar uma queda correspondente ao desnível total do segmento em estudo, o que significa obviamente, que todas as vazões acrescentadas ao rio multiplicarão a queda total correspondente ao desnível do trecho, daí o motivo pelo qual a potência gerada segundo o arranjo da primeira alternativa é maior que o da segunda.

Tem-se então uma perda genérica de potência equivalente à $\Delta Q_i \cdot (Hc_0 - Hc_{i-1})$, onde ΔQ_i é um acréscimo qualquer de vazão, que é adicionado ao trecho do rio em um ponto i qualquer, Hc_{i-1} corresponde à cota do

ponto imediatamente anterior ao i , onde está sendo acrescentada a vazão ΔQ_i , e H_{c_0} é a cota do ponto mais à montante do trecho. A somatória destas perdas resultará na perda total. Pode-se escrever então a equação:

$$\text{Perda} = \sum_{i=1}^n (H_{c_0} - H_{c_{i-1}}) \cdot \Delta Q_i \quad (4.6)$$

Onde: n - número de centrais baixa queda

A equação acima fornece a perda total, que na realidade não é uma perda de potência, e sim a potência que deixa de ser produzida quando se aproveita um trecho de um rio com várias centrais baixa queda distribuídas ao longo do mesmo, e não com uma única central de alta ou média queda instalada no ponto mais à jusante.

Por outro lado, se a potência que deixa de ser gerada pode ser determinada pela equação-4.6, a potência que seria gerada por várias centrais baixa queda pode ser dada por:

$$P_2 = \sum_{i=1}^n Q_i \Delta H_{c_i} \quad (4.7)$$

Diante do que foi explanado, pode-se dizer que a potência possível de se extrair de um trecho de um rio, aproveitando o mesmo com a instalação de uma única central no ponto mais à jusante, dada por $Q \cdot H$, onde H é o desnível total do trecho a ser aproveitado, e Q a vazão natural do rio que passa na seção transversal onde está a central, é igual a soma da potência que seria extraída do mesmo trecho se fosse aproveitado com centrais baixa queda, com a potência que deixaria de ser obtida (perda) devido ao aproveitamento de baixa queda.

Matematicamente tem-se então:

$$P_1 = P_2 + \text{Perda} \quad (4.8)$$

Onde: P_1 - potência gerada na central de alta ou média queda instalada no ponto mais à jusante do trecho

P_2 - potência total gerada pelas várias centrais de baixa queda distribuídas ao longo do trecho

Perda - potência que deixa de ser aproveitada

Substituindo as equações 4.6 e 4.7, e lembrando que $P_1 = Q \cdot H$, vem:

$$Q \cdot H = \sum_{i=1}^n Q_i \Delta H c_i + \sum_{i=1}^n (H c_0 - H c_{i-1}) \Delta Q_i \quad (4.9)$$

Um exemplo pode ser útil na verificação das últimas equações, para tal seja então, o caso do rio Paraíba do Sul, onde supõem-se que se deseja aproveitar o segmento entre as cotas 580 e 530, portanto um desnível de 50 metros, considerando como vazão turbinada, a vazão média.

Para o aproveitamento deste desnível com uma única central no ponto mais à jusante, tem-se os dados:

vazão média na cota 530: $Q_{530} = 140,39 \text{ (m}^3/\text{s)}$ (ver figura - A3.8)

desnível : $H = 580 - 530 = 50 \text{ (m)}$

A potência gerada pela central seria:

$$P_1 = 9,81 \cdot Q_{530} \cdot H = 9,81 \cdot 140,39 \cdot 50 = 68861 \text{ (kW)}$$

Supondo agora o aproveitamento do mesmo desnível com centrais baixa queda, sendo todas de quedas iguais e de valor 5 metros, tem-se a tabela à seguir:

Tabela-IV.2- Dados de vazão, queda, potência e perda

i	Hc	ΔHc	$Hc_0 - Hc_{i-1}$	Q	ΔQ	$Q_i \Delta Hc_i$	$(Hc_0 - Hc_{i-1}) \Delta Q_i$
0	580	0	-----	83,25	-----	-----	-----
1	575	5	0	87,49	4,25	437,5	0
2	570	5	5	92,20	4,71	461,0	23,5
3	565	5	10	97,38	5,18	486,9	51,8
4	560	5	15	103,04	5,66	515,2	84,9
5	555	5	20	109,19	6,15	546,0	123,0
6	550	5	25	115,85	6,66	579,2	166,4
7	545	5	30	123,02	7,18	615,1	215,3
8	540	5	35	130,73	7,71	653,7	269,8
9	535	5	40	138,99	8,26	694,9	330,2
10	530	5	45	147,81	8,82	739,0	396,9
TOTAL						5728,5	1661,8

Da tabela tem-se que:

$$P_2 = \sum_{i=1}^n Q_i \Delta Hc_i = 5728,5$$

$$\text{Perda} = \sum_{i=1}^n (Hc_0 - Hc_{i-1}) \Delta Q_i = 1661,8$$

Para transformar estes resultados em valores de potência propriamente dito, basta multiplicá-los por 9,81, então:

$$P_2 = 9,81 \cdot 5728,5 = 56196,6 \text{ (kW)}$$

$$\text{Perda} = 9,81 \cdot 1661,8 = 16302,2 \text{ (kW)}$$

somando estas duas quantidades de potência resulta 72498,8 (kW), que como pode ser verificado, é um valor bastante próximo ao obtido para o caso do trecho ser aproveitado com uma única hidroelétrica de 50 metros de queda, com uma diferença de 3637,8 (kW), aproximadamente 5%, confirmando assim as equações 4.8 e 4.9.

Observa-se, que, para o aproveitamento segundo uma única central instalada no ponto mais à jusante, as vazões dos rios afluentes serão todas aproveitadas para geração de energia na central, pois serão multiplicadas pelo

desnível total do trecho. Dessa forma, para o aproveitamento com centrais baixa queda, as vazões seriam melhor aproveitadas, instalando nos afluentes, como no rio principal centrais baixa queda. Assim, a potência que deixaria de ser aproveitada seria consideravelmente menor.

Deve ser notado ainda, que obviamente quanto maior o número de divisões do desnível a ser aproveitado, ou seja, quanto maior o número de centrais baixa queda, menor será a potência obtida do mesmo. Tomando-se novamente como exemplo o rio Paraíba do Sul, mas agora no trecho entre as cotas de 580 e 500, tem-se, considerando a vazão média, que seu aproveitamento com centrais de 5 metros de queda resultará em potência de 108727 (kW), e o aproveitamento com centrais de 4 metros de queda, a potência resultante seria 108139 (kW), portanto 0,54% a menos. No limite, com o número de centrais tendendo ao infinito, como se viu, o valor da potência que seria gerada, será o resultado da integral 1. Desta forma, conclui-se que esta corresponde ao menor valor de potência possível de se extrair de um trecho qualquer de um rio, o que resulta, que, dentro das considerações teóricas, o potencial possível de se obter do trecho, será sempre maior que aquele estimado através da integração da função $Q(H_c)$ (integral 1). Aplicando-se a integral 1 ao trecho compreendido entre as cotas de 580 e 460 metros do rio Paraíba do Sul, considerando-se a vazão média, estimou-se um potencial de 183355 (kW), e dividindo o mesmo trecho em quedas iguais de 5 metros, obteve-se um potencial e 186403 (kW), portanto 1,66% a mais, e dividindo o mesmo em zero quedas, isto é, considerando a instalação de uma única central no ponto mais à jusante do trecho obteve-se um potencial de 241538 (kW).

4.5- Estimativa de Potencial Hidroenergético Utilizando a Função Q(Hc)

Como foi visto no item anterior, a integral da função Q(Hc) resulta em um valor de potência que pode ser considerado como estimativa de potencial hidroenergético. Será denominado então, neste trabalho, de potencial hidroenergético estimado “PHEE” de um rio ou trecho de um rio, ao valor obtido da integração da função Q(Hc), para o referido curso d’água. Logo:

$$PHEE = \int_{Hc_1}^{Hc_2} Q(Hc)dHc \quad (4.10)$$

Como também viu-se no item anterior, este valor está baseado em condições teóricas, isto é, considera-se que o rio seria aproveitado com infinitas centrais de quedas infinitamente pequenas, o que se trata de uma condição impossível na prática. No entanto considerado como estimativa de potencial este resultado é bastante útil, e pode ser interpretado como um potencial na qual o aproveitamento seria feito com centrais baixa queda.

4.5.1- Estimativa do potencial do Rio Paraíba do Sul utilizando a função Q(Hc)

Para estimar-se o potencial hidroenergético remanescente do Paraíba do Sul, através da integração da função Q(Hc), primeiramente é necessário determinar os trechos possíveis de serem aproveitados. Seja então a figura 4.7, na qual é ilustrado o perfil do Paraíba do Sul com as obras hidráulicas já existentes.

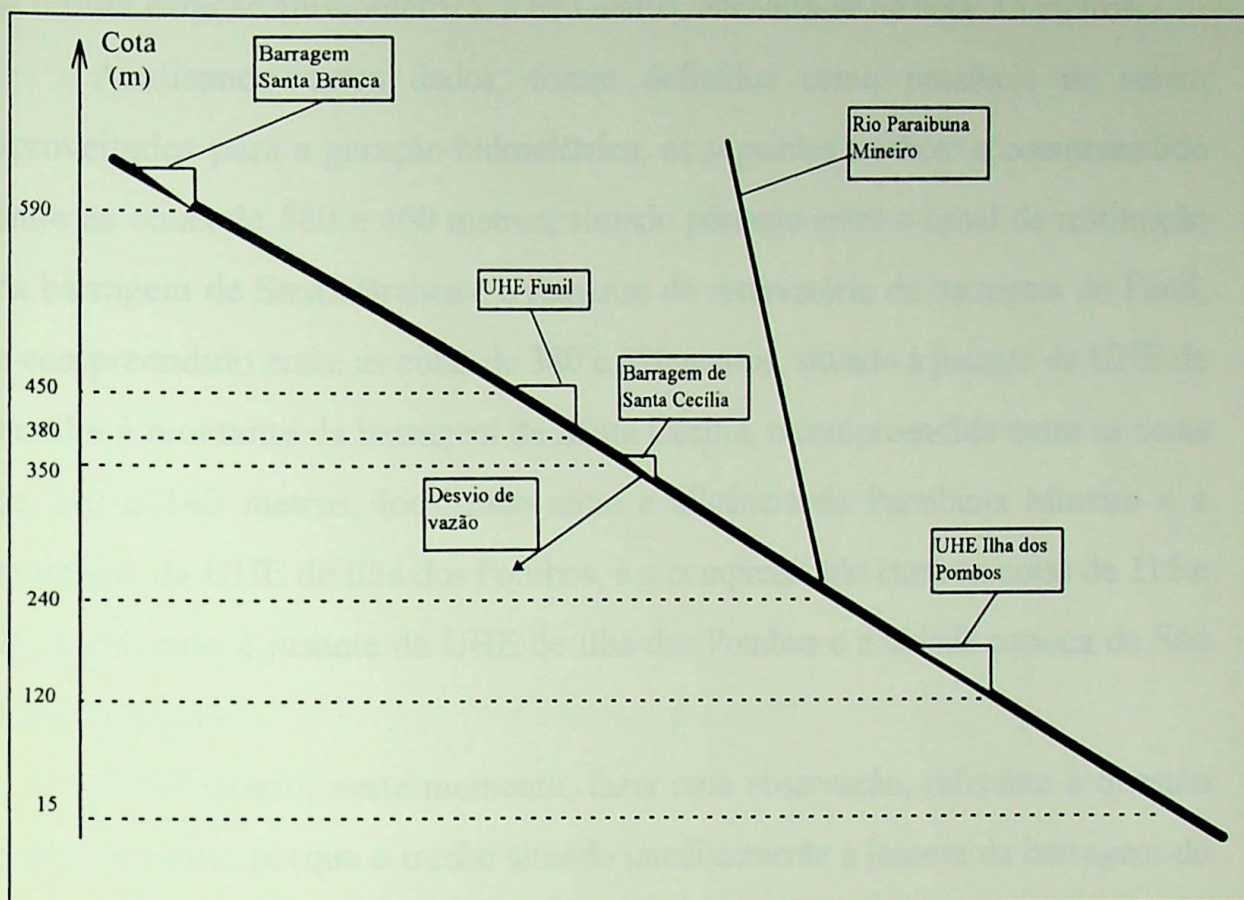


Figura 4.7- Perfil esquemático do Paraíba do Sul

Utilizando cartas topográficas, escala 1:50.000, e o boletim fluviométrico do rio Paraíba do Sul, pode-se determinar a cota ou posição altimétrica aproximada de cada uma das características citadas:

- a barragem de Santa Branca está situada entre as cotas de 590 e 600 metros
- o remanso do reservatório da U.H.E de Funil encontra-se entre as cotas de 460 e 450 metros
- o canal de restituição de Funil encontra-se entre as cotas de 400 e 380 metros
- a Barragem de Santa Cecília encontra-se entre as cotas de 360 e 350 metros
- na altura da cota de 240 metros, ocorre a afluição do rio Paraibuna Mineiro, que é o maior afluente do Paraíba do Sul em termos de volume d'água
- na cota de 120 metros se encontra a hidroelétrica à fio d'água de Ilha dos Pombos

-a última estação fluviométrica, a de Guarus, encontra-se na cota 15 metros.

Analisando estes dados, foram definidos como possíveis de serem aproveitados para a geração hidroelétrica, os seguintes trechos: o compreendido entre as cotas de 580 e 460 metros, situado portanto entre o canal de restituição da barragem de Santa Branca e o remanso do reservatório da barragem do Funil, o compreendido entre as cotas de 380 e 370 metros, situado à jusante da UHE de Funil e à montante da barragem de Santa Cecília, o compreendido entre as cotas de 240 e 140 metros, localizado entre a afluência do Paraibuna Mineiro e à montante da UHE de Ilha dos Pombos, e o compreendido entre as cotas de 115 e 20, localizado à jusante da UHE de Ilha dos Pombos e a cidade carioca de São João da Barra.

É necessário, neste momento, fazer uma observação, referente à questão que se levanta: porque o trecho situado imediatamente à jusante da barragem de Santa Cecília, e à montante da afluência do rio Paraibuna Mineiro, com um desnível de aproximadamente 100 metros (veja figura 4.7), não foi considerado como aproveitável para geração hidroelétrica, sendo levado em conta apenas a extensão que se inicia após esta afluência. A resposta é que este trecho está sob influência do desvio de vazão que ocorre na barragem de Santa Cecília, o que torna suas vazões bastante irregulares, podendo variar desde 6 (m^3/s), em determinadas épocas do ano, até à 400 (m^3/s), já que a vazão desviada na barragem não é constante, como foi explicado na capítulo 3 deste trabalho (ver itens 3.3 e 3.4). Mas, se por um lado, a influência da barragem torna irregulares as vazões do Paraíba do Sul, por outro, a contribuição do Paraibuna Mineiro entra como efeito regulador das mesmas, visto que ele é o maior afluente do Paraíba do Sul em termos de volume d'água (ver itens 3.3 e 3.4).

Após determinar os trechos possíveis de aproveitamento; é necessário agora, estimar o potencial, através da metodologia que foi apresentada neste

trabalho. Para isso, é preciso obter as funções $Q(Ad)$, $Ad(Hc)$ e $Q(Hc)$. Os dados de vazão, área de drenagem e cota utilizados na determinação de tais funções foram retirados do boletim fluviométrico do Paraíba do Sul, sendo utilizados os valores de dezoito das dezenove estações fluviométricas situados ao longo do rio. Para cada estação tem-se os valores de vazão máxima, mínima, média, e intermediárias correspondentes à 25%, 50%, 75%, 95% de permanência. Dessa forma, na aplicação da metodologia, as funções $Q(Ad)$ e $Q(Hc)$, foram obtidas para todo tipo de vazão mencionado acima, exceto para a máxima, visto que para esta, tais funções não expressam coerentemente a realidade, pois a vazão máxima não depende muito da área de drenagem, ela ocorre sim, em função de períodos ocasionais de grande intensidade de chuva.

Com os dados do boletim fluviométrico, determinou-se as funções $Q(Ad)$ e $Ad(Hc)$, e com estas funções, seguindo o procedimento apresentado no item 4.3.3 montou-se a Tabela IV-3, com os valores de cota, área de drenagem e vazão; e com os valores de vazão e cota determinou-se a função $Q(Hc)$.

Tabela-IV.3- Hidrologia e Posicionamento Altimétrico do Rio Paraíba do Sul trechos aproveitáveis

1º BLOCO							
COTA	A DREN	QMÉD.	Q25%	Q50%	Q75%	Q95%	
607	4160.5	68	87	54	42	33	28
600	4342.1	71	90	56	44	35	29
585	4910.9	79	101	63	49	39	33
570	5724.4	92	118	73	56	45	38
555	6782.6	109	140	86	67	53	45
540	8085.6	131	167	103	79	63	54
525	9633.3	157	201	124	95	76	65
510	11425.8	189	242	150	114	91	79
495	11525.1	191	244	151	115	92	79
480	11818.8	196	251	155	119	95	82
465	12174.4	203	259	161	123	98	84
450	12591.9	211	269	167	127	102	87
435	13071.3	219	280	174	133	106	91
420	13612.6	230	293	182	139	111	95

405	14215.7	241	308	191	146	117	100
390	14880.7	254	324	201	154	123	105
375	15607.6	268	342	213	162	130	111
365	16127.0	279	356	221	169	135	116
2^o BLOCO							
COTA	A DREN	QMÉD.	Q25%	Q50%	Q75%	Q95%	QMÍN.
240	24934.3	295	378	212	145	112	97
225	26280.0	315	404	227	155	120	104
210	27687.5	336	431	241	165	128	111
195	29157.0	357	458	257	176	136	118
180	30688.3	380	487	273	187	145	125
165	32281.5	403	518	290	199	154	133
150	33936.6	428	549	308	211	163	141
135	35653.6	453	582	326	223	173	149
120	37432.4	479	615	345	236	183	158
105	39273.2	507	650	364	250	193	167
90	41175.8	535	686	385	264	204	176
75	43140.3	564	723	405	278	215	186
60	45166.6	593	762	427	293	227	196
45	47254.9	624	801	449	308	239	206
30	49405.0	656	842	472	324	251	216
15	51617.0	689	884	495	340	263	227

Como pode ser observado na tabela, há dois blocos de valores: no primeiro os valores variam da cota de 607 à 365 metros, e no segundo entre 240 e 15 metros. Isto se sucede, por motivos já explicados anteriormente, que estão relacionados ao desvio de vazão na barragem de Santa Cecília e à afluência do rio Paraibuna Mineiro.

Tendo então, com os valores da Tabela IV-3, determinado a função $Q(H_c)$ para cada tipo de vazão, determinou-se através do cálculo do integral da equação 4.10, uma estimativa do potencial hidroenergético dos trechos anteriormente levantados, e portanto, o potencial remanescente do Paraíba do Sul, os quais são mostrados na Tabela IV-4.

Na Tabela IV-4, é apresentada a avaliação do potencial dos trechos, considerando-se os vários cenários definidos pelos tipos de vazão, isto é, estimou-se o potencial para cada tipo de vazão, o potencial calculado para a vazão mínima, por exemplo, é o potencial na qual todas as usinas trabalhariam com a vazão mínima. Isto é possível pela determinação da função $Q(H_c)$ para todos os tipos de vazão.

Tabela IV.4 - Potencial Remanescente do Paraíba do Sul em kW

Trechos Aproveitáveis	TIPO DE VAZÃO					Mínima
	Média	INTERMEDIARIAS				
		25%	50%	75%	95%	
1- 580 à 460	183.355	235.876	145.071	111.053	88.662	76.079
2- 380 à 370	26.334	33.605	20.879	15.943	12.756	10.922
3- 240 à 140	359.478	461.156	258.542	176.989	136.978	118.510
4- 115 à 20	540.510	693.612	388.736	266.718	206.493	178.175
Total	1.109.677	1.424.308	81.229	570.703	444.890	383.686

4.6- Simulação de Divisão de Quedas

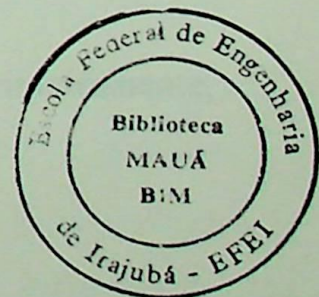
Conhecendo a função $Q(H_c)$, é possível simular divisões de queda para cada trecho aproveitável, pois tendo-se a cota, tem-se também a vazão. Então, para cada trecho fez-se três simulações. Cada uma delas, consiste na divisão do trecho em quedas iguais. Assim, tem-se: para o trecho 2, 3 e 4, quedas de 10, 7 e 5 metros. Para o primeiro, fez-se um tratamento diferenciado; este trecho foi dividido nos trechos 1.a e o 1.b. O 1.a, está compreendido entre as cotas de 580 e 500 e o 1.b entre as de 500 e 460. Isto ocorre, por um lado, porque a declividade do trecho 1.a é bastante pequena, sendo que uma barragem um pouco mais alta, seria o suficiente para inundar uma área exponencialmente maior, e por outro, porque a região correspondente a este trecho é o conhecido Vale do Paraíba, um dos pólos industriais do país, então barragens levemente mais altas acarretariam

a inundação de várias indústrias. Porém por outro lado, a declividade do trecho 1.b   maior, possibilitando assim barragens mais elevadas. As simula es do trecho 1, foram então: trecho 1.a, quedas de 5, 4 e 3 metros; trecho 1.b, quedas de 10, 7 e 5 metros.

Considerando a vazão média, calculou-se a potência que seria extraída de cada trecho descrito acima, montando-se a Tabela IV-5.

Tabela IV.5 - Potencial remanescente do Paraíba do Sul (em MW) segundo simula o de divisão de quedas

Trecho	<u>QUEDAS</u>				
	10	7	5	4	3
1a- 580 � 500	-----	-----	108.727	108.139	107.621
1b- 500 � 460	78.052	77.802	77.676	-----	-----
2- 380 � 370	26.829	26.619	26.580	-----	-----
3- 240 � 140	395.792	384.807	377.627	-----	-----
4- 115 � 20	549.565	546.901	522.170	-----	-----



V- ANÁLISE TÉCNICA

Como foi visto no capítulo 2, as turbinas mais adequadas para centrais baixa queda são: a Kaplan de eixo vertical e as de eixo horizontal: Bulbo, Straflo e Tubular-s. Contudo, as de eixo horizontal são mais vantajosas que a Kaplan vertical, tanto tecnicamente, quanto em termos de custo.

Nesta parte, serão mostradas as vantagens técnicas das máquinas de eixo horizontal, que permitem comprovar a veracidade da afirmação do parágrafo anterior. Será enumerado também, os pontos desfavoráveis destas turbinas, que mesmo existindo, ainda assim não impedem que elas sejam mais vantajosas.

Ressalta-se, que os tipos de turbina de eixo horizontal, tem suas características particulares que os diferenciam uns dos outros, o que possibilita vantagens e desvantagens de uns em relação aos outros. Estas vantagens e desvantagens também serão mostradas nesta análise.

É válido mencionar também, que em toda a bibliografia consultada, verificou-se uma tendência de se comparar a Bulbo com a Kaplan, e a Straflo com a Bulbo e a Kaplan. Dessa forma, para a referida análise também foi seguida esta tendência.

Após alguns comentários, passa-se a análise em si. Primeiramente, estudar-se-á a Bulbo, depois a Straflo e finalmente a Tubular-s.

5.1-Bulbo

Como foi referido no item 2.5.1 , a Bulbo, é uma turbina axial de eixo horizontal, que tem como característica particular, a localização do gerador, imerso no fluxo hidráulico dentro de um bulbo estanque.

Os limites das condições de operação: potência e queda, da Bulbo são menores que os da Kaplan. A Bulbo é limitada pela potência, devido à sua concepção tecnológica, pois estando o gerador dentro do bulbo e tendo este um diâmetro limitado por razões ligadas ao escoamento através do circuito hidráulico e à economia, o diâmetro do gerador também fica limitado, limitando assim a potência. A maior Bulbo existente em termos de potência é a de Roch Island com 53 MW nos Estados Unidos, porém, estima-se que a potência máxima de uma Bulbo seja 60 MW (Coumans & Van pachterbeke, 1981). Em termos de queda o problema, é que a partir de determinado valor, as vantagens da Bulbo já não são tão expressivas, principalmente para potências maiores, pois há uma incompatibilidade entre queda relativamente grande e potência elevada, devido a problemas já mencionados, de limitação de diâmetro do bulbo, que ocasiona limitação do diâmetro do gerador (no capítulo 2, item 2.5.1.2 é explicado detalhadamente o porque destes limites). De acordo com engenheiros e técnicos a queda máxima, é aconselhável que seja de 15 à 16 metros, porém para as maiores potências esta seria menor. Como exemplo, seja novamente a usina de Roch Island, que para potência de 53 MW, a queda é de 12,10 metros. Afirma-se, como será visto posteriormente no exemplo real de Pierre Benite, que quanto menor a queda, mais acentuadas são as vantagens da Bulbo sobre a Kaplan.

Após aprofundado estudo em diversas bibliografias, verificou-se que, no campo de operação da Bulbo (contido no da Kaplan), esta apresenta muitas vantagens sobre a outra. Constatou-se também, que tais vantagens, são devidas principalmente ao circuito hidráulico da Bulbo ser retilíneo, ao passo que o da Kaplan constitui-se de um caminho particularmente tortuoso: inicialmente um trajeto horizontal e grosseiramente espiral, na caixa espiral, aproximadamente radial centrífuga no distribuidor, axial, em vertical descendente, no rotor e ainda

grosseiramente axial mas com uma mudança de 90° na direção no tubo de sucção. Devido a isto, as vantagens foram divididas em duas categorias, a primeira com as vantagens diretamente relacionadas ao fato do circuito hidráulico ser reto, e a segunda, com as indiretamente relacionadas a este fato.

As vantagens diretamente relacionadas, são:

- a direção axial do fluxo, que permite que não só a Bulbo, mas também todas as turbinas de eixo horizontal tenham vazões unitárias (vazão de uma máquina de 1 metro de diâmetro trabalhando sob a queda de 1 metro) maiores que a da Kaplan. Isto em termos práticos quer dizer, que uma turbina de eixo horizontal permite passar, com os mesmos rendimentos, ou ligeiramente superiores, vazões sensivelmente maiores que a de uma turbina Kaplan, de mesmo diâmetro e com a mesma rotação (veja figura-5.5), permitindo assim a obtenção de uma potência maior, o que possibilita um aumento na produção anual de energia 5 à 20% a favor da Bulbo quando comparada com uma Kaplan de mesmo diâmetro do rotor;

-sendo eliminados o desvio do fluxo tanto na caixa espiral, trecho entre o distribuidor e o rotor, quanto no cotovelo do tubo de sucção, ocorre um decréscimo de perda de carga, e conseqüentemente um aumento de rendimento, tanto para cargas parciais, quanto para a nominal. Além do mais, a não existência de todos estes desvios, resulta, que os formatos e contornos do concreto no circuito hidráulico serão mais simples, e portanto, de construção mais rápida e de menor custo. A não existência do cotovelo do tubo de sucção, permite também, considerável redução na profundidade de escavação, e conseqüentemente redução nos custos da mesma, e também o tubo de sucção retilíneo, como o da Bulbo, possui eficiência maior, o que resultará como já mencionado, em um aumento do rendimento da máquina. Apenas a título de verificação observe as figuras-5.3 e 5.4, referentes a dois projetos diferentes da

casa de força da central baixa queda de Gerstheim, na França. Nota-se, que a profundidade da unidade equipada com turbina Kaplan é maior que a equipada com Bulbo, em aproximadamente 7 metros;

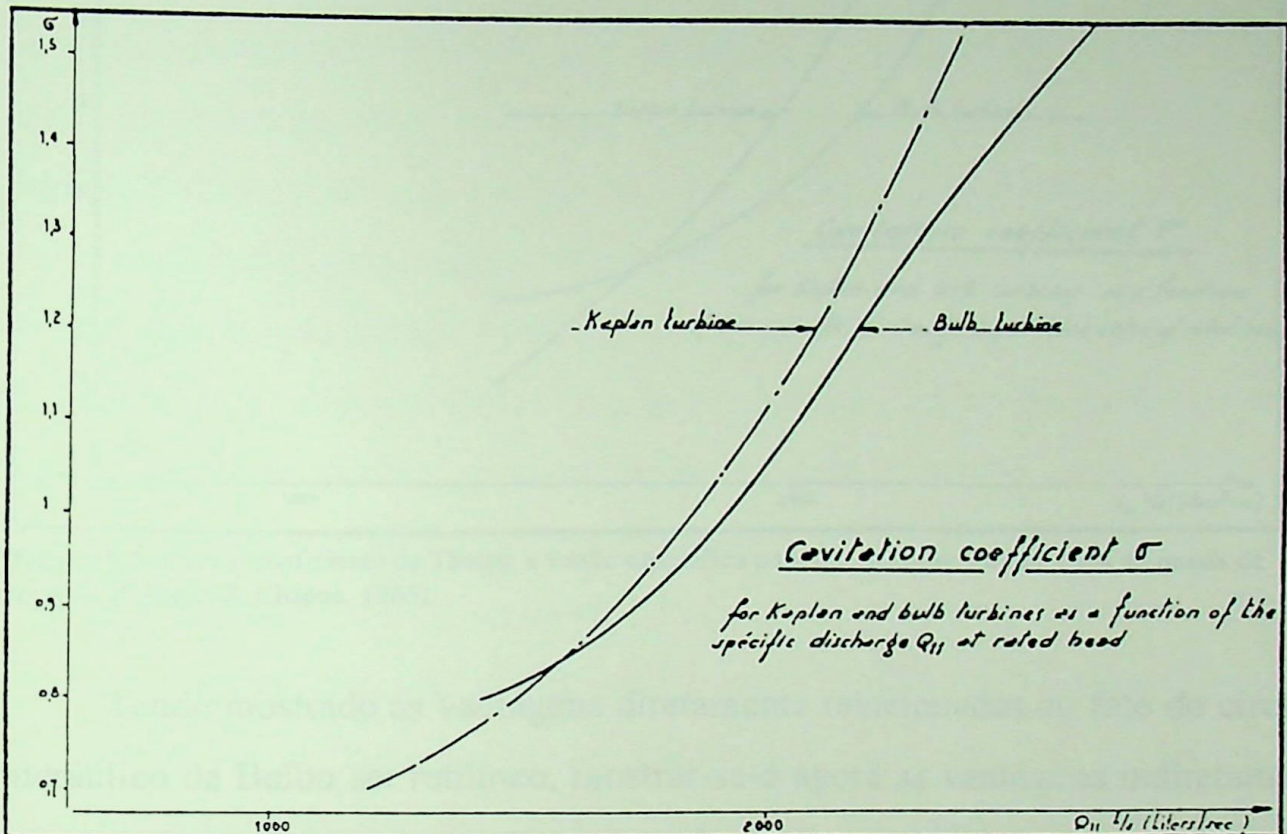


Figura-5.1- Curva: coeficiente de Thoma x vazão específica para queda de projeto, obtida de testes em modelos de turbinas Kaplan vertical e Bulbo (Casacci & Chapus, 1965).

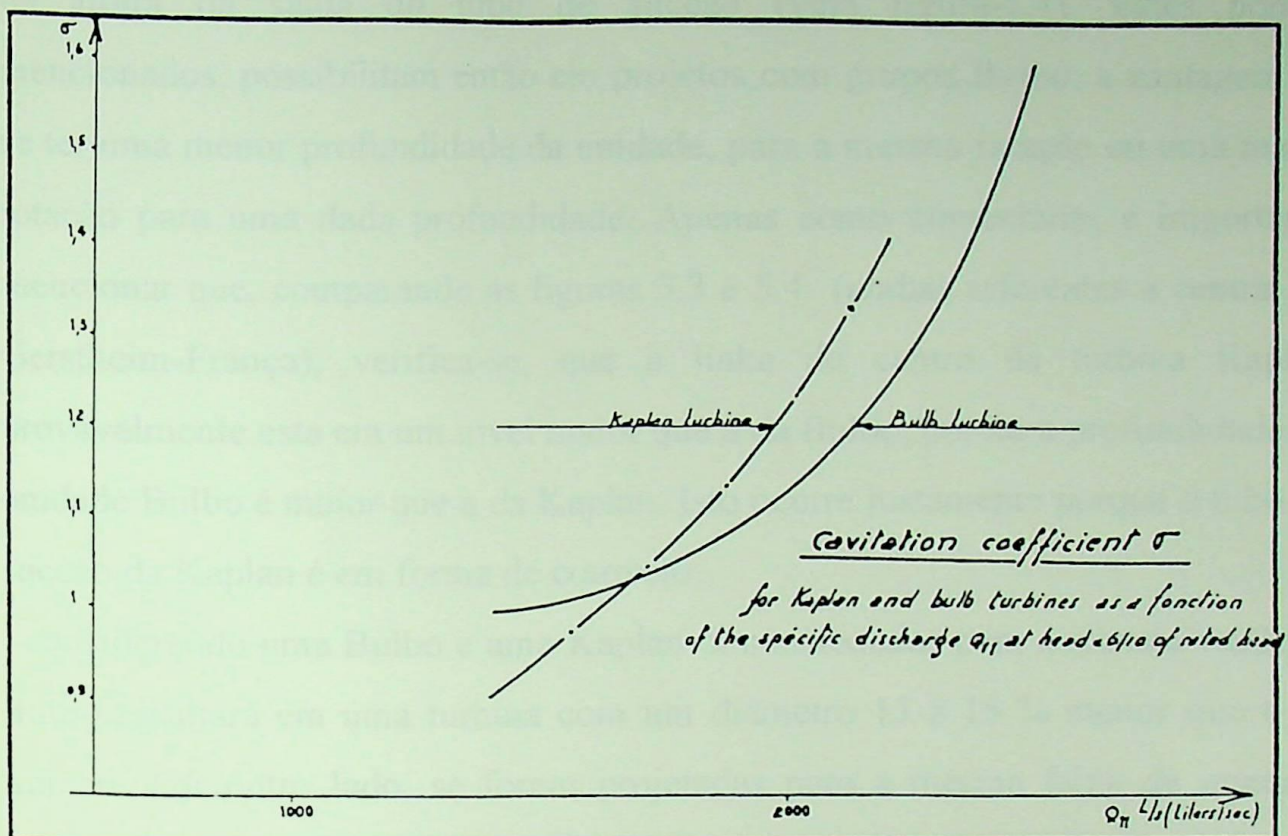


Figura-5.2- Curva: coeficiente de Thoma x vazão específica para queda equivalente a 60% da queda de projeto (Casacci & Chapus, 1965).

Tendo mostrado as vantagens diretamente relacionadas ao fato do circuito hidráulico da Bulbo ser retilíneo, mostrar-se-á agora as vantagens indiretamente relacionadas, que na maioria são conseqüência das primeiras.

- a Bulbo apresenta características mais favoráveis quanto ao fenômeno de cavitação, principalmente em relação à contrapressão na turbina e ao coeficiente de Thoma, que é menor que o da Kaplan. Isto pode ser observado nas figuras 5.1 e 5.2, que mostram as curvas do coeficiente de Thoma, obtidas a partir de testes em modelos, de uma turbina Bulbo e uma Kaplan, em função da vazão específica. A figura 5.1 foi levantada, considerando as máquinas trabalhando sob queda de projeto, e a figura-5.2, considerando uma queda de 6/10 (seis décimos) da de projeto. Relativo á contrapressão, verifica-se, que esta é maior para a Bulbo, porque sendo o eixo da Bulbo horizontal, então a turbina necessariamente terá que trabalhar afogada, de uma altura de no mínimo, metade

da altura da saída do tubo de sucção (veja figura-5.4). Estes pontos mencionados, possibilitam então em projetos com grupos Bulbo, a vantagem de se ter uma menor profundidade da unidade, para a mesma rotação ou uma maior rotação para uma dada profundidade. Apenas como comentário, é importante mencionar que, comparando as figuras 5.3 e 5.4 (ambas referentes a central de Gerstheim-França), verifica-se, que a linha de centro da turbina Kaplan provavelmente esta em um nível maior que a da Bulbo, porém a profundidade da unidade Bulbo é maior que a da Kaplan. Isto ocorre justamente porque o tubo de sucção da Kaplan é em forma de cotovelo;

- considerando uma Bulbo e uma Kaplan dimensionadas para a mesma vazão, a Bulbo resultará em uma turbina com um diâmetro 13 à 15 % menor que o da Kaplan. Por outro lado, se forem projetadas para a mesma faixa de queda e potência, o diâmetro da bulbo será geralmente 7 à 8% menor. Isto é devido ao fato de que a potência unitária (potência produzida por uma máquina de 1 metro de diâmetro, operando sob a queda de 1 metro) da Bulbo é 20% maior que a da Kaplan. E como pode ser verificado, a equação 2.1, no item 2.5.1.2, mostra, que a potência unitária de uma turbina hidráulica é diretamente proporcional a potência produzida pela máquina, e inversamente proporcional ao quadrado do diâmetro do rotor e a potência de 1,5 da queda, de onde conclui-se que, sendo então, a potência unitária da Bulbo maior, o resultado é que para um mesmo valor de queda e de potência produzida, o diâmetro da Bulbo será menor.

- projetadas para as mesmas características de operação, as dimensões principais da Bulbo são consideravelmente menores que as da Kaplan vertical. Isto, não só porque, o diâmetro da Bulbo é menor, mas também, porque na Bulbo, não há a caixa espiral, que é de grandes dimensões, e também não há o gerador de grande diâmetro, situado acima da turbina, na casa de força, que é o que ocorre com a turbina Kaplan. Assim, a distância entre unidades Bulbo, comparada com a

distância entre unidades Kaplan das mesmas características, é bem menor, o que é uma vantagem bastante oportuna, quando da instalação de eclusas de navegação, pois a menor distância entre unidades resulta em menor largura da casa de força, sobrando assim mais espaço para a implantação das eclusas. Além do mais, a redução da largura das unidades, resulta em uma apreciável redução de custos na construção da casa de força;

- devido então, principalmente, a largura e a profundidade da casa de força, e também a outras dimensões de menor influência, serem menores para a Bulbo em comparação com a Kaplan, com as mesmas características de operação, o volume de obras civis é reduzido em 35%. Isto significa uma economia relacionada à engenharia civil da ordem de 25 à 30%. O que resulta em uma redução de 10 à 15% do custo total (Casacci, 1965 ; Cotillon, 1977).

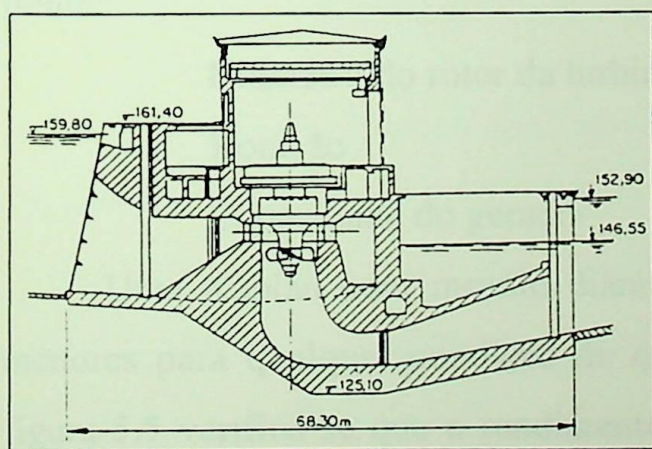


Figura-5.3- Corte longitudinal previsto da central de Gertheim se projetada com turbina Kaplan (Casacci & Chapus, 1965).

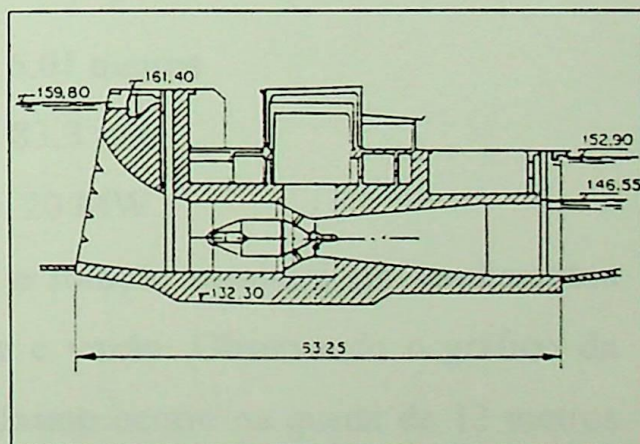


Figura-5.4- Corte longitudinal previsto da central de Gertheim se projetada com turbina Bulbo (Casacci & Chapus, 1965).

Após citadas estas vantagens, à título de ilustração, um estudo comparativo feito para a central de Pierre Benite, na França publicado em um artigo da ASME e elaborado por S.X. Cassaci e E.E. Chapus (1965) é apresentado a seguir.

Para o estudo desta central, o cliente Rhone Valley Authority, realizou extensivos e apurados estudo de custos, e as conclusões obtidas indicaram que pode ser alcançada uma significativa economia com a utilização de turbinas Bulbo em projetos de usinas à fio-d'água de baixa queda.

Apresentando então este estudo tem-se:

Segundo Mr. P. Cazenave, engenheiro chefe do Rhone Valley Authority, a unidade ótima foi determinada pelo cálculo do ponto ótimo de uma função econômica, o qual considerava ambos os custos, de equipamento e de engenharia civil, apreciados tendo em vista, depreciação, desempenho real da instalação e produtividade;

Partindo de uma estimativa de custos completa para seis diâmetros de rotor enumerados entre 5,71 e 6,71 metros, e para diferentes rotações, este processo forneceu as seguintes dimensões para a unidade Bulbo de Pierre Benite:

Diâmetro do rotor da turbina = 6,01 metros

Rotação = 83,3 rpm

Capacidade do gerador = 20 MW

Uma Kaplan com mesmo diâmetro e rotação resultará em rendimentos menores para qualquer condição de queda e vazão. Observando o gráfico da figura-5.5 verifica-se que o rendimento máximo ocorre na queda de 12 metros para as duas máquinas. Isto mostra que os rotores foram projetados para cobrir a mesma faixa de queda. Entretanto o rendimento máximo da bulbo, 92,2%, ocorre com a vazão de 210 (m^3/s), e o da Kaplan, 91,2%, ocorre na vazão de 135 (m^3/s).

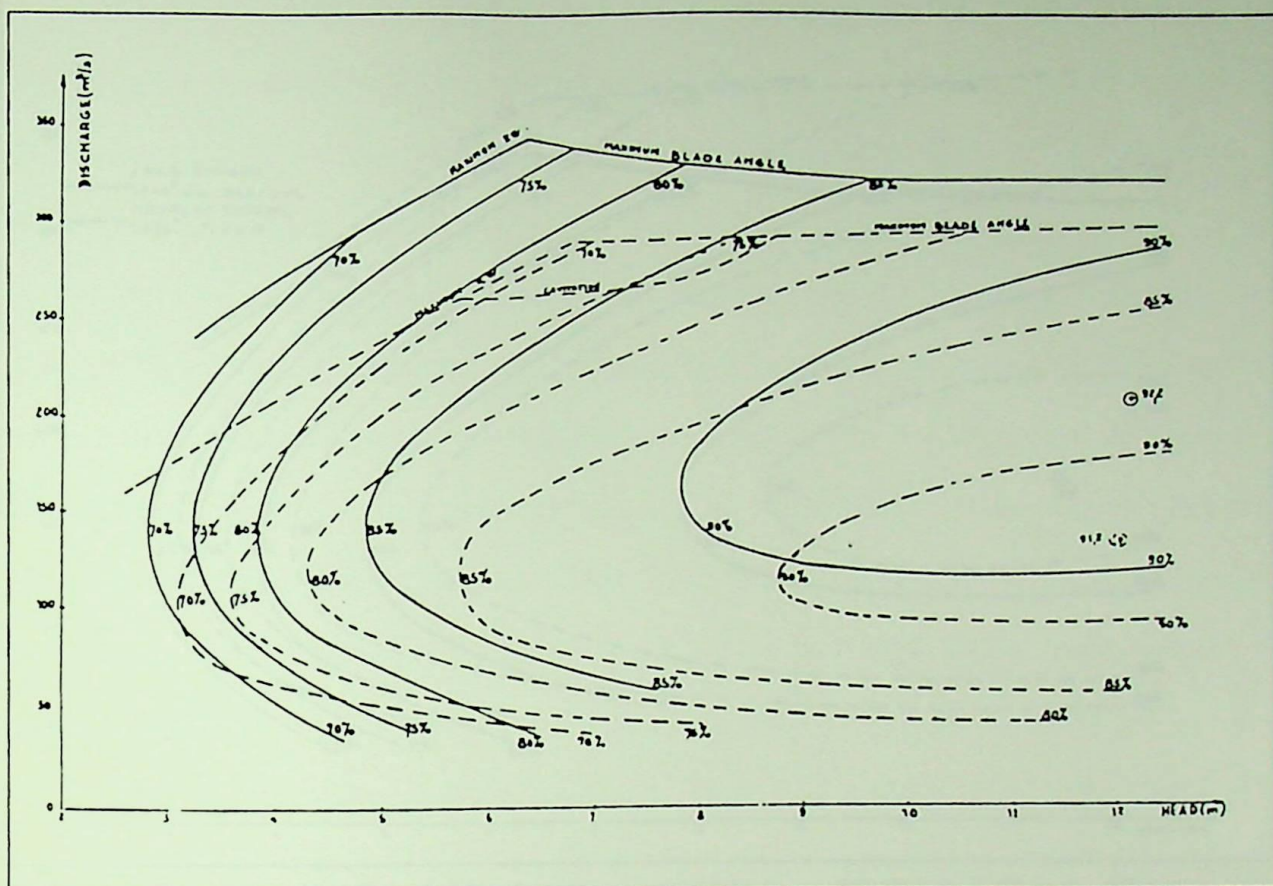


Figura-5.5- Diagramas de colina obtidos de testes em modelo de turbina Kaplan e Bulbo de mesmo diâmetro: 6.01 m. e mesma rotação: 83.3 rpm. (Casacci & Chapus. 1965).

A combinação destes dois fatores, isto é, aumento da vazão da unidade e um pequeno aumento no rendimento, resulta em um acréscimo substancial no rendimento da Bulbo em relação à Kaplan de diâmetro e rotações iguais, operando sob as mesmas queda e vazão.

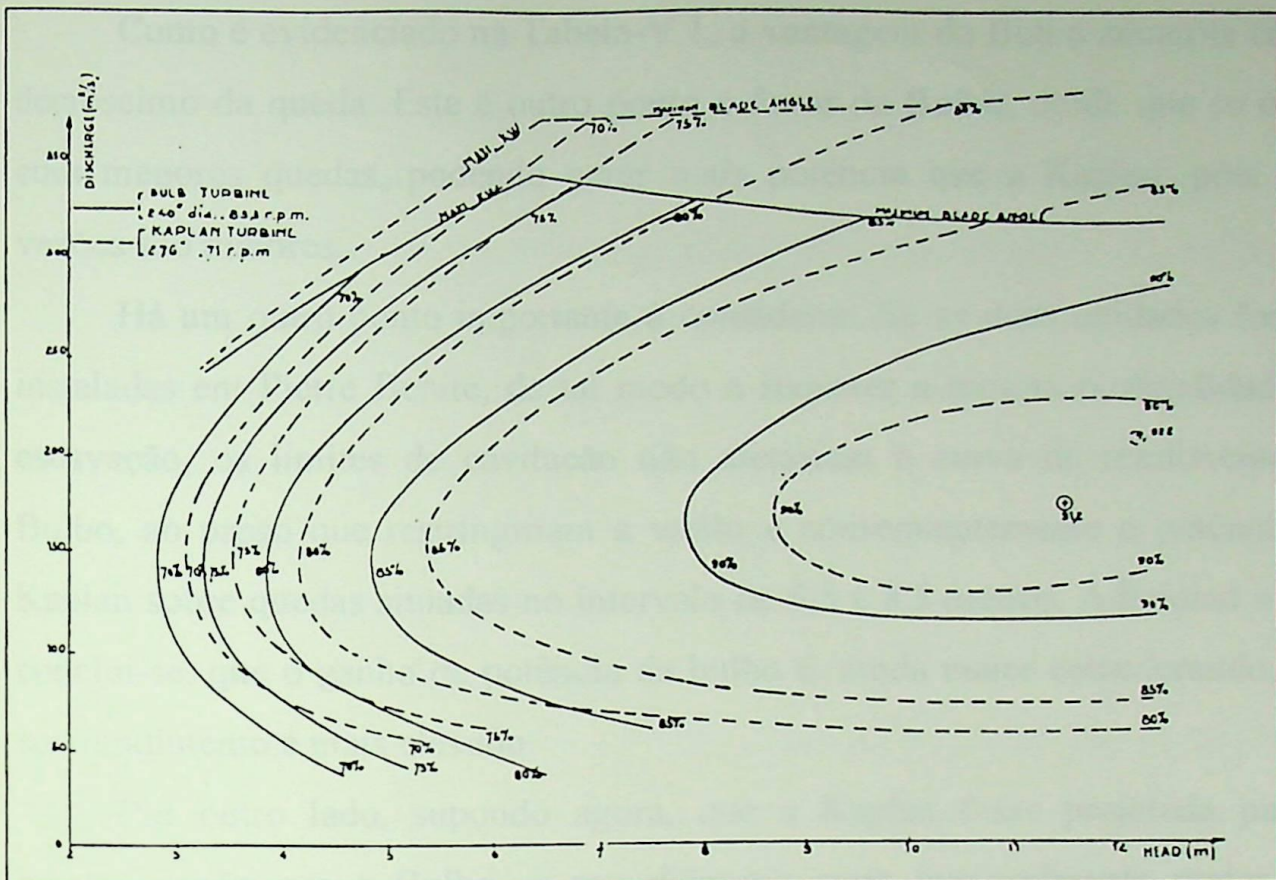


Figura-5.6- Diagramas de colina obtidos de testes em modelo de uma Bulbo de 6.01 m de diâmetro à rotação de 83,3 rpm; e de uma Kaplan de 7.01 m de diâmetro à rotação de 71 rpm (Casacci & Chapus, 1965).

Na figura-5.5, pode ser notado que na área de grandes vazões, que é a área destas máquinas, o rendimento da Bulbo chega a ser até 10% maior que o da Kaplan. Além disso, o limite de descarga da Bulbo que corresponde, ou à máxima abertura das pás, ou à potência máxima, é substancialmente maior, como é mostrado na figura-5.5 e resumido na Tabela-V.1.

Tabela-V.1 - Vazões máximas em função da queda

QUEDA (m)	VAZÃO MÁXIMA (M3/S)		AUMENTO DE VAZÃO
	BULBO	KAPLAN	
4	270	210	+ 28%
6	335	270	+ 24%
8	335	293	+ 14%
10	325	295	+ 10%
12	315	295	+ 7%

Como é evidenciado na Tabela-V.1, a vantagem da Bulbo aumenta com o decréscimo da queda. Este é outro ponto a favor da Bulbo, desde que se opere com menores quedas, podendo gerar mais potência que a Kaplan, pois suas vazões são maiores.

Há um outro ponto importante à considerar. Se as duas unidades fossem instaladas em Pierre Benite, de tal modo a requerer a mesma profundidade de escavação, os limites de cavitação não afetariam a curva de rendimento da Bulbo, ao passo que restringiriam a vazão e conseqüentemente a potência da Kaplan sobre quedas situadas no intervalo de 5,5 à 8,5 metros. Adicional a isso conclui-se, que o ganho de potência da bulbo é ainda maior considerando, que seu rendimento é mais elevado.

Por outro lado, supondo agora, que a Kaplan fosse projetada para a mesma vazão que a Bulbo, o seu diâmetro seria razoavelmente maior. Ao mesmo tempo seu rendimento máximo ocorreria na mesma queda.

Uma Kaplan fornecendo a mesma produção anual de energia que a Bulbo, apresentaria as seguintes características:

rotação = 71 rpm

diâmetro = 7,01 metros

Analisando então, em termos de produção anual de energia, que é razoável em muitos casos, para a central de Pierre Benite, a Bulbo com rotor de 6,01 (m) é equivalente à Kaplan com rotor de 7,01 (m) de diâmetro. Uma redução de 13% nas dimensões lineares da turbina em favor da Bulbo.

A figura-5.6 mostra a curva comparativa de rendimento obtida a partir de testes em modelos para a Bulbo caracterizada para Pierre Benite ($D=6,01$ m e 83,3 rpm) e sua Kaplan equivalente ($D=7,01$ m e 71 rpm). Pode ser observado que as curvas de rendimento são quase idênticas, havendo ainda uma leve vantagem para a Bulbo nas áreas de menor queda.

Tendo citado as vantagens da Bulbo, e utilizado um caso real para ilustrar tais vantagens, passa-se agora as suas desvantagens:

- estando o gerador dentro de um bulbo, seu diâmetro, como já foi dito, tem que ser tão pequeno quanto possível por razões de escoamento e de redução de custos, dessa forma, a potência elétrica é concentrada em um pequeno diâmetro. Consequentemente a inércia natural é baixa, o que é uma característica desfavorável para a estabilidade na regularização da velocidade síncrona do eixo de rotação quando as grandezas de operação sofrem flutuações. Isto significa que a tomada d'água deve ser cuidadosamente projetada para evitar flutuações inaceitáveis na potência do gerador.

- como foi visto no capítulo 2, item 2.5.1.2, a potência de uma turbina hidráulica aumenta com o quadrado do diâmetro e com a potência de 1,5 da queda. Como foi visto também, a limitação no diâmetro do gerador conduz a um aumento desproporcional do comprimento do mesmo, principalmente quando a potência é elevada, e a queda também (acima de 12 metros). Este aumento do comprimento do gerador, torna a refrigeração do mesmo mais difícil, sendo então, que esta tem que ser feita segundo um sistema, na qual o fluido refrigerante trabalha pressurizado (veja item 2.5.1.3, onde é explicado com mais detalhes o sistema de resfriamento de um gerador Bulbo);

- Sendo, horizontal o eixo de um grupo Bulbo, os balanços do rotor da turbina são razoavelmente grandes, e da mesma forma, será a carga específica nos mancais da turbina. Isto resulta que, para os mancais de uma turbina Bulbo é necessário cuidados especiais em sua especificação e fabricação, o que provavelmente refletirá nos custos dos mesmos;

5.2-Straflo

Após analisado a Bulbo, vamos agora comparar a turbina Straflo, que apresenta vantagens sobre a Bulbo e ainda mais sobre a Kaplan..

Com relação aos limites de operação da Straflo, é necessário dizer que, embora seja utilizada para baixa queda, ela é particularmente oportuna para médias e grandes potências. Aplicações para quedas de até 40 metros são planejadas para um futuro próximo, o que lhe permitirá competir com a Kaplan no seu campo de aplicação e domínio.

As vantagens são:

- opera com grande variação de queda, de 3 à 40 metros (Cotillon, 1977). Logo, pode ser empregada para baixa e média queda. Em média queda, as potências geralmente são maiores, podendo atingir valores bastante elevados. Esta é uma vantagem da Straflo sobre a Bulbo, ela pode ser utilizada para maiores potências. Isto é devido a grande inércia de suas partes rotativas (inércia natural da máquina), que resulta em ótima estabilidade na regulação da rotação, reduzindo assim flutuações de potência, o que é particularmente importante para altas potências unitárias (por unidade geradora), e para operar em sistemas isolados. A grande inércia é uma consequência da concepção tecnológica da mesma: gerador conectado diretamente na periferia do rotor da turbina.
- apresenta arranjo mais compacto, pois a turbina e o gerador se encontram no mesmo plano vertical. Dessa forma, o eixo é único e curto para o grupo turbo-gerador, dispensando assim o uso de acoplamento. Resulta deste tipo de arranjo o fato de que a área de construção é muito mais reduzida para a Straflo do que para qualquer outro tipo de turbina de baixa queda, com as mesmas características de operação. Dependendo do caso particular, a largura e o comprimento da casa de força são reduzidos de 10 à 15% (Samuelson & Carson, 1978). Outra vantagem relacionada a este tipo de arranjo, é que as partes da

unidade que ficam imersas na água, que são apenas o rotor da turbina, e um pequeno bulbo ou caixa de dimensões suficientes para comportar os mancais do eixo do grupo e suportar as aletas do distribuidor, oferecem menor obstrução ao fluxo. Isto possibilita que as áreas de entrada da água e do duto hidráulico entre a entrada d'água e o rotor da turbina sejam reduzidas. Estas últimas características representam outra vantagem da Straflo em relação a Bulbo, visto que, para a Bulbo, o fato do gerador ficar imerso na água dentro do bulbo, a obstrução ao fluxo é maior, e as dimensões do duto hidráulico e da entrada d'água necessariamente terão de ser maiores. Estas características todas conduzem também a uma menor distância entre a entrada d'água e o rotor da turbina. Isto além de resultar em menor comprimento da casa de força, proporciona em alguns casos, que a unidade completa pode ser montada de um único poço de ereção (figura-5.7); e de que o acesso para controle e manutenção torna-se mais fácil, por estar o gerador localizado na periferia da turbina. Esta vantagem é mais significativa para geradores de grande capacidade;

- outra vantagem adicional sobre a Bulbo, é que, por o gerador não estar no interior de um bulbo, não ocorre problemas de limitação das dimensões do gerador e de resfriamento do mesmo;
- a superestrutura da casa de força é menos pesada e o pórtico superior pode ser menos potente;
- vantajosas para usinas à fio d'água ; podendo serem utilizadas aproveitando desníveis criados para atender obras de regularização de cursos d'água para fins de saneamento e navegação e também em usinas maré-motrizes;
- em comparação com a Kaplan possibilita uma redução de 40% no volume de escavação e 45% no volume de concreto (Carson & Samuelson, 1978);

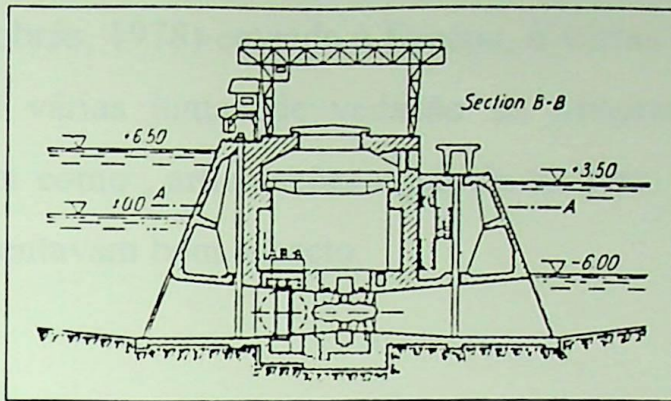


Figura-5.7- Corte longitudinal de uma usina equipada com turbina Straflo (Mosonyi, 1987).

Tendo tantas vantagens, a Straflo apresenta também algumas características desfavoráveis, as quais são:

- o gerador é do tipo especial e a sua construção requer “know-how” especializado, encarecendo assim o produto final;
- poderão ocorrer deformações nas partes rotativas e nos apoios, dado ao fato do anel do indutor estar na periferia do rotor da turbina. Devido a este fato, ocorre também, grande amplitude de variação da tensão das pás da turbina, conforme a posição da pá em sua rotação em torno do eixo. Este fato, dificulta também a regulagem das pás no caso destas serem de passos variáveis;
- há problema de vedação nas junções entre o poço da turbina sede do alternador.
- mancais para carga longitudinal e transversal que descarreguem de forma adequada os esforços no maciço de concreto. Geralmente são necessários 5 mancais hidrostáticos, sendo:
 - . um de escora que absorve o empuxo axial
 - . dois mancais radiais que suportam o peso do conjunto turbo-gerador
 - . dois mancais de escora para manter o gerador no alinhamento

Obs: as desvantagens citadas têm caráter informativo, pois segundo a equipe técnica (Eletrobrás, 1978) enviada à Europa, à várias usinas baixa queda, foram inspecionadas várias juntas de vedação de neoprene, com 20000 horas de trabalho, assim como , articulações e pás da turbina. Todo esse material apesar do uso , apresentavam bom aspecto.

5.3-Tubular-s

A turbina Tubular-s devido a sua concepção tecnológica, gerador em lugar seco, fora do fluxo hidráulico e curvatura do circuito hidráulico, apresenta algumas características que tornam bastante oportuna sua utilização para baixa potência, que é justamente o campo onde ela é mais utilizada. Estas características são:

- o gerador é do tipo convencional, refrigerado a ar natural, síncrono e de fácil manutenção;
- a vedação do poço da turbina para o compartimento do gerador possui dreno, para eventual vazamento das juntas. Esta hipótese, entretanto é remota e o sistema de vedação esta bem solucionado;
- mesmo sendo melhor empregada para baixa potência, as características tecnológicas da Tubular-s, possibilita que ela seja utilizada também para maiores, como é o caso da usina de Ozark Lock nos Estados Unidos , que entrou em operação em 1960, com a potência de 24,8 MW e o diâmetro do rotor de 8 metros;

Esta turbina, também apresenta alguns pontos desfavoráveis, os quais são:

- o eixo longo possibilita vibração que vai refletir nos mancais, os quais requerem especial projeto e construção;
- se a turbina for de grande porte, as obras civis são dispendiosas por que há necessidade de um compartimento com ponte rolante para a turbina, outro

compartimento com ponte rolante para o gerador e multiplicador de velocidade, além, de um terceiro para os instrumentos (veja figura-5.8).

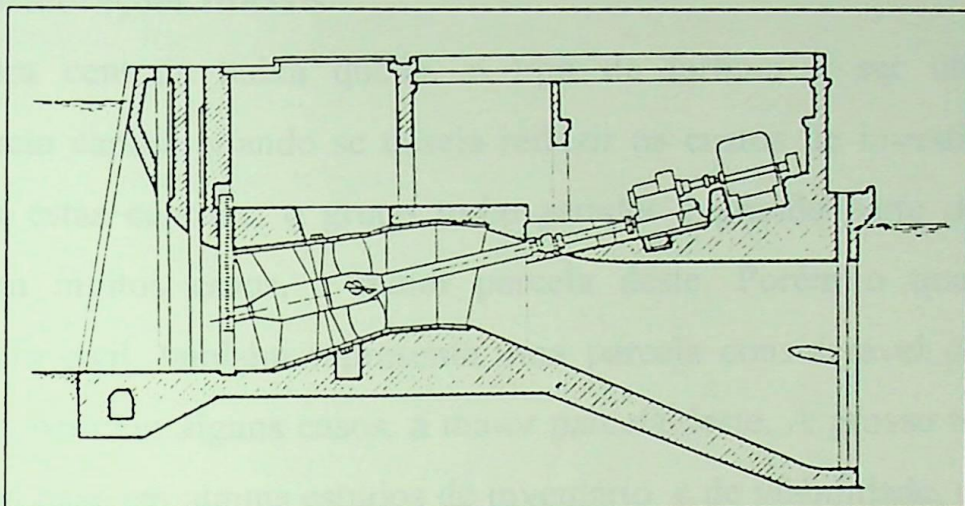


Figura-5.8- Corte longitudinal da centra de Ozark lock , equipada com turbina Tubular-s de 24,8 MW (Mosonyi, 1987).

VI- ANÁLISE DE CUSTOS

6.1- Considerações Iniciais

Para centrais baixa queda, o tipo de turbina a ser utilizado, é de importância capital quando se deseja reduzir os custos de investimentos, visto que para estas centrais, o grupo turbo-gerador é grande parte do custo total, sendo em muitos casos, a maior parcela deste. Porém o que se refere à engenharia civil, também representa uma parcela considerável do custo total, sendo também em alguns casos, a maior parcela deste. A grosso modo, pode-se dizer com base em alguns estudos de inventário e de viabilidade, que ambos os custos: do grupo turbo-gerador e da parte de engenharia civil, se equilibram em projetos de centrais baixa queda, com uma leve tendência da parte de engenharia civil ser mais onerosa.

Como foi visto na segunda parte deste trabalho, as turbinas mais adequadas para usinas baixa queda são as de escoamento axial, que podem se apresentar em dois tipos de arranjo quanto à direção do eixo. Tem-se a turbina de eixo vertical, que é a Kaplan, sendo utilizada também para média queda, e as de eixo horizontal ou ligeiramente inclinado, que são a Bulbo, a Straflo e Tubular-s.

Como é sabido, muitos parâmetros, tais como: número de unidades, vazões turbinadas, variação da queda e potência, influem no custo de uma usina hidroelétrica. Contudo, no que se refere à central baixa queda, com os levantamentos realizados neste trabalho, verificou-se que a direção do eixo da turbina é talvez o parâmetro de maior importância no custo total da central, pois a direção do eixo tem muita influência nos custos relacionados à parte de engenharia civil.

6.2- Custo do Grupo Turbina-Gerador

Para definir o tipo de turbina a ser utilizada em uma usina, deve-se dar atenção ao campo de aplicação das mesmas. Por exemplo, uma Bulbo é bastante adequada para uma queda de 15 metros e potência de 10 MW, porém para a mesma queda e para uma potência acima de 40 MW, já não estaria trabalhando no melhor campo de utilização, e as suas vantagens não seriam tão significativas, podendo apresentar problemas relacionados às dimensões do gerador (veja item 2.5.1.2). Desta forma, como pode ser visto, cada tipo de turbina tem suas particularidades, e como, o objetivo deste trabalho não é uma análise mais detalhada, que seria de extrema complexidade, mas sim uma análise informativa a respeito do assunto, e como o campo de aplicação de cada tipo de turbina foi definido na segunda parte deste trabalho, então de acordo com as informações obtidas nas referências bibliográficas utilizadas, e com os dados fornecidos por uma das empresas fabricantes de equipamentos para usinas hidroelétricas no Brasil, a Gec Alstom-Mecânica Pesada S.A, pode-se afirmar que os custos do grupo turbina-gerador para usinas baixa queda, não apresentam grande variação de um tipo para outro. Os dados fornecidos por esta empresa são mostrados na Tabela-VI.1 a seguir. Nela estão apresentados valores apenas para as turbinas Kaplan vertical e Bulbo. Estes dados são suficientes para fornecer uma noção de preços de turbina para baixa queda, pois segundo as referências utilizadas, o preço de uma Straflo pode ser considerado como sendo o mesmo da Bulbo. Com relação a Tubular-s, os valores de potência que constam na tabela são bastante elevados para as referidas quedas, as situações mais possíveis são: 10 metros com 2 MW e 7 metros com 2 MW. Como foi visto no capítulo 2, esta turbina é utilizada principalmente para potências abaixo de 5 MW e quedas de até 28 metros.

Tabela-VI.1- Dados de preço de turbinas e geradores em 10⁶ U\$\$

H (m)	Potência (MW)	Kaplan		Total	Bulbo		Total
		Turbina	Gerador		Turbina	Gerador	
10	20	3.4	3.6	7	3.6	3.2	6.8
	15	3	3.2	6.2	3.3	2.8	6.1
	10	2.4	2.7	5.1	2.6	2.3	4.9
	5	1.5	1.8	3.3	1.6	1.5	3.1
	2	1.2	1.5	2.7	1.3	1.25	2.55
7	20	3.6	3.9	7.5	4	4.6	8.6
	15	3.1	3.4	6.5	3.4	2.9	6.3
	10	2.3	2.5	4.8	2.5	2.1	4.6
	5	1.55	1.7	3.25	1.7	1.45	3.15
	2	1.1	1.2	2.3	1.2	1	2.2
5	20	3.8	4.1	7.9	4.2	3.5	7.7
	15	3.2	3.5	6.7	3.5	3	6.5
	10	2.4	2.6	5	2.6	2.2	4.8
	5	1.6	1.8	3.4	1.8	1.5	3.3
	2	1.15	1.3	2.45	1.3	1.1	2.4
10	40	5.1	5.6	10.7	5.6	4.8	10.4
15	40	4.8	5.3	10.1	5.3	4.5	9.8
20	40	4.4	4.8	9.2	4.8	4.1	8.9

6.3- Custos da Parte de Engenharia Civil

Com relação aos custos envolvidos na parte de engenharia civil, para centrais baixa queda, as turbinas de eixo horizontal são muito mais vantajosas, e proporcionam custos consideravelmente inferiores, quando comparados com os relacionados a Kaplan de eixo de vertical. Isto ocorre porque as dimensões da casa de força associadas às máquinas de eixo horizontal são significativamente menores, o que implica sobretudo na redução da escavação e concreto requeridos.

Esta redução das dimensões da casa de força, e a maioria das vantagens técnicas, estão associadas ao circuito hidráulico retilíneo destas máquinas, que

como já foi dito, não apresenta nem a caixa espiral e nem o tubo de sucção em forma de cotovelo.

As dimensões da casa de força são: altura, profundidade, largura e comprimento. Fazendo uma análise separadamente da redução em cada uma destas dimensões tem-se:

-Redução na largura : ocorre porque não há caixa espiral, e é a maior redução obtida com a utilização de máquinas horizontais. A central de Gerstheim, é um exemplo. Nela foi feito o estudo de dois arranjos possíveis, figura-6.1. Pode-se verificar que, seis unidades Bulbo de 24 MW totalizando 144 MW, resultou em uma redução de aproximadamente 15% quando comparada a instalação de quatro unidades Kaplan de 36 MW, totalizando também 144 MW.

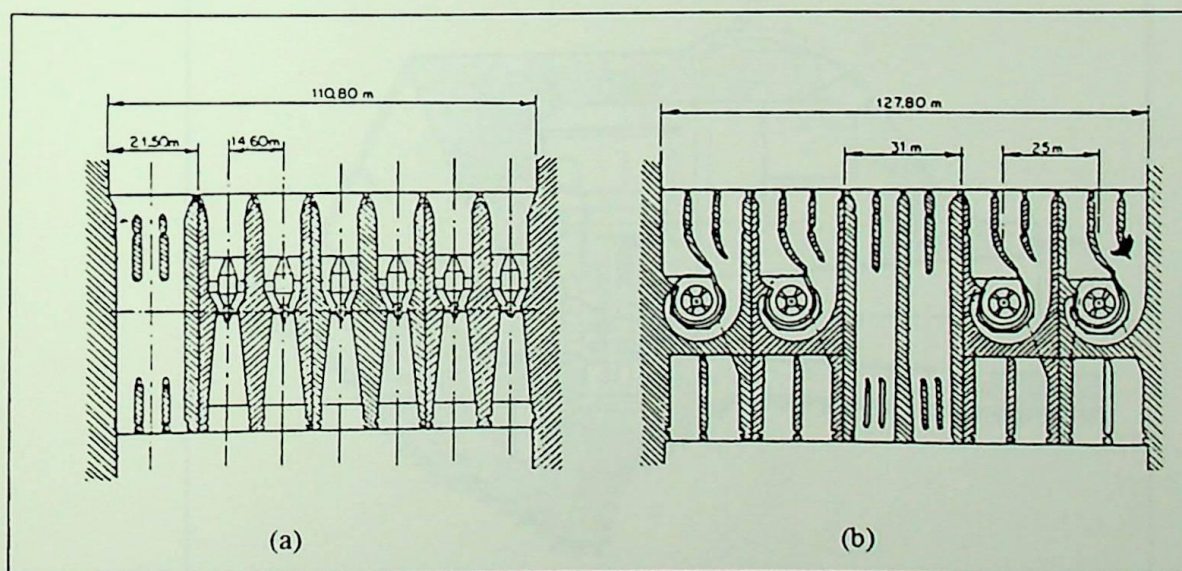


Figura-6.1- Corte de topo da central de Gerstheim segundo dois projetos diferentes: (a)- com 06 unidades Bulbo de 24 MW cada; (b)- com 04 unidades Kaplan de 36 MW cada (casacci & Chapus, 1965).

-Redução na profundidade : esta redução ocorre pelo fato do tubo de sucção não ser em forma de cotovelo, onde apresentaria um trecho vertical relativamente grande. A redução na profundidade da fundação da casa de força geralmente é

bastante significativa, como é ilustrado nas figura-5.3 e 5.4, onde são mostradas duas concepções diferentes para a central de Gerstheim, uma com turbina Kaplan de eixo vertical e outra com uma Bulbo de eixo horizontal;

-Redução na altura : as superestruturas da casa de força requeridas pelos grupos turbo-gerador horizontal são menos potentes e de dimensões menores, isto resulta na redução da altura da casa de força. Para a central de Gerstheim, o teto da casa de força está no mesmo nível da água à montante (veja figura -5.4). Ressalta-se que a redução na altura da casa de força é especialmente adequada para centrais submersíveis, que são oportunas no aproveitamento de pequenos desníveis (veja figura-6.2).

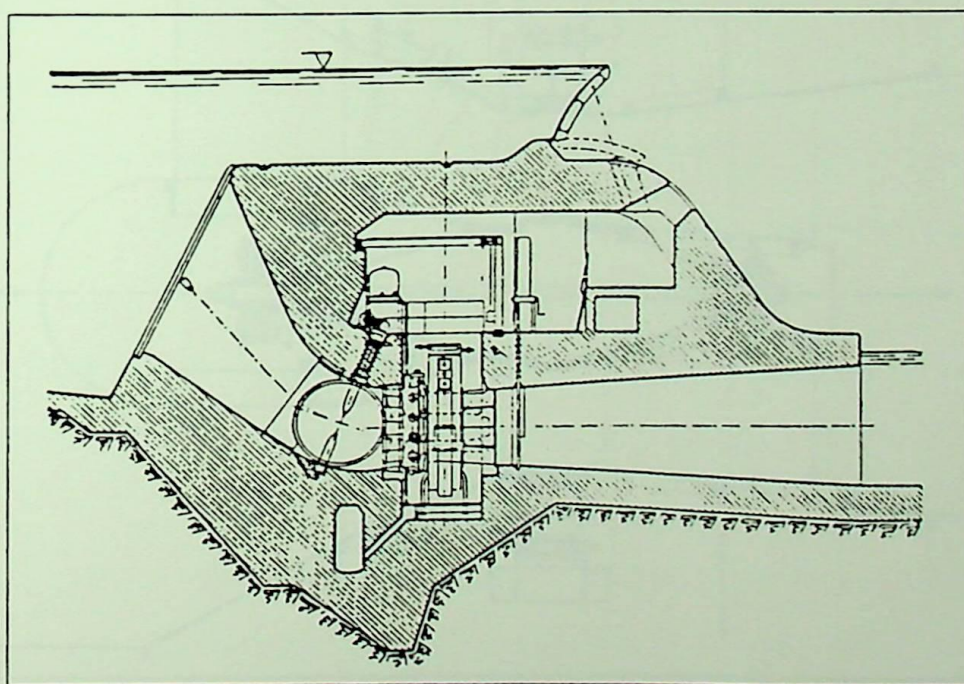


Figura-6.2- Corte longitudinal de uma central submersível (Mosonyi, 1987).

-Redução no comprimento : com relação à esta, praticamente não foram encontradas informações, mas de acordo com as que foram, pode-se afirmar com certeza, que dentre os três tipos de turbinas de eixo horizontal, a Straflo possibilitará menor comprimento da casa de força. Isto é devido ao fato de que

para a Straflo, a turbina e o gerador estão no mesmo plano vertical (figura-6.3), e além disso, as partes imersas no fluxo oferecem menor obstrução, o que ocasiona que as áreas de entrada da água e do duto hidráulico sejam reduzidas, e o fluxo d'água seja menos perturbado, possibilitando assim, que a distância entre a entrada d'água e o rotor da turbina seja reduzida. Estes fatores possibilitam uma redução de até 15% do comprimento da casa de força, quando da utilização da Straflo. Com relação aos outros tipos de turbinas de eixo horizontal pode-se dizer que a redução do comprimento não é uma regra geral.

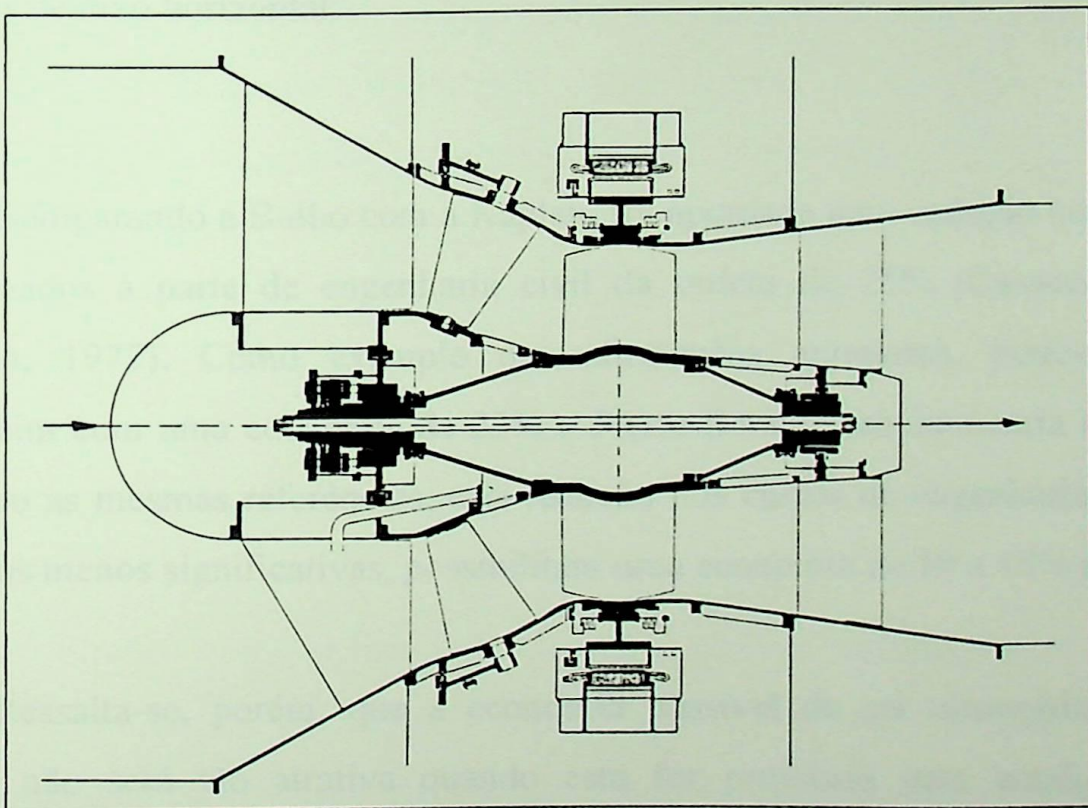


Figura-6.3- Corte longitudinal de uma turbina Straflo (Macinntyre, 1983).

Outras economias, menos significativas, podem ser alcançadas com a utilização de máquinas horizontais, são elas:

- economia relacionada às superestruturas da casa de força, que podem ser menos potentes;

-economia relacionada ao fato de os formatos do concreto no circuito hidráulico serem mais simples (sem caixa espiral e sem o tubo de sucção em cotovelo) necessitando, portanto, de processo de construção mais simplificado;

-em alguns casos, economiza-se também em comportas e “stoplog”, como foi o caso de Pierre Benite, que alcançou uma economia de 15% relacionada a estes equipamentos.

Tendo mostrado, de modo geral, para as turbinas de eixo horizontal, os principais fatores que proporcionam vantagens econômicas destas sobre a Kaplan de eixo vertical. Passa-se, agora ao estudo específico de cada uma dessas turbinas de eixo horizontal:

Bulbo

Comparando a Bulbo com a Kaplan, foi apontada uma redução nos custos relacionados à parte de engenharia civil da ordem de 25% (Casacci, 1965; Cotillon, 1977). Como exemplo das afirmações anteriores, pode-se citar Gerstheim com uma economia de 25% e Pierre Benite com economia de 23%, Segundo as mesmas referências, esta redução nos custos de engenharia civil, e as outras menos significativas, possibilitam uma economia de 10 a 15% no custo total.

Ressalta-se, porém, que a economia possível de ser alcançada com a Bulbo, não será tão atrativa quando esta for projetada para condições de operação que estejam fora dos limites da máquina (potência-60 MW e queda-16 metros), pois em tais condições, as vantagens técnicas e econômicas da Bulbo em relação a Kaplan serão menos expressivas.

Deve ser observado, que já existem máquinas trabalhando fora do limite de queda, porém dentro do de potência. No entanto ainda não houve tempo suficiente para se fazer uma avaliação do desempenho geral destas máquinas.

Em contrapartida, há uma grande quantidade de máquinas Bulbo projetadas para trabalhar sob condições que estão dentro dos limites referidos acima, as quais trabalham satisfatoriamente, com boa confiabilidade e a contento a muitos anos.

Finalmente, conclui-se que para quedas inferiores a 16 metros e potência unitárias inferiores a 60 MW, a Bulbo resulta em comparação com a Kaplan, em expressiva economia no custo de engenharia civil e conseqüentemente no custo total.

OBS: como foi visto no item 2.5.1 deste trabalho, em algumas unidades Bulbo é comum a utilização de um multiplicador de velocidade entre a turbina e o gerador, com a finalidade de aumentar a rotação do gerador. Porém, o custo do multiplicador de velocidade é bastante elevado em relação ao custo total da máquina da ordem de 20% (CESP, 1978). Desta forma, conclui-se que quando da utilização de um multiplicador de velocidade, a redução do custo total da central equipada com Bulbo em relação a central equipada com Kaplan, já não será tão expressiva.

Straflo

A Straflo, como já foi mencionado, pode ser utilizada para baixas e médias quedas de até 40 metros, entrando desta forma num campo de aplicação onde prevalece o domínio da Kaplan. Todavia, sua utilização para médias quedas, é apenas uma consideração para o futuro, sendo que atualmente as Straflors que estão em operação, são todas de baixa queda.

Considerando então, sua utilização para baixa queda, e traçando-se uma comparação com a Bulbo e a Kaplan, foi apontado, nas bibliografias estudadas, que a Straflo propicia maiores economias em relação a Bulbo e ainda mais em relação a Kaplan.

Como se viu, a Bulbo possibilita uma grande economia na parte de engenharia civil, devido às reduções das dimensões da casa de força, contudo, uma grande vantagem da Straflo, é que para ela, estas reduções são um pouco maiores, principalmente a do comprimento, podendo, em alguns casos, ser alcançada uma redução de 10 a 15% no comprimento e na largura da casa de força (Coumans & Van Pachterbecke, 1989).

Desta forma, conclui-se, que a Straflo possibilita maior economia na parte de engenharia civil, e conseqüentemente no custo total. Nas bibliografias estudadas não foram apontados valores específicos, porém estima-se em relação a Bulbo, uma economia de aproximadamente 5% para a parte de engenharia civil e 2% para o custo total.

Tubular-s

Como a Bulbo e Straflo, esta turbina também permite uma substancial redução nos custos de engenharia civil e total da central. Mas, como se viu, a gama de utilização deste tipo de turbina, em termos de potência é consideravelmente menor que as das outras, sendo geralmente empregada para potências inferiores a 5,0 MW.

VII- PROPOSTA DO TRABALHO

Como foi colocado na parte introdutória deste trabalho, o objetivo do mesmo é levantar a discussão sobre o aproveitamento de baixos desníveis, principalmente em locais onde a instalação de grandes barragens é inviável por motivos econômicos e sócio-ambientais, como por exemplo a Amazônia e o Vale do Paraíba, e também em regiões que são carentes de energia, mas que têm o potencial hidráulico considerado como esgotado, servindo de exemplo o sudeste do Brasil.

O que se propõe então, é o aproveitamento de pequenos desníveis com centrais baixa queda operando a fio-d'água, e trabalhando com queda fixa (a queda seria sempre a mesma, independente de qualquer que seja a situação), e vazões que não sejam necessariamente as mínimas, mas aquelas determinadas através de métodos específicos, empregados no cálculo de vazão de projeto. Para turbinar tais vazões, as centrais contariam com maior número de unidades, e as turbinas trabalhariam continuamente sob carga total, através da modulação do número de unidades de acordo com as vazões do rio.

Obviamente seria determinado um número ótimo de unidades, através de aprofundado estudo, onde seriam consideradas as diversas variáveis, tanto do aspecto técnico, como do econômico.

Considerando estas propostas, e tendo visto no decorrer do trabalho as vantagens e desvantagens técnicas e de custos dos tipos de turbinas utilizadas para baixa queda, conclui-se que as turbinas mais adequadas para trabalhar dentro das condições sugeridas, são as de eixo horizontal.

Para o tipo de aproveitamento proposto, uma das que mais se adequa é a turbina de pás fixas e distribuidor de aletas variáveis. Pois este sistema é

normalmente utilizado quando se tem pequenas variações de queda e vazão, que são justamente as condições propostas. Tal sistema possibilita também uma sensível redução do custo do grupo turbo-gerador e de alguns equipamentos de regulagem, devido às pás da turbina serem fixas. Este último fato é particularmente oportuno em se tratando de turbina Straflo, pois como se viu anteriormente, uma das dificuldades da mesma é justamente trabalhar com passos variáveis nas pás do rotor, devido as tensões nas conexões entre o rotor do gerador e as pás da turbina, que impossibilitam a regulagem das mesmas durante a operação da máquina.

Adicional a isto, existem os outros pontos já mencionados, a favor das turbinas de eixo horizontal, que são: alto rendimento para as condições de projeto, menores dimensões da casa de força, o que implica em redução nos custos de engenharia civil e total (que é uma vantagem bastante significativa em se tratando de maior número de unidades) e facilidade de manutenção. No caso da central trabalhar em um sistema isolado, particularmente a Straflo é bastante adequada, devido principalmente a sua grande inércia natural, que não permite flutuações de potência.

Um exemplo da aplicação desta proposta é o aproveitamento do rio Meuse na Bélgica (Coumans & Fontaine, 1989), na qual um desnível de aproximadamente 40 metros foi aproveitado com a instalação de seis centrais de baixa queda, como esta mostrado na Tabela-VII.1 à seguir.

Tabela-VII.1- Características do aproveitamento com centrais baixa queda, do rio Meuse na Bélgica

Central	Monsin	Ivoz-Ramet	Ampsin	Andenne	Lixhe	Grands Malades
Comissionada	1954	1954	1965	1980	1980	1989
Número e tipos de unidades	3 kaplan eixo vertical	3 kaplan eixo vertical	4 open pit horizont.axis	3 straflo	4 Straflo	4 Straflo com correia
Potência total instalada (MW)	18	10.3	10.3	9	22	5
Queda máxima (m)	5.5	4.5	4.65	5	7.9	4
Vazão (m ³ /s)	450	285	252	244	340	170

Como pode ser observado na tabela, o aproveitamento do rio Meuse esta dentro da proposta do trabalho, visto que as seis centrais possuem mais de uma unidade geradora, especificamente 3 ou 4, e as quedas são bastante pequenas resultando em uma queda média de 5,2 metros.

Analisando especificamente as centrais de Andenne e de Lixhe, verifica-se que para tais centrais, foram utilizadas turbinas Straflo com pás fixas, inadequadas portanto, para trabalhar sob cargas parciais, pois sob estas o rendimento da máquina cai sensivelmente. É caracterizado entretanto, nestas centrais, que, sob cargas parciais, é feita a modulação do número de unidades de acordo com a variação da vazão do rio (Coumans & Van Pachterbecke, 1989), sendo permitido apenas uma lâmina d'água da altura de 15 centímetros na superfície d'água à montante, como efeito atenuador da carga. A vazão de projeto ou vazão economicamente aproveitável para estas centrais foram determinadas através de métodos específicos. Para Andenne por exemplo, foram estudados seis valores de vazão entre 140 e 300 m³/s, e o ponto ótimo correspondeu à vazão de 240 m³/s.

Em relação ainda ao aproveitamento do rio Meuse, observa-se que a central de Grands Malads consta de quatro turbinas Straflo com correia.

Uma outra observação pode ser feita, as duas primeiras centrais instaladas, Monsin e Ivos-Ramet, em 1954, utilizam turbinas Kaplan de eixo vertical. Como pode ser visto, nesta época ainda não eram reconhecidas as vantagens das turbinas de eixo horizontal para baixa queda em relação à Kaplan vertical. Por outro lado, as três últimas centrais instaladas, na década de 80, utilizam somente turbinas de eixo horizontal, mais especificamente a Straflo, o que comprova que mais recentemente, estas têm tido sucesso reconhecido para aproveitamento de baixos desníveis.

Somando as potências, verifica-se que este aproveitamento permitiu extrair uma potência total de 75 MW do rio Meuse, obtida a partir de quedas bastante pequenas. Isto, do ponto de vista que talvez a região onde está o trecho em questão do rio, seja uma área, onde por diversos motivos, fosse inviável a implantação de uma central de média ou alta queda, e que ao mesmo tempo fosse uma região carente de energia, com as fontes da mesma tendo sido esgotadas, então este tipo de aproveitamento seria de grande importância econômica e social, pois além de se ter aumento na produção de energia, esta seria limpa e obtida de uma fonte constantemente renovável.

No Brasil, um caso típico de um rio que pode ser aproveitado tal como o Meuse da Bélgica, é o rio Paraíba do Sul, especificamente no seu curso médio superior, na região conhecida como Vale do Paraíba (entre aproximadamente as cotas de 600 e 500 metros), que é um dos principais pólos industriais do país, onde a demanda de energia é muito grande, e ao mesmo tempo a construção de altas barragens é totalmente inviável, o que permite concluir que, grandes benefícios resultariam do aproveitamento de pequenos desníveis. Uma estimativa do potencial deste trecho do Paraíba foi feita na Parte IV deste

trabalho, a qual este trecho seria aproveitado com centrais de 4 metros de queda, resultando uma potência de 183,355 (MW). Outro trecho do mesmo rio que pode ser aproveitado, como foi mostrado na Parte IV, é o trecho constituído de parte do curso médio inferior e do curso inferior. Todavia, este pode ser aproveitado com centrais com queda um pouco maior, de até 10 metros, ou até maiores, dependendo do local.

Como última observação, vale dizer que este tipo de aproveitamento, realizado no rio Meuse, é muito comum na Europa, onde rios importantes tal como: o Rhine, que atravessam grandes centros urbanos, são aproveitados nestes trechos com centrais baixa queda.

VIII- CONCLUSÕES

8.1- Conclusões Gerais

O trabalho resultou razoavelmente extenso devido à riqueza do assunto. Contudo, o estudo foi feito dentro de uma visão macro do mesmo, onde procurou-se fomentar subsídios para provocar um debate sobre o tema, visto que é pouco estudado no Brasil, e de certa forma, até o momento, com participação mínima no cenário energético brasileiro.

As análises técnicas e de custos apresentadas são sucintas, pois em um projeto de usina hidroelétrica muitos parâmetros são envolvidos e têm pesos diferentes no produto final. Entretanto, os resultados levam a crer, principalmente com o desenvolvimento da tecnologia nas três últimas décadas, que as turbinas de eixo horizontal são mais vantajosas que a Kaplan de eixo vertical, tecnicamente e sobretudo em termos de custos, devido principalmente à redução dos trabalhos de obras civis.

O potencial remanescente levantado para o Paraíba do Sul é estimativo, contudo fornece uma dimensão do mesmo. A metodologia utilizada para esta estimativa pode ser empregada para outros rios, desde que se tenha os dados necessários, como foi visto.

Da análise energética apresentada na Parte IV, conclui-se que o aproveitamento de um desnível com várias centrais de baixa queda ao invés de uma única central de queda maior, resulta em potência menor, o que não é bom em termos energéticos. Por outro lado, a área inundada total também será consideravelmente menor, sendo este fato importante em termos de preservação do meio ambiente. Este confronto, até certo ponto técnico, a algumas décadas

atrás não existia, porém atualmente tornou-se ideológico, devido ao grande peso que o impacto ecológico alcançou, sendo dessa forma o tema de muitos debates.

8.2- Recomendações para Trabalhos Futuros

Propõe-se análise de outros rios, e a elaboração de um programa de consolidação de dados, baseado nos procedimentos de cálculo utilizados para trabalhar as vazões do Paraíba do Sul.

Sugere-se complementar este trabalho com um estudo econômico mais aprofundado, e também com a análise de locais mais apropriados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ALMEIDA, S. J de, NETO, M. G. Diagnóstico do Potencial Remanescente do Estado de São Paulo. HYDRO'90, São Paulo, 1990.
- [2] BONILHA, J. R. Padronização de Equipamentos Hidráulicos no Caso de Usinas Hidroelétricas de Baixa Potência. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária. São Paulo 1987.
- [3] CARSON, J. L., SAMUELSON, R.S. Low-head Turbines Draw Attention. Power , March 1978.
- [4] CASACCI, S. X. , CHAPUS, E. E. The Bulb Turbine. An ASME Publication, october 1965.
- [5] CESP- Companhia Energética de São Paulo, CNEC- Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores. Inventário do Potencial Hidráulico Remanescente. Vol. I e IV, São Paulo, Dezembro 1977.
- [6] CESP - Companhia Energética de São Paulo. Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Rio Pardo. Estudos de Inventário. Relatório Final, vol. 1, Dezembro 1987.

- [7] CESP - Companhia Energética do Estado de São Paulo. Aproveitamento do Rio Paranapanema. Estudos de Viabilidade - Usina: Ourinhos - Aproveitamento Múltiplo. Relatório Final, vol. 1/2, Abril, 1994.
- [8] Corps, 1979. U.S Army Corps of Engineers. Feasibility Studies for Small Scale Hydropower Additions. The Hydrologic Engineering Center, July 1979.
- [9] COTILLON, J. Advantages of Bulb Turbines for Low-head Developments. Water Power & Dam Construction, January 1977.
- [10] COUMANS, X., FONTAINE, B. Belt-driven Straflo Units for a Small Low-head Scheme. Water Power & Dam Construction, June 1989.
- [11] COUMANS, X., VAN PACHTERBEKE, Y. Economies of Straflo Units for Run-of-river Stations. Water Power & Dam Construction, May 1989
- [12] DOUMA, A., STEWART, G. D., MEIER, W. Straflo Turbine at Annapolis Royal - First Tidal Power Plant in the Bay of Fundy. Escher Wyss News, vol. 54 1/1981 1/1982.
- [13] ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A. Turbinas Hidráulicas de Baixa Queda, Relatório Técnico Sobre o Material Empregado, O Processo de Fabricação, O Grau de Nacionalização dos componentes e a posição da Indústria Mecânica Nacional. Eletrobrás, 1978.

- [14] Eletrosul - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A: Ilha Grande: Estudo de Viabilidade - Relatório Final.
- [15] EMLER, J. , WIESER, W. Renovación de Centrales Hidroeléctricas Hidroeléctricas: Uno Desafio para los Suministradores de Turbinas. Revista Técnica Sulzer, 3/4 1989.
- [16] HÖLLER, K., MILLER, H. Bulb and Straflo: Turbines for Low Head Stations. Escher Wyss News, 1977. Vol.50, nº 2.
- [17] MACINTYRE, A. J. Máquinas Motrizes Hidráulicas. Guanabara Dois S.A, Rio de Janeiro, 1983. ISBN 85-7030-016-6.
- [18] MAURER, E. Energy from Low Heads. Sulzer Technical Review, 3/196.
- [19] MENEZES, A. A. O Magnífico Vale do Rio Paraíba do Sul, Sua Economia e Seus Recursos Hidroenergéticos no Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 1985. Estudo apresentado no ciclo de conferências sobre os recursos naturais do estado do Rio de Janeiro.
- [20] MILLER, H. The Straight-flow Turbine Turns Full Circle. Water Power & Dam Construction, January 1977.
- [21] MME - Ministério das Minas e Energia e DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Boletim Fluviométrico F-502 - Bacia do Rio Paraíba do Sul. Brasília, 1983.

- [22] MOSONYI, E. Water Power Development, vol. 1 - Low-Head Power Plants. Akadémiai Kiadó, Budapest, 1987. ISBN 963-05-42714.
- [23] PAINE, J.S., FELTON, L. E. Bulb Turbine/Generators for Idaho Falls Hydroelétric Project. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, nº 9, September 1984.
- [24] RAABE, J. Hydro Power: The Design, Use, and Function of Hydromechanical, Hydraulic, and Elétric Equipament. Düsseldorf, VDI - Verlag, 1985. ISBN 3-18-400616-6.
- [25] RICCI, J. E. R. O Emprego de Turbinas Bulbo em Centrais de Baixa Queda. I Seminário de Engenharia Mecânica. Pesquisa-EFEI, 1981.
- [26] RUOSS, R., GYENGE, J., FISCHER, F. Upgrading of the Laufenburg Hydro Power Station (River Rhine) Using Straflo Turbines. Sulzer Technical Review, March 1988.
- [27] SANT'ANA, R.F. Assessing the Feasibility of Small Hydroelétric Power Plants. Dissertation of Doctor, Colorado State University, 1983.
- [28] SANTOS, A.H.M.. Uma Metodologia para o Estudo de Bacias Hidrográficas, Visando o Aproveitamento de Pequenos e Médios Potenciais Hidroelétricos com Capacidade de Regularização de Vazões. Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1991.

- [29] SANTOS, A. H. M., BELTRAME, E. Os Benefícios das Pequenas e Médias Centrais Hidroelétricas de Regularização nas Cabeceiras das Bacias Hidrográficas. HYDRO'90, São Paulo, Março, 1990.
- [30] SOUZA, Z., FUCHS, R. D., SANTOS, A. H. M. Centrais Hidro e Termelétricas. Editora Edgard Blücher, São Paulo - S.P , Brasil, 1983.
- [31] SUNDQUIST, M. J. Rim-Drive Turbine for Low Head Applications, Congress Water Power'85.

ANEXO I
QUADRO COM CENTRAIS BAIXA QUEDA

TABELA-AI.1 - Características de várias centrais existentes no mundo

LOCAL	PAIS	ANO	VAZÃO UNITÁRIA (m ³ /s)	QUEDA (m)	NÚMERO DE MÁQ.	POT. TOTAL INSTALADA (kw)	ROTAÇÃO (RPM)		DIÂMETRO DO ROTOR (m)
							TURBINA	GERADOR	
HAUSEN	Alemanha	1962	22,5	5	2	1.800	200	200	2.090
GREVENMACHER	Alemanha	1962	59	5,5	3	7.800	120	750	3.200
ZELTINGEN	Alemanha	1962	95	4	4	13.200	67	750	4.800
UFSPRING	Alemanha	1963	52	8,1	3	10.200	166,7	166,7	2.850
LECH III	Alemanha	1963	47,5	9,2	3	12.600	166,7	166,7	2.850
LAITZACH III	Alemanha	1963		4,8	2	762			
WINTRICH	Alemanha	1963	95	5,6	4	19.600	83	750	4.600
MÖRLADKER	Alemanha	1963		4,6	2	788			
LETHSTUFE IV	Alemanha	1963		9,2	3	12.630			
PALZEN	Alemanha	1964	50	3,4	3	4.500	78	750	3.600
FORBACHRCHR	Alemanha	1965	15,78	10,3	2	2.600	300	300	
ENKIRCH	Alemanha	1965	95	5,1	4	17.200	79	750	4.600
LEHMEN	Alemanha	1966	95	5,3	4	18.400	85	750	4.600
DEIZIAU	Alemanha	1966	24,5	5,1	2	2.000	175	750	2.190
CEERMAUBACH	Alemanha	1968		6,9	1	667			
LETHSTUFE II	Alemanha	1968		15,4	3	22.020			
KETTERBHAUSEN	Alemanha	1968		5	1	331			
IFFEZHEIM	Alemanha	1973	268	11,7	4	113.200	100	100	5.800
GOTTFRIEDING	Alemanha	1975	50	6,5	2	5.932	135	135	
SAALACH	Áustria	1943		8,45	2	2.730			
SAALACH	Áustria	1943		8,45	1	1.040			
REUTTE	Áustria	1956	25,74	5,07	1	1.250	165	1.000	2.200
FARTENSTEINROHR	Áustria	1962	28,67	10,9	1	2.500	234	234	2.090
THLRNBODORF	Áustria	1962		10,3	1	900			
FARTENSTEIN	Áustria	1963	26	10,9	1	2.300			
TRAUNLEITEN II	Áustria	1965	15	9,5	1	1.200			
GMUNDEN	Áustria	1968	75	9	2	12.240			

LOCAL	PAIS	ANO	VAZÃO UNITÁRIA (m ³ /s)	QUEDA (m)	NÚMERO DE MÁQ.	POT. TOTAL INSTALADA (kw)	ROTAÇÃO (RPM)		DIÂMETRO DO ROTOR (m)
							TURBINA	GERADOR	
URSTEIN	Áustria	1968	119	11,76	2	25.400	125	125	
CTTENSHEIM	Áustria	1969		12	6	150.000			
CTTENSHEIM	Áustria	1973	250	9,2	9	190.000	100	100	5.600
STEIN BACH	Alemanha	1937		8,7	4	7.600			
ILLER VII	Alemanha	1937		9	4	7.012			
ILLER VI	Alemanha	1939		9,2	3	5.601			
ILLER V	Alemanha	1940		8,07	3	4.710			
9 x LECH	Alemanha	1940	19,93	8,25	54	73.440	214,3		
ILLER VIII	Alemanha	1942		8,6	3	5.250			
ILLER V	Alemanha	1949		8,07	1	1.390			
ILLER VI	Alemanha	1949		9,2	1	1.632			
ILLER VIII	Alemanha	1949		8,6	1	1.942			
RUTT-FREISSLASSING	Alemanha	1951		8,45	3	3.300			
RAVENSBURG I	Alemanha	1956	4,06	4	1	130	280	1.000	1.000
OSBERGHAUSEN	Alemanha	1956	6,72	7,25	1	390	312	1.000	
RAVENSBURG II	Alemanha	1957		4,2	1	142			
SYLVENSTEIN	Alemanha	1957	13,56	25,8	1	2.800	452	1.000	1.460
RUHXMÜLEH	Alemanha	1957	15,4	3,8	1	510	177	750	
TRIER	Alemanha	1958	95	5,1	4	17.600	78	750	4.600
FINSING	Alemanha	1958	11,36	8,25	1	750	345	345	1.300
OFFENBURG	Alemanha	1958	5,75	2,8	2	284	220	1.020	1.400
GAGGENAU	Alemanha	1958	19,1	3	1	480	148	750	2.090
DETZEM	Alemanha	1959	95	7	4	2.320	92,5	750	4.200
ARLEN	Alemanha	1959	7,88	4,6	2	580	265	760	1.200
LEILHEIM	Alemanha	1960	16,66	4,35	1	580	186	600	
UNTEREGGINGEN	Alemanha	1960		3,5	1	200			
GUCKENHOFEN	Alemanha	1960	35	5,2	2	3.000	166,7	166,7	2.450
ALTBACH	Alemanha	1960	24,5	5,1	2	2.000	175	750	
LEHXEN	Alemanha	1960	99,5	5,3	4	18.560	85	750	
ALTENSBURG	Alemanha	1960	25	3,5	1	730	135	750	

LOCAL	PAIS	ANO	VAZÃO UNITÁRIA (m3/s)	QUEDA (m)	NÚMERO DE MÁQ.	POT. TOTAL INSTALADA (kw)	ROTAÇÃO (RPM)		DIÂMETRO DO ROTOR (m)
							TURBINA	GERADOR	
GRIFTE	Alemanha	1960	12,5	2,4	2	520	137	765	
ALTBACH	Alemanha	1960	22,5	5,1	2	2.020	175	750	
FINSINGKANAL	Alemanha	1961	33	10,6	1	3.000	214,3	214,3	2.300
TRIER	Alemanha	1961		5,1	4	16.000			
FANKEL	Alemanha	1962	95	4,1	4	14.800	77	750	4.600
XUDEN	Alemanha	1962	95	4,1	4	14.400	77	750	4.600
ALTENWÖRTH	Áustria	1973	335	13,57	3	123.660	103,4	103,4	
ALTENWÖRTH	Áustria	1976	300	13,6	9	360.000	103,4	103,4	6.000
NEUVILLE	Bélgica	1962	75	4	4	9.600	97,5	705	3.600
TRAIÇÃO	Brasil	1938		7	3	7.800			
LACHINE	Canadá	Proj.	400	11	22	700.000	93,75	93,75	6.900
HYDRO-ONTÁRIO	Canadá	Proj.		15	3	73.500			
SWIFTRAPIDS	Canadá	1964		14,35	2	5.220			
CHAUDIÈRE # 2	Canadá			11,4	1	10.400			
PALDANG	Coreia	1972	200	11,8	4	84.000	120	120	5.200
GARCIA	Espanha	Proj.	270	8	5	85.000			5.900
CHERTA	Espanha	Proj.	296	11	4	144.000			5.900
BUENAMESON	Espanha	1962		4,3	1	635			
SANTIAGO DEL SIL	Espanha	1965	86	12	2	16.600	157,9	157,9	
ESTRECHO	Espanha	1968		11	1	545			
ESTRECHO	Espanha	1968		29,5	2	1.480			
LOWER PAINT	E.U.A	1952		6	1	115			
SREVENS POINT	E.U.A	1962		6	1	2.100			
TURNIP CHECK	E.U.A	1963		5	1	425			

LOCAL	PAIS	ANO	VAZÃO UNITÁRIA (m ³ /s)	QUEDA (m)	NÚMERO DE MÁQ.	POT. TOTAL INSTALADA (kw)	ROTAÇÃO (RPM)		DIÂMETRO DO ROTOR (m)
							TURBINA	GERADOR	
OZARK LOCK AND DAX	E.U.A	1965		9,7	5	100.000			
HIDRO STATION	E.U.A	1966		4,7	1	1.480			
ROCK ISLAND	E.U.A	1977	481	12,1	8	400.000	85,7	85,7	7.400
VANCEBURG	E.U.A	Proj.	360	8,4	3	72.000	94,8	94,8	6.250
SIKAKOSKI	Finlândia	1960		3,4	2	2.100			
HERRFORS	Finlândia	1961	15,36	3,5	1	430	165	600	1.800
PULRCS	Finlândia	1962	22,22	4,5	1	800	150	750	2.200
CASTET	França	1954	12,5	7,5	2	1.470	250	250	1.650
ECHARCON I	França	1955	4,2	1,64	1	38	187	187	1.400
MERCUES I GR 3	França	1955	9,5	3,5	1	240	181	181	1.650
LA CAILLADE	França	1957	5	3	4	416	257	257	1.120
WADRINAU	França	1957	39	4,5	4	5.600	107	750	3.050
CAMBEYRAC	França	1957	55	10,8	1	5.000	150	150	3.100
CAMBEYRAC	França	1957	55	10,8	1	5.000	136,4	136,4	3.300
ARGENTAT	França	1957	100	16,5	1	14.000	150	150	3.750
ARGENTAT	França	1958	100	16,5	1	14.000	150	150	3.800
ABZAC	França	1958	9	2,35	4	584	163	163	1.720
MERCUES II GR 4&5	França	1958	9,75	3,6	2	520	254	254	1.400
FETHEL	França	1959	9	2,85	2	394	182	182	1.650
ECHARCONII	França	1959	4,4	1,63	1	53	214	214	1.120
MARCILLAC	França	1959	4,85	2,04	5	282	254	254	1.120
CORDENAC	França	1959	15	5,5	3	2.010	260	260	1.800
SAINT- MALÓ	França	1959	300	3,4	1	9.000	88,3	88,3	5.800
LARTIGE	França	1959		13	1	816			
AMBIALET	França	1961	38	6,5	2	4.000	187	187	2.500
MARVIT	França	1961	3,08	6,65	1	255	510	510	800
MARVIT	França	1961	1,92	6,65	1	99	615	615	630
MERCUES I GR 6	França	1961	9,5	3,5	1	253	254	254	1.400
FLÉIX	França	1961	7,5	14,4	4	2.960	500	500	1.130

LOCAL	PAIS	ANO	VAZÃO UNITÁRIA (m3/s)	QUEDA (m)	NÚMERO DE MÁQ.	POT. TOTAL INSTALADA (kw)	ROTAÇÃO (RPM)		DIÂMETRO DO ROTOR (m)
							TURBINA	GERADOR	
CHINFERT	França	1961		17	1	900			
ESCALE-CRAISON	França	1962		7,3	1	525			
MARTINEIX	França	1962	7,5	14,4	4	2.960	500	500	1.130
LANGLERET	França	1962	7,5	14,4	4	2.960	500	500	1.130
BEAULIEU	França	1963	9,12	4,3	2	594	218	218	1540
NAULDE	França	1963		13	11	8.976			
ARUDY	França	1963		9,3	1	510			
CHARMES	França	1964		12,7	1	800			
CRAISON	França	1964	3,65	17,35	1	445	760	760	800
ALBAS	França	1964	15	3,4	5	1.845	181	181	1.800
MOULIN-DU-PONT	França	1965	7,55	3,82	1	280	219	219	
CHANDEAU-DU-MAINE	França	1965	10,42	2,8	2	480	146	146	1.750
COLY-GAILLARD	França	1966	12,27	2,8	2	800	146	146	1.800
ST.MARTIN-PASTIER	França	1966	10,05	2,04	2	620	146	146	1.750
MERCUES I GR 1 & 2	França	1966	15	3,7	2	872	214	214	1.800
LA RANDE	França	1966	152	5,8	24	240.000	93,8	93,8	5.350
PIERRO-BÉNITE	França	1966	333	7,8	4	80.000	83,3	83,3	6.100
BALGALE-LAVAUUR	França	1967	7,5	11,5	7	5.096	500	500	1.120
GERSTHEIM	França	1967	234	11,45	4+2	139.800	100	100	5.600
PEAGE DE ROUSILLON	França	1968	400	12,5	4	160.000	93,8	93,8	6.250
BERGERAC	França	1968	28,6	3,2	2	1.450	136	136	2.500
LE PRAT	França	1970	7,8	17,4	5	5.715	500	500	1.120
STRAS BOURG	França	1970	234	10,7	6	147.000	100	100	5.600
VILLENEUVE-SUR-LOT	França	1970	128	11,3	2	28.800	136,6	136,6	4.400
GERVANS	França	1971	405	12	4	120.000	93,8	93,8	6.250
GOLFECHE	França	1973	180	15,5	3	69.000	125	125	5.100
SAUVETERRE	França	1973	400	9,4	2	66.000	93,75	93,75	6.900
AVIGNON	França	1973	400	9,1	4	120.000	93,75	93,75	6.250
FONTAINES D'UGINE	França	1973		16,1	1	853			
GAMBSNEIM	França	1974	270	10,35	4	88.000	100	100	5.600
CRANCE	França	1975		9,4	6	180.000			

LOCAL	PAIS	ANO	VAZÃO UNITÁRIA (m3/s)	QUEDA (m)	NÚMERO DE MÁQ.	POT. TOTAL INSTALADA (kw)	ROTAÇÃO (RPM)		DIÂMETRO DO ROTOR (m)
							TURBINA	GERADOR	
CADEROUSSE	França	1975	400	9,1	2	65.000	93,75	94	6.250
CADEROUSSE	França	1975	400	9,1	4	130.000	93,75	93,75	6.900
VAUGRIS	França	Proj.	350	7,2	2	38.000	75	75	6.250
VAUGRIS	França	Proj.	350	7,2	2	38.000	75	75	6.900
RABONDANGES	França			5,6	1	400			
RHINAU	França			6,9	1	950			
PEYRISSAC	França			8,4	1	1.185			
MARCKOLOSHHEIM	França			9,5	1	1.300			
ALE	Grã-Bretanha			6,9	2	1.040			
TISZA II	Hungria	1973	138	4,7	4	28.800	107	107	4.300
SAN FIORINO NUOVO	Itália	1966	62	16,5	1	9.000	187,5	187,5	3.000
CHIAMPO	Itália	1968		5,8	1	49			
GANDAK	India	1966	112	6,1	3	16.500	107	107	
HITCKITA	Japão	1958	13,54	12	1	1.300	333,3	1000	
HITCKITA	Japão			15,7	1	5.400	240	720	
KOSHI	Japão	1959	23,53	8,5	1	1.600	225	225	
SAKAUA	Japão	1960	15,03	18,3	1	2.200	450	450	
AKIRASHIMA	Japão	1961	44	13,7	1	4.800	240	240	
OMATA DAM	Japão	1961			1	3.500			
SHIMOAKA	Japão	1961	20	10,7	1	1.840	240	240	
TAMAYADO	Japão	1963	32,74	16,8	1	4.400	300	300	
TAGUCHI	Japão	1965	63	12,4	1	6.300	187,5	187,5	
KOIDE	Japão	1966	85	12,9	1	8.800	150	150	
OMATA DAM	Japão	1968		13	1	3.350	200	200	
KUROTORI	Japão	1968		10,12	1	2.320	225	225	
ISHII	Japão	1973	10	13,74	1	1.176	450	450	

LOCAL	PAIS	ANO	VAZÃO UNITÁRIA (m ³ /s)	QUEDA (m)	NÚMERO DE MÁQ.	POT. TOTAL INSTALADA (kw)	ROTAÇÃO (RPM)		DIÂMETRO DO ROTOR (m)
							TURBINA	GERADOR	
KUROKAWA No.2	Japão	1973	22,7	11,13	1	2.194	600	600	
AKERSUS	Noruega	Proj.	380	11	1	33.500	93,75	93,75	6.250
HEDMARK	Noruega		270	9,4	1	20.500	100	100	5.600
	Peru	1968		9,1	2	880			
ROSTIN	Polónia	1936	6,67	3,75	2	400	258	258	1.350
PORTES DEFER II	Roménia(Iugos.	Proj.	410	6,9	9	205.200	71,5	71,5	7.250
KISLOGOUBSK	Rússia	1961	19,1	2,5	1	400	92	600	3.300
SHEREPOUSK	Rússia	1965		10,5	2	40.000			
KEIV	Rússia	1966	290	7,7	20	46.000	85,7	85,7	6.000
KAMA	Rússia	1968	130	21	1	21.800	125	125	4.500
PEREPAD	Rússia	1972	230	11,2	6	123.600	93,8	93,8	5.500
KAMIEV	Rússia	1972	240	8,4	24	437.000	85,7	85,7	6.000
SARATOV	Rússia	1972	528	10,6	1+1	94.600	75	75	7.500
TCHEREPOVETZ	Rússia	1973	175	15	2+2	84.000	93,8	93,8	5.500
KHASM EL GIRBA	Sudão	1967	50	7	3	8.400	150	750	2.700
SKOGSFORSEN	Suécia	1959	32	14	1	3.600	250	250	2.180
PARKI	Suécia	1970	140	5 a 14	1	20.000	112	112	4.900
LOVON	Suécia			13,8	2	39.600	136,4	136,4	4.500
BÜRGLEN	Suíça	1956	19	3,06	1	450	113		2.200
RÜCHLIG	Suíça	1962	60	3,3	4	6.400	75	1.000	
AUEBADEN	Suíça	1963	38	5,5	2	3.400	136,4	1.000	
AARBERG	Suíça	1964		6,4	1	209			
NEU-BANNWIL	Suíça	1965		8,1	3	75.840			

LOCAL	PAIS	ANO	VAZÃO UNITÁRIA (m ³ /s)	QUEDA (m)	NÚMERO DE MÁQ.	POT. TOTAL INSTALADA (kw)	ROTAÇÃO (RPM)		DIÂMETRO DO ROTOR (m)
							TURBINA	GERADOR	
FLUMENTHAL	Suíça	1965	133	7,5	3	24.000	107	107	4.200
UUNDERKLINGEN	Suíça	1967		9	1	404			

ANEXO II

EXEMPLO DE COMO OS DADOS SÃO FORNECIDOS NO BOLETIM
FLUVIOMÉTRICO REFERENTE AO RIO PARAÍBA DO SUL

28/07/82

MINISTERIO DAS MINAS E ENERGIA

D.N.A.E.E. • D.C.R.H. • S.I.H.

NOME DA ESTACAO: RIO PARAIBA DO SUL EM RESENDE

CODIGO DA ESTACAO: 58250000

ESTADO: RJ

ENTIDADE: 01

UNIDADE: 03

AREA DE DRENAGEM: 13887 KM2

DESCARGAS MEDIAS MENSIS EM M3/S

ANOS	JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAI.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.	ANUAL
1930										194	202	408	
1931	487	869	650	436	246	185	162	129	143	194	177	403	337
1932	491	499	510	274	259	257	160	143	124	162	151	345	281
1933	418	251	244	155	147	113	108	92,9	110	117	138	295	183
1934	546	298	342	219	148	115	101	83,3	97,2	113	96,3	400	214
1935	333	693	492	287	188	154	119	111	131	230	156	138	250
1936	151	257	734	410	196	136	120	118	154	123	132	317	241
1937	531	567	306	294	258	183	128	107	89,5	175	235	445	275
1938	505	404	441	326	221	183	145	170	160	247	291	327	295
1939	469	498	309	378	222	167	136	114	105	99,0	147	228	238
1940	397	629	492	234	173	137	112	89,0	88,4	118	202	202	238
1941	285	212	257	210	124	106	109	75,2	183	243	235	307	194
1942	330	311	398	270	201	147	148	113	98,8	119	178	300	218
1943	311	371	375	225	140	121	101	102	93,9	153	154	239	200
1944	295	405	730	307	195	142	128	99,1	86,2	80,6	132	156	232
1945	265	634	362	316	180	195	234	117	115	105	170	274	245
1946	597	362	368	277	170	153	129	98,9	79,5	142	170	191	225
1947	501	685	889	412	266	213	254	181	213	228	263	446	378
1948	523	544	620	400	256	203	160	166	135	135	187	236	297
1949	437	518	332	261	159	145	131	100	95,3	105	152	245	222
1950	453	784	631	471	290	199	166	127	101	154	200	423	331
1951	416	551	622	484	251	186	165	145	112	125	135	206	292
1952	377	495	663	345	185	222	154	123	134	111	201	206	267
1953	134	207	181	245	169	119	97,6	86,2	93,1	107	212	248	158
1954	202	297	273	212	233	162	109	87,2	77,5	108	141	144	167
1955	320	183	231	187	133	111	84,2	69,0	82,1	74,1	132	154	150
1956	194	176	341	208	189	202	131	170	117	146	152	220	187
1957	345	387	416	393	206	165	143	119	197	124	244	228	246
1958	216	434	397	275	281	266	187	145	158	180	238	304	256
1959	472	330	396	354	197	153	129	132	106	165	165	194	227
1960	232	329	497	232	198	160	169	164	163	170	201	337	238
1961	521	495	638	334	261	191	175	173	166	152	148	212	288
1962	322	518	504	260	200	167	161	172	198	251	252	340	277
1963	383	427	320	191	151	142	156	158	127	114	174	120	204
1964	195	362	201	178	164	148	168	161	136	154	149	206	185
1965	357	476	372	213	255	180	184	170	160	253	252	309	268
1966	544	303	510	327	240	175	172	195	188	218	346	350	300
1967	749	823	853	448	271	236	208	185	190	210	276	357	398
1968	352	250	288	227	175	158	172	180	147	137	97,0	202	199

28/07/82

MINISTERIO DAS MINAS E ENERGIA

D.N.A.E.E. • D.C.R.H. • S.I.H.

NOME DA ESTACAO: RIO PARAIBA DO SUL EM RESENDE

CODIGO DA ESTACAO: 58250000

ESTADO: RJ

ENTIDADE: 01

UNIDADE: 03

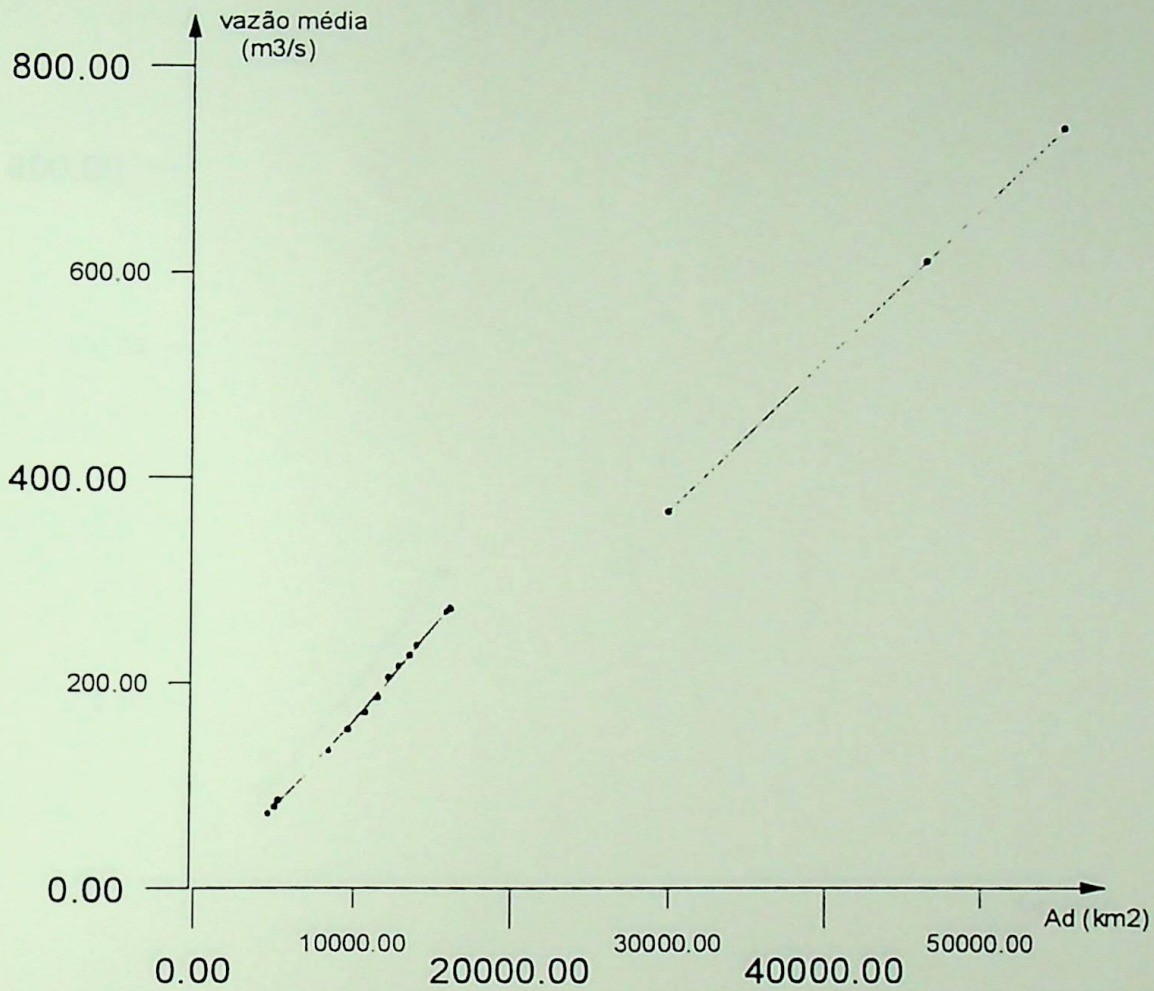
AREA DE DRENAGEM: 13887 KM2

DESCARGAS MEDIAS MENSIS EM M3/S

ANOS	JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAI.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.	ANUAL
1969	135	218	224	206	138	153	145	158	132	122	202	217	176
1970	265	347	318	181	150	152	162	166	184	163	225	204	210
1971	191	204	193	163	189	175	175	159	166	163	164	220	180
1972	302	368	375	175	147	149	149	149	135	195	223	219	215
1973	245	294	172	196	168	155	158	158	154	159	164	273	190
1974	299	236	307	226	153	154	165	174	168	159	137	129	192
1975	165	193	206	178	143	143	134	133	132	140	168	214	163
1976	245	338	300	246	187	219	249	246	223	267	261	292	256
1977	346	314	183	227	177	171	178	171	171	189	225	151	211
1978	192	180	213	165	172	170	157	135	160	181	189	193	176
CARACTERISTICAS MENSIS													
MEDIA	358	407	410	276	196	167	152	138	137	157	188	264	236
MAX.	749	869	889	494	290	266	254	246	223	267	346	446	398
MIN.	134	176	172	155	124	106	84,2	69,0	77,5	74,1	96,3	120	150
D.P.	134	175	180	88,4	44,3	35,3	36,0	36,8	37,9	48,4	51,9	84,0	54,6

ANEXO III

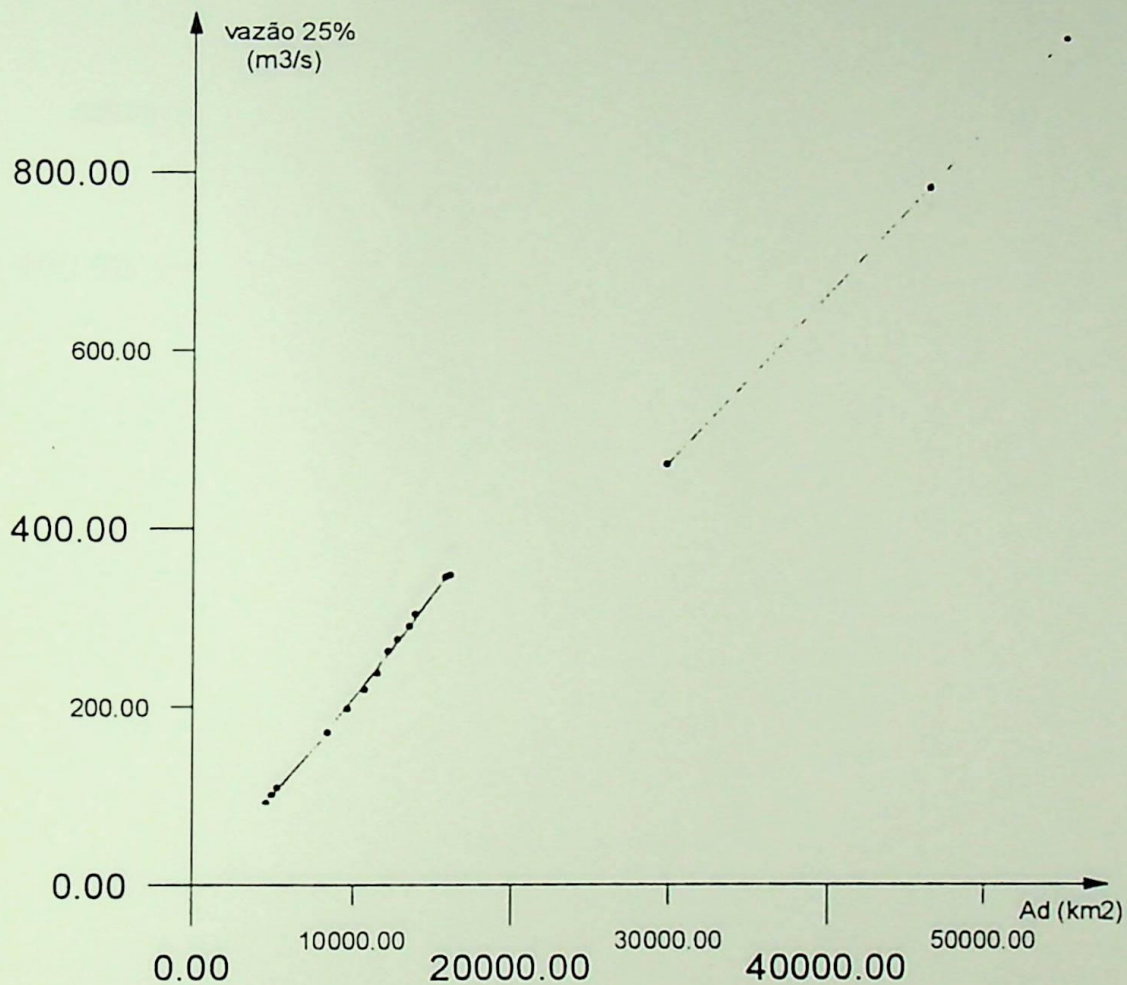
GRÁFICOS DAS FUNÇÕES VAZÃO POR ÁREA DE DRENAGEM $Q(Ad)$,
ÁREA DE DRENAGEM POR COTA $Ad(Hc)$ E VAZÃO POR COTA
 $Q(Hc)$, PARA O RIO PARAÍBA DO SUL REFERENTE ÀS VAZÕES MÉDIA,
25%, 50%, 75%, 95% E MÍNIMA



Área drenagem 4540 à 16369 - $Q_{med.} = 2,01927 \cdot 10^{-7} \cdot (Ad)^2 - 0,01352289 \cdot Ad + 8,14019$

Área drenagem 29400 à 56000 - $Q_{med.} = 0,0147587 \cdot Ad - 73,1186$

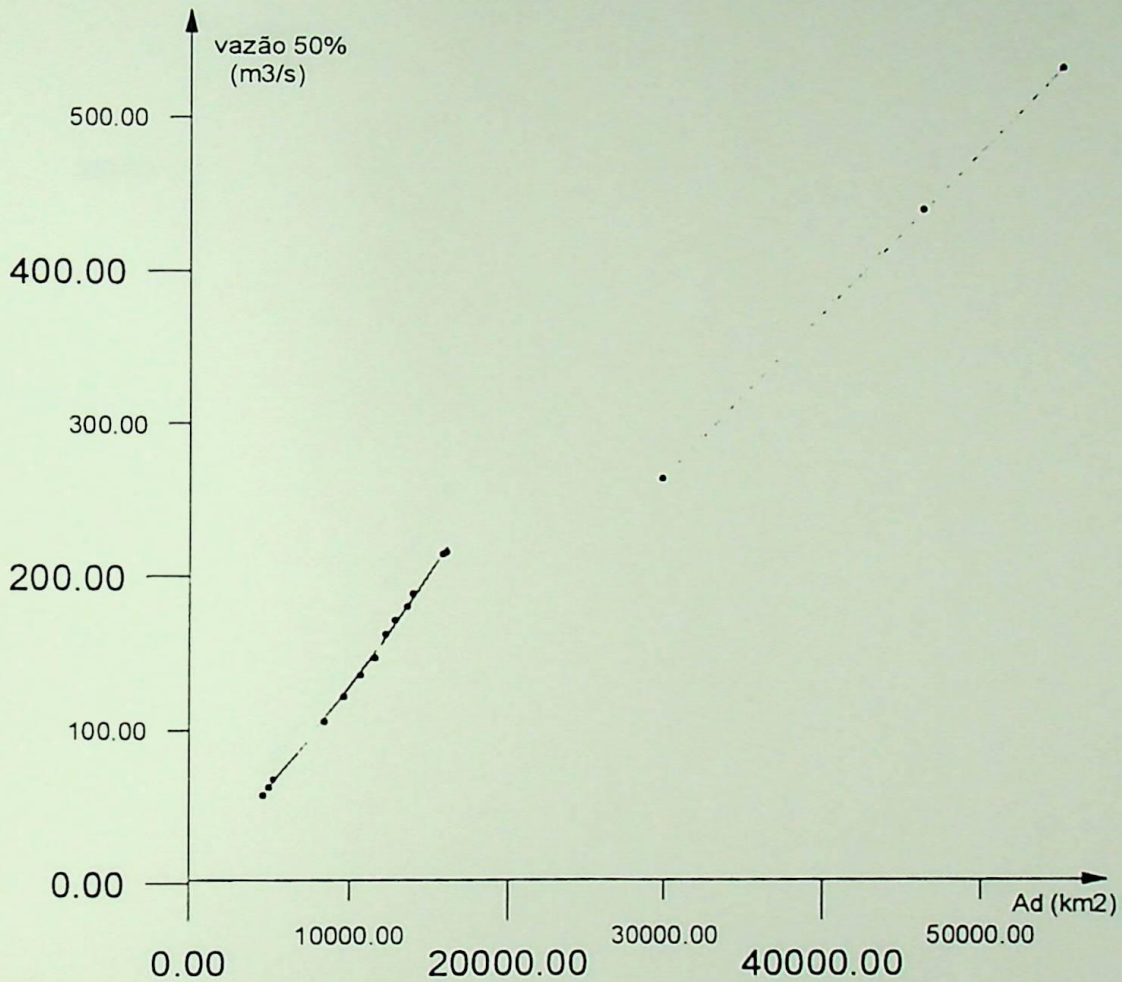
FIGURA-A3.1-Gráfico da função: vazão média por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul



Área drenagem 4540 à 16369 - $Q_{25\%} = 2,39175 \cdot 10^{-7} \cdot (Ad)^2 - 0,0176256 \cdot Ad + 9,11326$

Área drenagem 29400 à 56000 - $Q_{25\%} = 0,0189524 \cdot Ad - 94,1921$

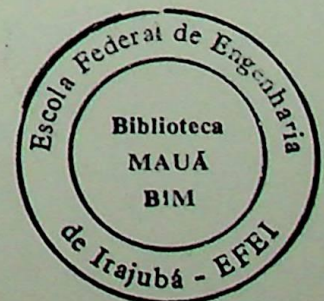
FIGURA-A3.2-Gráfico da função: vazão de 25% por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul

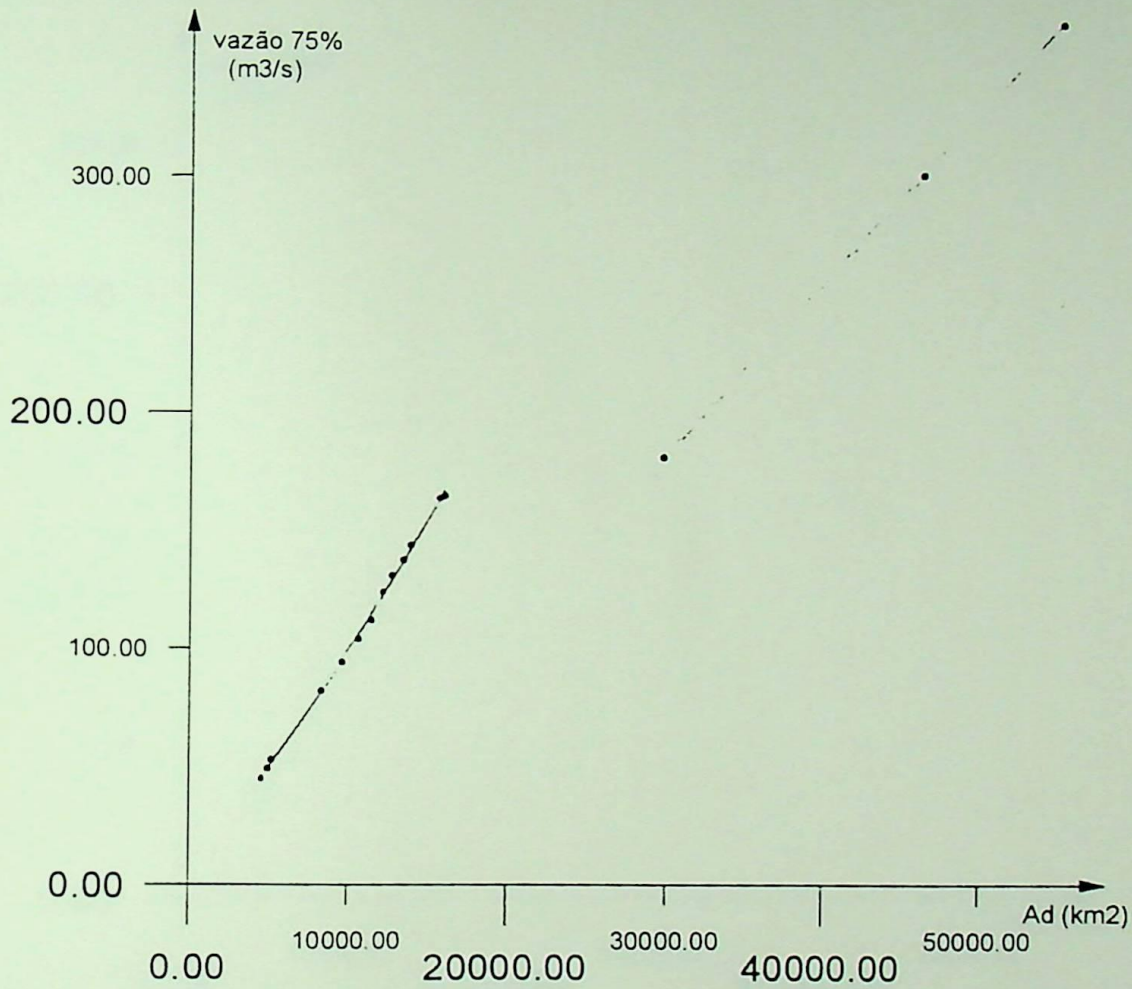


Área drenagem 4540 à 16369 - $Q_{50\%} = 1,69316 \cdot 10^{-7} \cdot (Ad)^2 - 0,0105593 \cdot Ad + 6,8535$

Área drenagem 29400 à 56000 - $Q_{50\%} = 0,0106073 \cdot Ad - 52,2279$

FIGURA-A3.3-Gráfico da função: vazão de 50% por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul

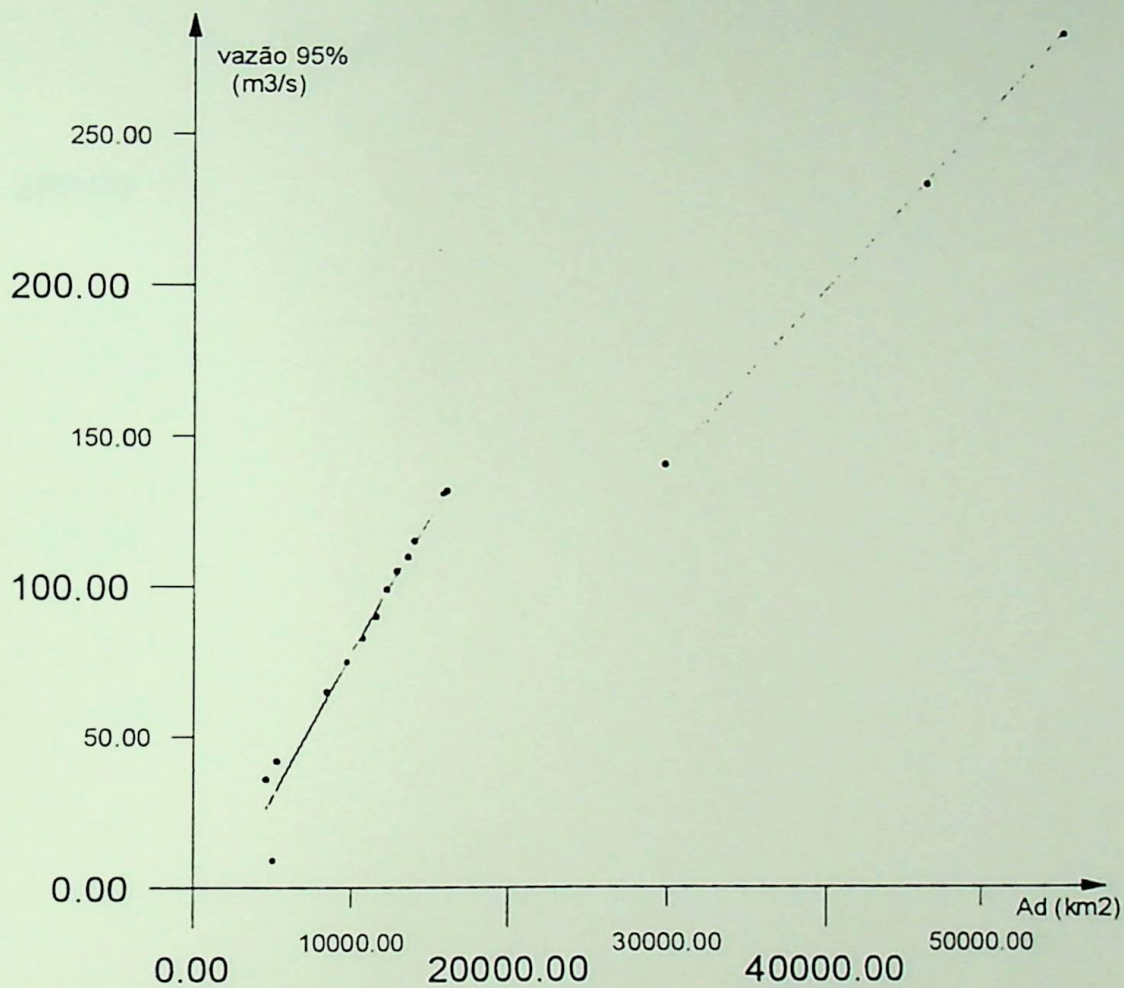




Área drenagem 4540 à 16369 - $Q_{75\%} = 1,34732 \cdot 10^{-7} \cdot (Ad)^2 - 0,007833 \cdot Ad + 7,22033$

Área drenagem 29400 à 56000 - $Q_{75\%} = 0,00728143 \cdot Ad - 36,1105$

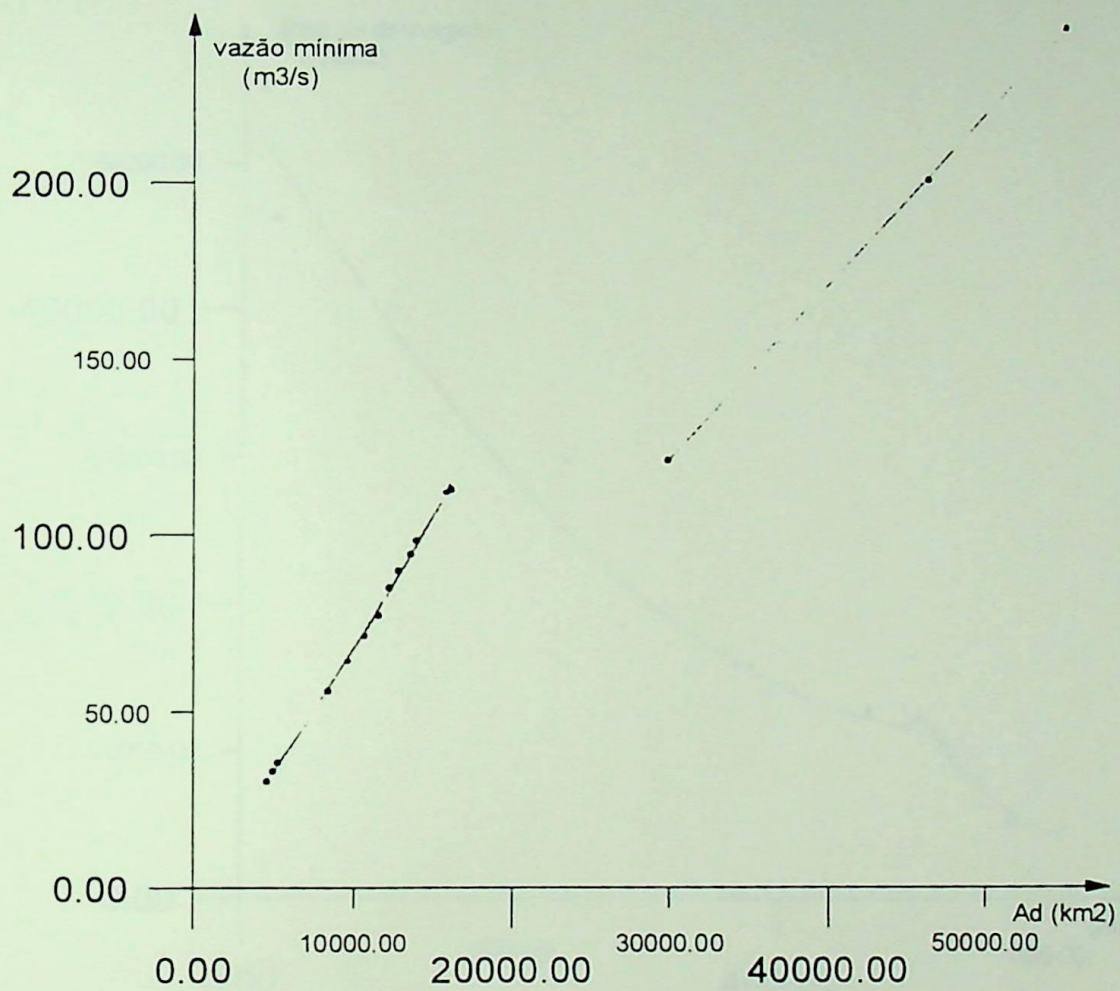
FIGURA-A3.4-Gráfico da função: vazão de 75% por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul



Área drenagem 4540 à 16369 - $Q_{95\%} = 1,0798 \cdot 10^{-7} \cdot (Ad)^2 - 0,00627678 \cdot Ad + 5,48935$

Área drenagem 29400 à 56000 - $Q_{95\%} = 0,0056569 \cdot Ad - 28,7305$

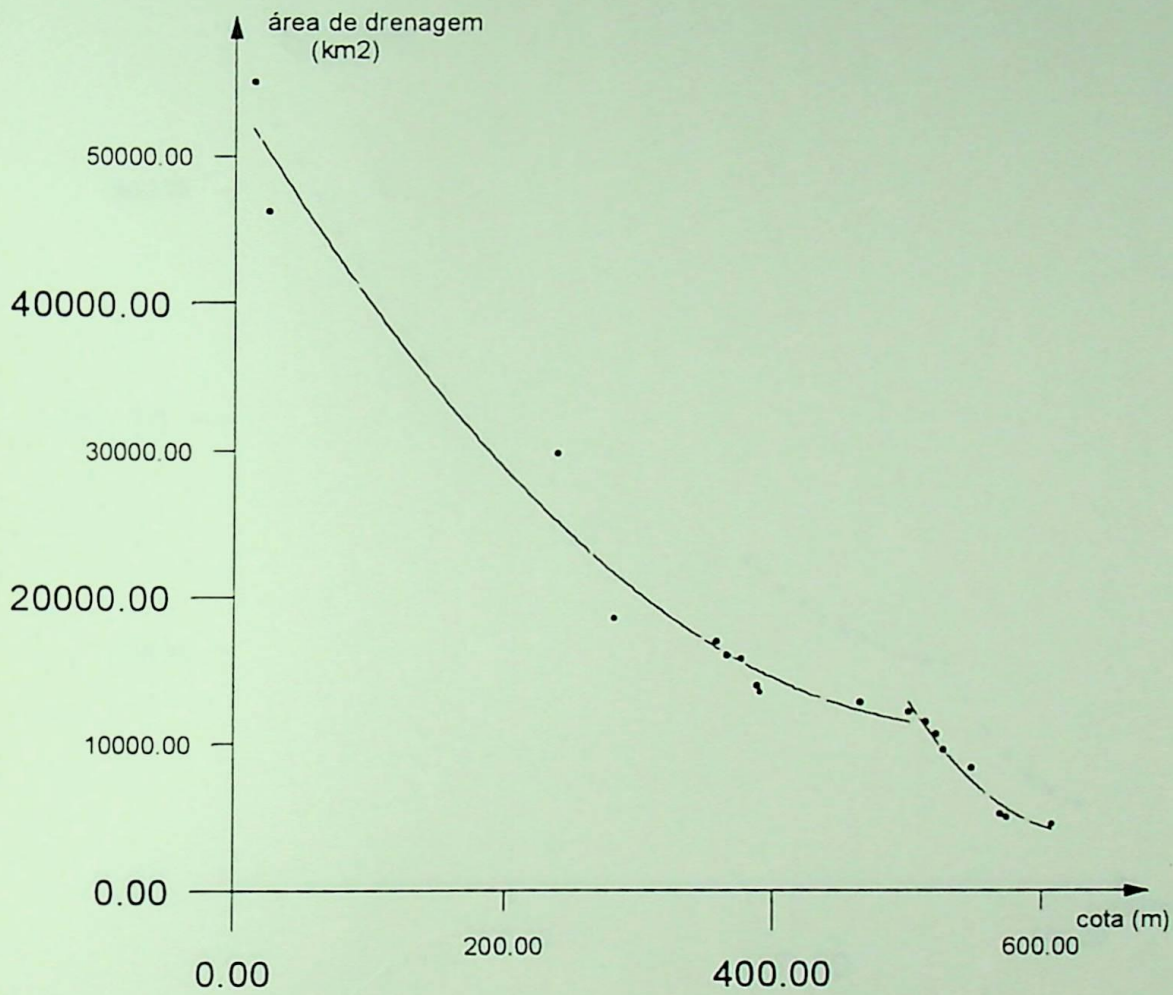
FIGURA-A3.5-Gráfico da função: vazão de 95% por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul



Área drenagem 4540 à 16369 - $Q_{\min.} = 7,91242 \cdot 10^{-8} \cdot (Ad)^2 - 0,000568971 \cdot Ad + 3,20672$

Área drenagem 29400 à 56000 - $Q_{\min.} = 0,00486578 \cdot Ad - 73,1186$

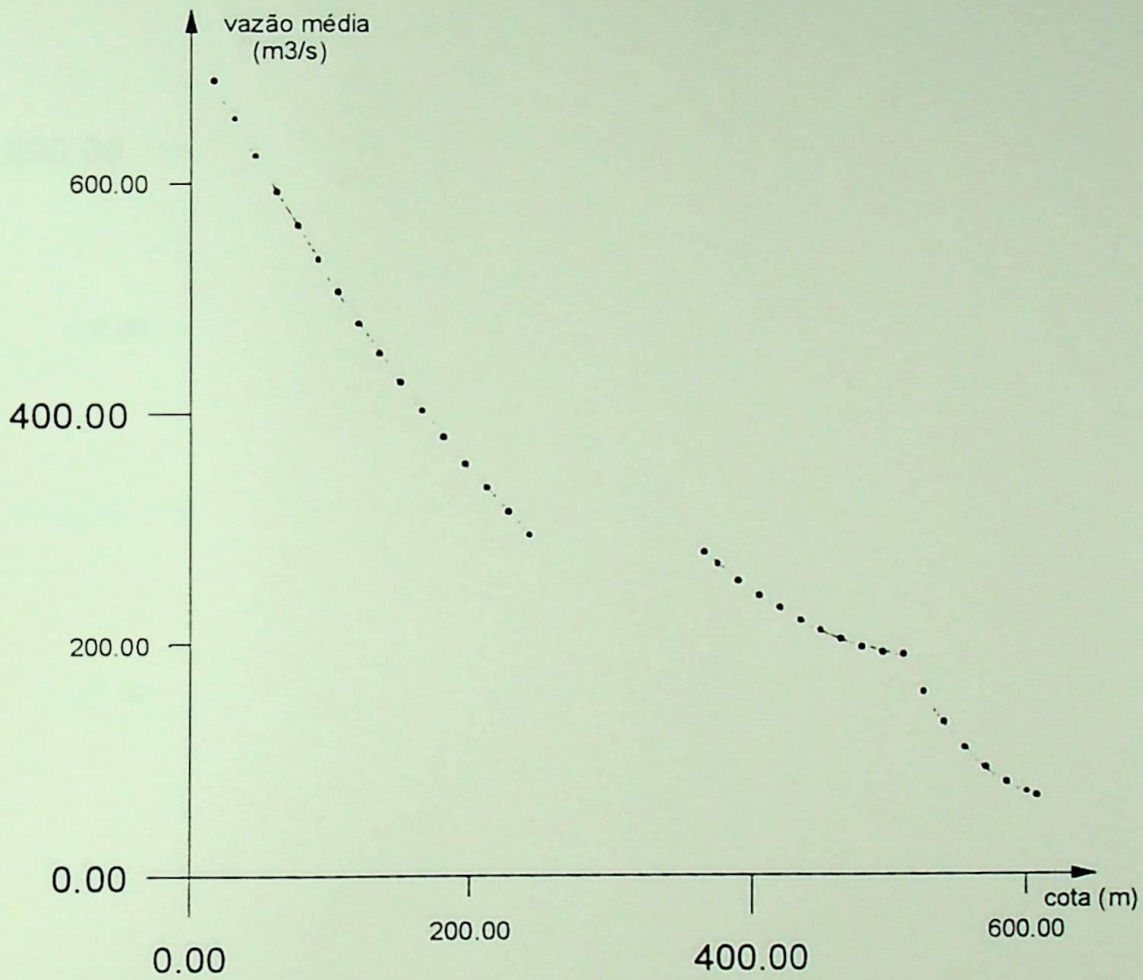
FIGURA-A3.6-Gráfico da função: vazão mínima por área de drenagem referente ao rio Paraíba do Sul



cota 607 à 500 - $Ad = 0,543877 \cdot (Hc)^2 - 682,411 \cdot Hc + 217993$

cota 500 à 13 - $Ad = 0,13751 \cdot (Hc)^2 - 153,655 \cdot Hc + 53890,9$

FIGURA-A3.7- Gráfico da função: área de drenagem por cota referente ao rio Paraíba do Sul

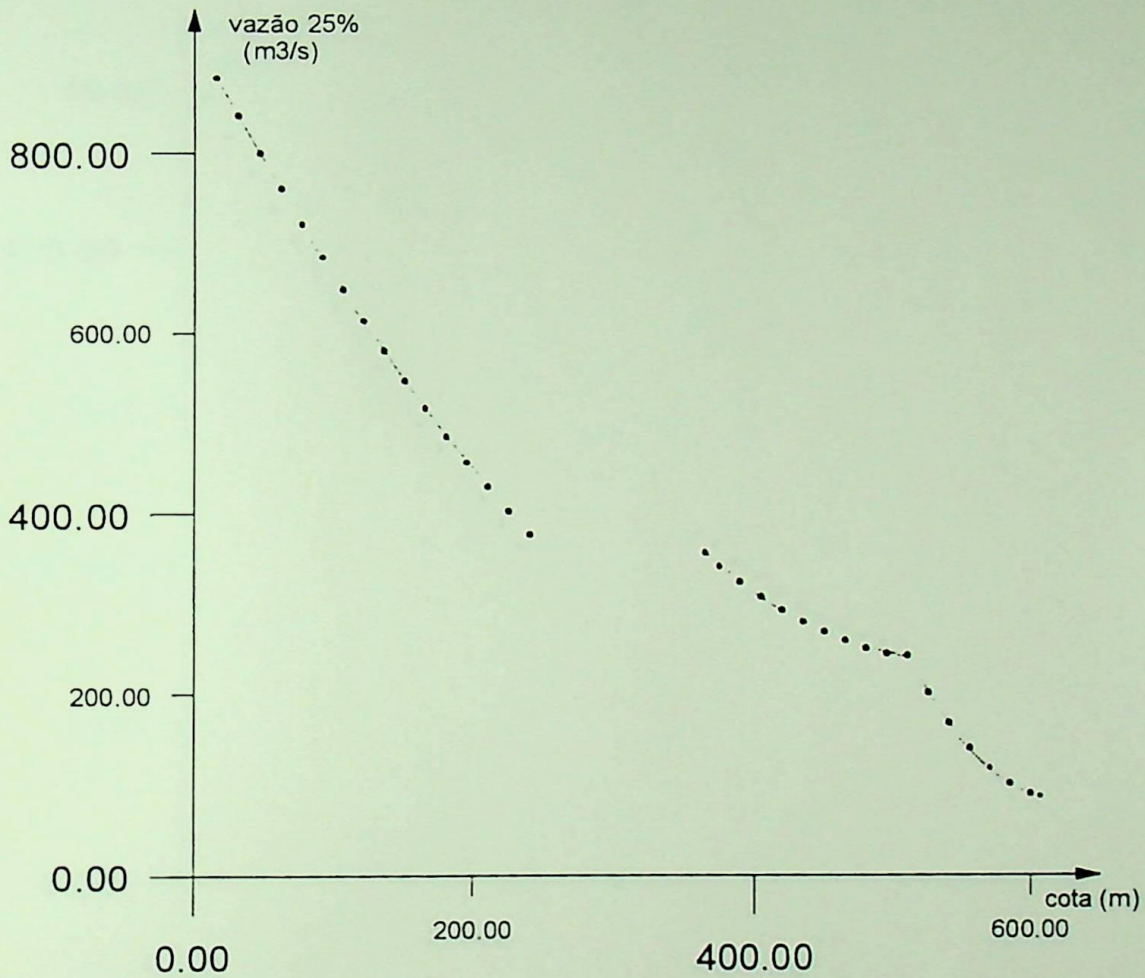


$$\text{cota} - 607 \text{ à } 510 - Q_{\text{med.}} = 0,0101492 \cdot (Hc)^2 - 12,576 \cdot Hc + 3962,59$$

$$\text{cota} - 510 \text{ à } 365 - Q_{\text{med.}} = 0,00300791 \cdot (Hc)^2 - 3,25553 \cdot Hc + 1066,25$$

$$\text{cota} - 240 \text{ à } 15 - Q_{\text{med.}} = 0,00203704 \cdot (Hc)^2 - 2,26905 \cdot Hc + 722,325$$

FIGURA-A3.8- Gráfico da função: vazão média por cota referente ao rio Paraíba do Sul

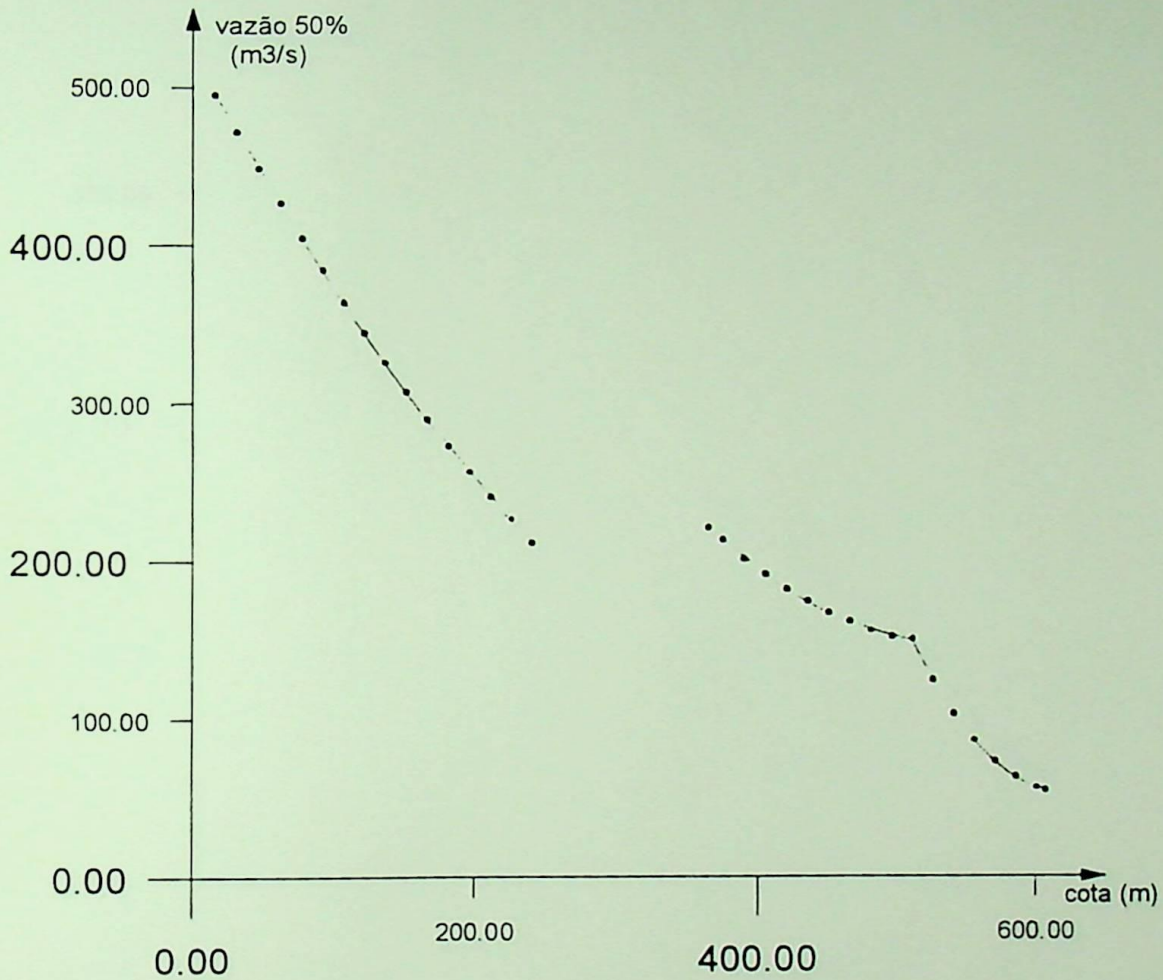


$$\text{cota} - 607 \text{ à } 510 - Q_{25\%} = 0,0128931 \cdot (Hc)^2 - 15,9912 \cdot Hc + 5043,4$$

$$\text{cota} - 510 \text{ à } 365 - Q_{25\%} = 0,00390185 \cdot (Hc)^2 - 4,2051 \cdot Hc + 1370,74$$

$$\text{cota} - 240 \text{ à } 15 - Q_{25\%} = 0,0025957 \cdot (Hc)^2 - 2,90877 \cdot Hc + 926,886$$

FIGURA-A3.9- Gráfico da função: vazão de 25% por cota referente ao rio Paraíba do Sul

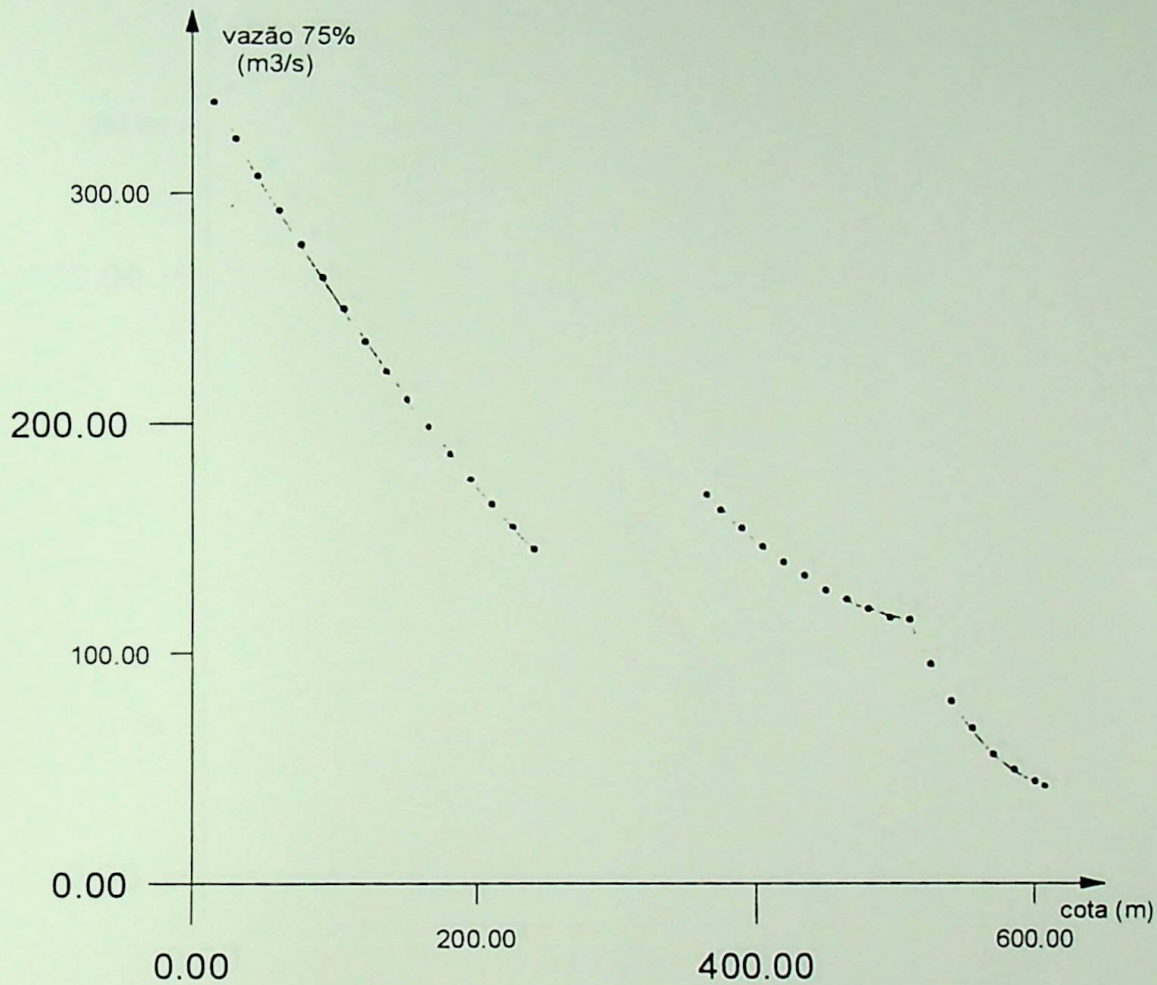


$$\text{cota} - 607 \text{ à } 510 - Q_{50\%} = 0,00819297 \cdot (Hc)^2 - 10,1308 \cdot Hc + 3185,08$$

$$\text{cota} - 510 \text{ à } 365 - Q_{50\%} = 0,00240492 \cdot (Hc)^2 - 2,5998 \cdot Hc + 849,548$$

$$\text{cota} - 240 \text{ à } 15 - Q_{50\%} = 0,00145036 \cdot (Hc)^2 - 1,62808 \cdot Hc + 519,318$$

FIGURA-A3.10- Gráfico da função: vazão de 50% por cota referente ao rio Paraíba do Sul

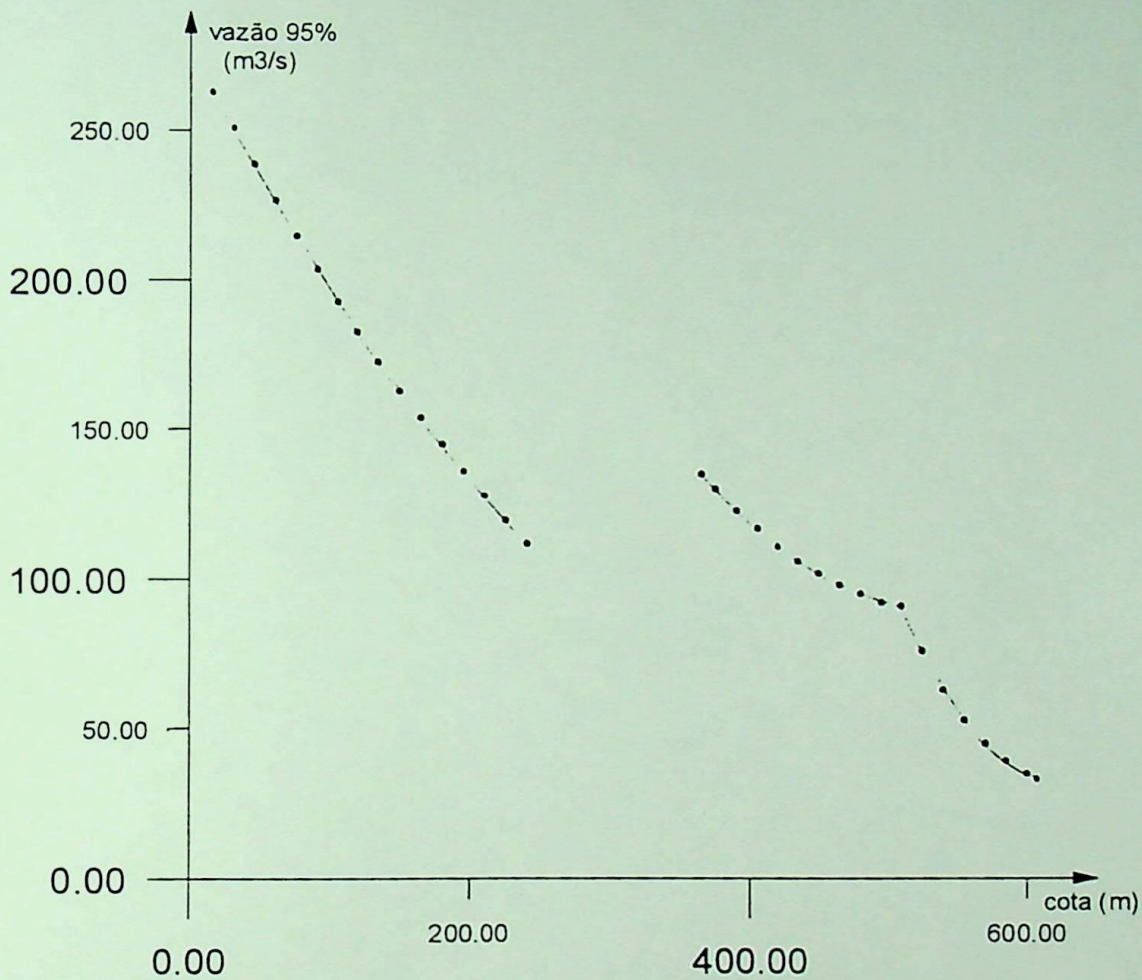


$$\text{cota} - 607 \text{ à } 510 - Q_{75\%} = 0,00602177 \cdot (Hc)^2 - 7,46126 \cdot Hc + 2352,67$$

$$\text{cota} - 510 \text{ à } 365 - Q_{75\%} = 0,0017798 \cdot (Hc)^2 - 1,93757 \cdot Hc + 638,803$$

$$\text{cota} - 240 \text{ à } 15 - Q_{75\%} = 0,00100685 \cdot (Hc)^2 - 1,12341 \cdot Hc + 356,679$$

FIGURA-A3.11- Gráfico da função: vazão de 75% por cota referente ao rio Paraíba do Sul

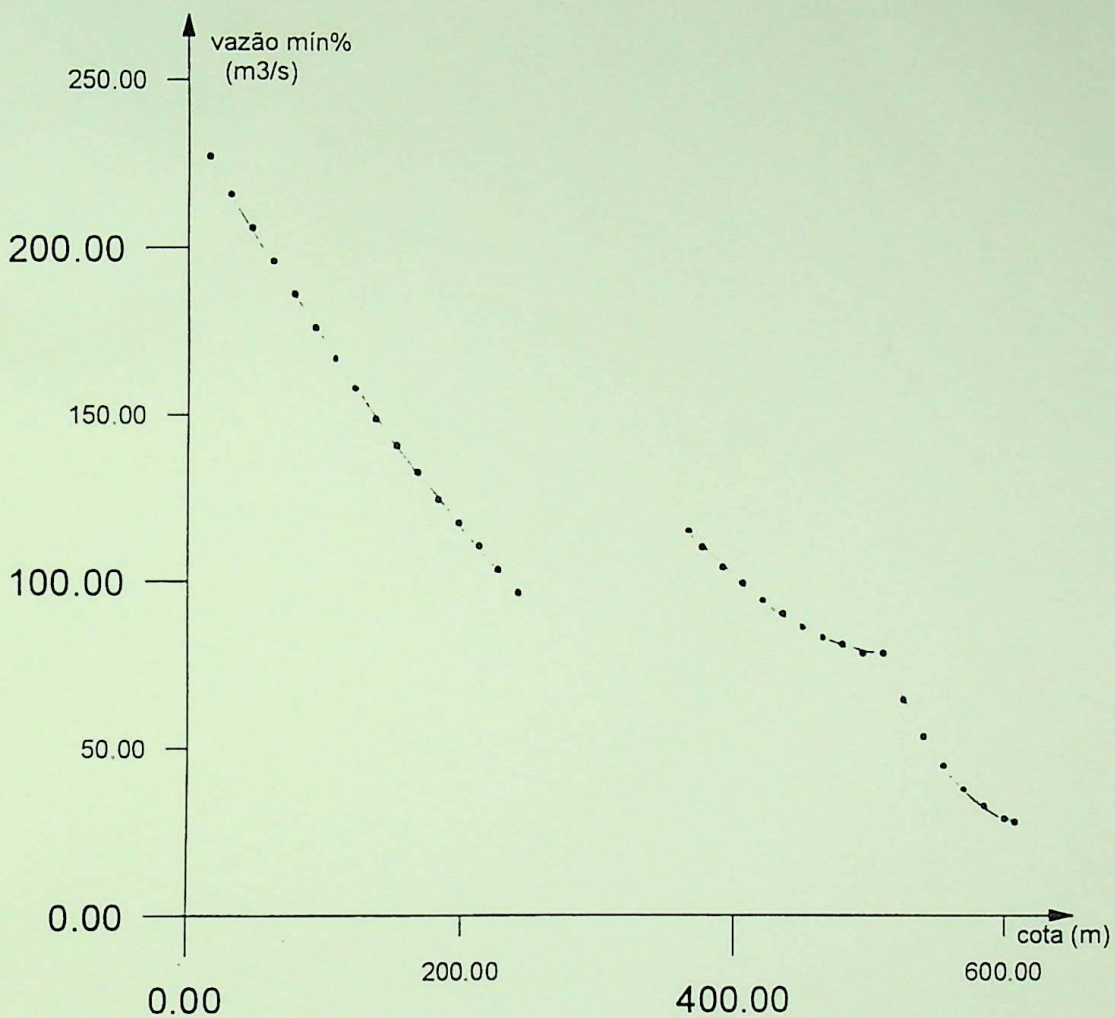


$$\text{cota - 607 à 510} - Q_{95\%} = 0,00475387 \cdot (Hc)^2 - 5,90012 \cdot Hc + 1863,33$$

$$\text{cota - 510 à 365} - Q_{95\%} = 0,00142983 \cdot (Hc)^2 - 1,55668 \cdot Hc + 512,706$$

$$\text{cota - 240 à 15} - Q_{95\%} = 0,000782757 \cdot (Hc)^2 - 0,870976 \cdot Hc + 276,207$$

FIGURA-A3.12- Gráfico da função: vazão de 95% por cota referente ao rio Paraíba do Sul



cota - 607 à 510 - $Q_{\min.} = 0,00434615 \cdot (Hc)^2 - 5,37376 \cdot Hc + 1688,77$

cota - 510 à 365 - $Q_{\min.} = 0,00134333 \cdot (Hc)^2 - 1,43132 \cdot Hc + 459,165$

cota - 240 à 15 - $Q_{\min.} = 0,000673824 \cdot (Hc)^2 - 0,748492 \cdot Hc + 238,132$

FIGURA-A3.13- Gráfico da função: vazão mínima por cota referente ao rio Paraíba do Sul

