

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA
EM BARRAGENS DE ABASTECIMENTO.

Por

LUIS EMERSON TEIXEIRA

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
RECURSOS HÍDRICOS E SANEAMENTO AMBIENTAL DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO
RIO GRANDE DO SUL COMO REQUISITO PARCIAL PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
MESTRE EM ENGENHARIA.

PORTO ALEGRE, FEVEREIRO DE 2014.

GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA EM BARRAGENS DE ABASTECIMENTO.

Por

LUIS EMERSON TEIXEIRA

BACHAREL EM ENGENHARIA EM ENERGIA E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

ESTE TRABALHO FOI DESENVOLVIDO NO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E SANEAMENTO AMBIENTAL DO INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL, SOB A ORIENTAÇÃO DO PROFESSOR DOUTOR ALEXANDRE BELUCO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL, COMO REQUISITO PARCIAL PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA.

BANCA EXAMINADORA:

PROF. DR ELTON GIMENEZ ROSSINI – UERGS.

PROF. DR JOSÉ ANTÔNIO SALDANHA LOUZADA – IPH/UFRGS

PROF. DR LUIZ AUGUSTO MAGALHÃES ENDRES – IPH/ UFRGS.

PORTO ALEGRE, FEVEREIRO DE 2014.

“Tantas vezes pensamos ter chegado,
tantas vezes é preciso ir além.”

Fernando Pessoa

Dedico

À Adriana
ao Matheus e ao Gabriel,
e a toda minha família.

Agradeço

Primeiramente ao Dono de tudo que me deu a vida e os sonhos a serem conquistados.

Ao professor Alexandre Beluco pela oportunidade, orientação e amizade.

Aos Professores Marcelo Marques pelas oportunidades e os dados, ao Professor Luis Endres e a Professora Edith Beatriz pelo apoio e ensinamentos.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pela concessão de bolsa de estudos.

À CORSAN pelos dados e a oportunidade do estudo, em especial ao Senhor Ivo Bertoldo, operador do sistema de água da CORSAN em Santa Maria.

Ao IPH pela possibilidade de desenvolver este trabalho, agradeço a todos os professores e aos colegas do Pavilhão Marítimo pelo auxílio e motivação.

À Debora e ao Mauro pelo incentivo e suporte, e a todos que de alguma forma me auxiliaram nesta caminhada.

Quero agradecer em especial aos amigos Fernanda de Carli Tonial pela convivência, auxílio e incentivo iniciados ainda na graduação lá no século passado e ao Franco Turco Buffon pela aula de reforço de matemática, muito obrigado.

RESUMO

O Brasil é um país afortunado quanto aos recursos hídricos, podendo contar em sua matriz energética com a geração de energia elétrica de origem hídrica, a partir de usinas de várias dimensões. Entretanto, o Brasil vive atualmente um momento de inquietação quanto ao fornecimento de energia elétrica, em razão do limitado acréscimo ao potencial instalado, pelas dificuldades para viabilização de grandes obras, e com os níveis dos reservatórios em valores perturbadoramente baixos. Assim, é primordial o acréscimo de qualquer valor de potência instalada ao sistema energético brasileiro. Nesse panorama, o potencial energético existente em barragens de abastecimento representa um acréscimo que, mesmo pequeno, se mostra de fácil exploração. Este estudo avalia a viabilidade de geração de energia hidrelétrica em barragens de abastecimento de água por meio de bombas centrífugas operadas como turbinas. O uso prioritário para abastecimento estabelece uma disponibilidade limitada do recurso energético, mas o custo bastante inferior das bombas centrífugas, comparado com o custo das turbinas convencionais, garante a viabilidade dessa solução. Este trabalho também discute algumas questões referentes à inexistência de uma cultura voltada ao aproveitamento dos recursos energéticos existentes, nas barragens de abastecimento, que não são objeto das atividades desenvolvidas pelos administradores desses reservatórios. Ao final, é proposta uma solução baseada no emprego de bombas centrífugas como turbinas para a barragem Rodolfo da Costa e Silva, conhecida como Val de Serra, localizada no município de Itaara vizinho a Santa Maria, RS, e operada pela Companhia Riograndense de Saneamento.

Palavras chave: energia hidrelétrica; barragens de abastecimento; bombas como turbinas.

ABSTRACT

Brazil is a country of abundant water resources, hence its energy matrix is based in hydropower plants of variable dimensions. However, Brazil is experiencing a time of concern about the supply of electricity, due to limited increase to the potential installed for the difficulties for the feasibility of large works, and the disturbingly low levels of reservoirs. It is important, therefore, the addition of any amount of installed power to the Brazilian energy system. In this scenario, the energy potential in water supply dams is a potential that can be easily operated. This study has as an objective to evaluate the feasibility of generating hydropower from water supply dams with the use of centrifugal pumps as turbines. The priority use for water supply provides a limited availability of energy resource, but the much lower cost of centrifugal pumps, compared with the cost of the turbines, ensures the viability of this solution. This study also discusses some issues regarding the lack of a culture focused on the use of existing energy resources that are not the object of the activities developed by the administrators of these reservoirs. Finally, it is proposed an approach based on the use of centrifugal pumps as turbines to the dam Rodolfo da Costa e Silva, known as Val de Serra, localized in Itaara near to Santa Maria, RS, and operated by the Companhia Riograndense de Saneamento.

Keywords: hydropower; water supply dams; pumps as turbines.

ÍNDICE

RESUMO	5
ABSTRACT	6
ÍNDICE	7
ÍNDICE DE TABELAS	9
ÍNDICE DE FIGURAS	10
1 INTRODUÇÃO	12
1.1 OBJETIVO	14
1.2 PCH's.	15
1.3 MICRO E MINIGERAÇÃO.	16
2 USO DE EQUIPAMENTOS EM MODO REVERSO	17
2.1 INTRODUÇÃO	17
2.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE MÁQUINAS MOTRIZES HIDRÁULICAS.	17
2.3 BOMBAS FUNCIONANDO COMO TURBINAS – BFT.	21
2.3.1 - <i>Métodos de seleção de equipamentos.</i>	26
2.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE MÁQUINAS GERATRIZES ELÉTRICAS.	29
2.5 MOTORES DE INDUÇÃO OPERANDO COMO GERADORES- MIGs.	35
2.6 GRUPOS GERADORES BFT/MIG EM FUNCIONAMENTO.	37
3 BARRAGENS DE ABASTECIMENTO	38
4 USO DE BFTS EM BARRAGENS DE ABASTECIMENTO	43
4.1 METODOLOGIA BUTU PROPOSTA POR CHAPALLAZ.	43
4.2 METODOLOGIA DESENVOLVIDA POR SHARMA E WILLIAMS	49
4.3 METODOLOGIA PROPOSTA POR VIANA E NOGUEIRA.	52
4.4 APLICAÇÃO DE BFT EM BARRAGENS DE ABASTECIMENTO.	55
4.5 CENÁRIOS DE APLICAÇÃO.	57
5 BARRAGEM RODOLFO DA COSTA E SILVA - ESTUDO DE CASO.	64
5.1 ESTUDO ENERGÉTICO E VIABILIDADE ECONÔMICA.	73
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	77
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
ANEXO I - RESOLUÇÃO Nº 394 DE 04/12/1998	83
ANEXO II - RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482 DE 17/04/2012	85
ANEXO III - RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 517 DE 11/12/2012	90

ÍNDICE DE ABREVIATURAS ESIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

CA – Corrente Alternada (A)

CC – Corrente Contínua (A)

cv – Cavalo-Vapor

DN – Diâmetro Nominal (mm)

f – Frequência em Hertz (Hz)

GWh – Gigawatt-hora

HB – Queda Bruta (m)

HL – Queda Líquida (m)

HP – Perdas de Carga

I – Corrente Elétrica (A)

kW – Kilowatt

kWh – Kilowatt-hora

mca – Metros de Coluna de Água

MME – Ministério de Minas e Energia

NPSH – Net Positive Suction Head

ns – Velocidade Síncrona

P – Potência consumida (W)

PCH's- Pequenas Centrais Hidrelétricas

Q – Vazão de Projeto (m³/s)

rpm – Rotações Por Minuto

s – Escorregamento Percentual

S – Potência Aparente (VA)

U – Tensão em Volts (V)

η – Rendimento%

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1– CLASSIFICAÇÃO DA PCH QUANTO À POTÊNCIA E À QUEDA DE PROJETO.	15
TABELA 2 - PARTIÇÕES TÍPICAS DE CUSTOS PARA CENTRAIS HIDRELÉTRICAS.	16
TABELA 3 – EXEMPLO DE GRUPOS GERADORES BFT/MIG.....	37
TABELA 4 – ROTAÇÃO NOMINAL PARA 4 CONJUNTOS BFT	62
TABELA 5 -ROTAÇÃO NOMINAL PARA 8 CONJUNTOS BFT.....	62
TABELA 6 - CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM RODOLFO DA COSTA E SILVA	65
TABELA 7 – ENERGIA PRODUZIDA PARA 3 CONJUNTOS BFT.	73
TABELA 8 – RETORNO GERADO PARA 25 ANOS DE OPERAÇÃO.	75

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2-1- (A)RODAS DE CIMA, (B)RODAS DE BAIXO. (FONTE: ADAPTADO DE QUANTZ, 1961).	18
FIGURA 2-2- RODA DE LADO. (FONTE: ADAPTADO DE MCÍNTYRE, 1983).	19
FIGURA 2-3- ÁBACO PARA SELEÇÃO DE TURBINAS.(FONTE: ADAPTADO DE TIAGO FILHO, 1990).	20
FIGURA 2-4 - FLUXO DE ÁGUA NA BOMBA QUANDO DA OPERAÇÃO DE BOMBEAMENTO (A)	21
FIGURA 2-5 - CURVAS CARACTERÍSTICAS NORMALIZADAS, VELOCIDADE CONSTANTE. (FONTE: VIANA, 2002),	23
FIGURA 2-6 - REGIÃO PREFERENCIAL PARA APLICAÇÃO BFT. (FONTE: BELUCO 1994).	25
FIGURA 2-7 - TIPOS DE MOTORES ELÉTRICOS MAIS UTILIZADOS. (FONTE: LOBOSCO 1988).	29
FIGURA 2-8 - VISTA EXPLODIDA DE MOTOR DE INDUÇÃO INDUSTRIAL. (FONTE: WEG 2007)	31
FIGURA 2-9 - ALTERNADOR SÍNCRONO.(FONTE: WEG 2011).	33
FIGURA 2-10 – ROTOR TIPO GAIOLA. (FONTE: GUSSOW 1985).	34
FIGURA 2-11 - GERADOR ASSÍNCRONO AUTO-EXCITADO.(FONTE:BELUCO1994).	36
FIGURA 3-1 -USINA DE REPRESAMENTO. (FONTE: ADAPTADO DE SCHREIBER 1977)	40
FIGURA 3-2 - USINA DE DERIVAÇÃO. (FONTE: ADAPTADO DE SCHREIBER 1977).	40
FIGURA 3-3 - USINAS DE DESVIO. (FONTE: ADAPTADO DE SCHREIBER 1977).	41
FIGURA 4-1 - ESTIMATIVA DO RENDIMENTO DA BOMBA. (FONTE: CHAPALLAZ ET AL 1992)	44
FIGURA 4-2 - COEFICIENTE DE ALTURA. (FONTE: ADAPTADO DE CHAPALLAZ ET AL 1992),	44
FIGURA 4-3 - COEFICIENTE DE VAZÃO. (FONTE: ADAPTADO DE CHAPALLAZ ET AL 1992).	45
FIGURA 4-4 – PLANILHA DE CÁLCULO UTILIZANDO O MÉTODO CHAPALLAZ	46
FIGURA 4-5–INTERPOLAÇÃO RENDIMENTO; N_{QB} VERSUS Q_B .	47
FIGURA 4-6 – INTERPOLAÇÃO CA ; N_{QB} VERSUS CURVAS DE RENDIMENTO.	47
FIGURA 4-7 - INTERPOLAÇÃO CQ ; N_{QB} VERSUS CURVAS DE RENDIMENTO.	48
FIGURA 4-8 - PLANILHA DE CÁLCULO DA H_B E Q_B PARA O MÉTODO CHAPALLAZ.	48
FIGURA 4-9 - PLANILHA DE CÁLCULO AJUSTE E POTÊNCIA PARA O MÉTODO CHAPALLAZ	49
FIGURA 4-10 - PLANILHA DE CÁLCULO DE H_T E Q_T PARA O MÉTODO SHARMA/WILLIAMS.	51
FIGURA 4-11 - PLANILHA DE CÁLCULO DE AJUSTE DA H_T E Q_T PARA O MÉTODO SHARMA/WILLIAMS	52
FIGURA 4-12 PLANILHA DE CÁLCULO ROTAÇÃO ESPECÍFICA MÉTODO VIANA.	53
FIGURA 4-13 - COEFICIENTES K_A E K_Q VERSUS ROTAÇÃO ESPECÍFICA DA BFT. (FONTE: VIANA ET AL, 1990).	53
FIGURA 4-14 – PLANILHA DE CÁLCULO ALTURA E VAZÃO MÉTODO VIANA.	54
FIGURA 4-15– CAMPO DE APLICAÇÃO DE BOMBAS.(FONTE: CATÁLOGO KSB 2009).	54
FIGURA 4-16 - PLANILHA DE CÁLCULO POTÊNCIA MÉTODO VIANA.	55
FIGURA 4-17 – NÚMERO DE MÁQUINAS COM ROTAÇÃO NOMINAL 880 RPM.	58
FIGURA 4-18 - NÚMERO DE MÁQUINAS COM ROTAÇÃO NOMINAL 1.160 RPM.	59
FIGURA 4-19 - NÚMERO DE MÁQUINAS COM ROTAÇÃO NOMINAL 1.750 RPM.	60
FIGURA 4-20-NÚMERO DE MÁQUINAS VERSUS 880; 1.160; 1.750 RPM.	61
FIGURA 5-1– PLACA DE IDENTIFICAÇÃO DA BARRAGEM.	64
FIGURA 5-2 – LOCALIZAÇÃO BARRAGEM RODOLFO DA COSTA E SILVA, “VAL DE SERRA”.	64
FIGURA 5-3 – BARRAGEM RODOLFO DA COSTA E SILVA “VAL DE SERRA”, (FONTE: CORSAN 1996)	65
FIGURA 5-4 – VISTA DA BARRAGEM, LAGO E ÁREAS CIRCUNDANTES.	66
FIGURA 5-5 – BARRAGEM E VERTEDOURO.	67

FIGURA 5-6 - VÁLVULA DISPERSORA PERCENTUAIS DE ABERTURA VERSUS VAZÃO. (FONTE: CORSAN 1996.).....	67
FIGURA 5-7 – VÁLVULA DISPERSORA ROWELL DN600 MM.	68
FIGURA 5-8 – DETALHE DO CONDUTO DA VÁLVULA DISPERSORA. (FONTE: CORSAN 1996).....	68
FIGURA 5-9 – NÍVEL BARRAGEM.	69
FIGURA 5-10– PLANILHA DE CÁLCULO SELEÇÃO BFT.	70
FIGURA 5-11 - – PLANILHA DE CÁLCULO SELEÇÃO BFT..	71
FIGURA 5-12 – CURVAS DE DESEMPENHO DE BOMBAS CENTRIFUGAS. (FONTE: ADAPTADO DE ÍMBIL 2013).....	72
FIGURA 5-13 – CUSTO DE AQUISIÇÃO DA TURBINA E DAS BFT.	74
FIGURA 5-14 - RETORNO FINANCEIRO PARA DIFERENTES SOLUÇÕES.....	76

1 INTRODUÇÃO

A energia é um insumo fundamental para assegurar o desenvolvimento econômico e social de uma nação. Seu uso está diretamente ligado à satisfação das necessidades humanas, tais como alimentação, habitação, transporte e saúde, sendo seu consumo associado ao bem-estar da sociedade.

O uso de energia oportuniza crescimento econômico e melhoria das condições de vida da população, tornando-se necessária a expansão da oferta, entretanto, problemas ambientais e impactos, tais como, aquecimento global e poluição, obrigam que essa expansão ocorra de forma sustentável, privilegiando as fontes renováveis.

Um país em desenvolvimento, como o Brasil que possui dimensões continentais, apresenta uma crescente demanda energética e um enorme potencial ainda não explorado para a implantação de pequenas centrais hidrelétricas, fonte de energia renovável, paralelamente enfrenta a escassez de recursos financeiros para investimento no setor energético.

... O aumento do consumo final de eletricidade, de 3,8 %, puxado pelas famílias e pelo setor de serviços, foi atendido com aumento da geração térmica convencional, especialmente das usinas movidas a gás natural, cuja participação na matriz cresceu de 4,4 % para 7,9 %. ...

...A geração de autoprodutores em 2012 participou com 14,1 % do total produzido, considerando o agregado de todas as fontes utilizadas... (BEN 2013).

Se os níveis de aumento do consumo de energia forem da ordem de 5 % ou 6 % ao ano, teremos o consumo de energia duplicado em 13 anos ou 12 anos, respectivamente.

Alternativas devem ser encontradas para ocupar as lacunas abertas pelo aumento da demanda e as questões de sustentabilidade não podem ser deixadas em segundo plano. Energia limpa e renovável, pouco impactante e barata deve ser alvo do desenvolvimento de tecnologias e estudos.

Neste contexto a microgeração esta inserida, a partir da publicação, pela ANNEL, da Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012, e alterada na Resolução Nº 517 de dezembro 2012, que estabelecem as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e institui o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

A partir da regulamentação em 2012 que diminuiu a burocracia, regulando as relações de produção/consumo e compensação de energia elétrica, disponibilizou-se o acesso às redes de distribuição tornando mais viável a produção independente e a autoprodução. Este movimento é evidenciado no desempenho registrado no mais recente Balanço Energético Nacional, organizado pela Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - BEN 2013, onde aproximadamente 14 % da energia elétrica gerada no país é proveniente de autoprodução.

Os aproveitamentos geralmente são operados por autoprodutores para fins de consumo próprio e estão associados a empreendimentos agroindustriais. Supõe-se que existem mais de mil micros e minicentrais com potências médias de 300 kW e seu estado de conservação é ignorado, (TIAGO FILHO, 2000).

Levando-se em consideração, que os custos relativos ao grupo turbina e gerador elétrico para uma microcentral hidrelétrica, segundo estimativas, representam em torno de até 40 % do total do investimento (TIAGO FILHO, 1990), alternativas para minimizar estes custos são necessárias. A utilização de bombas centrífugas funcionando como turbinas – BFTs pode representar uma boa opção, uma vez que estes equipamentos têm como características o baixo custo devido à sua ampla disponibilidade no mercado, aliada ao seu bom funcionamento como turbina.

Outro fator para reduzir os custos de implantação de uma microcentral hidrelétrica, é a utilização de motores de indução como geradores. Para potências até 10 kVA o gerador de indução e o banco de capacitores necessário para sua excitação custam a metade do preço de um gerador síncrono com potência equivalente. Para potências até 25 kVA esta diferença se reduz para um terço. (CHAPALLAZ et al, 1992).

Portanto, a partir de pequenas obras de engenharia ou adaptações a estruturas já existentes, torna-se viável o emprego de sistemas geradores de baixa potência, utilizando-se equipamentos de mercado em modo reverso, a baixo custo de implantação e manutenção.

1.1 Objetivo

O objeto deste trabalho é investigar a possibilidade e a viabilidade de gerar energia elétrica em barramentos construídos com a finalidade de acumulo de água para abastecimento de consumo humano ou para outros fins, tais como, o uso agrícola.

Através da comparação entre metodologias de seleção, exemplificar que equipamentos em modo reverso (bombas centrífugas como turbinas - BFTs), constituem uma solução simples e economicamente viável, em substituição às turbinas hidrelétricas clássicas.

Auxiliar os administradores de barragens, que não tem “doutrinas” de geração hidrelétrica, a mudarem este paradigma, criado anteriormente, quando do projeto da barragem onde não é considerado o potencial energético presente no empreendimento.

A escolha do conjunto gerador é parte fundamental, dentre as diversas atividades, para alcançar este objetivo, portanto, para a seleção do equipamento em modo reverso (BFTs) adequado ao aproveitamento em estudo, a literatura cita métodos diversos, dentre os mais referenciados destacam-se três, listados a seguir:

- A metodologia denominada BUTU proposta por Chapallaz et al. (1992), desenvolvida no México;
- A metodologia desenvolvida por Willians (1995), onde seus estudos apresentam uma metodologia simplificada originada na Índia, quepropõe correções nas equações de Sharma (1985), adicionando fatores de correção de altura e velocidade;
- A metodologia apresentada nos trabalhos de Viana (1987) e Viana e Nogueira (1990) onde, a partir de ensaios em laboratório, obtiveram coeficientes de altura e vazão, e com estes coeficientes, a seleção da bomba para operar com turbina fica facilitada.

No quarto capítulo deste trabalho serão descritas cada uma das metodologias relacionadas anteriormente, e para auxiliar sua compreensão serão acompanhadas por planilhas de cálculo exemplificando seu funcionamento.

1.2 PCH's.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's, foram redefinidas através da Resolução ANEEL 394 de 1998, com as seguintes características, tendo potência total instalada entre 1 MW e 30 MW e área inundada até 3,0 km², para a cheia centenária.

As centrais quanto à capacidade de regularização, segundo o Manual da Eletrobrás, são classificadas em: a fio d'água, de acumulação, com regularização diária ou mensal do reservatório.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas a fio d'água são adotadas quando a vazão mínima do rio for maior que a descarga necessária para atender à demanda de geração elétrica. A adução poderá ser feita com barramento mínimo, considerando que o aproveitamento energético do local será parcial, havendo descargas contínuas pelo vertedouro. Não havendo flutuações de nível e sendo pequenas as barragens, as perdas de terra e os impactos ecológicos também serão mínimos, devendo dar-se atenção, não obstante, aos aspectos referentes à migração de peixes ao longo do rio barrado.

Já as Pequenas Centrais Hidrelétricas de acumulação são construídas quando a vazão do curso d'água não é suficiente para suprir a descarga necessária ao sistema gerador.

A barragem acumulará a água nas horas de baixo consumo elétrico, para empregá-la nos períodos de alta demanda. Nesses casos, o deplecionamento será pronunciado, ocasionando efeitos ecológicos, especialmente sobre a vida aquática e outros usos das águas, tanto no reservatório como a jusante, onde o fluxo se tornará artificialmente intermitente.

Outra classificação encontrada na bibliografia se refere ao Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas, disponibilizado pela Eletrobrás, que classifica as PCH's, Pequenas Centrais Hidrelétricas, em três categorias, conforme Tabela 1, abaixo:

Tabela 1– Classificação da PCH quanto à potência e à queda de projeto.

<i>Classificação das centrais</i>	<i>Potência P (kW)</i>	<i>Queda de projeto - H(m)</i>		
		<i>Baixa</i>	<i>Média</i>	<i>Alta</i>
Micro	P<100	H<15	15<H<50	H>50
Mini	100<P<1.000	H<20	20<H<100	H>100
Pequenas	1.000<P<30.000	H<25	25<H<130	H>130

(Fonte: Eletrobrás – Diretrizes para projetos de PCH.)

1.3 Micro e minigeração.

Os aproveitamentos hidrelétricos podem assumir proporções e aspectos construtivos diversos relacionados às condições do local a ser aproveitado, fazendo com que cada usina apresente características próprias.

A geração de pequenos valores de potência permite simplificações consideráveis no projeto, dimensionamento e na construção dos vários componentes utilizados. A possível proximidade dos centros de consumo, em aproveitamento de pequenos cursos d'água próximos às comunidades consumidoras, evita ou reduz a construção de longas e custosas linhas de transmissão.

As dimensões usualmente reduzidas de μ CH's também podem incorrer em vantagens adicionais ao empreendimento.

A operação da usina pode ser efetuada por um reduzido quadro de trabalhadores, que, dependendo das dimensões do projeto podem ser moradores próximos, recrutados e treinados na própria comunidade. Os custos e prazos de entrega podem ser reduzidos significativamente com a utilização de equipamentos padronizados. Na Tabela 2 podem ser observadas as partições típicas de custos para centrais hidrelétricas.

Tabela 2 - Partições típicas de custos para centrais hidrelétricas.

<i>Classificação das centrais</i>	<i>Projeto e fiscalização</i>	<i>Construção civil e instalação de equipamentos</i>	<i>Equipamentos eletromecânicos(CIF)</i>
GCH / MCH	5%	80%	15%
PCH / mCH	10%	55%	35%
μ CH	20%	30%	50%

Fonte: Eletrobrás – Diretrizes para projetos de PCH.

Grande parte do custo, em projetos de pequenos aproveitamentos hidroenergéticos, se refere à aquisição do grupo gerador. Diversas pesquisas citam como alternativa, a utilização de *bombas funcionando como turbina BFTs*, termo utilizado pelos pesquisadores, e *motores de indução operando como gerador MIGs*.

Esses equipamentos, por serem fabricados em série e escala, apresentam menores custos, tem sua robustez e tecnologia de produção difundida, representando uma vantagem econômica sobre grupos geradores convencionais, normalmente fabricados sob encomenda a partir das especificações definidas para empreendimento em estudo.

2 USO DE EQUIPAMENTOS EM MODO REVERSO

2.1 Introdução

No Brasil, em 1988 surgiu o projeto *BFTs (Bombas Funcionando como Turbinas)*, com o objetivo de desenvolver pesquisas e testes com vários tipos de bombas e apresentá-las como uma alternativa simples para eletrificação do meio rural. Este projeto foi coordenado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI) que, em várias reuniões, com a presença de representantes do Ministério das Minas e Energia, do Ministério da Agricultura, do Ministério da Indústria e Comércio e do Banco do Brasil (que seria o responsável por possíveis financiamentos), e para as quais também foram convidados vinte e oito fabricantes de bombas centrífugas de todo o Brasil, expuseram os conhecimentos relativos ao assunto com o fim de repassar “know-how” aos fabricantes, estimulando-os a uma ativa participação nesse possível novo mercado.

O governo federal pretendia colaborar neste projeto através da elaboração de cartilhas explicativas para os pequenos proprietários rurais, utilizando a EMATER (Empresa Brasileira de Assistência Técnica à Extensão Rural) para esclarecimentos, portanto, liberaria a divulgação à opinião pública apenas depois de ter certeza que os fabricantes poderiam oferecer o menor preço possível e equipamentos robustos e confiáveis, com economia de escala e fácil manutenção.

O projeto BFT não teve continuidade, e seu fracasso provavelmente ocorreu devido à falta de interesse por parte dos fabricantes, ou pelo seu julgamento de que os investimentos mínimos necessários, em testes e em marketing, não justificariam a entrada neste novo ramo de atividades. (Beluco, 1994).

2.2 Considerações sobre máquinas motrizes hidráulicas.

As máquinas motrizes hidráulicas têm como definição, transformar energia hidráulica em trabalho mecânico, fornecido a uma carga acoplada a seu eixo. São de diversas construções, projetadas para atender determinados parâmetros como os valores de vazão e de queda disponíveis para seu aproveitamento.

Estruturalmente, podem apresentar eixo vertical ou horizontal, variando de acordo com as necessidades de acoplamento a carga, geradores ou polias de transmissão.

As máquinas motrizes podem ser divididas em rodas hidráulicas e turbinas hidráulicas.

As *rodas hidráulicas* surgiram na antiguidade, desde então o conhecimento sobre a energia contida nos fluidos e a sua utilização tem sido fato gerador de desenvolvimento humano. Sistemas de irrigação já eram utilizados na Mesopotâmia cerca de 3000 a.C. Em meados do século II a.C., povos egípcios e gregos usavam rodas d'água para o acionamento de equipamentos mecânicos rudimentares, utilizados também na moagem de grãos e cereais.

Com o tempo, devido à extrema simplicidade, os conhecimentos necessários para sua construção foram sendo dominados pelos principais povos do planeta. As rodas revelaram-se suficientes para satisfazer as necessidades do modo de vida medieval. Porém, com a revolução industrial, e o desenvolvimento da tecnologia, surge a demanda por máquinas mais eficientes e mais apropriadas às novas necessidades.

As rodas hidráulicas podem ser classificadas, conforme a zona na qual recebem alimentação.

Em *rodas com alimentação superior*, a água atua principalmente pelo seu peso, sem exercer ação de impulsão sobre as pás, preenchendo os espaços existentes entre elas durante o seu movimento para baixo, no sentido de rotação da máquina, conforme Figura 2-1 A.

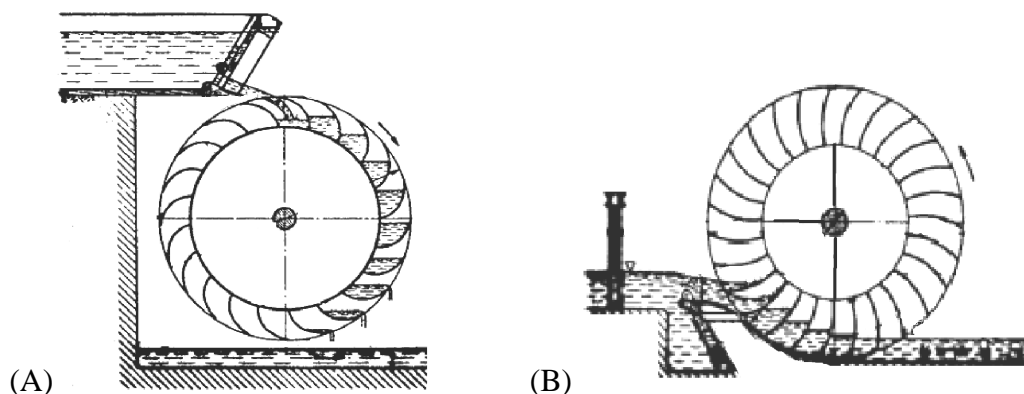


Figura 2-1- (A)Rodas de cima, (B)Rodas de baixo. (fonte: adaptado de Quantz, 1961).

As *Rodas com alimentação inferior*, representadas na Figura 2-1 B, são empregadas nas menores quedas, onde a água atua por velocidade, impulsionando as pás, apresentam rendimento inferior a 65 %.

Rodas com alimentação a meia altura, recebem o fluxo de água próximo à altura do eixo, e sofrem ação simultaneamente por peso e por velocidade, são empregadas geralmente em quedas entre 1,5 m e 5,0 m.

A Figura 2-2 retrata um esboço de uma roda hidráulica com alimentação à meia altura, onde se observa um distribuidor, que divide e orienta o fluxo de água de forma mais adequada evitando o choque com as pás.

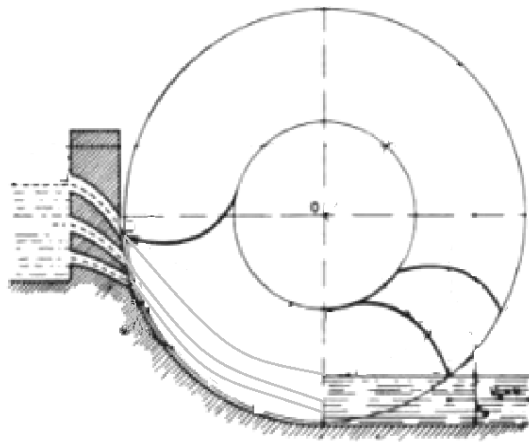


Figura 2-2- Roda de lado. (fonte: adaptado de McIntyre, 1983).

A principal desvantagem das rodas em relação às turbinas reside no fato de operarem com rotações muito baixas, exigindo o emprego de complexas e dispendiosas transmissões para o acionamento de máquinas modernas e de geração de energia elétrica.

Nas *turbinas hidráulicas*, a água movimenta-se com velocidade e direção determinadas de maneira a levar o rendimento ao máximo. Ao passar pelo rotor ela varia sua velocidade em magnitude e direção devido ao contato com as pás, que recebem a ação das forças exercidas, entregando potência mecânica ao eixo.

As turbinas podem ser classificadas de várias maneiras, de acordo com diferentes parâmetros.

As classificações mais esclarecedoras dizem respeito à forma de atuação da água sobre o rotor e à direção do movimento da água em relação ao rotor.

Quanto à forma de atuação da água sobre o rotor têm-se as *turbinas de reação*, onde a pressão no rotor varia durante a conversão hidromecânica de energia, e as *turbinas de ação*, onde a conversão da energia hidráulica em mecânica ocorre com o escoamento no rotor à pressão constante.

Sob o ponto de vista hidráulico a seleção da turbina para um aproveitamento hidrelétrico se dá principalmente a partir de dois parâmetros: vazão de projeto Q e queda líquida H_L , sendo esta obtida subtraindo-se as perdas de carga H_P no sistema de adução da queda topográfica ou altura bruta H_B .

Nas turbinas tangenciais o rotor não opera submerso, diferentemente das turbinas radiais, de escoamentos mistos e axiais, que operam com rotor submerso.

As turbinas radiais são aquelas onde o fluxo de água, em sua ação sobre o rotor, mantém-se aproximadamente sobre um plano normal ao eixo da turbina. Nas turbinas axiais o fluxo de água percorre trajetórias helicoidais em torno do eixo da turbina.

As turbinas tangenciais, por sua vez, são aquelas em que a água é lançada em forma de jato sobre as pás do rotor, segundo direção tangente ao seu contorno.

2.3 Bombas Funcionando como Turbinas – BFT.

Bombas são máquinas geratrizes, convertendo energia mecânica, fornecida pelo motor, primeiramente em energia cinética (de velocidade) e, finalmente, em energia de pressão. Já uma turbina realiza o processo oposto, convertendo a energia hidráulica disponível em potência no eixo, sendo considerada uma máquina motriz.

Observando-se as características, construtivas e hidráulicas de bombas e de turbinas, percebe-se que estes equipamentos são bastante semelhantes, desempenhando, porém, processos opostos quando em reverso, a Figura 2-4, ilustra uma bomba centrífuga funcionando como bomba e como turbina, bem como suas partes principais.

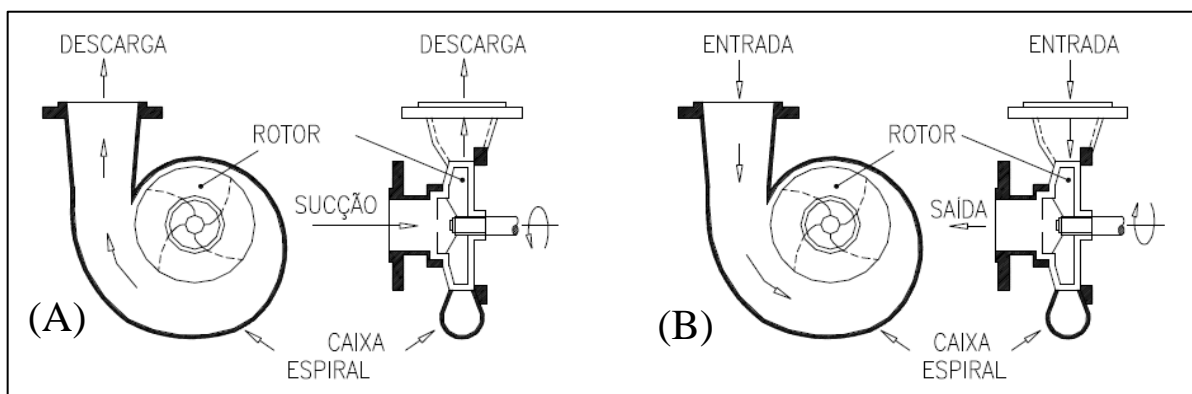


Figura 2-4 - Fluxo de água na bomba quando da operação de bombeamento (A) e da geração de energia mecânica (B) (fonte: Viana, 1987).

No caso do funcionamento como bomba (figura 2-4 A), o líquido entra na sucção à baixa pressão, transforma energia de velocidade em pressão através do rotor e sai pela descarga.

No funcionamento como turbina (figura 2-4 B), o líquido entra com energia de pressão, aciona o rotor em reverso e sai com baixa pressão.

Para que a bomba centrífuga funcione como turbina, o sentido do fluxo de escoamento de água inverter-se-á e, por consequência, haverá a inversão no sentido de rotação.

Vantagens e Desvantagens no uso de BFTs são citadas por diversos autores Chapallaz et al. (1992) e Willians (1995) enumeram uma série de vantagens da utilização de BFTs, em substituição às turbinas convencionais em pequenos aproveitamentos, sendo elas:

- Vantagens econômicas: bombas são mais baratas que turbinas, uma vez que seu mercado consumidor é muito amplo, ocorrendo, portanto, produção em massa, o que não acontece com turbinas;
- Disponibilidade: a disponibilidade de bombas e suas peças de reposição é muito maior do que de turbinas, principalmente em países em desenvolvimento;
- Construção: bombas são simples e robustas, não exigindo conhecimento técnico altamente qualificado para sua manutenção;
- Bombas e motores podem ser adquiridos em conjunto, formando um grupo gerador completo;
- Bombas comercialmente apresentam uma ampla faixa de tamanhos e potências, atendendo aos mais diversos tipos de aproveitamento, desde 0,3 kW até 300 kW;
- O tempo de entrega de bombas é infinitamente menor que o de turbinas;
- A instalação de grupos moto-bomba é mais simples que a de grupos geradores convencionais;
- Grupos moto-bomba, com acoplamento direto, reduzem as perdas na transmissão de potência através de correias, por exemplo.

Desvantagens também são relacionadas quando do emprego de BFTs:

- Em certos casos, possuem rendimento um pouco inferior se comparado ao rendimento das turbinas convencionais;
- Não possuem sistemas de regulação de carga;
- Não possuem sistemas de controle de vazão;
- Devem operar com potência constante, não admitindo variações de carga (a não ser que se utilize um regulador de carga).

Para a seleção dos conjuntos, devem-se observar as características de cada equipamento, a Figura 2-5 mostra uma comparação das características de operação de uma bomba centrífuga, com as da mesma bomba funcionando como turbina, em velocidade constante.

As curvas são normalizadas pelos valores de queda ou altura, vazão, rendimento e potência da bomba no ponto de melhor rendimento.

Pode-se observar que o ponto de melhor rendimento para a BFT, ponto localizado dentro do círculo em vermelho na Figura 2-5, ocorre para valores de altura H_t e vazão Q_1 maiores que os correspondentes ao ponto de melhor rendimento como bomba.

O valor máximo de rendimento é essencialmente o mesmo para ambos os modos de funcionamento, sendo que, para o funcionamento como turbina, ele apresenta variações pequenas para uma faixa maior de valores de vazão, a curva característica de rendimento esta menos pronunciada, pontos dentro do retângulo em vermelho.

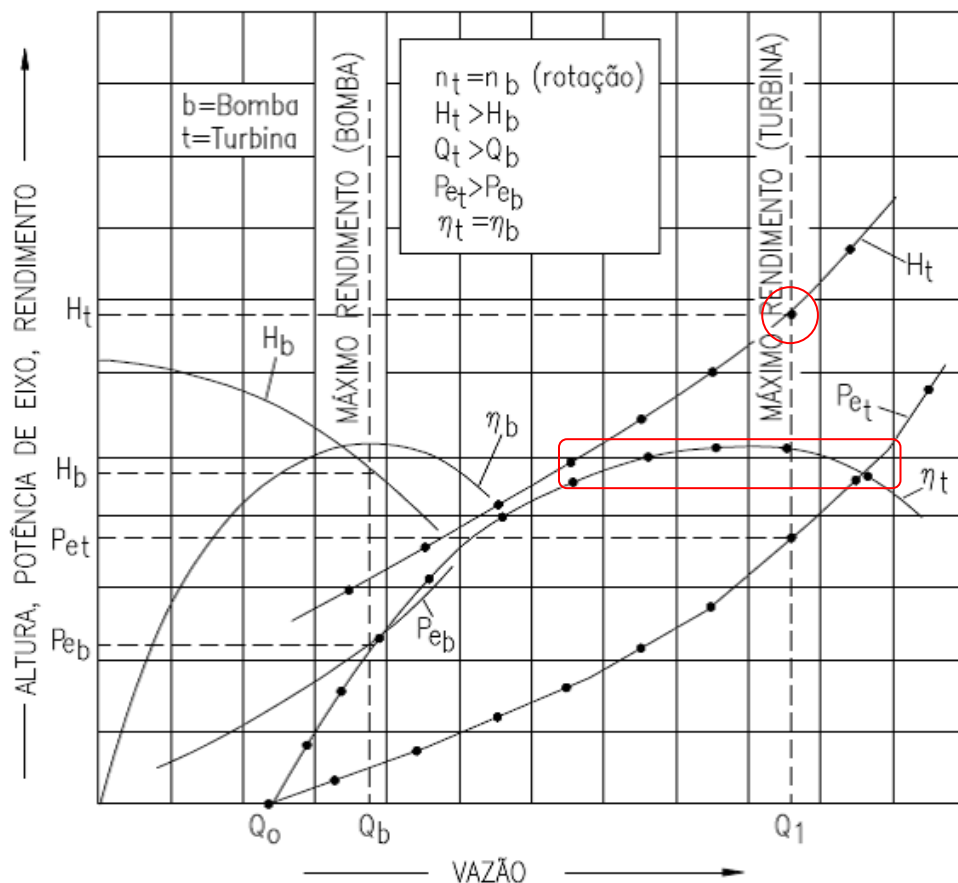


Figura 2-5 - Curvas características normalizadas, velocidade constante. (fonte: Viana, 2002),

Deste modo, a bomba irá operar como turbina basicamente com o mesmo valor de rendimento, mas com altura e vazão maiores, e apresentando pequenas variações de rendimento sobre um intervalo razoável de valores de vazão. (Beluco, 1994).

O grupo gerador, formado por uma turbina hidráulica, gerador e regulador de velocidade, é um dos componentes mais importantes de uma central hidrelétrica, podendo representar até 40 % de seu custo global (Tiago Filho, 1990). Dessa forma, quando se pretende reduzir os custos de implantação de uma MCH, o grupo gerador passa a constituir um importante objeto de estudo.

O alto custo dos grupos geradores recai principalmente sobre as turbinas hidráulicas, devido à existência de poucos fabricantes nacionais, e pelas especificidades de cada aproveitamento.

Na maioria dos casos, as turbinas são produzidas individualmente, de acordo com os parâmetros de projeto da central considerada.

O fato das bombas hidráulicas não serem produzidas especificamente para a geração de energia, operação em reverso, impõe alguns problemas quando estas são usadas como turbinas.

O principal inconveniente é a não existência de sistemas de regulação de vazão.

Os sistemas de regulação de vazão têm a finalidade de manter a velocidade (rotação) do grupo gerador praticamente constante, mesmo quando a carga (demanda) da rede à qual o grupo está conectado varia.

A constância na velocidade do grupo gerador é uma necessidade tanto hidráulica (evitando, por exemplo, o disparo da turbina durante uma rejeição brusca da carga), quanto elétrica, uma vez que a rede e os equipamentos a ela interligados possuem uma frequência padrão. (Vilanova, 2007)

A inexistência de sistemas de regulação de velocidade em BFT faz com que o equipamento, teoricamente, seja obrigado a operar com potência constante, não admitindo variações de carga, a não ser que se utilize um regulador de carga.

Segundo Viana (1987), deve-se tomar cuidado especial durante os estudos hidrológicos do aproveitamento para a definição da vazão de projeto.

Ao observarmos as curvas normalizadas, conforme a Figura 2-5, verificamos que o rendimento de BFT_s cai drasticamente quando estas não operam sob as condições para as quais foram selecionadas.

As regiões preferenciais para aplicação de bombas centrífugas utilizadas em modo reverso estão representadas pela área hachurada, do gráfico da Figura 2-6. Tomando como parâmetro de seleção a queda ou altura manométrica disponível e a vazão existente, indica qual é o intervalo mais adequado para seu funcionamento.

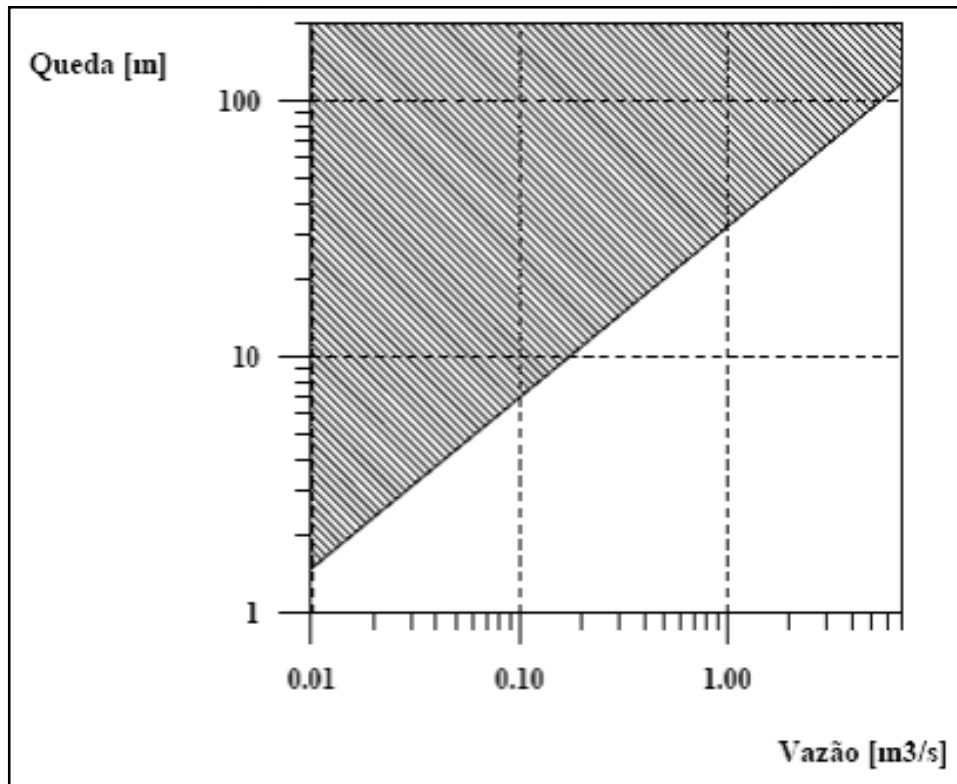


Figura 2-6 - Região preferencial para aplicação BFT. (fonte: Beluco 1994).

Considerando o fato de que micro e minicentrals hidrelétricas quase sempre operam em sistemas isolados, a vazão de projeto deve ser aquela que permita à central operar com um fator de capacidade próximo a 100 %, observando não somente a demanda e a sazonalidade das vazões, mas também, a faixa operativa da BFT.

Uma forma de se atender a aproveitamentos cuja variação da vazão apresenta grande amplitude ao longo do ano hidrológico é a utilização de várias BFTs operando em paralelo. (Viana, 2002).

Esta modalidade de instalação, com vários conjuntos em paralelo, pode ser utilizada quando as características de queda e vazão do aproveitamento em estudo indiquem tal necessidade.

2.3.1- Métodos de seleção de equipamentos.

Para auxiliar na seleção da bomba funcionando como turbina, o ideal seriam os fabricantes dos equipamentos disponibilizarem os resultados experimentais dos ensaios de laboratório como bomba e como turbina, dispondo os dados na forma de tabelas em catálogos. Infelizmente isto não ocorre, são disponibilizados somente os dados de funcionamento como bombas.

Observadas às características básicas do aproveitamento, como altura manométrica e vazões disponíveis, o processo para selecionar a BFT mais adequada pode ser iniciado, diversos métodos de seleção estão descritos na literatura consultada.

Dentre os estudos realizados, destacam-se, o método desenvolvido por Kittredge (1961), que deu início a pesquisas em torno da influência da rotação específica sobre a eficiência de BFTs, os estudos teóricos de Stepanoff (1962), Bonadé (1980), Buse (1981).

A metodologia proposta por Chapallaz et al. (1992) desenvolvida experimentalmente no México, denominada BUTU, Willians (1995) apresenta uma metodologia simplificada desenvolvida na Índia.

Os trabalhos de Viana (1987) e Viana e Nogueira (1990), que testaram bombas centrífugas operando como turbinas e obtiveram coeficientes de altura e vazão. Com os coeficientes, a seleção da bomba para operar com turbina fica facilitada. A aplicação do método Viana de seleção de BFTs, foi desenvolvido com base em resultados experimentais.

Entretanto algumas características necessárias ao funcionamento das BFTs, são comuns às diversas metodologias.

Como o aumento de vazão e de altura para as BFTs, que podem ser definidos com os coeficientes:

$$\text{Coeficiente de altura: } k_a = \frac{H_b}{H_t} \quad \text{Equação 2}$$

$$\text{Coeficiente devazão: } k_q = \frac{Q_b}{Q_t} \quad \text{Equação 3}$$

Onde: H_b é a altura como bomba e H_t é a altura como turbina e analogamente em função da vazão, Q_b é a vazão como bomba e Q_t é a vazão como turbina.

Essas relações, que dão origem aos coeficientes de altura e vazão, variam de bomba para bomba e são obtidos em função da rotação específica (Viana, 1987).

Outro fator de grande importância para o aproveitamento em estudo é a determinação da potência do gerador em kW, que pode ser estimada pela Equação 4:

$$P_{el} = 9,81 \cdot Q_t \cdot H_t \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{ac} \quad \text{Equação 4}$$

onde η_g é o rendimento do gerador, e η_{ac} é o rendimento da transmissão ou do acoplamento, que poderá ser 100 %, se for direto.

Outras características e arranjos devem ser considerados: como a altura geométrica de sucção H_s . A equação para turbinas Francis (Souza et al, 1983), fornece uma boa estimativa no sentido da prevenção da cavitação para BFT.

Com o auxílio das equações cinco, seis e sete, determina-se H_s , que é a distância vertical entre o centro do eixo da BFT e o nível mínimo da água no canal de fuga, este, utilizado para restituição da água ao seu curso.

$$H_s < H_b - \sigma \cdot H \quad \text{Equação 5}$$

$$H_b = 10 - 0,00122 \cdot A \quad \text{Equação 6}$$

$$\sigma = 0,025 \cdot (1 + 10^{-4} \cdot n_{qA}^2) \quad \text{Equação 7}$$

onde: H_b é a altura barométrica, A é a altitude local em metros, σ é o coeficiente de cavitação.

Como no caso da BFT, a altura é maior que a usual funcionando como bomba, deve-se verificar se a carcaça suporta a nova pressão. A máxima pressão na BFT não deve exceder a uma e meia vezes o valor de pressão observado para operações de vazão nula e altura de elevação máxima. Este ponto, no estudo das bombas é denominado de *shut off*.

Verificar a rotação máxima ou de disparo da BFT, que pode alcançar: $n_a = 1,6 \cdot n_b$, (Viana, 1987).

Como o resultado do aumento de pressão e vazão, a potência que pode ser suportada pelo eixo, mancais e acoplamento deve ser limitada. As solicitações no eixo podem ser estimadas, conforme Equação 8, com a seguinte relação:

$$\tau = 0,81 \cdot \left(\frac{P_e}{n \cdot d^3} \right) \quad \text{Equação 8}$$

Onde τ tensão máxima aplicada ao eixo em N/m²; τ_{adm} (tensão admissível tabelada em função do material do eixo); n é a rotação em rps; d é o diâmetro do eixo em m; P_e é a potência de eixo em W.

No caso de bomba, em que o rotor é fixado com parafusos ou cubo de fixação, o sentido da rosca é contrário ao sentido de rotação. Como na BFT o sentido de rotação é invertido, deve-se verificar a fixação do rotor se necessita de pinagem ou chavetamento.

A correta determinação do tubo de sucção, quando em formato tronco-cônico, além de permitir que o escoamento atinja o nível de jusante de maneira uniforme, permite a recuperação de parte da energia cinética do fluido que deixa o rotor.

Segundo Chapallaz, a parcela recuperada dessa energia varia de 5 % a 50 %, propondo as seguintes relações para um dimensionamento econômico do tubo de sucção:

$$V_{4a} = \sqrt{2 \cdot g \cdot 0,05 \cdot H_l} \quad \text{Equação 9}$$

$$V_{4b} = \sqrt{2 \cdot g \cdot f_q \cdot H_l} \quad \text{Equação 10}$$

Onde, V_{4a} é a velocidade na saída do tubo de sucção para altas quedas ($nqt < 20$) [m/s]; V_{4b} é a velocidade na saída do tubo de sucção para baixas quedas ($nqt > 20$) [m/s], f_q é o fator de queda, variando entre (0,01 e 0,03) e H_l é a queda líquida [m].

2.4 Considerações sobre máquinas geratrizes elétricas.

Motor elétrico é a máquina destinada a transformar energia elétrica em energia mecânica (Weg, 2007).

O motor de indução é o mais usado de todos os tipos de motores, pois combina as vantagens da utilização de energia elétrica - baixo custo, facilidade de transporte, limpeza e simplicidade de comando, com sua construção simples, custo reduzido, grande versatilidade de adaptação às cargas e melhores rendimentos.

Os tipos mais comuns de motores elétricos são:

Motores de corrente contínua, são motores de custo elevado, pois, precisam de uma fonte de corrente contínua, ou de um dispositivo que converta a corrente alternada, disponibilizada pelas concessionárias, em contínua. Podem funcionar com velocidade ajustável entre amplos limites e se prestam a controles de grande flexibilidade e precisão. Por isso, seu uso é restrito a casos especiais em que estas exigências compensam o custo muito mais alto da instalação (Weg, 2007).

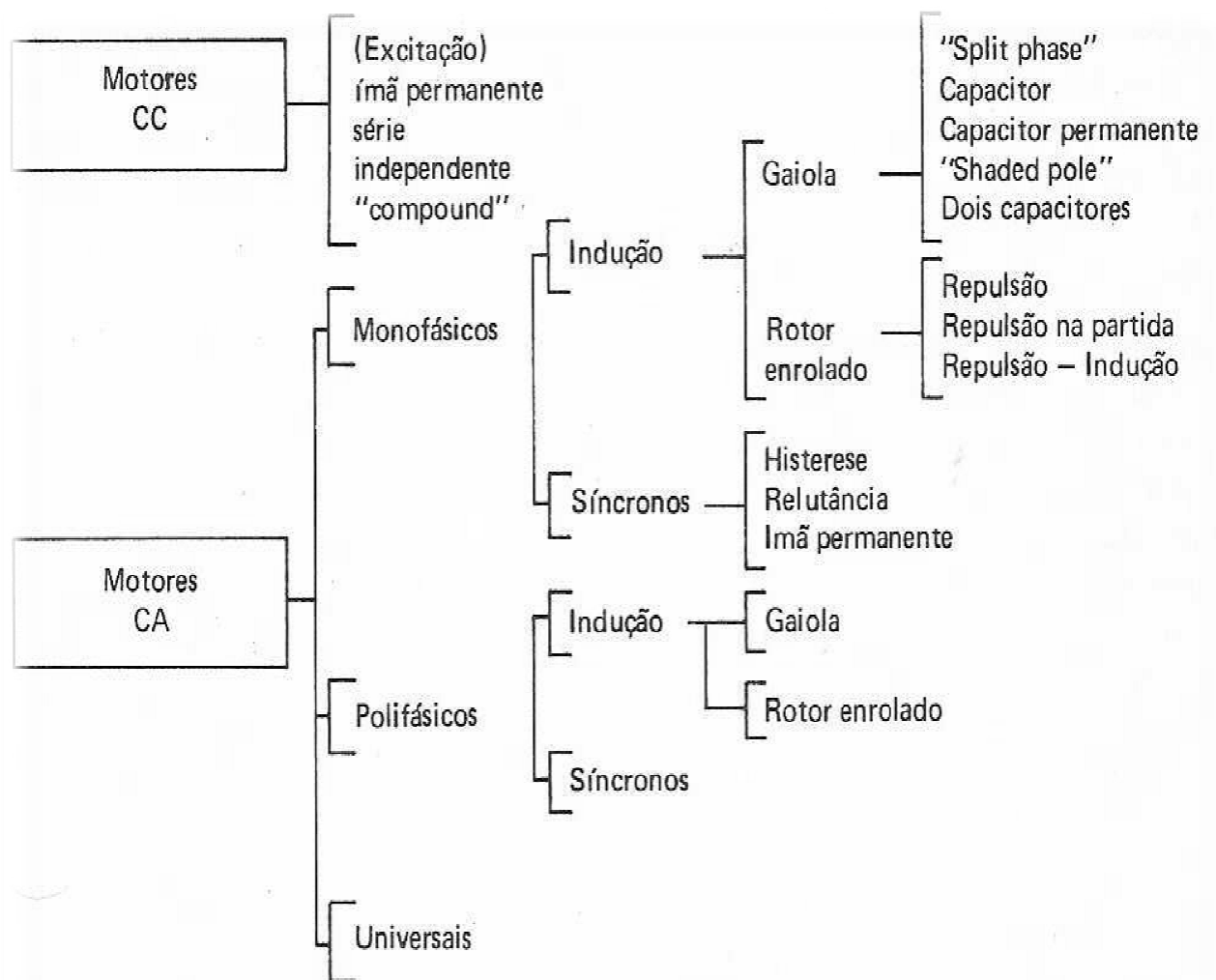


Figura 2-7 -Tipos de motores elétricos mais utilizados. (fonte: Lobosco 1988).

Motores de corrente alternada, segundo Lobosco (1988), são os mais utilizados, porque a distribuição de energia elétrica é feita normalmente em corrente alternada. Os principais tipos são:

Motor síncrono funciona com velocidade fixa, utilizado somente para grandes potências, devido ao seu alto custo em tamanhos menores, ou quando se necessita de velocidade invariável. Os pólos do rotor seguem o campo girante imposto ao estator (conjunto de bobinas elétricas), pela rede de alimentação. Com isso a velocidade do motor é a mesma do campo girante, ou seja, síncrona:

$$n_s = \frac{f}{p} \quad \text{Equação 11}$$

Onde: n_s é a velocidade síncrona [rps], f é a frequência [Hz] e p o número de pares de pólos do motor.

Motor de indução, nestes motores o campo girante também roda na velocidade síncrona com a rede. Entretanto, ao ser aplicado um conjugado externo ao motor, o seu rotor diminuirá a velocidade, o que gera um aumento da corrente induzida, esta gerada pela diferença de rotação entre o campo girante e o rotor. Este aumento se limita à produção de um conjugado eletromagnético de mesma intensidade ao aplicado pela carga, porém de sentido oposto (Lobosco, 1988).

A diferença de velocidade é o escorregamento, sendo apresentada em porcentagem e representada pela Equação 12:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \cdot 100 \quad \text{Equação 12}$$

Onde: s é o escorregamento percentual, n_s é a velocidade síncrona em rotações por segundo, n é a velocidade do rotor.

Devido a sua simplicidade, robustez e baixo custo, é o motor mais usualmente empregado, sendo adequado a quase todos os tipos de máquinas acionadas.

Atualmente é possível controlarmos a velocidade dos motores de indução com o auxílio de inversores de frequência (Weg, 2007).

A Figura 2-8 representa um motor de indução, usualmente empregado nas produções das indústrias, com as suas principais partes componentes.

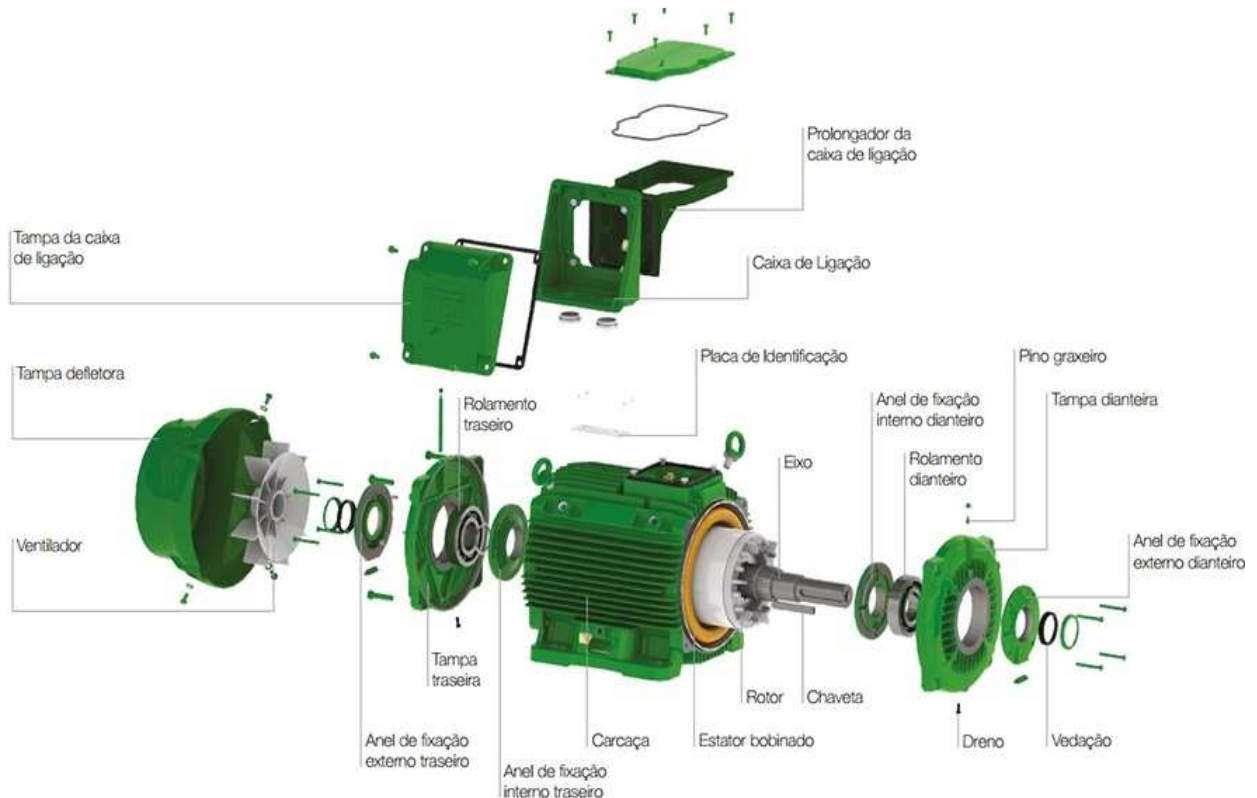


Figura 2-8 - Vista explodida de motor de indução industrial. (fonte: Weg 2007).

Segundo Martignoni (1993), a energia elétrica é destinada a vários fins, porém a classificação de seu aproveitamento é feita em três grupos fundamentais, que são: luz, aquecimento e força.

- I. Luz: a iluminação doméstica em parte ainda é feita por lâmpadas de incandescência, as quais constituem uma carga ôhmica e trabalham com “ $\cos\phi=1$ ”. Hoje, porém, o uso das lâmpadas fluorescentes e diodos emissores de luz (LEDs), é muito difundido, constituindo um sistema de iluminação com “ $\cos\phi<1$ ”.
- II. Aquecimento: o aquecimento, excluindo poucos casos que se baseiam no princípio da indução eletromagnética, em geral constitui uma carga ôhmica, portanto com fator de potência “ $\cos\phi=1$ ”.
- III. Força: o funcionamento de todos os motores elétricos usados na indústria baseia-se nas ações eletromagnéticas e, por isso, é compreensível que estes motores possuam campos magnéticos intensos, constituindo assim cargas indutivas, com fator de potência “ $\cos\phi<1$ ”.

Assim sendo, compreende-se que estes campos magnéticos absorvam das linhas que os alimentam elevadas potências reativas, as quais não criam trabalho útil algum, e são, pelo contrário, danosas, pois sobrecarregam inutilmente as linhas, reduzindo a capacidade das mesmas. (Martignoni, 1993).

Portanto para o melhor entendimento conceitua-se:

Potência aparente S , é o resultado da multiplicação da tensão U , dada em volt, pela corrente elétrica I em amperes, $S = U \cdot I$, para sistemas monofásicos e $S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$, para sistemas trifásicos.

A unidade de medidas para potência aparente é o Voltampere **VA** ou seu múltiplo, o quilovoltampere **kVA**. Corresponde à potência que existiria se não houvesse defasagem da corrente, ou seja, se a carga fosse formada por resistências, então:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad \text{Equação 13}$$

Para as cargas resistivas, $\cos \varphi = 1$, a potência ativa se confunde com a potência aparente. Potência ativa P , é a parcela da potência aparente que realiza trabalho, ou seja, que é transformada em energia em Watt.

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad \text{Equação 14}$$

Potência reativa Q , necessária para magnetização, é a parcela da potência aparente que “não” realiza trabalho. Apenas é transferida e armazenada nos elementos passivos, capacitores e indutores (bobinas do estator) no circuito.

$$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi \quad \text{Equação 15}$$

Os geradores ou alternadores síncronos operam com velocidade constante, em sincronia à frequência da tensão alternada aplicada em seus terminais. A variação do campo magnético necessária à indução eletromagnética é obtida através da rotação do componente denominado rotor, constituído de material ferromagnético envolto em um enrolamento. Este chamado de enrolamento de campo, tendo a função de produzir um campo magnético constante que irá interagir com o campo produzido pelo enrolamento do estator (excitação), a Figura 2-9, representa um alternador síncrono com seus principais componentes.

O estator é montado, de forma fixa, em torno do rotor, sendo também constituído de material ferromagnético envolto em um conjunto de enrolamentos distribuídos ao longo de sua circunferência. Os enrolamentos do estator são alimentados por tensões alternadas.

O gerador ou alternador síncrono recebe energia mecânica (potência de eixo) vinda da máquina hidráulica, cuja rotação deve ser constante e controlada, uma vez que a frequência da tensão trifásica é função dessa velocidade. Como já mencionado, o enrolamento de campo do rotor deve ser alimentado por uma fonte de tensão contínua, de forma que, ao girar, o campo magnético gerado pelos pólos do rotor tenha um movimento relativo aos condutores dos enrolamentos do estator. Esse movimento relativo produz a variação do campo magnético necessária à indução de tensão em seus terminais, de acordo com a lei de Faraday (Fitzgerald et al., 1975).

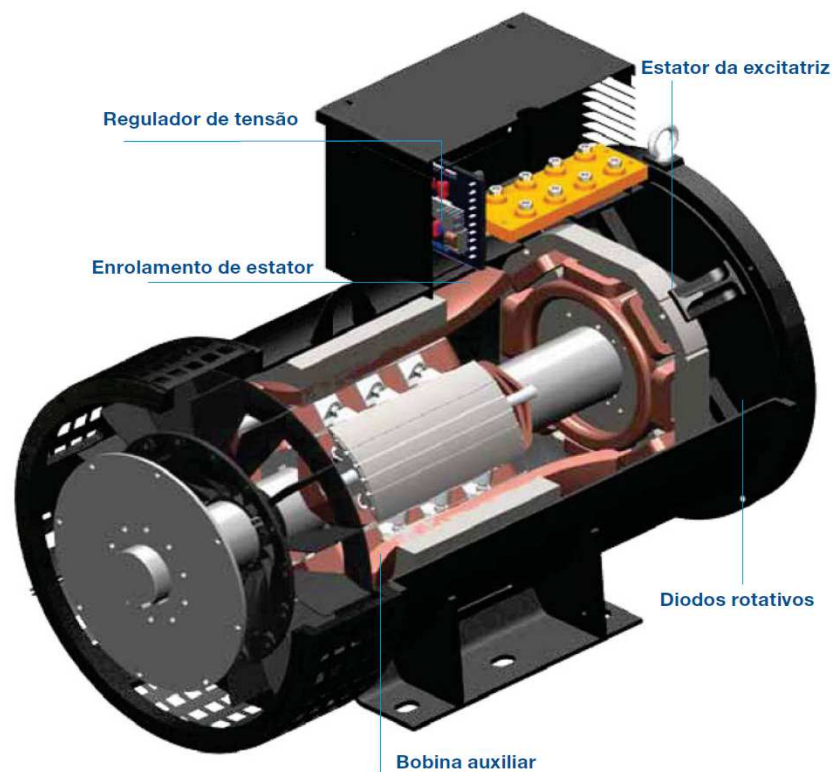


Figura 2-9 - Alternador síncrono.(fonte: WEG 2011).

Geração assíncrona de energia elétrica é aquela que resulta do emprego de máquinas assíncronas, também denominadas de máquinas de indução, nas quais não há sincronização entre a velocidade mecânica e a frequência elétrica.

Para que o gerador de indução possa converter a potência de eixo em potência ativa, é necessário fornecer-lhe potência reativa, uma vez que ele é desprovido de enrolamento de campo. Essa potência reativa pode ser fornecida pela rede, no caso de um sistema interligado, ou por um banco de capacitores em sistemas isolados.

Quando se deseja operar com tensão e frequência constante, porém com velocidade variável, deve-se utilizar um gerador de indução bobinado, conseguindo-se a excitação através de um ciclo conversor (Chapallaz et al., 1992).

O estator da máquina assíncrona é basicamente o mesmo do gerador síncrono.

As máquinas de indução podem ser equipadas com dois tipos de rotor. Um deles, o rotor em forma de gaiola, é constituído de barras condutoras encaixadas no ferro do rotor e curto-circuitadas em suas extremidades por anéis condutores.

O rotor bobinado apresenta enrolamentos semelhantes aos do estator e seus terminais são ligados a anéis coletores isolados, montados sobre o eixo, permitindo acesso aos enrolamentos do rotor, para que sua resistência elétrica possa ser adequada às condições de funcionamento.



Figura 2-10 – Rotor tipo gaiola. (fonte: Gussow 1985).

O rotor em forma de gaiola apresenta a vantagem de não possuir enrolamentos e sua construção, como mostra a Figura 2-10, com condutores feitos de alumínio injetado nas ranhuras do rotor, garante facilidade de execução, robustez e balanceamento.

2.5 Motores de Indução operando como Geradores- MIGs.

A utilização de MIG_s (*motores de indução operando como geradores assíncronos*) ocorre de forma análoga à de BFT_s . Assim como nos processos de conversão hidromecânicos realizados por bombas e turbinas, os motores e geradores desempenham funções exatamente opostas no que diz respeito à conversão eletromecânica. Além disso, essas máquinas apresentam aspectos construtivos extremamente semelhantes.

Sendo assim, os MIG_s constituem-se no complemento ideal às BFT_s na formação de grupos geradores para Micro Centrais Hidrelétricas (Vilanova, 2007).

De modo geral, considerando a utilização para geração de energia, as máquinas de indução com rotor em forma de gaiola são mais simples que os geradores síncronos. Elas são mais fáceis de operar e manter, e não apresentam exigências quanto ao sincronismo, podendo apresentar custos bastante menores.

Os únicos inconvenientes dessas máquinas dizem respeito à excitação e ao controle.

O funcionamento da máquina assíncrona é baseado na interação entre o campo magnético girante, no caso de máquina trifásica (criado pela circulação de corrente nos enrolamentos do estator), e as correntes que são induzidas no rotor, quando este é atravessado por esse campo.

Uma máquina assíncrona pode operar como gerador em duas situações: interligada ou de modo independente.

A máquina de indução interligada gerará energia apenas quando ligada a uma fonte de tensão e acionada a uma velocidade acima da velocidade síncrona estabelecida pela frequência de suprimento. É possível o funcionamento auto excitado, com a conexão de carga capacitiva. A transição do funcionamento como motor para o de gerador pode ser feita tão gradual quanto desejado.

Considere-se uma máquina assíncrona conectada a uma turbina hidráulica. A máquina pode ser inicialmente ligada à linha de distribuição, o que faz com que alcance velocidade pouco menor que a de sincronismo. A potência elétrica de entrada, nessas condições, é responsável, além da potência mecânica de saída, pela potência necessária para compensar perdas no cobre e no ferro, perdas por fricção e perdas mecânicas com a turbina acoplada e ainda inoperante.

Um aumento de velocidade, por ação da máquina primária, até que a velocidade síncrona seja alcançada, faz com que a turbina passe a responsabilizar-se pelas suas próprias perdas e que a rede continue compensando perdas no cobre e no ferro e as perdas decorrentes da fricção na máquina assíncrona.

À medida que a válvula de admissão da turbina é aberta e o escorregamento, por sua ação, é aumentado, a máquina primária assume também as perdas da máquina assíncrona e ocorre o fornecimento de potência elétrica ao sistema energético.

A potência fornecida por um gerador assíncrono é unicamente determinada pela rotação da máquina primária. Um aumento na velocidade incorre em um aumento proporcional na potência de saída, e vice-versa, desde que não seja alcançado o valor de torque máximo. Quando este valor é alcançado, a potência de saída começa a diminuir enquanto a velocidade continua aumentando, visto que é reduzida a oposição ao movimento do rotor, que alcançará velocidade de disparo.

O perfil de funcionamento de um gerador assíncrono pode ser modificado se a ele forem conectados capacitores em paralelo, segundo o diagrama da Figura 2-11, em número suficiente para o fornecimento da corrente reativa necessária para a excitação do seu circuito magnético.

Caso toda a corrente reativa necessária à excitação for fornecida por capacitores, o funcionamento do gerador será denominado autônomo ou auto excitado.

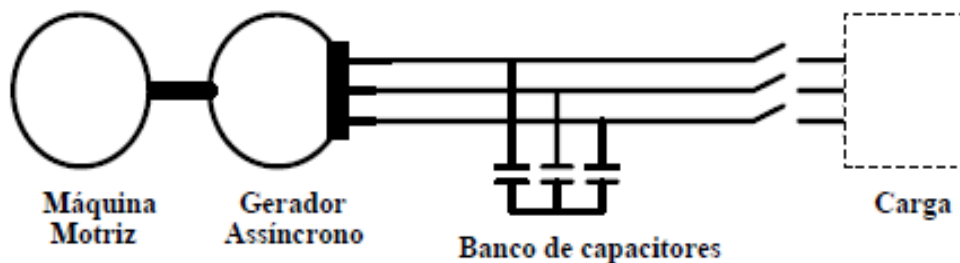


Figura 2-11 - Gerador assíncrono auto-excitado.(fonte:Beluco1994).

A utilização de capacitores para o fornecimento de corrente magnetizante permite a análise de funcionamento independente de geradores assíncronos.

Considerando uma máquina assíncrona trifásica com um banco de capacitores conectado em paralelo, tem-se que, por excitações anteriores, haverá um fluxo magnético remanescente no ferro do rotor. A presença deste fluxo é indispensável para a auto excitação.

O controle de tensão e frequência podem ser efetuados mediante variações adequadas na velocidade angular e/ou na potência reativa para excitação. A impossibilidade de atuação direta sobre a corrente de excitação que circula nos condutores do rotor faz com que esta tarefa deva ser efetuada indiretamente pelo controle da corrente reativa.

O fornecimento de corrente reativa pode ser efetuado com o emprego de capacitores e de indutores. Os capacitores funcionam como geradores de corrente defasada em adiantamento de 90° em relação à tensão, fornecendo, assim, a corrente de excitação magnetizante.

Já os indutores funcionam como geradores de corrente defasada em atraso de 90°, atuando, então, como desmagnetizadores. A utilização conjunta destes dispositivos pode proporcionar um controle gradual e “suave” da tensão nos terminais.

2.6 Grupos geradores BFT/MIG em funcionamento.

Aproveitamentos de pico-potência hídricos estão sendo realizados com sucesso em regiões remotas pelo mundo. Os projetos geralmente são implementados em vilarejos ou povoados, em localidades isoladas, não atendidas pela rede de distribuição e ou considerados economicamente inviáveis. Na Tabela 3 são listados alguns exemplos de projetos em funcionamento.

Tabela 3 – Exemplo de Grupos Geradores BFT/MIG.

<i>Localização/País</i>	<i>Utilização</i>	<i>Potência Instalada</i>	<i>Arranjo /Projeto</i>
Malham/Inglaterra	Fazenda	0,8; 2,5 e 4 kW	BFT/Gerador
Nagrak/Indonésia	45 Residências	4,5 kW	BFT/MIG
Barnacre/Inglaterra	Tratamento de água	3,5 kW	BFT/MIG
Minas Gerais/Brasil	Fazenda Boa Esperança	55 kW	BFT/MIG
SP Anchieta/Brasil	Parque Ilha Anchieta	12 kW	BFT/MIG
Doikao / Laos	40 Residências	2 kW	BFT/MIG
Kinko / Tanzania	100 Residências	10 kW	BFT/Gerador
Thima / Quenia	157 Residências	2,2 kW	BFT/MIG

Fonte: Dados compilados pelo autor.

3 BARRAGENS DE ABASTECIMENTO

As barragens construídas para armazenar e controlar especificamente água destinam-se geralmente ao abastecimento doméstico e industrial, à irrigação, à navegação, à recreação, ao controle de sedimentação, ao controle de cheias e à produção de energia elétrica. Algumas barragens têm apenas uma função e são assim conhecidas como "barragens de função única". Atualmente, as barragens são construídas para servir a diversas funções e são, por isso, conhecidas como "barragens de usos múltiplos" (CBDB, 2013).

A barragem é uma construção transversal ao leito do rio que, basicamente, represa as águas com o objetivo de permitir sua captação e adução. O represamento das águas leva à formação de uma bacia de acumulação que, entre outras coisas, pode proporcionar um aumento do desnível topográfico e a regularização da vazão do rio.

As barragens são classificadas segundo a sua construção, podendo ser *de gravidade* ou *em arco*, e segundo o tipo de material empregado em sua construção, podendo ser *de terra*, *de enrocamento*, *de alvenaria* ou *sobre contrafortes*.

A escolha do tipo de barragem é influenciada por inúmeros fatores, desde o tipo de materiais disponíveis, comprimento exigido para a barragem e disponibilidade de materiais de construção, até a qualidade da mão de obra empregada. As barragens de concreto e de alvenaria são as mais caras, devido aos maiores cuidados exigidos no projeto e construção e ao custo mais elevado dos materiais de construção.

As barragens são equipadas com construções acessórias, indispensáveis ao cumprimento de seus objetivos. Os *descarregadores de vazão excedente* permitem que transbordamentos resultantes da ultrapassagem da capacidade de armazenamento do reservatório sejam apropriadamente devolvidos ao leito do rio. A *tomada d'água* é o dispositivo que permite a adução de água.

Os descarregadores de vazão excedente podem apresentar-se de duas maneiras: *de fundo* e *de superfície*. Os descarregadores de fundo são construídos na base da barragem, constituindo-se de tubulações forçadas controladas por meio de comportas.

Os descarregadores de superfície, ou vertedores, estão situados na parte superior da estrutura da barragem e permitem a passagem da água sem causar problemas à mesma. É comum a construção, na base dos escoadouros, de dissipadores de energia, para evitar problemas de erosão.

As chamadas “barragens de usos múltiplos” são construídas para servir a diversos usos, dentre eles, a geração hidrelétrica. Para que este uso seja possível algumas considerações sobre as estruturas necessárias, devem ser observadas.

Genericamente, uma Central Hidrelétrica é composta de alguns elementos básicos: barragem, captação e adução de água, casa de máquinas e restituição de água. Pela dependência em relação às condições do local a ser aproveitado, cada um destes elementos pode assumir proporções e aspectos construtivos diversos, fazendo com que cada usina apresente características próprias (Mayson, 1988).

A captação de água é feita a partir da bacia de acumulação e os condutos de adução destinam-se a conduzi-la até as turbinas.

Há *condutos de baixa pressão* e *condutos de alta pressão* ou *forçados*. Os condutos de baixa pressão servem para desviar a água do rio até os condutos forçados e, por esta razão, apresentam pequenas declividades, podendo ser executados em forma de galerias ou túneis escavados em rocha, tubulações em aço ou PVC, ou, ainda, canais a céu aberto

Os condutos forçados, também denominados “*penstocks*”, levam a água até as turbinas, apresentando, usualmente, grandes declividades. Podem ser túneis escavados em rocha ou tubulações em aço ou concreto.

A restituição da água ao leito do rio é iniciada à saída do tubo de sucção, nas turbinas de reação, e à saída das pás, nas turbinas de ação. A restituição deve, obviamente, ser feita o mais próximo possível do leito do rio e, em casos onde isto não seja possível, deverão ser construídos condutos de restituição.

De forma bastante simplificada a escala do aproveitamento depende da altura do barramento e da vazão disponíveis. As unidades geradoras podem ser classificadas em *usinas de acumulação* e *usinas a fio d'água*. As primeiras são aquelas que possuem reservatório de grande capacidade e permitem operação com regularidade ao longo do ano.

Dependendo das condições topográficas e fluviométricas, a barragem pode representar fração importante dos investimentos.

As usinas a fio d'água são aquelas que dispõem de reservatório de pequeno porte ou não dispõem de reservatório e, em razão disto, apresentam grande dependência dos valores instantâneos da vazão proporcionada pelo rio aproveitado.

A grande vantagem apresentada pelas usinas a fio d'água está em suas instalações serem bastante simplificadas e seus custos, conseqüentemente, serem menores.

As usinas de acumulação podem ser classificadas em *usinas de represamento*, *usinas de derivação* e *usinas de desvio*.

Nas usinas de represamento, Figura 3-1, não há desvio do rio, sendo a casa de máquinas usualmente colocada ao pé da barragem.

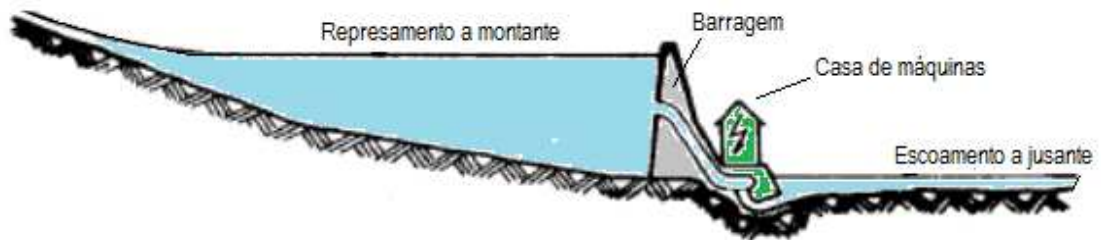


Figura 3-1 -Usina de represamento. (fonte: adaptado de Schreiber 1977).

As usinas de derivação, conforme representação da Figura 3-2, são caracterizadas pelo desvio do rio através de um conduto de baixa pressão até um poço, denominado de *chaminé de equilíbrio* ou “*stand pipe*”, localizado no vale de outro rio.

Deste poço a água é levada em tubulações forçadas até as turbinas, de onde é finalmente liberada ao leito do rio.

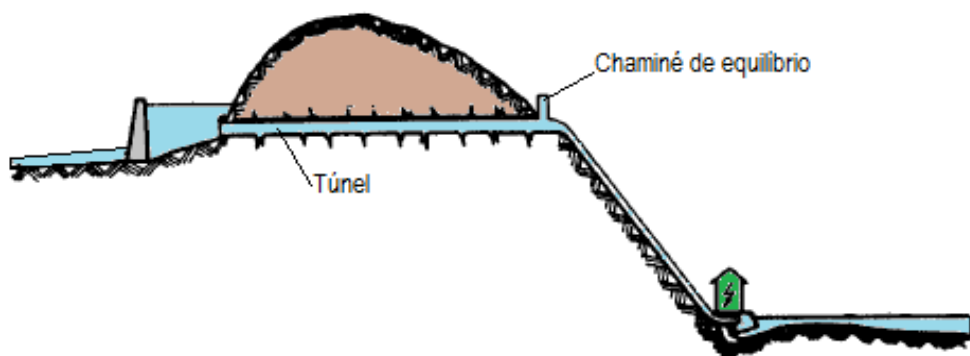


Figura 3-2 - Usina de derivação. (fonte: adaptado de Schreiber 1977).

As usinas de desvio, representadas pela Figura 3-3, são semelhantes às usinas de derivação, com a diferença que a água é restituída ao rio do qual foi originalmente aduzida.

No caso das usinas de derivação e de desvio, quando a tubulação de baixa pressão for um canal a céu aberto, a chaminé de equilíbrio poderá ser substituída por uma *câmara de carga*. Esta câmara é constituída por uma expansão nas extremidades do canal, de maneira a formar um pequeno reservatório, onde há uma tomada de água simplificada à qual estão ligados os condutos forçados.

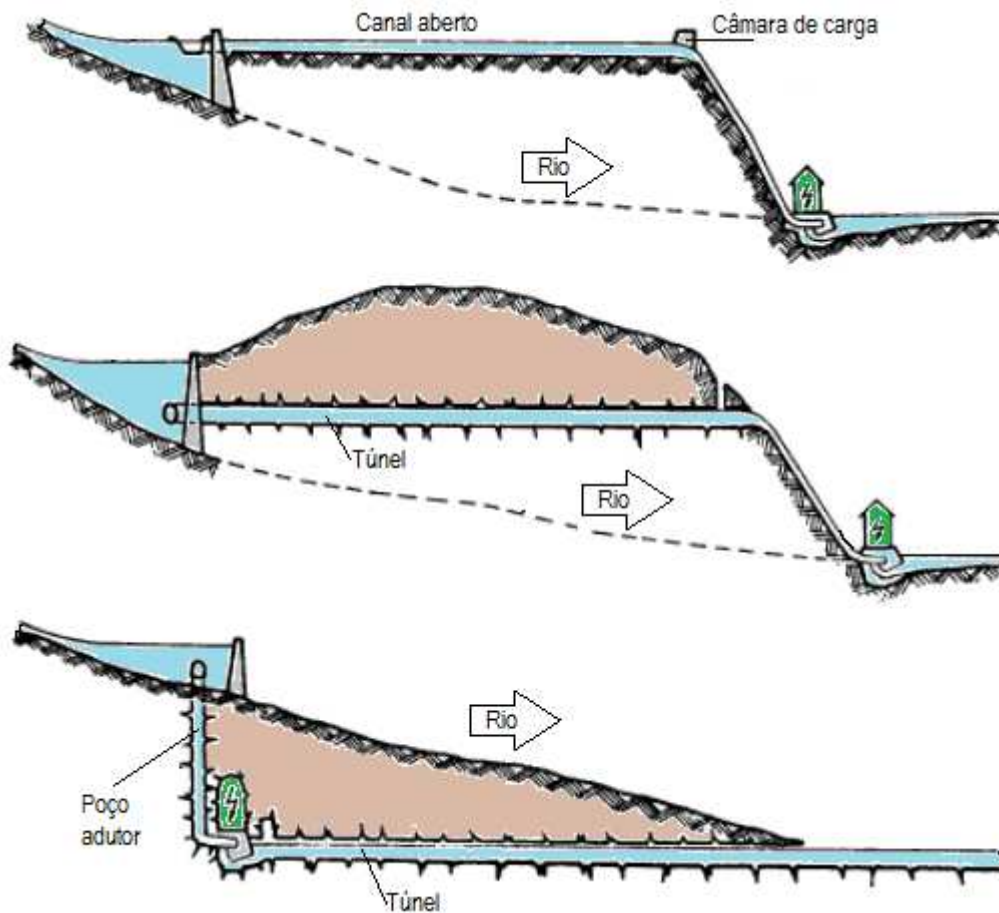


Figura 3-3 - Usinas de desvio. (fonte: adaptado deSchreiber 1977).

Quando o conduto de baixa pressão for fechado, deverão ser empregadas chaminés de equilíbrio, devido aos problemas com o golpe de ariete. A chaminé de equilíbrio separa os dois trechos de tubulação: primeiro o trecho de baixa pressão, que traz a água da captação na barragem, e depois o trecho de alta pressão, que leva a água até as turbinas. Esta separação permite que a tubulação de baixa pressão seja feita de material menos resistente e, portanto, mais barato, já que os efeitos de pressão advindos da variação de vazão sobre a turbina são bastante amenizados e atuam sobre o trecho de alta pressão.

A chaminé de equilíbrio é constituída, basicamente, por uma construção vertical, que proporciona um espelho d'água para a reflexão das ondas provenientes de variações de vazão, reduzindo sua intensidade, e recebem o excesso de água nas tubulações resultante de manobras de fechamento das válvulas das turbinas.

Nas usinas de derivação e de desvio, a barragem é pequena e serve basicamente para a regularização de vazão em períodos de dias ou semanas, para proporcionar pequenos ganhos de altura e conter a estrutura da tomada de água, que desvia a água do rio para o canal adutor.

Nas usinas de represamento, a barragem pode assumir grandes dimensões, contendo um vertedouro de dimensões consideráveis, e usualmente com a casa de máquinas instalada em sua base. Nestas usinas, as barragens proporcionam a regularização de vazão para longos períodos de tempo.

Normalmente, as μ CH's com grandes barragens são economicamente inviáveis, devido aos custos de construção do barramento em relação à potência a ser gerada.

4 USO DE BFTS EM BARRAGENS DE ABASTECIMENTO

Para a seleção da BFT adequada ao aproveitamento estudado, diversos métodos são citados na literatura. Dentre os mais referenciados destacam-se três estudos: a metodologia denominada BUTU proposta por Chapallaz et al. (1992); Willians (1995) apresenta uma metodologia simplificada desenvolvida na Índia e propõe correções nas equações de Sharma (1985), adicionando fatores de correção de altura e velocidade; e a metodologia desenvolvida nos trabalhos de Viana (1987) e Viana e Nogueira (1990), onde obtiveram coeficientes de altura e vazão. Com estes coeficientes, a seleção da bomba para operar com turbina fica facilitada. A seguir serão descritas, de forma concisa, cada uma das metodologias relacionadas anteriormente.

4.1 Metodologia BUTU proposta por Chapallaz.

Metodologia de seleção de BFT desenvolvida no México, neste método, para a determinação dos coeficientes de altura e vazão faz-se necessário o cálculo da rotação específica n_{qt} , com base nos dados do aproveitamento.

$$n_{qt} = \frac{n \cdot \sqrt{Q_t}}{(H)^{0,75}} \quad \text{Equação 16}$$

Onde: n é a rotação da bft [rpm], H é a altura [m] e Q_t – vazão [m^3/s].

Com a rotação específica calculada anteriormente, é obtida a rotação específica da bomba n_{qb} , através da Equação 17, a seguir:

$$n_{qb} = \frac{n_{qt}}{0,89} \quad \text{Equação 17}$$

A estimativa de vazão da bomba Q_b é fornecida por meio da equação abaixo:

$$Q_b = \frac{Q_t}{1,3} \quad \text{Equação 18}$$

A estimativa de rendimento é realizada através da leitura das isolinhas do gráfico na Figura 4-1, a seguir, com base nos valores calculados para a rotação específica e a vazão da bomba.

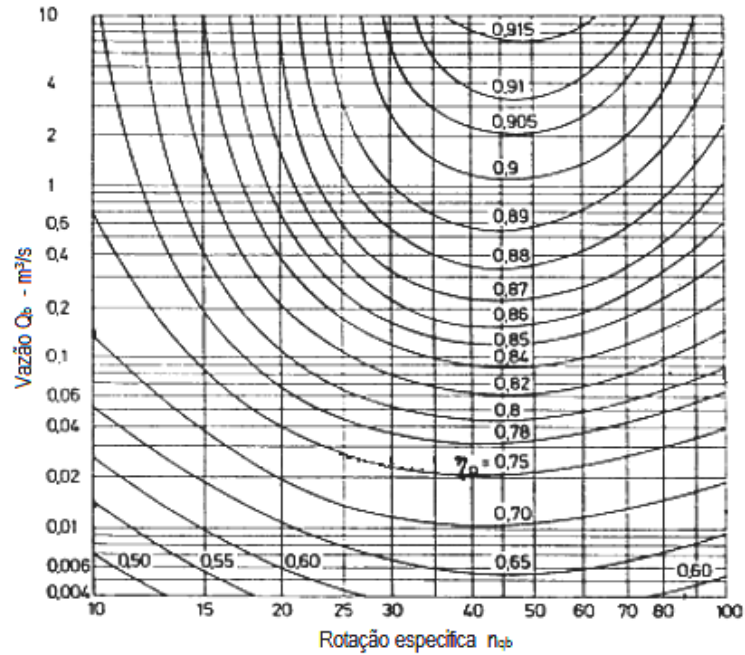


Figura 4-1 - Estimativa do rendimento da bomba. (fonte: Chapallaz et al 1992)

Calculada a rotação específica e estimado o rendimento da bomba, determinam-se o coeficiente de altura por meio de interpolação na Figura 4-2, e o coeficiente de vazão analogamente, por meio da Figura 4-3.

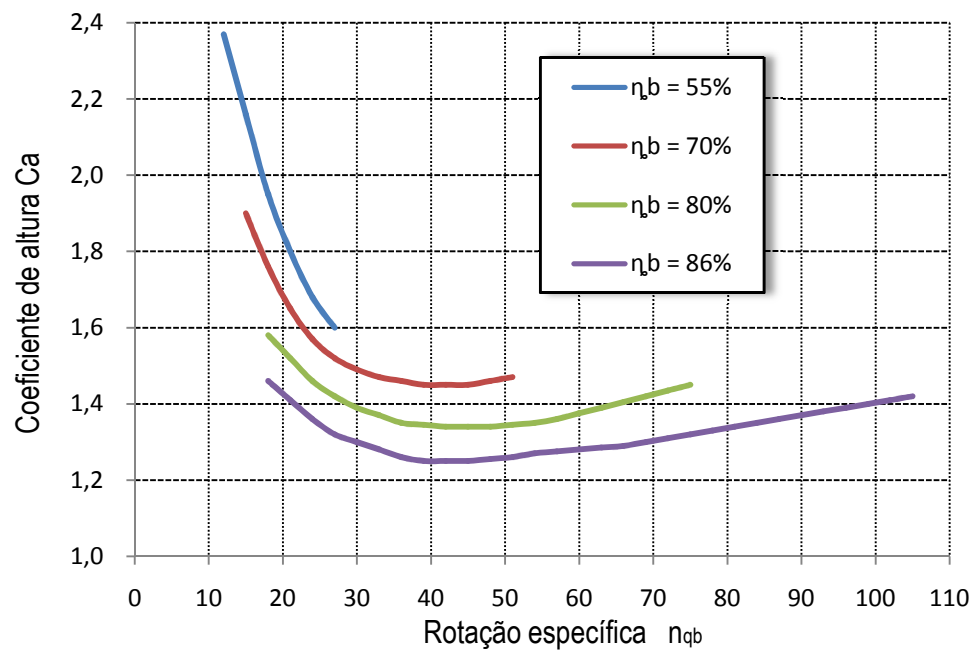


Figura 4-2 - Coeficiente de altura. (fonte: adaptado de Chapallaz et al 1992),

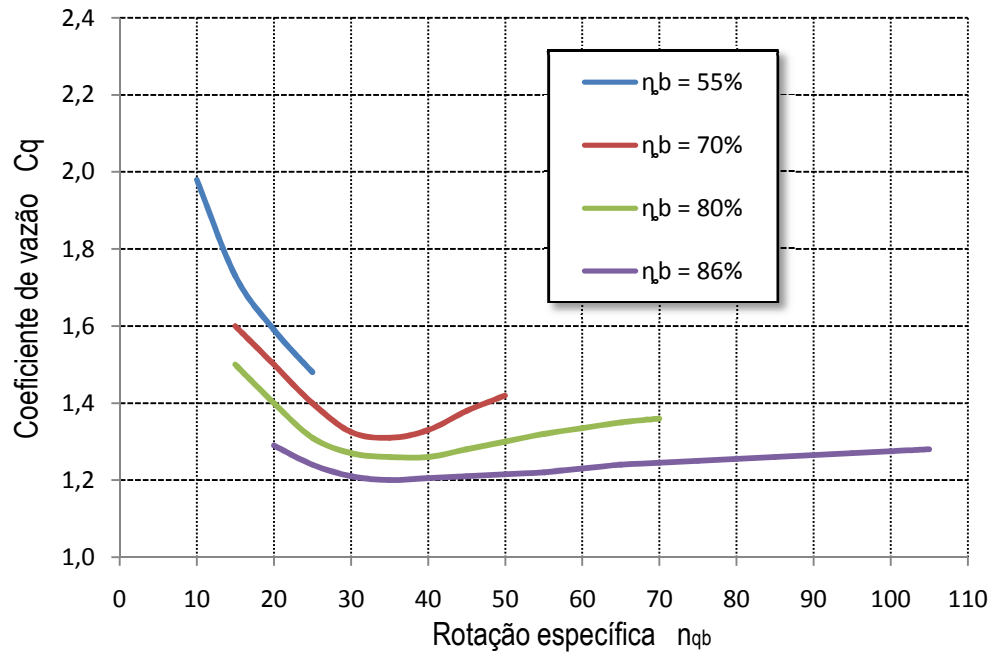


Figura 4-3 - Coeficiente de vazão. (fonte: adaptado de Chapallaz et al 1992).

Definidos os coeficientes, calcula-se a altura e a vazão da bomba que irá operar como turbina, por meio das equações: Equação 19 e Equação 20.

$$H_b = \frac{H_t}{C_H} \quad \text{Equação 19}$$

$$Q_b = \frac{Q_t}{C_Q} \quad \text{Equação 20}$$

Onde H_t é a altura da bft [m]; H_b é a altura da bomba [m]; Q_t a vazão da bft [m^3/s] e Q_b a vazão da bomba [m^3/s].

Utilizando as leis de afinidade, apresentadas nas equações a seguir: Equação 21 e Equação 22, é possível ajustar a vazão e a altura em relação à rotação de bombas disponíveis.

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{n_2}{n_1} \quad \text{Equação 21}$$

$$\frac{H_2}{H_1} = \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^2$$

Equação 22

Com a finalidade de auxiliar no entendimento e descrição das metodologias estudadas, planilhas eletrônicas foram construídas e alimentadas com dados e características semelhantes às do aproveitamento estudado.

Para a metodologia desenvolvida por Chapallaz, a Figura 4-4, representa a planilha eletrônica com a qual foram realizados os cálculos para a seleção de bombas funcionando em modo reverso. Nas células coloridas em verde foram alimentados os valores de rotação nominal da bomba **n**, vazão **Qt** e altura **Ht**, disponíveis para o aproveitamento.

Como o valor de rotação específica, para a vazão disponível, ficou acima do limite compreendido pela metodologia, $10 < n_{qb} < 100$, optou-se pela adoção de três equipamentos, possibilitando que a vazão disponível fosse equanimemente dividida por eles.

Calcular a rotação específica do aproveitamento					
para um conjunto					
n		1.800	rpm		nqt
Qt		1,25	m3/s		159,4
Ht		29,4	m		
para N conjuntos				N=	3
	10^3	1000	constante		
n		1.800	rpm		nqt
Qt		0,42	m3/s		92,0
Ht		29,4	m		
Calcular a rotação específica da bomba					
nqb		nqb/N			
179,1		103,4			
Calcular a vazão estimada da bomba					
Qb		nqb/N			
0,96		0,32			

Figura 4-4 – Planilha de cálculo utilizando o Método Chapallaz

A partir da interpolação, no gráfico da Figura 4-5, do valor calculado para rotação específica e da vazão, estima-se o ponto de rendimento que para este caso situa-se na área em destaque, com o valor estimado de rendimento na isolinha de 86 %.

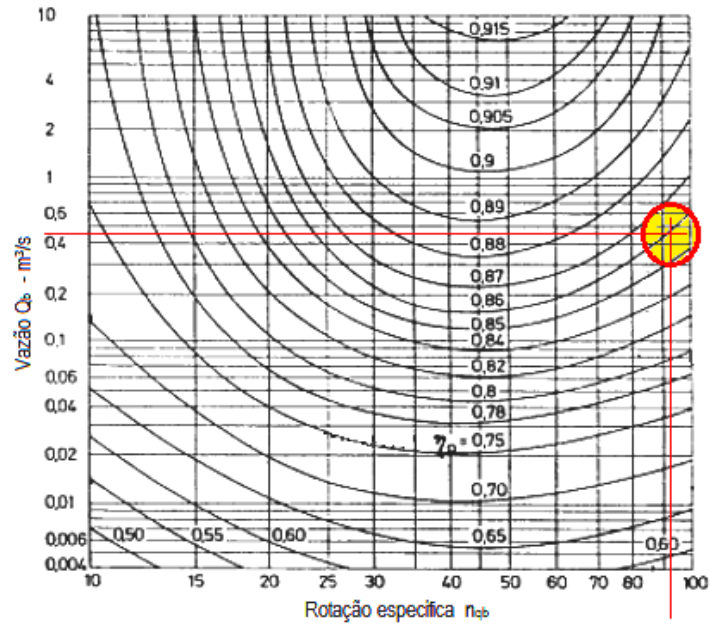


Figura 4-5–Interpolação rendimento; n_{qb} versus Q_b .

De forma semelhante através de interpolação a partir do valor de rendimento são obtidos os coeficiente de altura e vazão como representado nas Figura 4-6, no ponto colorido de amarelo, e Figura 4-7, respectivamente.

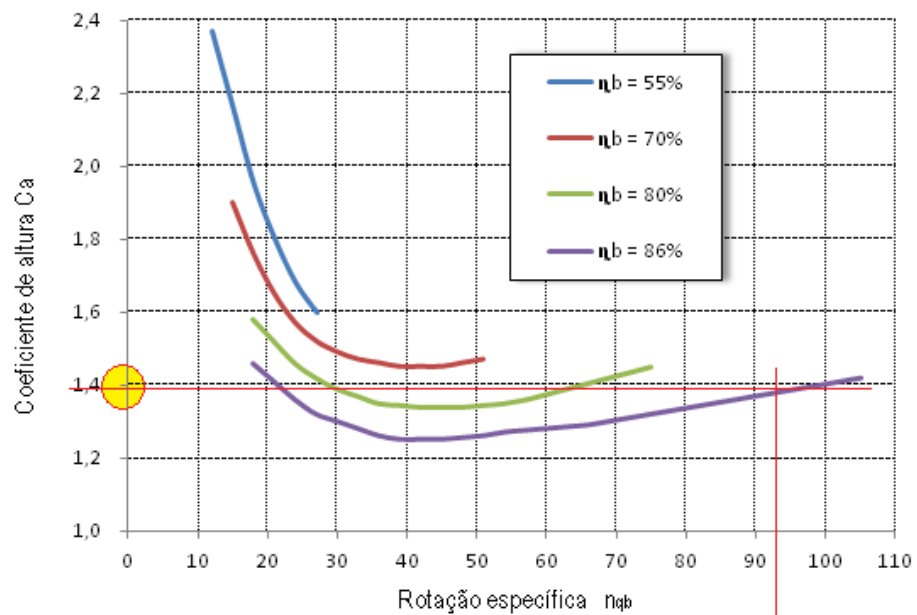


Figura 4-6 – Interpolação C_a ; n_{qb} versus curvas de rendimento.

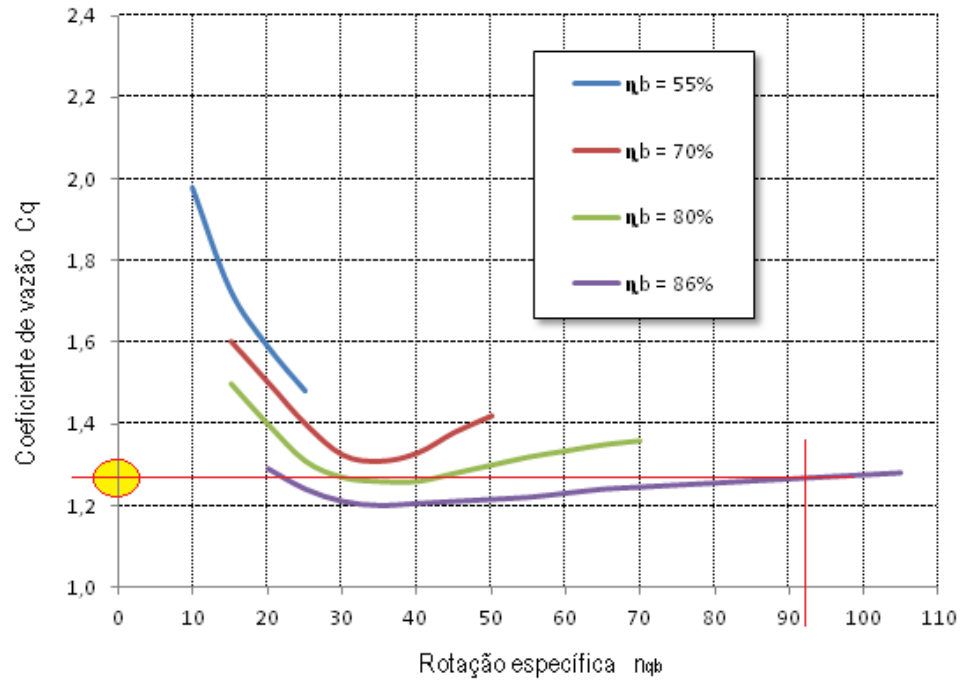


Figura 4-7 - Interpolação Cq ; n_{qb} versus curvas de rendimento.

A Figura 4-8, representa a planilha com os cálculos de ajuste de vazão Q_b e altura H_b , para definição das BFT. Os cálculos foram realizados a partir da Equação 19 e Equação 20.

Calcular a vazão com o coeficiente	
CQ=	1,27
Q_b	Q_b/N
0,984	0,328
Calcular a altura com o coeficiente	
CH=	1,4
H_b	H_b/N
21,0	21,0

Figura 4-8 - Planilha de cálculo da H_b e Q_b para o Método Chapallaz.

A partir dos valores ajustados de altura e vazão, foi alimentada a planilha de cálculo, e então obtidos os valores finais de altura **H**, vazão **Q** e rotação da bomba **n**, valores dispostos nas células de cor azul. A partir destes valores e do rendimento teórico estimado pelo método Chapallaz, é possível avaliar a potência elétrica para o aproveitamento, conforme Figura 4-9.

Ajustar a rotação do equipamento escolhido					
para um conjunto			para N conjuntos		
Q1	0,98		Q1	0,33	
n1	1.800	rpm	n1	1.800	rpm
n2	1.750	rpm	n2	1.750	rpm
Q2	0,96		Q2	0,32	
H1	21,00				
n1	1.800	rpm	H	19,85	
			Q	0,96	
n2	1.750	rpm	n	1.750	
H2	19,85		η	78%	
Calcular a potência					
Pe	281,20	Kw			

Figura 4-9 - Planilha de cálculo ajuste e potência para o Método Chapallaz

Finalizando, de posse dos valores finais pode ser realizada a seleção dos equipamentos em modo reverso, em catálogos de bombas hidráulicas dos diversos fabricantes existentes.

4.2 Metodologia desenvolvida por Sharma e Willians

Segundo Lopes (2003) os métodos de conversão que apresentam melhores resultados para as bombas fabricadas no Brasil são aqueles desenvolvidos por Sharma (1985) e Willians (1995). As equações descritas a seguir apresentam a metodologia proposta por Sharma, que utiliza o rendimento máximo da bomba hidráulica em suas equações iniciais.

$$Q_{bft} = \frac{Q_b}{\eta_{m\acute{a}x}^{0,8}}$$

Equação 23

$$H_{bft} = \frac{H_b}{\eta_{m\acute{a}x}^{1,2}} \quad \text{Equa\c{c}\~{a}o 24}$$

Onde Q_{bft} é a vazão disponível, Q_b é a vazão como bomba, $\eta_{m\acute{a}x}$ refere-se ao máximo rendimento como bomba, H_{bft} é a altura disponível e H_b Altura como bomba.

O modelo de Sharma (1985) sofreu modificações feitas por Willians (1995), onde foram introduzidos os fatores de correção de altura e vazão. As equações: Equação 25 e Equação 26, a seguir, apresentam os fatores de correção de vazão e altura respectivamente.

$$f_{cQ} = \frac{\omega_{bft}}{\omega_b} \quad \text{Equa\c{c}\~{a}o 25}$$

$$f_{cH} = \left(\frac{\omega_{bft}}{\omega_b} \right)^2 \quad \text{Equa\c{c}\~{a}o 26}$$

Onde, f_{cQ} indica o fator de correção de vazão, f_{cH} indica o fator de correção de altura, ω_{bft} é a rotação de operação no modo turbina [rpm], e ω_b representa a rotação no modo bomba [rpm].

A metodologia utiliza o modelo de Sharma (1985) para a pré-seleção de uma bomba em função de um aproveitamento residual.

Feita a pré-seleção, é possível, a partir da curva de desempenho estático, determinar qual a rotação da bomba e, conseqüentemente, a máquina de indução que vem acoplada à mesma.

De posse das rotações nos modos bomba e turbina, é feita a determinação do rendimento máximo como bomba através de iterações feitas segundo o modelo de Willians (1995), mostrados pelas equações: Equação 27 e Equação 28.

$$Q_{bft} = \frac{Q_b \cdot f_{cQ}}{\eta_{máx}^{0,8}} = \frac{Q_b}{\eta_{máx}^{0,8}} \cdot \frac{\omega_{bft}}{\omega_b} \quad \text{Equação 27}$$

$$H_{bft} = \frac{H_b \cdot f_{cH}}{\eta_{máx}^{1,2}} = \frac{H_b}{\eta_{máx}^{1,2}} \cdot \left(\frac{\omega_{bft}}{\omega_b} \right)^2 \quad \text{Equação 28}$$

A Figura 4-10 representa a planilha eletrônica na qual foram realizados os cálculos para seleção das BFT, a partir do emprego da metodologia proposta por Sharma.

Nesta planilha eletrônica as células coloridas em verde foram alimentadas com os dados de vazão **Qt** e altura **Ht**, disponíveis para o aproveitamento.

Ht=	29,40	m	$\eta_t = \eta_{máx}$		
Qt=	1,25	m ³ /s			
Qt=	1.250	l/s			
para um conjunto					
Qbep	1.250	l/s	Hbep	29,4	m
rend	78%		rend	78%	
Qt	1.524,9	l/s	Ht	39,6	m
	1,52	m ³ /s			
para N conjuntos				N=	3
Qbep/N	416,7	l/s	Hbep	29,4	m
rend	78%		rend	78%	
Qt	508,3	l/s	Ht	39,6	m
	0,51	m ³ /s			

Figura 4-10 - Planilha de cálculo de Ht e Qt para o Método Sharma/Willians.

A partir dos valores ajustados de altura e vazão, foi alimentada a planilha de cálculo, e então obtidos os valores finais de altura **Ht**, vazão **Qt**, conforme Figura 4-11.

para um conjunto					
Qbep	1250	l/s	Hbep	29,4	m
rend	78%		rend	78%	
Nt	1850	rpm	Nb	1750	rpm
Qt	1612,0	l/s	Ht	44,3	m
	1,6	m ³ /s			
para N conjuntos			N= 3		
Qbep/N	416,6667	l/s	Hbep	29,4	m
rend	78%		rend	78%	
Nt	1850	rpm	Nb	1750	rpm
Qt	537,3	l/s	Ht	44,3	m
	0,5	m ³ /s			

Figura 4-11 - Planilha de cálculo de ajuste da Ht e Qt para o Método Sharma/Willians

De posse dos valores finais pode ser realizada a seleção dos equipamentos em modo reverso, em catálogos de bombas hidráulicas dos diversos fabricantes existentes.

4.3 Metodologia proposta por Viana e Nogueira.

A terceira metodologia citada foi desenvolvida nos trabalhos de Viana (1987) e Viana e Nogueira (1990), junto ao Laboratório Hidromecânico para Pequenas Centrais Hidrelétricas da Escola Federal de Engenharia de Itajubá (LHPCH-EFEI). Em seus experimentos obtiveram coeficientes de altura e vazão, com estes coeficientes, a seleção da bomba para operar com turbina fica facilitada.

Essas relações variam de bomba para bomba e são funções da rotação específica (Viana, 1987).

Viana e Nogueira (1990), baseados em resultados experimentais, levantaram os coeficientes de vazão k_q e de altura k_a , em função da rotação específica, n_{qA} da BFT.

Dados: H_t [m] e Q [m³/s], altura de queda e vazão obtidas no aproveitamento.

Rotação específica: n_{qA} com $n_t = 3600$ [rpm] = 60 [rps] e

$n_t = 1800$ [rpm] = 30 [rps].

Com o aumento de vazão e de altura para as BFT_s, são definidos os coeficientes.

A rotação específica é obtida por cálculo através da Equação 1, citada na página vinte e um, e seu valor deve estar contido na faixa de $40 n_{qA}$ até $200 n_{qA}$, para que o método de seleção seja válido e possa ser aplicado.

Nas células coloridas em verde foram alimentados os valores de rotação nominal da bomba n , vazão Q e altura H , disponíveis para o aproveitamento. A célula em amarelo representa o valor da vazão por equipamento e a célula em verde claro o valor da rotação específica estimada via cálculo, conforme Figura 4-12.

para um conjunto				
	10^3	1.000	constante	
n	880	14,67	rps	n_{qA}
Q		1,25	m^3/s	234,30
H		29,4	m	
g		9,81	m/s^2	
para N conjuntos				N= 3
	10^3	1.000	constante	
n	880	14,67	rps	n_{qA}
Q/N		0,42	m^3/s	135,27
H		29,4	m	
g		9,81	m/s^2	

Figura 4-12 Planilha de cálculo rotação específica Método Viana.

Como o valor de rotação específica, para a vazão disponível, ficou acima do limite compreendido pela metodologia, optou-se pela adoção de três equipamentos, possibilitando que a vazão disponível fosse dividida por eles. O valor da rotação específica (n_{qA}), é plotado no gráfico da Figura 4-13, e a partir desta plotagem são obtidos os coeficientes de altura k_a e vazão k_q .

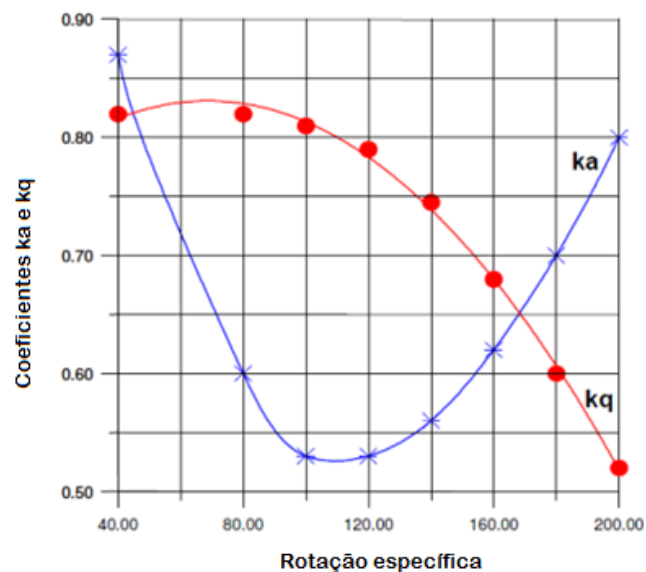


Figura 4-13 - Coeficientes k_a e k_q versus rotação específica da BFT. (fonte: Viana et al, 1990).

Para determinar a altura (H_b) e a vazão (Q_b) para a seleção da bomba adequada, utilizam-se os valores anteriormente determinados de k_a e k_q . Calculam-se a altura $H_b = k_a \cdot H_t$, a partir da Equação 2 da página vinte e sete, e a vazão $Q_b = k_q \cdot Q_t$ a partir da Equação 3, página vinte e sete, o resultado está indicado nas células em azul.

Ka=	0,55	gráfico	um conjunto
Ht=	29,4	m	Hb= 16,17
Kq=	0,75	gráfico	Qb= 0,94
Qt=	1,25	m ³ /s	m ³ /h 3.375
Ka=	0,55	gráfico	N conjuntos
Ht=	29,4	m	Hb= 16,17
Kq=	0,75	gráfico	Qb= 0,31
Qt=	0,42	m ³ /s	m ³ /h 1.125
Hb (m)		16,17	Qb (m ³ /h) 1.125

Figura 4-14 – Planilha de cálculo Altura e Vazão Método Viana.

A seleção da BFT é realizada em catálogos de fabricantes de bombas, a partir dos dados H_b , Q_b , $n_b = n_t$, escolhe-se a bomba que irá operar como turbina, retirando-se o seu rendimento, que será o mesmo como turbina, $\eta_b = \eta_t$.

O catálogo de pré-seleção traz as diversas bombas centrífugas para diferentes altura e vazões de bombeamento, para exemplificar um dos diversos catálogos disponíveis, foi selecionado o catálogo do fabricante KSB, conforme Figura 4-15.

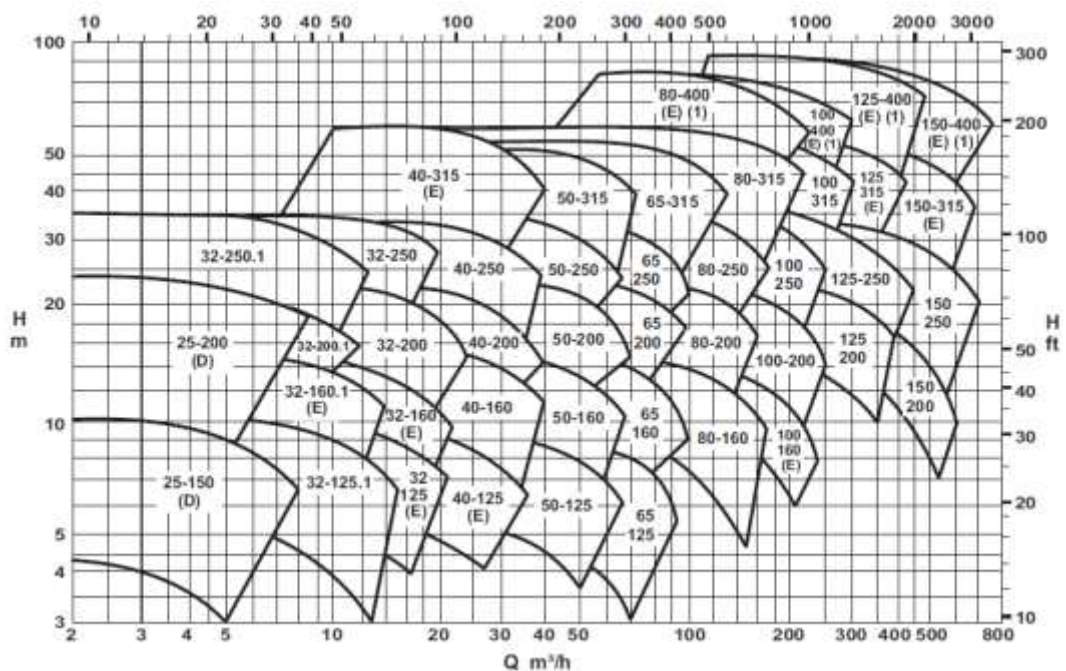


Figura 4-15– Campo de aplicação de bombas.(fonte: catálogo KSB 2009).

A determinação da potência do gerador, é realizada através da Equação 4, citada na página vinte e oito

Potência elétrica em kW, onde η_g é o rendimento do gerador, e η_{ac} é o rendimento da transmissão ou do acoplamento, que poderá ser 100 % se for direto.

peso espec.	1.000	kg/m ³
Q	1,25	m ³ /s
H	29,4	m
g	9,81	m/s ²
rend. turbina	78%	
rend. gerador	86%	
potência	241.835	W

peso espec.	1.000	kg/m ³
Q	0,42	m ³ /s
H	29,4	m
g	9,81	m/s ²
rend. turbina	78%	
rend. gerador	86%	
potência	80.612	W

Figura 4-16 - Planilha de cálculo potência Método Viana.

Segundo Viana e Nogueira (1990), as rotações de 3.600 rpm_s e 1.800 rpm_s são adotadas prioritariamente por questões econômicas: quanto maior a rotação, mais barato será o grupo BFT/MIG.

Em função das características do aproveitamento, podem-se adotar rotações síncronas inferiores.

4.4 Aplicação de BFT em barragens de abastecimento.

Bombas Funcionando como Turbinas em barragens de abastecimento é um assunto pouco estudado, pois os dados disponíveis são escassos, principalmente pela falta de organização e interesse por parte das concessionárias e de empresas administradoras de reservatórios. Não existe por parte destes operadores, uma doutrina voltada ao aproveitamento e geração de energia elétrica.

Entretanto, foi observado, a partir de dados disponíveis, que grande parte das barragens de abastecimento no estado do Rio Grande do Sul e no Brasil, apresentam características de vazão entre 1 m³/s e 5 m³/s, para alturas de quedas aproveitáveis entre 15 m e até 30 m.

A fase inicial do trabalho, de busca de dados e de informações sobre barragens de abastecimento e sobre as empresas responsáveis pela sua operação, para abastecimento humano e para irrigação, entre outros usos, revelou um quadro de falta de valorização da informação e do conhecimento relacionado às barragens em geral e à sua operação especificamente.

A precariedade das informações é evidente, não havendo documentos disponíveis com qualidade nem sobre quantas e quais são as barragens atualmente operadas pelas empresas, tanto concessionárias de abastecimento quando aquelas voltadas a irrigação de lavouras de arroz, por exemplo, tão pouco sobre as características das barragens existentes.

Nessa fase, foram ouvidos comentários esparsos sobre a possibilidade de se gerar energia hidrelétrica nessas barragens, sempre associados a iniciativas isoladas de funcionários, nunca a iniciativas institucionais, possivelmente associadas a fontes externas às empresas para financiamento dessas iniciativas.

Do ponto de vista energético é preocupante a ausência de cultura para a produção de energia nas empresas responsáveis pela operação dessas barragens, tanto em concessionárias de abastecimento de água quanto em instituições associadas à irrigação.

Essa falta de cultura de produção de energia sugere a necessidade de projetos econômicos, a partir de estruturas simplificadas e com automação na operação das usinas hidrelétricas. Também aponta a necessidade de concepção dessas usinas com estrutura mínima de funcionários para operação e manutenção.

A permanente dificuldade para o desenvolvimento de novos projetos de geração de energia, somada ao panorama atual de crise econômica internacional e ao quadro atual no sistema elétrico brasileiro de questionamentos quanto à sua capacidade para suprir as demandas dos consumidores, indica uma forte necessidade pelo acréscimo de capacidade de geração ao sistema interligado de forma alternativa e a baixo custo.

Desse modo, essa falta de cultura de geração de energia em oposição ao potencial existente em barragens de abastecimento e de irrigação, aponta para a necessidade das instituições envolvidas com a administração dessas barragens, empresas concessionárias de abastecimento de água e cooperativas de irrigação, criarem setores especializados, com a contratação em seus quadros de profissionais especializados em produção de energia.

Uma usina alternativa instalada em barragem de abastecimento contará com menos estruturas e componentes que uma usina hidrelétrica convencional, já que será instalada em barramento pré existente.

A instalação contará apenas com as estruturas relacionadas com a parte final da adução de água, com a casa de máquinas e com a restituição de água ao leito do rio.

A simplificação dessas estruturas deverá estar concentrada em grande parte na casa de máquinas, que conta com uma construção civil adequada aos equipamentos ali contidos, com a máquina hidráulica, com a máquina elétrica, com o sistema de controle, com os sistemas de proteção e com o sistema de interconexão ao sistema interligado.

Entre as máquinas motrizes hidráulicas, o uso de bombas funcionando como turbinas representam uma das melhores alternativas para redução de custos. Entre as máquinas geratrizes elétricas, seguindo o mesmo princípio, de motores de indução como geradores assíncronos também representam um meio bastante eficaz para redução de custos. Essas duas alternativas representam eventuais reduções em eficiência e ou restrições quanto à conexão ao sistema interligado.

O sistema de controle pode ser simplificado de várias maneiras. Se for adotado gerador de indução, sua tensão e sua frequência serão definidas e mantidas pelos valores da rede à qual o equipamento estiver conectado. O controle da potência fornecida deverá ser exercido através do controle da rotação do conjunto turbina-gerador.

O controle da rotação poderá ser exercido por meio do controle da abertura de válvula colocada á montante da turbina. Possivelmente, a válvula a ser utilizada e que permita um melhor controle de vazão seja a válvula borboleta, já que uma rotação de 90° imposta ao comando da válvula permite controle entre vazão nula e vazão máxima.

Também é possível controlar a vazão utilizando um cone situado no tubo de sucção, com o controle de vazão sendo exercido por meio da atuação sobre um parafuso solidário ao cone. Este tipo de controle, entretanto, exige um trabalho de desenvolvimento minucioso, já que a posição desse cone deve influenciar a pressão na saída da turbina.

O sistema de segurança das máquinas inclui um freio, para o caso de rejeição de carga, com a turbina possivelmente atingindo velocidade de disparo. Esse freio pode ser implementado com a instalação de um sistema de ventilação acoplado à árvore girante. Os ventiladores têm sua potência como uma função da velocidade ao cubo. Conforme a velocidade da turbina cresça além de determinado limite, a potência crescerá com o cubo da velocidade, limitando a velocidade do conjunto girante.

4.5 Cenários de aplicação.

Para demonstrar alguns cenários possíveis respeitando as características dos aproveitamentos foram desenvolvidos cálculos em planilha eletrônica, cujos resultados originaram os gráficos e tabelas descritos a seguir.

O gráfico apresentado pela Figura 4-17, demonstra o número de máquinas necessárias para a configuração dos conjuntos BFT_s/MIG_s, com rotação nominal de 880 rpm_s, para os aproveitamentos com características de altura útil variando entre 15 m e até 30 m e vazões variando entre 1 m³/s e 5 m³/s.

Observa-se na ilustração, que na porção abaixo na extrema direita, representada pela cor azul escuro, que para valores de altura maiores e vazões menores o número de equipamentos indicados está entre uma e até cinco máquinas.

Na área mais ao centro onde as alturas são menores e a vazão é maior o número de equipamentos indicados está entre cinco e até dez máquinas, mais acima onde a vazão se acentua a quantidade de equipamentos indicados está entre dez e até quinze máquinas, área amarela do gráfico.

Na porção localizada na parte superior esquerda da figura, para aproveitamentos de pouca altura e grandes vazões o número de equipamentos indicados está entre quinze e até vinte máquinas, um número bastante grande tornando o aproveitamento complexo e menos atrativo para esta faixa de seleção.

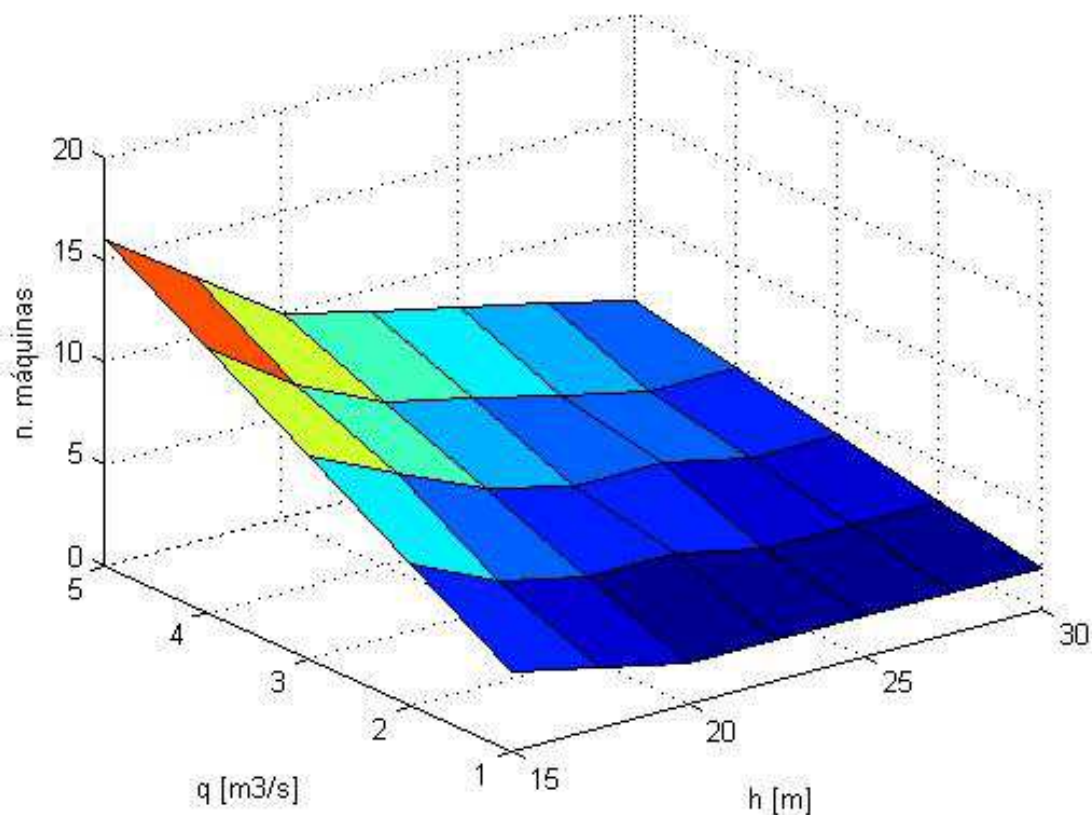


Figura 4-17 – Número de máquinas com rotação nominal 880 rpm.

O gráfico apresentado na Figura 4-18, apresenta o número de máquinas necessárias para a configuração dos conjuntos BFT_s/MIG_s, com rotação nominal de 1160 rpm, para os aproveitamentos com características de altura útil variando entre 15 m e 30 m, para vazões variando entre 1 m³/s e 5 m³/s.

Observa-se na parte inferior a direita da figura, valores de altura maiores e vazões menores, que o número de equipamentos indicados está entre uma e até dez máquinas, praticamente metade da área do gráfico, área azul mais escura.

Na porção mais acima, área azul clara e verde, onde a vazão aumenta a quantidade de equipamentos indicados está entre dez e até vinte conjuntos,

Na área localizada na parte superior esquerda, para aproveitamentos de pouca altura e grandes vazões o número de equipamentos indicados está entre vinte e trinta, um número muito grande tornando o aproveitamento complexo e menos atrativo para esta faixa de seleção, áreas amarela e vermelha.

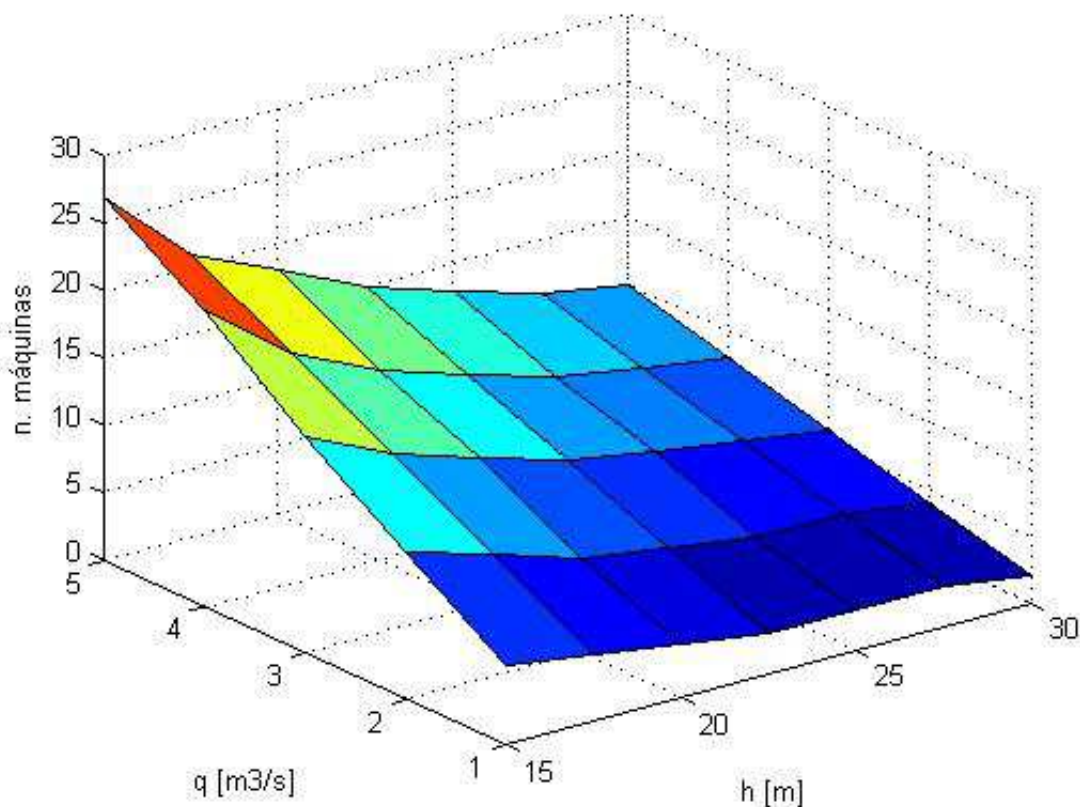


Figura 4-18 - Número de máquinas com rotação nominal 1.160 rpm.

O gráfico da Figura 4-19; demonstra o número de máquinas necessárias para a configuração dos conjuntos BFT_s/MIG_s, com rotação nominal de 1.750 rpm, para os aproveitamentos com características de altura útil variando entre 15 m e 30 m e vazões variando entre 1 m³/s e 5 m³/s.

Observa-se no gráfico na parte inferior direita da figura, praticamente metade da área do gráfico, que para valores de altura maiores e vazões menores o número de equipamentos indicados está entre um e até vinte conjuntos.

Para a área mais ao centro onde as alturas são menores e a vazão é maior o número de equipamentos indicados está entre vinte e até quarenta máquinas, área azul clara e parte da verde, um número bastante grande de equipamentos tornando complexo e menos atrativo o aproveitamento a partir desta faixa de seleção.

Quando a vazão aumenta a quantidade de equipamentos indicados é bem maior entre quarenta e sessenta conjuntos, na porção localizada na ponta acima e a esquerda, em aproveitamentos de pouca altura e grandes vazões o número de equipamentos indicados está acima de sessenta máquinas, um número muito grande tornando complexo o aproveitamento conforme dito anteriormente.

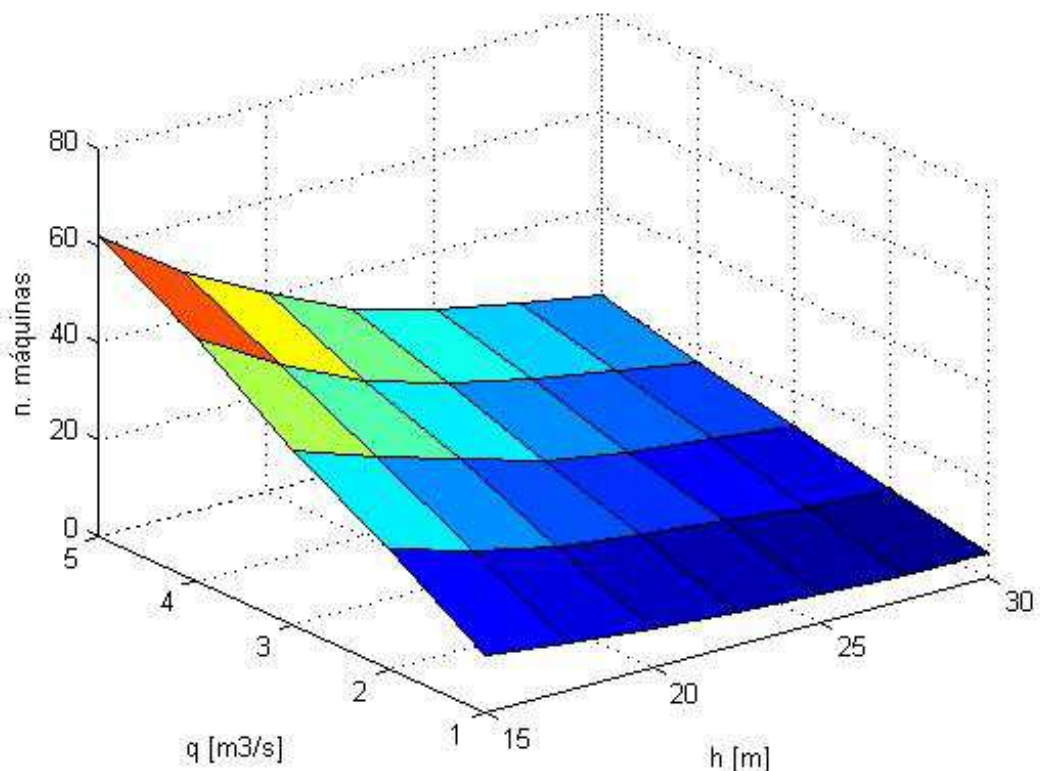


Figura 4-19 - Número de máquinas com rotação nominal 1.750 rpm.

Conforme os cálculos realizados a partir desta metodologia, para equipamentos com rotações nominais superiores a 1.750 rpm, em aproveitamentos com características de vazão e altura já mencionados, fica evidente a inviabilidade da utilização destes, devido ao grande número de máquinas requeridas.

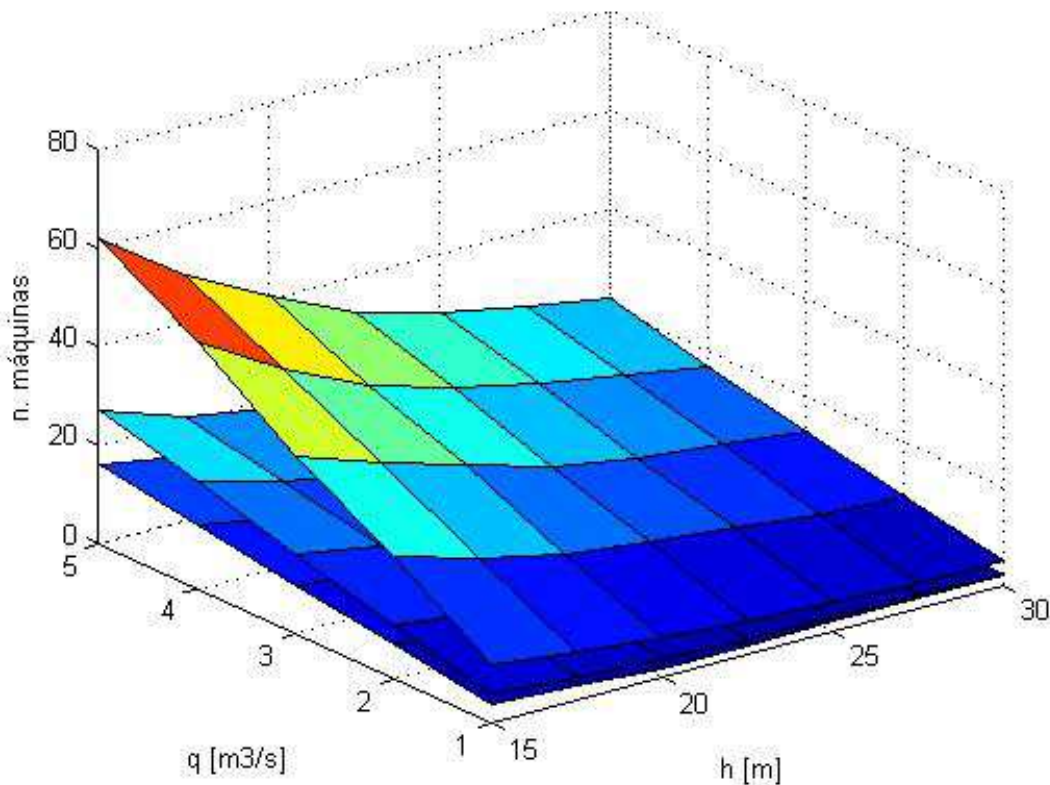


Figura 4-20-Número de máquinas versus 880; 1.160; 1.750 rpm.

De forma análoga aos cálculos que deram origem aos gráficos anteriormente apresentados, foram geradas tabelas para que a configuração do aproveitamento utilize um número definido, de forma arbitrária, de conjuntos BFT_s/MIG_s.

Para os exemplos selecionados foi definido que o aproveitamento hidroenergético tenha quatro e oito conjuntos BFT_s/MIG_s, conforme a Tabela 4 e a Tabela 5, respectivamente.

A configuração dos conjuntos necessários quanto à rotação nominal, para atender a aproveitamentos com características de altura útil variando entre 15 m e até 30 m e vazões variando entre 1 m³/s e até 5 m³/s, estão apresentados nas tabelas a seguir.

Na Tabela 4, verificamos que em aproveitamentos com alturas entre 15 m e 17,5 m e vazão de 1 m³/s, é possível a utilização de equipamentos com rotação nominal de 880rpm. Para alturas a partir de 20 m até 30 m em vazões de 1 m³/s, os equipamentos têm rotação nominal de 1.160 rpm.

Tabela 4 – Rotação nominal para 4 conjuntos BFT

<i>4</i> <i>conjuntos</i>	<i>H(m)/Q(m³/s)</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
	15,0	880	x	x	x	x
	17,5	880	x	x	x	x
	20,0	1.160	x	x	x	x
	22,5	1.160	880	x	x	x
	25,0	1.160	880	x	x	x
	27,5	1.160	880	x	x	x
	30,0	1.160	1.160	x	x	x

Fonte: autor.

Com o aumento da vazão para 2 m³/s, e para as alturas iniciais de 15 m e 17,5 m nenhuma máquina utilizada nos cálculos obteve valores de rotação específica que permitisse ser enquadrado na metodologia desenvolvida por Viana. Já entre 22,5 m e até 27,5 m são indicados equipamentos com rotação nominal de 880 rpm, e para altura de 30 m a rotação nominal indicada é de 1.160 rpm.

A partir das vazões de 3 m³/s até 5 m³/s, para as diversas alturas, em uma configuração de quatro conjuntos BFT/MIG, nenhuma das máquinas utilizadas nos cálculos obteve valores de rotação específica que permitisse ser enquadrado na metodologia desenvolvida por Viana.

Na Tabela 5, verificamos que em aproveitamentos com alturas entre 15 m e até 17,5 m e vazão de 1 m³/s, é possível a utilização de equipamentos com rotação nominal de 1.160 rpm.

Tabela 5 -Rotação nominal para 8 conjuntos BFT.

<i>8</i> <i>conjuntos</i>	<i>H(m)/Q(m³/s)</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
	15,0	1.160	880	x	x	x
	17,5	1.160	880	880	x	x
	20,0	1.750	1.160	880	880	x
	22,5	1.750	1.160	880	880	x
	25,0	1.750	1.160	1.160	880	880
	27,5	1.750	1.160	1.160	880	880
	30,0	1.750	1.160	1.160	1.160	880

Fonte: autor.

Para alturas a partir de 20 m até 30 m em vazões de 1 m³/s, os equipamentos indicados têm rotação nominal de 1.750 rpm.

Com o aumento da vazão para 2 m³/s, e para as alturas iniciais de 15 m e 17,5 m são indicados equipamentos com rotação nominal de 880 rpm, para alturas a partir de 20 m e até 30 m os equipamentos têm rotação nominal de 1.160 rpm.

Para vazão de 3 m³/s e altura de 15 m nenhuma máquina utilizada nos cálculos obteve valores de rotação específica que permitisse ser utilizada, em uma configuração de oito conjuntos BFT/MIG. Entre 17,5 m e 22,5 m são indicados equipamentos com rotação nominal de 880 rpm, e para alturas entre 25 m e 30 m a rotação nominal indicada é de 1.160rpm.

Com o aumento da vazão para 4 m³/s, em alturas de 15 m até 17,5 m nenhuma máquina utilizada nos cálculos obteve valores de rotação específica que permitisse ser utilizada, de acordo com a metodologia selecionada. Entre 20,5 m e 27,5 m são indicados equipamentos com rotação nominal de 880 rpm, e para altura de 30 m a rotação nominal indicada é de 1.160 rpm.

Para a vazão de 5 m³/s, nas alturas iniciais de 15 m até 22,5 m, nenhuma das máquinas utilizadas nos cálculos obteve valores de rotação específica que permitisse ser enquadrado na metodologia desenvolvida por Viana.

5 BARRAGEM RODOLFO DA COSTA E SILVA - ESTUDO DE CASO.

A barragem Rodolfo da Costa e Silva, localmente conhecida como barragem “Val de Serra”, é operada pela Companhia Riograndense de Saneamento – CORSAN. É uma barragem de acumulação que forma um reservatório para o abastecimento de água da área urbana da cidade de Santa Maria. O reservatório tem uma área de aproximadamente 275 hectares e está localizada no limite dos municípios de Itaara e São Martinho da Serra, no centro do Estado do Rio Grande do Sul.



Figura 5-1– Placa de identificação da barragem.

O reservatório está localizado entre as coordenadas geográficas: 29° 29' 01" a 29° 30' 56" de Latitude Sul e 53° 43' 32" a 53° 45' 29" de Longitude Oeste. A Figura 5-2, mostra no mapa do Estado a localização da área em estudo.



Figura 5-2 – Localização barragem Rodolfo da Costa e Silva, “Val de Serra”.

A Figura 5-3 representa a planta geral do sistema com a orientação do reservatório, trajeto do rio e estradas de acesso à barragem.

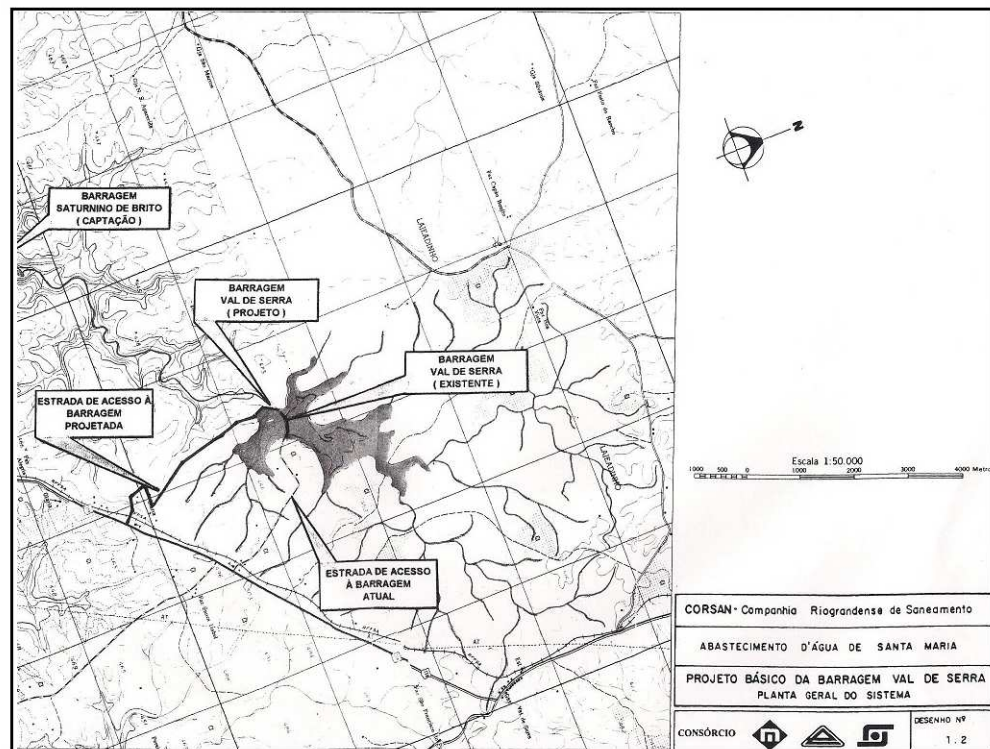


Figura 5-3 – Barragem Rodolfo da Costa e Silva “Val de Serra”, (fonte:CORSAN 1996)

Na Tabela 6, são apresentados alguns dos parâmetros adicionais da barragem e do reservatório formado.

Tabela 6 - Características da barragem Rodolfo da Costa e Silva

<i>Dados</i>	<i>Descrição</i>
Nome	Barragem Rodolfo da Costa e Silva
Localização	Municípios de Itaara e São Martinho da Serra
Rio barrado	Rio Ibicuí-Mirim
Área de drenagem	49,4 km ²
Área Inundada	275 h ^a
Volume útil	23.000.000 m ³
Vazão Média	1,23 m ³ /s
Altura máxima da barragem sobre a fundação	35 m

Fonte: Ficha técnica Barragem Val de Serra. (CORSAN 1996).

O reservatório está inserido na área de influência do clima subtropical, com temperatura média anual de 22 °C, sendo que as temperaturas máximas são superiores a 30 °C no verão; as mínimas podem ser inferiores a 5 °C nos meses de inverno.

As precipitações são regulares e de origem frontal, com a possibilidade de estiagens ocasionais em qualquer período do ano (Sartori, 1979).

O reservatório Rodolfo da Costa e Silva é compreendido pelo setor de alto curso da bacia hidrográfica do rio Ibicuí-Mirim. A jusante deste encontram-se o Reservatório Saturnino de Brito e o reservatório DNOS, que compõem o sistema de abastecimento da CORSAN, juntos abastecem a população da área urbana de Santa Maria.

No entanto, o reservatório Rodolfo da Costa e Silva é responsável por mais de 60% do volume total necessário para abastecer a cidade de Santa Maria.

A cobertura terrestre predominante na área de captação do reservatório é agrícola, com áreas de campo destinadas a pastagem e a pequenas áreas de vegetação arbórea, especialmente de matas ciliares, conforme Figura 5-4.



Figura 5-4 – Vista da baragem, lago e áreas circundantes.

As principais culturas agrícolas praticadas na área são: soja, trigo e milho. Nas áreas de campo, é praticada a pecuária em regime extensivo, sendo principalmente presente na margem direita do reservatório. As áreas florestais concentram-se junto à rede de drenagem, considerada muito importante à manutenção da fauna aquática.

A ocupação humana é maior nos divisores da bacia hidrográfica que no entorno do reservatório. A localização das residências encontra-se, geralmente, em adjacência às rodovias, facilitando a locomoção da população a outras áreas.

Por outro lado, em áreas próximas ao reservatório, são desenvolvidas a agricultura e a pecuária.

A barragem “Val de Serra” constitui-se estruturalmente por concreto de gravidade, tendo altura máxima de 36,5 m, altura máxima em relação ao leito do rio de 34 m, extensão na crista de 684 m, sistema de dissipação de energia por vertedouro em degraus, conforme Figura 5-5.



Figura 5-5 – Barragem e vertedouro.

A vazão média é regularizada por uma válvula dispersora tipo Howell Bungel, diâmetro nominal 600 mm. Segundo informação do operador da barragem a abertura da válvula é regulada em 10 % durante todo o ano, em casos de extrema seca a abertura pode ser aumentada para até 20 %. As curvas de altura versus vazão para os diferentes percentuais de abertura da válvula estão dispostos conforme ilustra a Figura 5-6.

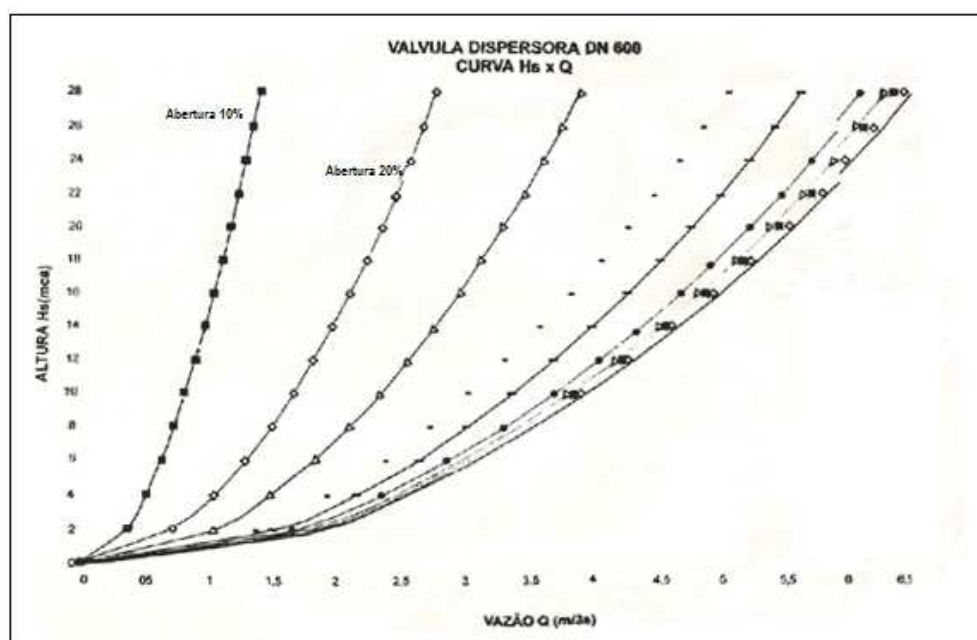


Figura 5-6 - Válvula dispersora percentuais de abertura versus vazão. (fonte: CORSAN 1996.)

A Figura 5-7, demonstra o escoamento em jato disperso através da válvula Rowell DN 600 mm, para a regulagem usualmente empregada de 10 % de abertura.



Figura 5-7 – Válvula dispersora Rowell DN600 mm.

Para a instalação dos equipamentos é indicado o conduto forçado de 600 mm que direciona o escoamento até a válvula dispersora, região em destaque na Figura 5-8.

A válvula seria retirada e as adaptações necessárias à casa de força projetadas nesta região, o conduto seria redefinido servindo de barrilete aos diversos equipamentos a serem instalados.

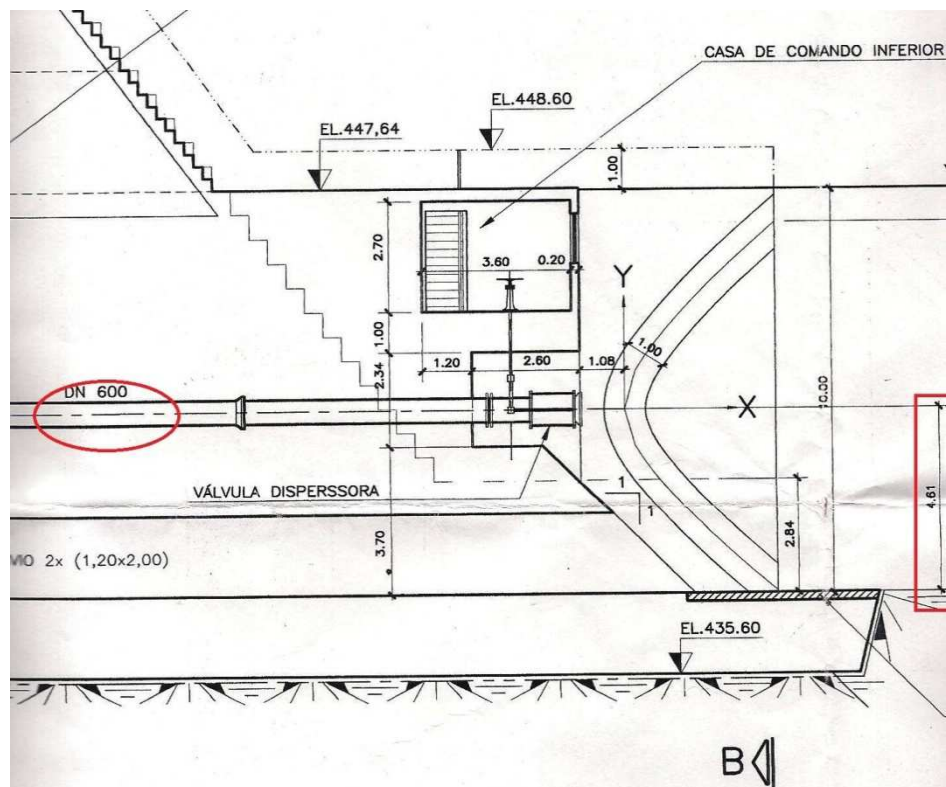


Figura 5-8 – Detalhe do conduto da válvula dispersora. (fonte: CORSAN 1996)

O gráfico referente a Figura 5-9, foi plotado a partir de planilhas eletrônicas com os dados de nível da barragem, cujos dados foram disponibilizados pela CORSAN.

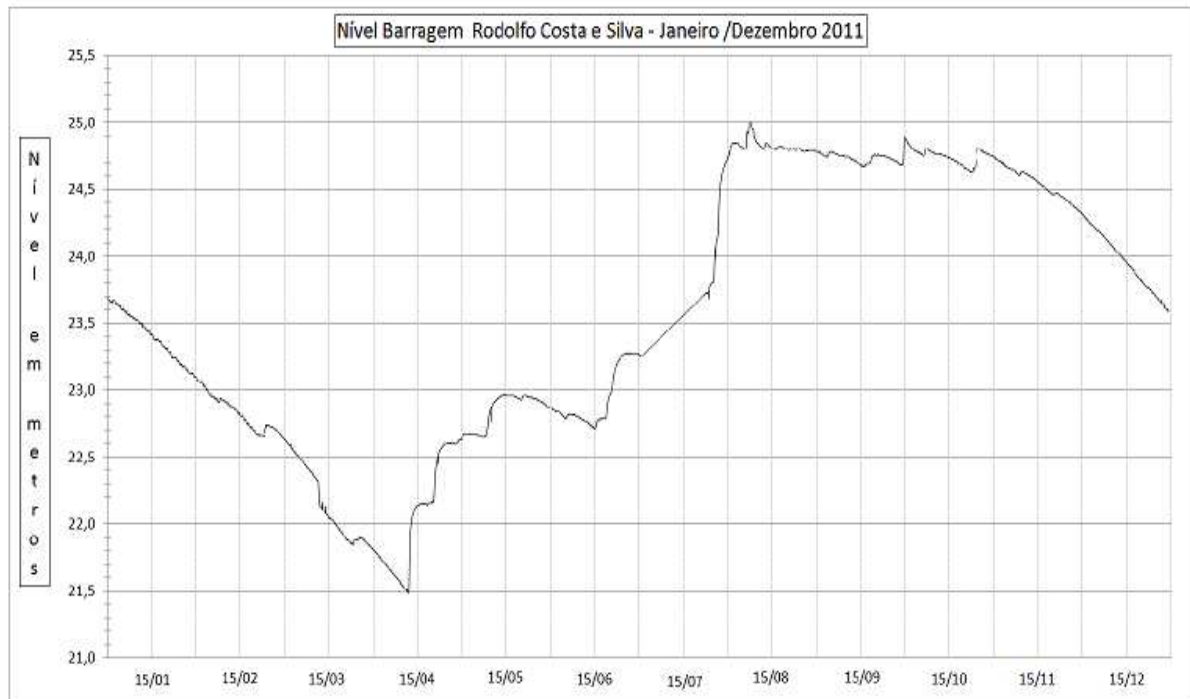


Figura 5-9 – Nível Barragem.

A aquisição de dados foi realizada, por equipamentos operados pela companhia, em intervalos de tempo de 5 minutos através de sensores de nível na barragem que coletam os dados. O envio dos dados é feito via link dedicado de radio frequência, da barragem até o centro de operações da companhia em Santa Maria.

Após o tratamento dos dados disponibilizados, foi selecionado um período, uma única série completa de dados para avaliação do nível, a série de dados é referente ao ano de 2011.

A vazão para esta barragem é considerada constante pela companhia já que a válvula dispersora esta sempre regulada em 10 % de abertura, e não há um medidor de vazão instalado no conduto, fator que qualificaria a aquisição de dados.

Portanto, admitiu-se a vazão como sendo constante para simplificação dos cálculos, uma vez que este trabalho se trata de uma avaliação de viabilidade e estimativa do potencial energético presente na barragem.

Os valores de energia gerada foram estimados a partir do nível útil, vazão regulada e do rendimento atribuído aos equipamentos.

Para a seleção das BFTs no estudo da barragem “Val de Serra”, optou-se pela utilização da metodologia Viana, que desenvolveu pesquisas sobre as bombas funcionando como turbinas a partir de equipamentos de fabricação nacional, conforme comentado anteriormente. A Figura 5-10 ilustra a tabela de cálculo e o gráfico utilizado na plotagem para a obtenção dos coeficientes de altura k_a e vazão k_q .

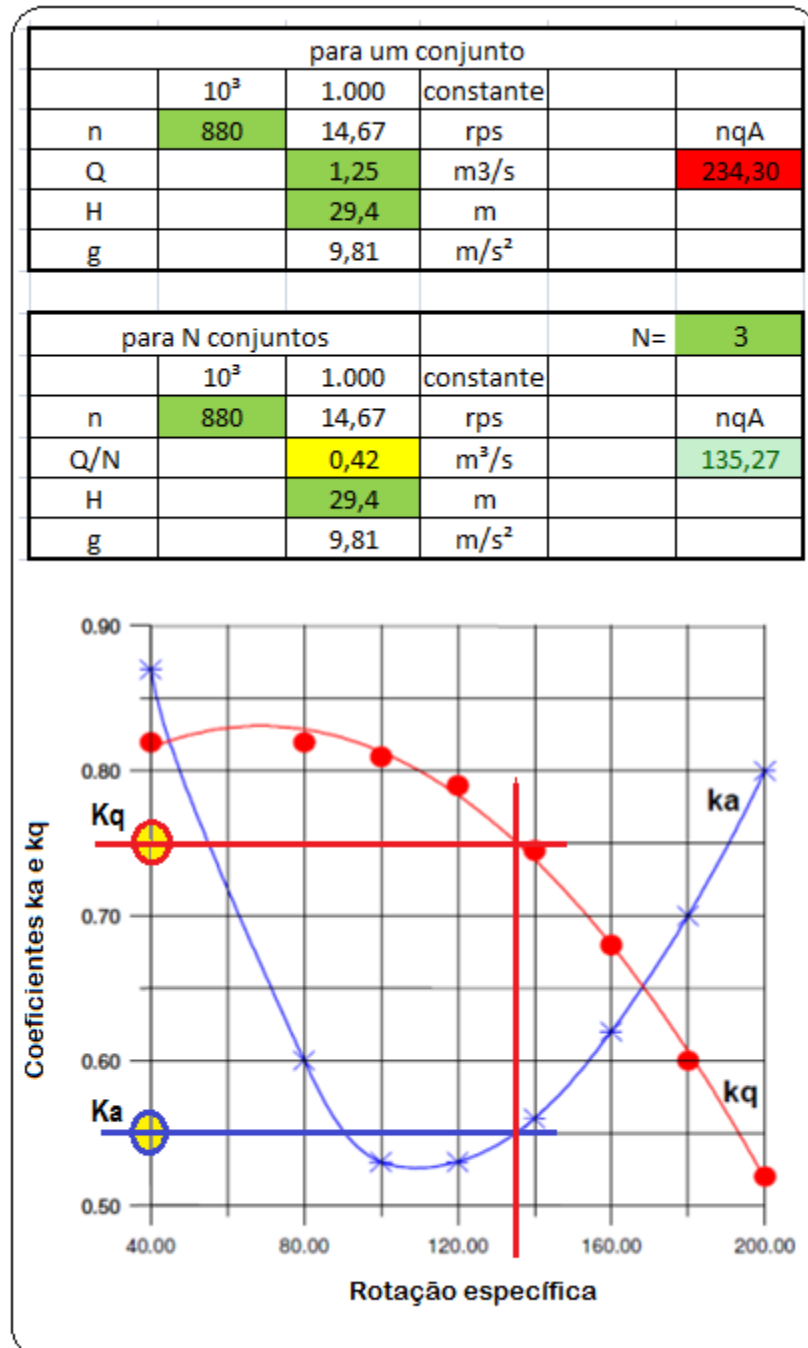


Figura 5-10– Planilha de cálculo seleção BFT.

Para determinar a altura (H_b) e a vazão (Q_b) para a seleção da bomba adequada, utilizam-se os valores anteriormente determinados de k_a e k_q .

Calculam-se a altura $H_b = k_a.H_t$, a partir da Equação 2, e a vazão $Q_b = k_q.Q_t$ a partir da Equação 3, citadas anteriormente na página vinte e sete. Os cálculos estão representados na ilustração da Figura 5-11.

Ka=	0,55	gráfico	um conjunto
Ht=	29,4	m	Hb= 16,17
Kq=	0,75	gráfico	Qb= 0,94
Qt=	1,25	m ³ /s	m ³ /h 3.375
Ka=	0,55	gráfico	N conjuntos
Ht=	29,4	m	Hb= 16,17
Kq=	0,75	gráfico	Qb= 0,31
Qt=	0,42	m ³ /s	m ³ /h 1.125
Hb (m)		16,17	Qb (m ³ /h) 1.125
peso espec.	1.000	kg/m ³	
Q	1,25	m ³ /s	
H	29,4	m	
g	9,81	m/s ²	
rend. turbina	78%		
rend. gerador	86%		
potência	241.835	W	
peso espec.	1.000	kg/m ³	
Q	0,42	m ³ /s	
H	29,4	m	
g	9,81	m/s ²	
rend. turbina	78%		
rend. gerador	86%		
potência	80.612	W	

Figura 5-11 - - Planilha de cálculo seleção BFT..

O valor estimado está representado nas células em azul, indicando como altura para a BFT 16,2 m, e vazão 1.125 m³/h.

De posse destes valores foi realizada a seleção da BFT. Através das curvas de desempenho de bombas, selecionando aquela com melhor rendimento, para a altura e vazão definidas no cálculo, conforme apresentado na Figura 5-12.

Para exemplificar o método, foi utilizado o catálogo do fabricante Imbil - Indústria e Manutenção de Bombas ITA Ltda, dentre os diversos fabricantes de bombas centrífugas.

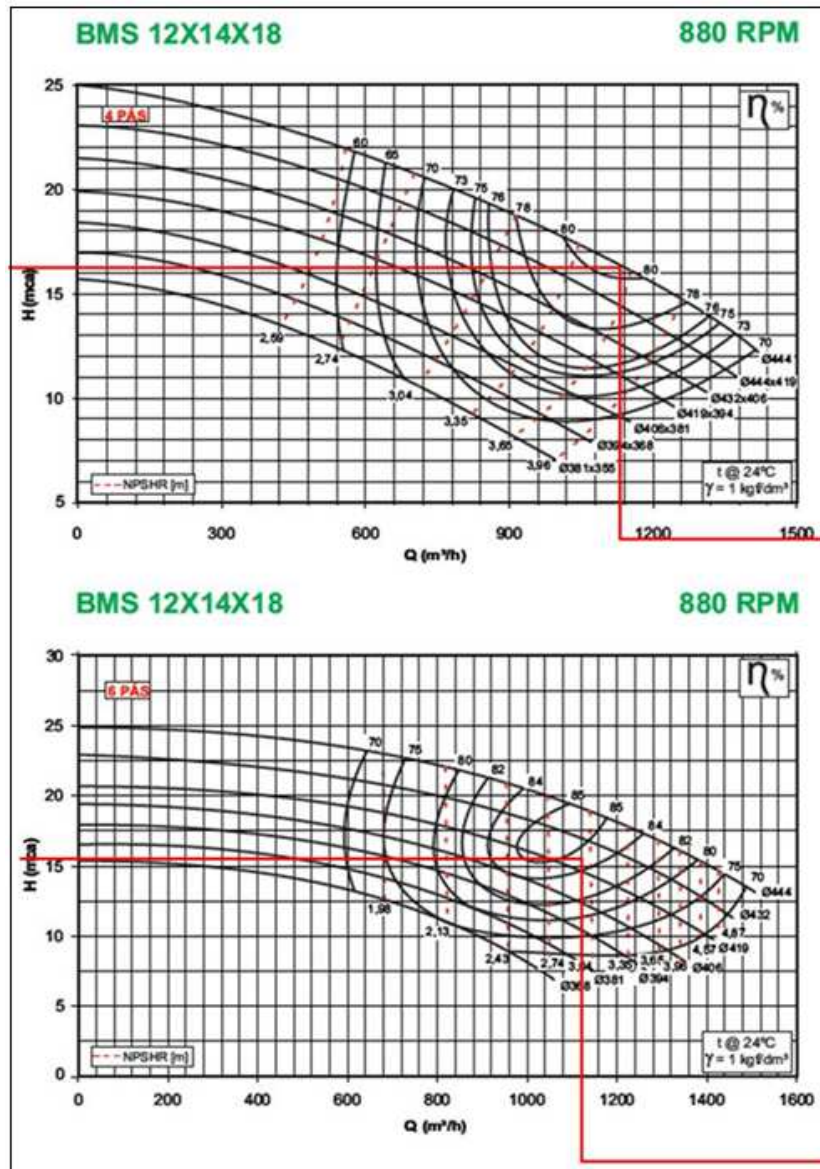


Figura 5-12 – Curvas de desempenho de bombas centrífugas. (fonte: adaptado de Imbil 2013)

A bomba centrífuga com melhor rendimento, próximo de 84%, para os valores de altura e vazão estimados é a bomba Imbil da linha BMS. Com diâmetro nominal de 12 ” para o flange de descarga, 14 ” para o flange de sucção e 18 ” de diâmetro para o rotor que é composto por seis pás e rotação nominal de 880 rpm.

5.1 Estudo energético e viabilidade econômica.

O estudo energético está baseado na estimativa de potencial disponível para geração de energia elétrica presente na barragem Rodolfo da Costa e Silva, apresentado na Tabela 7.

O resumo dos cálculos realizados em planilha eletrônica destaca os valores, mês a mês, do potencial de geração de energia, levando em conta que a vazão foi considerada constante, conforme comentado anteriormente.

É importante ressaltar que a função primordial do reservatório permanece sendo a de abastecimento de água e, portanto, a vazão disponibilizada será definida para esta finalidade, sendo em segundo plano aproveitada com a finalidade energética.

Pode-se avaliar e estimar os valores de energia gerada a partir do nível útil, vazão regulada e do rendimento atribuído aos equipamentos.

Tabela 7 – Energia produzida para três conjuntos BFT.

<i>Mês</i>	<i>H [m]</i>	<i>Q [m³/s]</i>	<i>P [kW]</i>	<i>Rend.[%]</i>	<i>E [MWh]</i>
Jan	28,00	1,25	343,30	0,82	209,43
Fev	27,50	1,25	337,18	0,82	185,80
Mar	26,96	1,25	330,65	0,82	201,73
Abr	26,63	1,25	326,60	0,82	192,82
Mai	27,44	1,25	336,50	0,82	205,27
Jun	27,52	1,25	337,52	0,82	196,51
Jul	28,06	1,25	344,12	0,82	209,94
Ago	29,42	1,25	360,74	0,82	220,06
Set	29,33	1,25	359,68	0,82	212,35
Out	29,35	1,25	359,88	0,82	219,55
Nov	29,14	1,25	357,37	0,82	210,97
Dez	28,55	1,25	350,09	0,82	213,57
				MWh/ano	2.478,00

(fonte:autor)

A viabilidade econômica foi considerada a partir do potencial energético disponível, realizada através de um breve estudo econômico, considerando o retorno ao longo de vinte e cinco anos para uma turbina hidráulica convencional, comparada com o arranjo de equipamentos trabalhando em paralelo, BFTs, compostos por arranjos de duas, três e seis bombas centrífugas.

Cada arranjo foi nominado, devido suas características de funcionamento, relação da altura versus vazão, para que foram projetadas. Arranjo de BFT - A, com rotação nominal 590 rpm, altura 15,6 m e vazão de projeto 0,5 m³/s; o segundo arranjo, BFT - B rotação nominal 880 rpm, altura 16,2 m e vazão estimada de 0,31 m³/s; e o terceiro o arranjo de BFT, chamado de tipo C com rotação nominal de 1.750 rpm, altura 22 m e vazão 0,12 m³/s.

A Figura 5-13 mostra uma comparação dos valores iniciais para aquisição das máquinas hidráulicas. A turbina chega a custar o triplo do valor necessário para aquisição de duas BFTs e quase o dobro do valor necessário para aquisição de seis BFTs, equivalentes.

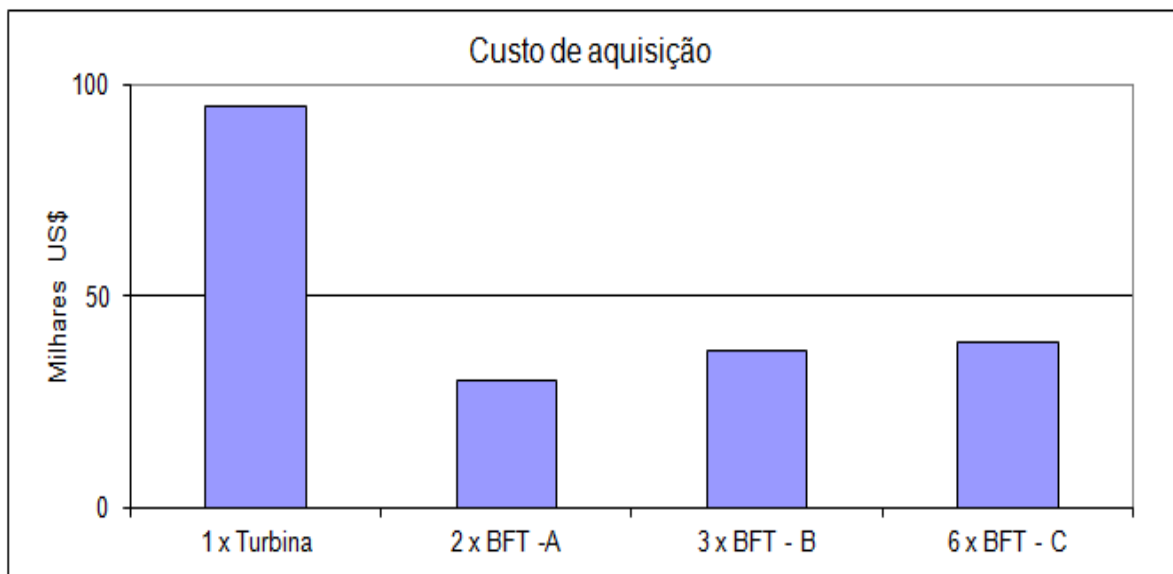


Figura 5-13 – Custo de aquisição da turbina e das BFT.

A energia gerada anualmente foi levada em consideração para geração dos resultados da Tabela 8, o valor da receita da venda dessa energia é obtido a partir do custo unitário de US\$ 30 / MWh, o resultado final é obtido da subtração dos custos de aquisição e de manutenção da receita obtida com a venda da energia.

O preço da energia para as distribuidoras é estabelecido em leilão. Para o mais recente leilão de usinas a serem construídas até 2018, realizado em dezembro de 2013, o valor da energia para usinas hidrelétricas chegou a R\$ 83,49 o MWh, aproximadamente US\$ 30/ MWh para a cotação da moeda americana no mês de fevereiro de 2014. (CCEE, 2013)

Os valores finais são ainda somados ano a ano, de modo que o valor que aparece na coluna correspondente ao vigésimo quinto ano é o resultado final acumulado, obtido a partir da solução proposta ao longo desse período.

A Tabela 8, traz os resultados parciais dos cálculos efetuados. Os custos anuais de manutenção foram estipulados em 7 % do custo de aquisição, para a turbina hidráulica, valor usualmente empregado para este tipo de equipamento. E em 5 % do custo de aquisição para as BFTs, em parte, porque a manutenção é mais simples e menos onerosa, inclusive com maior disponibilidade de peças de reposição e de pessoal especializado na manutenção de bombas no mercado.

Tabela 8 – Retorno gerado para vinte e cinco anos de operação.

		Anos	1	10	20	25
1 x Turbina	Aquisição	US\$	94.720,00	-	-	-
	Manutenção	US\$	6.630,40	6.630,40	6.630,40	6.630,40
	Energia	MWh	2.538,54	2.538,54	2.538,54	2.538,54
	30,00	US\$	76.156,06	76.156,06	76.156,06	76.156,06
	Final	US\$	- 25.194,34	600.536,60	1.295.793,20	1.643.421,50
2 x BFT - A	Aquisição	US\$	30.100,00	-	-	-
	Manutenção	US\$	1.505,00	1.505,00	1.505,00	1.505,00
	Energia	MWh	2.538,54	2.538,54	2.538,54	2.538,54
	31,00	US\$	76.156,06	76.156,06	76.156,06	76.156,06
	Final	US\$	44.551,06	716.410,60	1.462.921,20	1.836.176,50
3 x BFT - B	Aquisição	US\$	36.720,00	-	-	-
	Manutenção	US\$	1.836,00	1.836,00	1.836,00	1.836,00
	Energia	MWh	2.478,09	2.478,09	2.478,09	2.478,09
	31,00	US\$	74.342,82	74.342,82	74.342,82	74.342,82
	Final	US\$	35.786,82	688.348,21	1.413.416,41	1.775.950,51
6 x BFT - C	Aquisição	US\$	38.880,00	-	-	-
	Manutenção	US\$	1.944,00	1.944,00	1.944,00	1.944,00
	Energia	MWh	2.357,21	2.357,21	2.357,21	2.357,21
	31,00	US\$	70.716,34	70.716,34	70.716,34	70.716,34
	Final	US\$	29.892,34	648.843,42	1.336.566,83	1.680.428,54

(fonte: autor)

A Figura 5.14 mostra uma comparação dos resultados finais compilados. Observa-se que os resultados obtidos com duas, três e com seis BFTs, são superiores ao resultado obtido com a turbina hidráulica, isto se deve em grande parte ao custo inicial de aquisição da turbina hidráulica ser bem maior, aliado ao custo de manutenção mais oneroso.

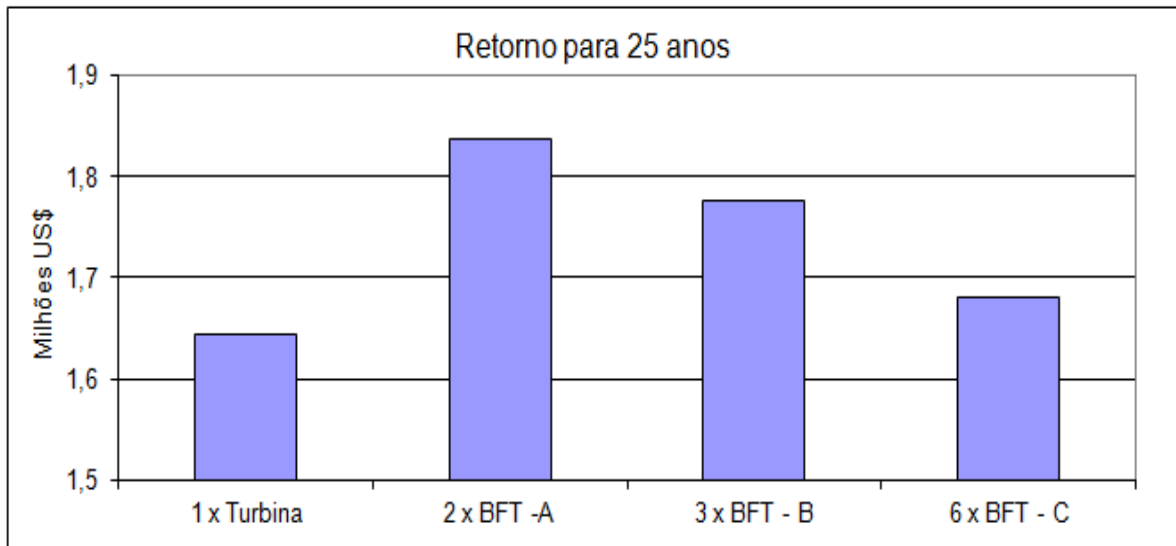


Figura 5-14 - Retorno financeiro para diferentes soluções.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As barragens de abastecimento podem então representar uma contribuição para a potência instalada do sistema energético brasileiro. A solução com o uso de bombas como turbinas se mostra viável quando comparada com o uso de turbinas hidráulicas clássicas. As bombas centrífugas são produzidas com economia de escala, apresentando grande disponibilidade e baixos custos de aquisição e manutenção.

Esse potencial existente em barragens de abastecimento pode ser mais bem aproveitado se as usinas concebidas apresentarem simplificações de projeto. Além do uso de bombas como turbinas, também podem ser utilizados motores de indução como geradores e podem ser consideradas simplificações como o uso de ventiladores industriais como freios de segurança.

Dos três métodos analisados, o método de Viana é o que se mostrou mais prático e de aplicação mais transparente, permitindo a obtenção de um resultado mais confiável e mais próximo da solução que seria obtido com o emprego de turbinas hidráulicas.

O estudo de caso com o enfoque econômico demonstrou a vantagem obtida com o emprego de bombas centrífugas, tendo sido obtido um resultado financeiro melhor ao longo dos vinte e cinco anos de análise.

No caso da barragem de Val de Serra, o método de Viana sugere a utilização de três bombas do tipo B, operando com rotação de 880 rpm e rendendo uma potência máxima de 240 kW. A disponibilização dessa potência ao sistema interligado pode render, com o pagamento de US\$ 30 / MWh, um total anual de US\$ 74.342,82.

O uso de BFTs para geração de energia na barragem Rodolfo da Costa e Silva, “Val de Serra”, pode constituir um exemplo a ser seguido, iniciando um processo de revisão de barragens de abastecimento em todo o País, buscando identificar aquelas que podem representar o acréscimo de potencial de geração ao sistema interligado brasileiro.

Nesse processo, é fundamental que os fabricantes efetuem testes de desempenho de suas bombas centrífugas operando como turbinas. A existência e a precisão das informações disponíveis terão um papel muito importante na consolidação do uso de BFTs como solução viável para geração de energia em barragens de abastecimento.

Como existem poucos fabricantes de turbinas no Brasil, os fabricantes de bombas e seus revendedores podem ver na proposta deste trabalho a abertura de um novo campo de atuação, realizando testes de desempenho de seus equipamentos e suprindo empresas interessadas nessa solução com equipamentos e com serviços de manutenção.

Nesse processo, também será fundamental uma mudança de cultura nas empresas concessionárias de serviços relacionados com o abastecimento de água, que devem trabalhar no sentido de estruturar setores dedicados à geração de energia elétrica, inclusive com a contratação de engenheiros especializados.

A continuidade desse trabalho se dará com a elaboração de projeto para geração de energia em “Val de Serra”, para o qual haverá apoio da CORSAN e eventualmente da Companhia Estadual de Energia Elétrica/Geração. A continuidade também se dará com o desenvolvimento de sistema de controle apropriado, e aprofundamento dos estudos hidrológicos, em nível de doutoramento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, *Biblioteca Virtual*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/>>. Acesso em 10 de maio de 2013.

BELUCO, A. *Viabilidade de microcentrais hidrelétricas baseadas no emprego de equipamentos de mercado*. 1994. 170 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1994.

BEN, 2013, Balanço Energético Nacional, (*Resultados Preliminares do Balanço Energético Nacional -- ano base 2012*). Disponível em <<http://www.mme.gov.br/documents/>>. Acesso em 16 de abril de 2013.

BUSE, F. *Selection of PATs using normalized performance curves of PATs of different specific speeds*. Chemical Engineering, 1981.

BUSE, F. *Using centrifugal pumps as hydraulic turbines*. Chemical engineering, jan. 1981.

CBDB, *Comitê brasileiro de barragens* Disponível em <<http://www.cbdb.org.br/5-38/ApresentaBarragens2013>>. Acesso em 17 de agosto de 2013.

CCEE, *Câmara de comercialização de Energia Elétrica*. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual>. Acesso em 30 de dezembro de 2013.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. *Diretrizes para Estudos e Projetos Básicos de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH*. Rio de Janeiro, ELETROBRÁS, 1999.

CHAPALLAZ, J.; Eichenberger, P.; Fischer, G. *Manual on pumps used as turbines*. Braunschweig: Vieweg, 1992. 221p. <http://www.nzdl.org/gsdllmod?e=d-00000-00---off-0hdl-00-0-0-10-0-0-0direct-10--4--0-0l--11-en-50---20-about---00-0-1-00-0-0-11-1-0utfZz-8-00-0-0-11-10-0utfZz-8-00&cl=CL1.11&d=HASH011f05bf8734d88d1a0802571>=1> Acesso em 22 de agosto de 2012.

CHAPALLAZ, Jean-Marc ; Ghali, J. Dos ; Eichenberger, P. ; Fisher, G.. *Manual on Induction Motors Used as Generators*. 1. ed. Federal Republic of Germany: Deutsches Zentrum für Entwicklungstechnologien - GATE, 2000. 213p. (MHPG Series Harnessing Water Power on a Small Scale: Vol. 10).

- CORSAN, Companhia Riograndense de Saneamento, *Ficha técnica Barragem Val de Serra, plantas e documentos*, Porto Alegre, 1996.
- FITZGERALD, A. E; Kingsley Jr., C; Kusko, A. *Máquinas elétricas: conversão eletromecânica da energia processos, dispositivos e sistemas*. São Paulo: McGraw-Hill, 1975. 623 p.
- GUSSOW, M. *Eletricidade básica*. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1985.
- KITTREDGE, C.P.; *Centrifugal Pumps Used a Hydraulic Turbines*. Journal of Engineering for Power. Trans. ASME. January/1961. pp. 74-78.
- KSB Bombas Hidráulicas S.A. – *Manual de Curvas Características*, São Paulo, impressão junho/2009.
- LOBOSCO, O.S., Dias, L.P.C. *Seleção e Aplicação de Motores Elétricos*. São Paulo, McGraw-Hill, 1988.
- MACINTYRE, A.J. – *Bombas e instalações de bombeamento*. Guanabara Dois, Rio de Janeiro, 1980.
- MACINTYRE, A.J. *Máquinas motrizes hidráulicas*. Rio de Janeiro: Editora Guanabara Dois, 1983..
- MAYSON, J. *Estruturas de aproveitamentos hidrelétricos*. Rio de Janeiro:Campus, Sondotécnica, 1988.
- MARTINEZ, C. B. et al. *Um estudo sobre o uso de BFT's em potenciais residuais*. Belo Horizonte: UFMG, [ca. 2000]..
- MARTIGNONI, A., *Eletrotécnica*. 9ª ed. São Paulo: Globo, 1993.
- QUANTZ, L. *Motores hidráulicos*. 5ª.ed. Barcelona: Gustavo Gili, 1961
- SARTORI, M. da G. B. *O Clima de Santa Maria: do Regional ao Urbano*. Dissertação (Mestrado em Geografia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1979.
- SCHREIBER, G.P. *Usinas hidrelétricas*. São Paulo: Edgard Blücher; Rio de Janeiro: Engevix, 1977.

SHARMA, K. R. Small hydroelectric projects – *Use of centrifugal pumps as turbines.*, Kirloskar Electric Co., Bangalore, Índia, 1985.

SOUZA, Z.; VIANA, A.N.C. *Bombas funcionando como turbinas.* Itajubá, MG: Escola Federal de Engenharia -1983. Publicação interna do Laboratório Hidromecânico para Pequenas Centrais Hidrelétricas.

STEPANOFF, A. T. *Centrifugal and axial flow pumps.* Nova Iorque: John Wiley & Sons, 1957.

TIAGO FILHO, G. L. *Critérios para escolha do grupo gerador de centrais hidrelétricas.* Itajubá: FUPAI, ca. 1990.

TIAGO FILHO, G. L.; *O Papel das PCH.s no Atual Contexto Institucional Brasileiro. Brasil Hidro Termo*, São Paulo . SP, 29 a 30/03/2000.

VIANA, A. N. C. *Comportamento de bombas centrífugas funcionando como turbinas hidráulicas.* 1987. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, 1987.

VIANA, A. N. C. *Bombas de fluxo operando como turbina: Por que usá-las?.* PCH Notícias e SHP News, Itajubá, ano 4, n. 12, jan. 2002. ISSN 1676-0220.

VIANA, A.N.C.; Nogueira, F. J. H.; *Bombas Centrífugas Funcionando como Turbinas.* Trabalho de pesquisa. Departamento de Mecânica. EFEI. Itajubá/MG. Março/1990.

VILANOVA, M. R. N., *Estudo de Grupos Moto-Bomba Operando como Grupos Geradores em Microcentrais Hidrelétricas.* Dissertação –Universidade Federal de Itajubá. Brasil, 2007.

WEG Equipamentos Elétricos S.A. *Catálogo geral de motores industriais.* - Motores Elétricos. Jaraguá do Sul, SC, 2007.

WEG Equipamentos Elétricos S.A. *Catálogo de alternadores síncronos.* –Linha G Plus. Jaraguá do Sul, SC, 2011.

WILLIAMS, Arthur A., *Pumps as Turbines. A User's Guide.* 1ª.ed. Londres: Intermediate Technology Development Group Publications Ltd, 1995.

WILLIAMS, Arthur A. *Pumps as Turbines For Low Cost Micro Hydro Power*. World Renewable Energy Congress. Denver – Estados Unidos, 1996.

WORTHINGTON Group. *Pumps for use as hydraulic turbines*: Marketintroduction. Tarreytown: McGraw-Edison Company, 1982.

ANEXO I - RESOLUÇÃO Nº 394 DE 04/12/1998

RESOLUÇÃO ANEEL Nº

394, DE quatro DE DEZEMBRO DE 1998

Estabelece os critérios para o
enquadramento de empreendimentos
hidrelétricos na condição de
pequenas centrais hidrelétricas.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, em exercício, no uso de suas atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANEEL nº 88, de 18 de novembro de 1998, de acordo com Deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto nos incisos I, III e IV do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, o que consta no Processo nº 48500.004076/98-22 e considerando:

a necessidade de estabelecer condições, visando a estimular o desenvolvimento de estudos, projetos e construção de centrais hidrelétricas de potência igual ou inferior 30.000 kW, de conformidade com o previsto no art. 4º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998;

a necessidade de revisar os antigos critérios, estabelecidos para Pequenas Centrais Hidrelétricas, pautados exclusivamente na potência instalada, sem levar em consideração o impacto global da central ao meio ambiente e aspectos relacionados à segurança;

as contribuições recebidas dos diversos agentes e setores da sociedade através da Consulta Pública nº 009, realizada no período de 11 a 26 de novembro de 1998,

RESOLVE:

Art. 1º Aprovar, na forma que se segue, os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas, a serem observados pelos agentes do setor elétrico brasileiro e sociedade em geral, interessados em realizar atividades relacionadas à geração de energia elétrica.

Art. 2º Os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km², serão considerados como aproveitamentos com características de pequenas centrais hidrelétricas.

Parágrafo único. A área do reservatório é delimitada pela cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos.

Art. 3º O empreendimento que não atender a condição de área máxima inundada poderá, consideradas as especificidades regionais, ser também enquadrado na condição de pequena central hidrelétrica, desde que deliberado pela Diretoria da ANEEL, com base em parecer técnico, que contemple, entre outros, aspectos econômicos e sócio-ambientais.

Art. 4º Ficam revogadas as Portarias DNAEE no125, de 17 de agosto de 1984, e nº 136, de seis de outubro de 1987.

Art. 5º São mantidos os direitos e obrigações dos titulares de concessões ou autorizações de aproveitamentos hidrelétricos outorgadas até a data de publicação desta Resolução, observado o disposto no § 4º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art.4º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

Art. 6º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

AFONSO HENRIQUES MOREIRA SANTOS

DOU de 07.12.1998 9.648, de 27 de maio de 1998.

ANEXO II - RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482 DE 17/04/2012

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012

Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando:

as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, realizada por intercâmbio documental no período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010 e

as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011, realizadas no período de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011, resolve:

CAPÍTULO I

DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. .

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.

CAPÍTULO II

DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 3º As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

§1º O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o caput e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução.

§2º Após o prazo do § 1º, a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão para a central geradora que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores.

Art. 5º Caso seja necessário realizar ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função da conexão de centrais geradoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, a distribuidora deverá observar o disposto no Módulo 3 do PRODIST.

CAPÍTULO III

DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução.

Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:

I - deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.

II - o consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

III - caso a energia ativa injetada em um determinado posto horário seja superior à energia ativa consumida, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver.

IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito.

V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica.

VI - os créditos de energia ativa gerada por meio do sistema de compensação de energia elétrica expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento, e serão revertidos em prol da modicidade tarifária.

VII - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente, em quilowatt-hora (kWh), por posto horário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo.

VIII - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

Parágrafo único. Aplica-se de forma complementar as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, relativas aos procedimentos para faturamento.

CAPÍTULO IV

DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 8º Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.

§1º O custo de adequação a que se refere o caput é a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

§2º Os equipamentos de medição instalados nos termos do *caput* deverão atender às especificações técnicas do PRODIST e da distribuidora.

§3º Os equipamentos de que trata o caput deverão ser cedidos sem ônus às respectivas Concessionárias e Permissionárias de Distribuição, as quais farão o registro contábil no Ativo Imobilizado, tendo como contrapartida Obrigações Vinculadas à Concessão de Serviço Público de Energia Elétrica.

Art. 9º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

CAPÍTULO V

DAS RESPONSABILIDADES POR DANO AO SISTEMA ELÉTRICO

Art. 11. Aplica-se o estabelecido no *caput* e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.

Art.12. Aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.

Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do *caput*, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

CAPÍTULO VI

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art.13. Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas nos 390 e 391, ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL.

Art.14. Ficam aprovadas as revisões 4 do Módulo 1 – Introdução, e 4 do Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, de forma a contemplar a inclusão da Seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com as adequações necessárias nesse Módulo.

Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução em até cinco anos após sua publicação.

Art. 16. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

ANEXO III - RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 517 DE 11/12/2012

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 517, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2012.

Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

Voto

O Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com base no art. 4º, inciso IV e XVI, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997 e no que consta do Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 100/2012, realizada entre 21 de novembro e 3 de dezembro de 2012, por intercâmbio documental, que foram objeto de análise desta Agência e permitiram o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Alterar o inciso III do art. 2º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º.....

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.”

Art. 2º Alterar o *caput* e inserir os §§1º e 2º no art. 4º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores.

§1º A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A.

§2º Caso o consumidor deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar aumento da carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou aumento da demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A.”

Art. 3º Alterar o *caput* e inserir o parágrafo único no art. 5º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 5º Quando da conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, ou no caso do §2º do art. 4º, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico.

Parágrafo único. Os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora.”

Art. 4º Alterar o *caput* e inserir os §§1º e 2º no art. 6º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução.

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses.

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais.”

Art. 5º Alterar os incisos II a VIII e inserir os incisos IX a XI no art. 7º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 7º.....

“II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

III - caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver.

IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para esse fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, possuidor do mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, devendo a unidade consumidora onde se encontra instalada a geração ser a primeira a ter seu consumo compensado.

VI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE para diferentes postos tarifários de uma mesma unidade consumidora, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver.

VII - os créditos de energia ativa resultantes após compensação em todos os postos tarifários e em todas as demais unidades consumidoras, conforme incisos II a VI, expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

VIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação.

IX - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo.

X - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia elétrica serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

XI - Para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deverá ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.”

Art. 6º Alterar a redação dos §§2º e 3º do art. 8º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 8º.....

§2º O sistema de medição deve observar as especificações técnicas do PRODIST e ser instalado pela distribuidora, que deve cobrar dos interessados o custo de adequação.

§ 3º O sistema de medição deve ser registrado no ativo imobilizado em serviço, devendo a parcela de responsabilidade de o interessado ser contabilizada em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica.”

Art. 7º Aprovar a revisão 6 do Módulo 1 e a revisão 5 do Módulo 3 do PRODIST.

Art. 8º Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação.

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 14.12.2012, seção 1, p. 121, v. 149, n. 241. 3.2