

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

DAVI MONTEIRO DE CARVALHO JÚNIOR

**Análise comparativa entre a influência do ICMS dos
equipamentos elétricos, mecânicos, hidromecânicos e de
geração, nos custos de implantação de pequenas centrais
hidrelétricas e usinas eólicas**

**São Carlos
2011**

DAVI MONTEIRO DE CARVALHO JÚNIOR

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE A
INFLUÊNCIA DO ICMS DOS
EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS,
MECÂNICOS, HIDROMECAÂNICOS E
DE GERAÇÃO, NOS CUSTOS DE
IMPLANTAÇÃO DE PEQUENAS
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E
USINAS EÓLICAS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola de Engenharia de São
Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase
em Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Frederico Fábio Mauad

São Carlos
2011

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

Carvalho Júnior, Davi Monteiro de

C331a Análise comparativa entre a influência do ICMS dos equipamentos elétricos, mecânicos, hidromecânicos e de geração, nos custos de implantação, de pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas / Davi Monteiro de Carvalho Júnior ; orientador Frederico Fábio Mauad. — São Carlos, 2011.

Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2011.

1. PCH. 2. Eólica. 3. ICMS. I. Título.

Resumo

Este trabalho apresenta uma análise comparativa entre a influência do ICMS dos equipamentos elétricos, mecânicos, hidromecânicos e de geração, nos custos de implantação de pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas. Para tanto, descreve a obtenção dos custos de investimento em PCHs, por meio de um diagrama de custos de investimento. Adicionando a isso informações fornecidas pelo fabricante, este trabalho realiza uma comparação dos custos de implementação de PCHs e sistemas eólicos sem o influxo do ICMS e com a influencia do mesmo.

Palavras-chave: PCH – Eólica - ICMS

Abstract

This work presents a comparative analysis of the influence of the ICMS of electrical, mechanical, hydro mechanical and generation equipment, in the costs of deployment of small hydroelectric plants and wind farms. They describe the attainment of the investment costs for small hydroelectric plants, through a diagram of the investment costs. And with information provided by the manufacturer, this work makes a comparison of small hydro plants and wind farms implementation costs with and without the influence of ICMS.

Keywords: PCH – Wind - ICMS

Lista de Figuras

Figura 1: Componentes de uma PCH [7]	5
Figura 2: Rotor Pelton em funcionamento.....	8
Figura 3: Rotor de uma turbina Pelton com as pás desmontadas	8
Figura 6: Rotor de uma turbina Francis.....	14
Figura 7: Rotores Francis de alta potencia para desnível médio	14
Figura 8: Configurações da turbina Kaplan	17
Figura 9: Rotor kaplan axial dupla regulagem.....	17
Figura 10: Turbina Kaplan S Vertical (Esquerda), Montante (Centro) e Jusante (Direita).....	18
Figura 11: Turbina Bulbo	18
Figura 12: Diagrama de Utilização de Turbinas Hidráulicas.....	19
Figura 13: Diagrama de Custos de Investimento em PCH (R\$/kW)	24
Figura 14: Exemplo de Utilização do Diagrama de Custos de Investimento.....	25

Lista de Tabelas

Tabela 1: Preços dos Projetos Elaborados pelo Fabricante	22
Tabela 2: Curvas de Tendência para cada Faixa de Potência.....	23
Tabela 3: Custos dos Componentes de uma PCH	27
Tabela 4: Variáveis das Equações	28
Tabela 5: Percentual de Composição dos Custos.....	28
Tabela 6 – Percentuais dos custos de partes de um sistema eólico em relação ao investimento por unidade de potência instalada.....	31

Lista de Abreviaturas e Siglas

ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SIPOT	Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CENAEEL	Central Nacional de Energia Eólica
PROINFA	O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

Lista de Símbolos

η	Rendimento da turbina	%
ρ	Massa Específica	kg/m ³
g	Aceleração da Gravidade do Local	m/s ²
H	Altura de Queda	m
HB	Altura da Barragem	m
LB	Extensão da Barragem	m
LC	Extensão do Canal	m
LCF	Extensão do Canal de Fuga	km
LLT	Extensão de Linha de Transmissão	km
LTF	Extensão da Tubulação Forçada	km
P	Potência	kW;MW
P_i	Potência	kW
Q	Vazão	m ³ /s
$R\$/kW$	Relação do Custo do Investimento por cada kW Instalado	-
R^2	Fator de Precisão	-
Z	Custo do Equipamento	USD
li	Investimento total sem impostos	R\$
li_{ICMS}	Investimento total com a alíquota do ICMS nos equipamentos	R\$
P_i	Parcela dos equipamentos no investimento total da PCH	%
$ICMS_i$	Alíquota do ICMS	%

Sumário

Introdução.....	1
1.1 As Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	1
1.2 As Usinas Eólicas.....	2
1.3 Motivação.....	3
1.4 Objetivos.....	3
1.5 Organização dos capítulos.....	3
As Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	5
2.1 Componentes de uma PCH.....	5
2.2 Turbinas hidráulicas aplicadas em PCHs.....	6
2.2.1 Princípios.....	6
2.2.2 Tipos de turbinas.....	8
2.2.2.1 Pelton.....	8
2.2.2.2 Francis.....	11
2.2.2.3 Kaplan.....	15
2.2.3 Diagrama de utilização do fabricante.....	18
2.3 Diagrama de custos de investimento em PCHs.....	20
As Usinas Eólicas.....	29
3.1 Projetos de Parques Eólicos.....	29
3.2 Custos de Investimento Em Usinas Eólicas.....	31
Análise Comparativa e Resultados.....	32
4.1 Influência do ICMS nos Equipamentos de Geração, Elétricos e Mecânicos das PCHs.....	33
Conclusões.....	35
Referências Bibliográficas.....	36

Capítulo 1

Introdução

1.1 As Pequenas Centrais Hidrelétricas

Uma Pequena Central Hidrelétrica é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW. Além disso, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km², definindo como discricionário à Diretoria da ANEEL os casos em que a área do reservatório fosse superior a 3,0 km² [1].

Ao iniciar os estudos técnicos e econômicos para instalação de uma PCH, vários fatores devem ser analisados, sendo estes dependentes das condições e conveniências locais, juntamente com a conjuntura econômica do país em que será implantada a PCH.

A busca por fontes energéticas alternativas e complementares tornou-se primordial na solução do problema da energia, pelo motivo da exaustão das fontes tradicionais e convencionais.

Atualmente, todos os aproveitamentos hidrelétricos que estiverem em condições técnicas para instalar uma usina que vise a geração de energia devem ser analisados e considerados, devido à demanda crescente de energia para o desenvolvimento do país.

De acordo com a apresentação do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), realizado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o setor energético receberá investimentos de quase R\$ 1 trilhão até 2019 e a geração de eletricidade terá de crescer 63 mil MW em 10 anos.

Através desta perspectiva de crescimento, juntamente com o potencial identificado de PCH pela Eletrobrás, o qual é de 14.865 MW em 2.989 aproveitamentos, percebe-se a importância desta fonte de energia na composição da matriz energética do país, podendo esta ser considerada uma alternativa de baixo

custo de investimento e pequeno impacto ambiental, aliado ao menor período para entrada em operação, tendo como objetivo suprir a demanda de energia em horários de pico ou em situações de emergência [2].

Com este cenário, verifica-se a importância do desenvolvimento sobre o assunto PCH, uma vez que este tipo de fonte está sendo bem vista pelo MME para a diversificação da matriz energética atual [3].

1.2 As Usinas Eólicas

A energia eólica tem sua origem a partir do vento, atmosfera em movimento, que é a associação entre a energia solar e a rotação planetária. Todos os planetas envoltos por gases no sistema solar demonstram a existência de distintas formas de circulação atmosférica e apresentam ventos em suas superfícies. A circulação atmosférica constitui-se de um mecanismo solar-planetário permanente. Sua duração é da ordem de bilhões de anos. O vento é considerado fonte renovável de energia, pois é inesgotável [4].

O aproveitamento da energia eólica ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade, ou cataventos (e moinhos), para trabalhos mecânicos como bombeamento d'água.

Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a 500 W/m^2 , a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s. Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, em apenas 13% da superfície terrestre o vento apresenta velocidade média igual ou superior a 7 m/s, a uma altura de 50 m. Essa proporção varia muito entre regiões e continentes, chegando a 32% na Europa Ocidental [5].

Mesmo assim, estima-se que o potencial eólico bruto mundial seja da ordem de 500.000 TWh por ano. Devido, porém, a restrições socioambientais (existência de áreas densamente povoadas e/ou industrializadas e outras restrições naturais, como regiões muito montanhosas, por exemplo.), apenas 53.000 TWh (cerca de 10%) são considerados tecnicamente aproveitáveis. Ainda assim, esse potencial líquido corresponde a cerca de quatro vezes o consumo mundial de eletricidade.

Considerando os aspectos citados, é possível notar a importância da energia eólica, além de sua relevância como objeto de estudo.

1.3 Motivação

Tendo em vista o crescimento econômico pelo qual o país está passando e a necessidade de se investir em geração de energia, pode-se destringir daí, em grande, a importância de que fontes alternativas de energia, das quais fazem parte substancialmente os sistemas eólicos, assim como os hidrelétricos (PCHs), poderão ter para integrar de forma relevante este quadro. Além disso, as pequenas centrais hidrelétricas, primeiras das fontes alternativas a ganhar espaço na matriz energética brasileira, atualmente passam por um período de dificuldade no setor. E sabe-se aparentemente que se as PCHs tivessem isenção de ICMS sobre os equipamentos (assim como os parques eólicos), a energia que as mesmas produzem poderia ser vendida a um preço inferior do atual, e dessa forma, aumentar a competitividade dessa fonte. [6]

1.4 Objetivos

O objetivo deste trabalho é analisar e comparar duas fontes alternativas de energia, pequenas centrais hidrelétricas e parques eólicos, quando dos custos de implantação, observando a influência do ICMS sobre os equipamentos elétricos, mecânicos, hidromecânicos e de geração na primeira fonte de energia.

1.5 Organização dos capítulos

Capítulo 2: As pequenas centrais hidrelétricas. Neste capítulo são apresentados conceitos sobre PCHs com o intuito de demonstrar a viabilidade de implantação das mesmas.

Capítulo 3: As usinas eólicas. Neste capítulo são apresentados detalhes relevantes sobre parques eólicos de forma a culminar nos custos de implantação deles, para posterior comparação entre as fontes de energia no próximo capítulo.

Capítulo 4: Análise comparativa e resultados. Neste capítulo, através de exemplos de PCHs reais, são comparadas as duas fontes alternativas de energia para um mesmo potencial instalado. Logo após, são realizadas análises sobre o ICMS nos equipamentos elétricos, mecânicos, hidromecânicos e de geração das PCHs.

Capítulo 5: Conclusões. Por último são feitas as considerações finais da pesquisa.

Capítulo 2

As Pequenas Centrais Hidrelétricas

2.1 Componentes de uma PCH

As PCHs são compostas basicamente por componentes civis, equipamentos mecânicos e elétricos.

Em uma central hidrelétrica pode-se citar como obras civis a barragem, os vertedouros, a tomada d'água, os órgãos adutores d'água e a casa de força. Os equipamentos mecânicos são as turbinas hidráulicas, as válvulas, as comportas, as pontes rolantes e os auxiliares mecânicos. Já os equipamentos elétricos são os geradores hidráulicos, os equipamentos de média tensão, os serviços auxiliares, a subestação elevatória, a linha de transmissão e o sistema de supervisão, controle e proteção. [3]

A figura 1 ilustra uma pequena central:

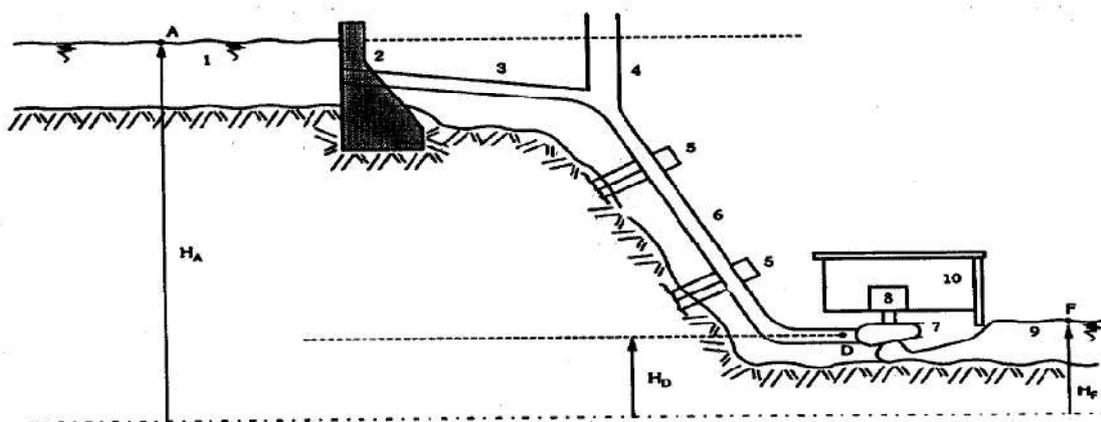


Figura 1: Componentes de uma PCH [7]

Onde:

- 1- reservatório superior;
- 2- barragem e vertedouro;
- 3- tubulação de pressão;
- 4- chaminé de equilíbrio;
- 5- blocos de ancoragem;
- 6- tubulação forçada;
- 7- tubulação de reação;
- 8- gerador;
- 9- canal de fuga;
- 10- casa de máquinas.

2.2 Turbinas hidráulicas aplicadas em PCHs

As turbinas hidráulicas são projetadas para transformar a energia mecânica (a energia de pressão e a energia cinética) de um fluxo de água, em potência de eixo. Atualmente são mais encontradas em usinas hidrelétricas, onde são acopladas a um gerador elétrico, o qual é conectado à rede de energia. Contudo também podem ser usadas para geração de energia em pequena escala, para as comunidades isoladas.

2.2.1 Princípios

As turbinas hidráulicas dividem-se entre quatro tipos principais: Pelton, Francis, Kaplan, Bulbo. Cada um destes tipos é adaptado para funcionar em usinas, com uma determinada faixa de altura de queda. As vazões volumétricas podem ser igualmente grandes em qualquer uma delas, mas a potência será proporcional ao produto da queda (H) e da vazão volumétrica (Q).

Em todos os tipos há alguns princípios de funcionamento comuns. A água entra pela tomada de água, à montante da usina hidrelétrica que está num nível mais elevado, e é levada através de um conduto forçado até a entrada da turbina. A água passa por um sistema de palhetas guias móveis, que controlam a vazão volumétrica fornecida à turbina. Para se aumentar a potência, as palhetas se abrem, para diminuir

a potência, elas se fecham. Após passar por este mecanismo a água chega ao rotor da turbina. Nas turbinas Pelton, não há um sistema de palhetas móveis, e sim um bocal com uma agulha móvel, semelhante a uma válvula. O controle da vazão é feito por este dispositivo.

Por transferência de quantidade de movimento, parte da energia potencial da água é transferida para o rotor na forma de torque e velocidade de rotação. Devido a isto, a água na saída da turbina está a uma pressão pouco menor que a atmosférica, e bem menor do que a inicial.

Após passar pelo rotor, um duto chamado tubo de sucção, conduz a água até a parte de jusante do rio, no nível mais baixo. As turbinas Pelton, têm um princípio um pouco diferente (impulsão) pois a pressão primeiro é transformada em energia cinética, em um bocal, onde o fluxo de água é acelerado até uma alta velocidade, e em seguida choca-se com as pás da turbina imprimindo-lhe rotação e torque.

Normalmente, devido ao seu alto custo e necessidade de ser instalada em locais específicos, as turbinas hidráulicas são usadas apenas para gerar eletricidade. Por esta razão a velocidade de rotação é fixada num valor constante.

A potência de uma turbina pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$P = \rho Q H g \eta \quad (1)$$

Onde:

- Potência(P): Watt(W)
- Densidade(ρ): kg / m^3
- Vazão volumétrica(Q): m^3 / s
- Queda(H): m
- Aceleração da gravidade(g): m / s^2

O índice η é a eficiência total da turbina. A eficiência é a fração da energia total da fonte de energia primária (no caso a água) que é convertida em energia útil (no caso potência de eixo). As principais causas da "perda" de energia nas turbinas são:

- Perdas hidráulicas: a água tem que deixar a turbina com alguma velocidade, e esta quantidade de energia cinética não pode ser aproveitada pela turbina.

- Perdas mecânicas: são originadas por atrito nas partes móveis da turbina e calor perdido pelo aquecimento dos mancais.

Tipicamente turbinas modernas têm uma eficiência entre 85% e 99%, que varia conforme a vazão de água e a potência gerada.

2.2.2 Tipos de turbinas

A seguir serão descritas as principais turbinas utilizadas em PCHs. A aplicabilidade delas tomam como base o catálogo ALSTOM de equipamentos para centrais hidrelétricas.

2.2.2.1 Pelton

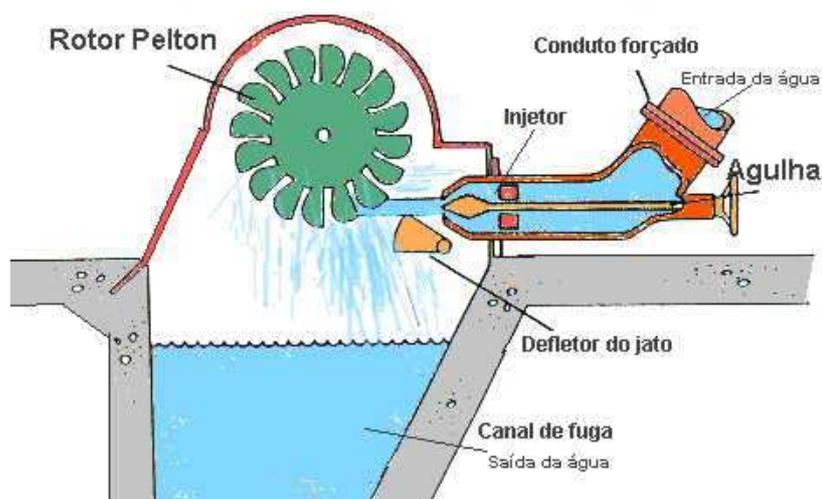


Figura 2: Rotor Pelton em funcionamento [8]

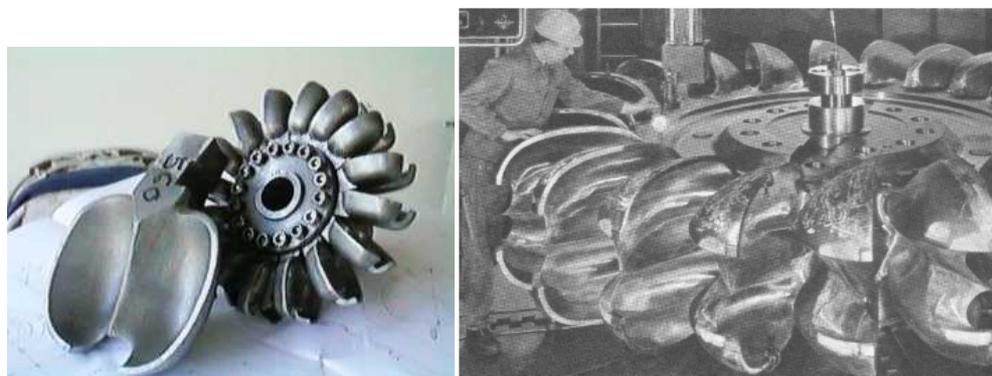


Figura 3: Rotor de uma turbina Pelton com as pás desmontadas [8]

São adequadas para operar entre quedas de 150 m até 1100 m, sendo por isto muito mais comuns em países montanhosos.

Este modelo de turbina opera com velocidades de rotação maiores que os outros, e tem o rotor de característica bastante distintas. Os jatos de água ao se chocarem com as "conchas" do rotor geram o impulso. Dependendo da potência que se queira gerar podem ser acionados os 6 bocais simultaneamente, ou apenas cinco, quatro, etc. O número normal de bocais varia de dois a seis, igualmente espaçados angularmente para garantir um balanceamento dinâmico do rotor. Um dos maiores problemas destas turbinas, devido à alta velocidade com que a água se choca com o rotor, é a erosão provocada pelo efeito abrasivo da areia misturada com a água, comum em rios de montanhas. As turbinas pelton, devido a possibilidade de acionamento independente nos diferentes bocais, tem uma curva geral de eficiência plana, que lhe garante boa performance em diversas condições de operação.

a turbina Pelton, o torque é gerado pela ação de um jato livre sobre a dupla concha do rotor. Por essa razão a turbina Pelton também é chamada de turbina de jato livre.

Para mini e micro aplicações entretanto, a turbina Pelton pode ser usada para baixas quedas em alguns casos até menos de 20m. Para grande vazão e pequena queda a roda da turbina pode-se tornar demasiadamente grande em relação a potência; neste caso deve-se usar uma das duas soluções:

- a. Aumentar o número de jatos. Com o uso de dois ou mais jatos pode-se admitir um menor diâmetro do rotor para a mesma vazão;
- b. Utilizar rotores gêmeos. Dois rotores podem ser usados lado a lado, montados no mesmo eixo, ou nos extremos do gerador, montados também sobre o mesmo eixo. Essa opção normalmente só é utilizada quando não existe condições de maximizar o número de jatos.

Pode-se ainda, bifurcar uma única tubulação principal, o mais próximo da turbina e instalar duas turbinas independentes, com geração independente eixo horizontal e apenas um bocal.

Geralmente o gerador é acoplado diretamente ao eixo da turbina, por meio de acoplamentos rígidos, mas um ajuste de rotações pode ser feito com o uso de transmissão por correias ou redutores de engrenagens. No caso da utilização de correias, para pequenas potências dá-se preferência as correias padronizadas em V,

que são mais versáteis e baratas que as correias planas, recomendadas para potências maiores.

Basicamente, a turbina consiste das seguintes partes consideradas principais: o rotor, o bocal e a caixa. Os rotores atuais são fundidos em uma só peça, com as conchas e a roda formando um só conjunto. Entretanto é possível a fabricação separada das conchas e da roda, e a fixação por meio de pinos e parafusos. No primeiro caso, caso haja uma concha danificada o rotor precisa ser substituído por inteiro, enquanto no segundo caso, basta substituir a pá danificada. O material utilizado para a fabricação das conchas é o aço fundido com adição de 13% de cromo. A geometria das conchas é bastante complicada o que torna sua fabricação um serviço quase artesanal principalmente a etapa de acabamento. A concha deve ter a capacidade de absorver convenientemente a energia cinética transmitida pela ação do jato que sai do bocal e ao mesmo tempo distribuí-la no seu retorno, sem interferir com a pá subsequente.

No bocal, a pressão da água é convertida em velocidade. O bocal consiste em uma peça cônica fixada ao extremo da tubulação e uma agulha interna acionada por uma haste, a qual regula o fluxo de saída da água para a roda da turbina. Tanto o bocal quanto a agulha sofrem severo desgaste, sendo feitos de material de alta qualidade, normalmente aço com manganês, que apresenta grande resistência ao desgaste, provocado por partículas como areia.

Algumas máquinas possuem a agulha do bocal construídas em bronze e apresentam boa resistência ao desgaste. Encontram-se no Brasil várias centrais hidrelétricas, principalmente no campo das pequenas centrais, funcionando com esse tipo de turbina porém o número é bastante reduzido quando comparado com as tradicionais Francis e Kaplan.

2.2.2.2 Francis



Figura 4: Turbina Francis de 100 hp (à esquerda) [8]

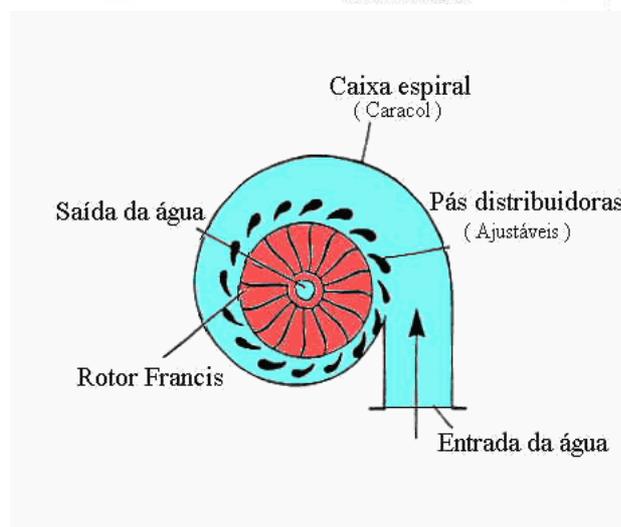
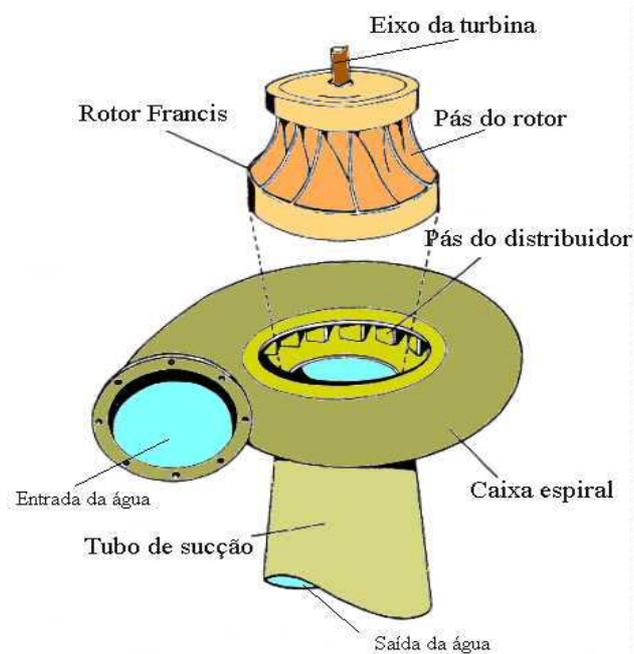


Figura 5: Configurações de uma turbina Francis [8]

São adequadas para operar entre quedas de 15 m até 400 m. A Usina hidrelétrica de Itaipu assim como a Usina hidrelétrica de Tucuruí, Furnas e outras no Brasil funcionam com turbinas tipo Francis.

A turbina Francis foi idealizada em 1849, tendo o nome do seu inventor, sendo que a primeira turbina foi construída pela firma J.M. Voith em 1873, passando desde então por aperfeiçoamentos constantes, como a utilização das pás diretrizes, também chamadas de pás Fink

Tem sido aplicada largamente, pelo fato das suas características cobrirem um grande campo de rotação específica. Atualmente se constróem para grandes aproveitamentos, podendo ultrapassar a potência unitária de 750 MW. As turbinas construídas entre 1930 a 1950 não possuíam rendimentos superiores a 85%, hoje ultrapassam a 92% para grandes máquinas.

A turbina Francis funciona com uma diferença de pressão entre os dois lados do rotor. As pás do rotor são perfiladas de uma maneira complexa e uma caixa espiral, normalmente fundida, para as turbinas pequenas, distribuí a água ao redor do rotor.

Em operação, a água entra no rotor pela periferia, após passar através da pás diretrizes as quais guiam o líquido em um ângulo adequado para a entrada das pás do rotor, deixando o mesmo axialmente em relação ao eixo.

A turbina Francis pode ser executada tanto com eixo na horizontal quanto na vertical. A construção com eixo na horizontal, ou seja, a roda trabalhando verticalmente é utilizada para pequenas unidades, nesse caso apoiados em mancais de deslizamentos radiais e dispensa a utilização de mancais guias, utilizados quando a construção é de eixo vertical, além da utilização do mancal de escora axial.

A água transfere parte da sua energia para o rotor e deixa a turbina pelo tubo de sucção. As turbinas Francis modernas estão sempre ajustadas com as pás diretrizes também chamadas de distribuidoras, e as mesmas são comandadas pelo conjunto regulador que ajustam a vazão à carga da turbina.

A turbina Francis é uma das mais difundidas e utilizadas no Brasil tanto para grandes quanto para pequenas, mini e microcentrais hidrelétricas. Um dos únicos inconvenientes dessa turbina é a variação da curva de rendimento com a vazão.

O rotor da turbina Francis de tamanhos pequenos e médios pode ser construído em uma só peça totalmente fundida. O material utilizado é o aço fundido com 12 a 15% de cromo, mas em alguns casos é construída em aço inoxidável.

Dependendo do tamanho esperado para o rotor, motivado por uma grande vazão de projeto, pode-se dimensionar uma única turbina utilizando-se de um rotor duplo (dupla sucção). Tal construção, porém, só é viável para a turbina funcionando com eixo na horizontal.

A curvatura das pás é relativamente complexa seguindo perfis pré-estabelecidos conforme a admissão da água no rotor. As pás diretrizes são construídas para as pequenas turbinas em uma só peça fundida solidárias ao eixo de acionamento das mesmas. A caixa espiral para as turbinas de pequeno porte normalmente é fundida em aço ou ferro fundido e bipartida para facilitar a montagem e desmontagem do conjunto.

Quanto ao modo de instalação que caracteriza como recebem a água motriz, as turbinas Francis podem ser: de instalação aberta ou fechada:

- Instalação aberta: Quando a turbina é colocada num poço, ao qual vem ter a água conduzida em um canal de adução, havendo geralmente uma comporta ou adufa para que se possa esvaziá-la na manutenção. Este tipo de instalação é conveniente apenas para pequenas quedas(até 10 m) e potências pequenas (algumas centenas de CV). Vale ressaltar que quando a descarga é grande e o desnível é pequeno, há vantagem de se utilizar um tubo de sucção curvo.
- Instalação fechada: Quando a queda é superior a 10 m é preferível colocar a turbina numa caixa à qual vem ter a água conduzida em uma tubulação forçada. Estas caixas têm a forma de caracol, voluta ou espiral e são envolvidas pelo concreto armado.

As vantagens das turbinas de eixo horizontal sobre as de eixo vertical é que nas primeiras a turbina e o gerador podem ser independentes; há uma melhor disposição da sala das máquinas já que a turbina e o gerador estão no mesmo nível; fácil montagem e entendimento; facilidade de manutenção e custo reduzido em cerca de 20% para as mesmas condições.



Figura 6: Rotor de uma turbina Francis [8]

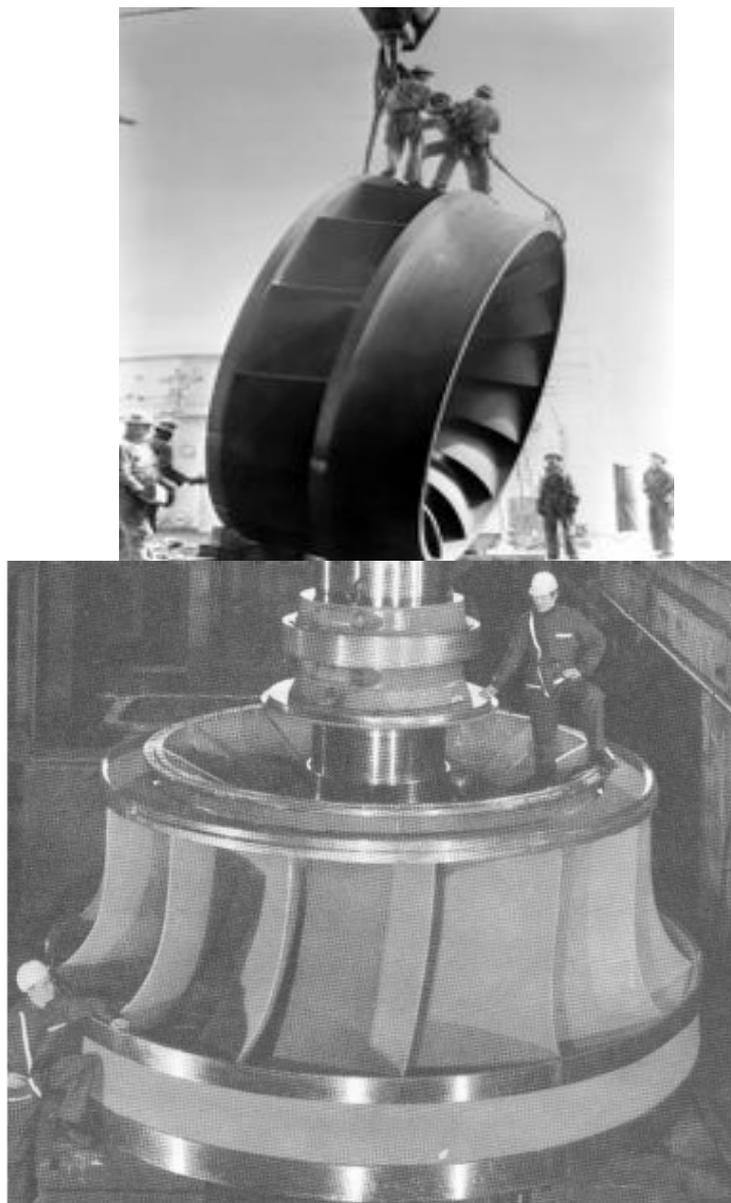


Figura 7: Rotores Francis de alta potencia para desnível médio [8]

2.2.2.3 Kaplan

São adequadas para operar em quedas menores do que 40m. A única diferença entre as turbinas Kaplan e a Francis é o rotor. Este assemelha-se a um propulsor de navio (similar a uma hélice) com duas a seis as pás móveis. Um sistema de embolo e manivelas, montado dentro do cubo do rotor, é responsável pela variação do ângulo de inclinação das pás. O óleo é injetado por um sistema de bombeamento localizado fora da turbina, e conduzido até o rotor por um conjunto de tubulações rotativas que passam por dentro do eixo.

O acionamento das pás é acoplado ao das palhetas do distribuidor, de modo que para uma determinada abertura do distribuidor, corresponde um determinado valor de inclinação das pás do rotor.

As Kaplans também apresentam uma curva de rendimento "plana" garantindo bom rendimento em uma ampla faixa de operação. A usina hidroelétrica de Três Marias funciona com turbina Kaplan.

A turbina axial tradicional, também chamada de propeller, consiste basicamente de um rotor, similar a hélice de navio, ajustada internamente na continuação de um conduto, com o eixo saindo do conjunto no ponto em que a tubulação muda de direção.

Normalmente três ou quatro pás são utilizadas quando a altura de queda é relativamente baixa, podendo ter até oito pás para maiores alturas. A entrada da água é regulada por palhetas diretrizes. O rendimento dessa turbina com vazões menores daquela do ponto normal de funcionamento tende a baixar de maneira considerável, até mais acentuada que na turbina Francis.

Embora o perfil das pás deva ser executado de maneira a otimizar as forças oriundas das pressões exercidas sobre as mesmas, projetos tem sido idealizados com seções mais planas, que oferecem menos eficiência, porém são mais fáceis de serem fabricadas. Essa espécie de projeto pode ser considerada seriamente para aplicações em micro centrais onde baixo custo e facilidade de fabricação são prioritários.

É também possível, na maioria das vezes, considerar a caixa espiral da turbina axial de concreto. Usinas de maiores escalas, como algumas pequenas centrais, podem fazer uso de uma versão mais sofisticada da turbina axial.

Variando o passo das pás do rotor simultaneamente com as palhetas do distribuidor, pode-se conseguir bons rendimentos com vazões parciais. As turbinas

axiais, nas quais se torna possível a variação dos passos das pás do rotor são chamadas de turbinas propeller de pás variáveis ou, como são mais conhecidas; turbinas Kaplan.

Alguns tipos de turbinas axiais podem possuir um conjunto de pás diretrizes dispostas de maneira radial, juntamente com uma caixa espiral. As pás do rotor podem ser construídas ou fundidas, ou estampadas e soldadas ou montadas no cubo, normalmente fundido. Para pequenas turbinas, do tipo propeller, as pás e o rotor podem ser fundidos em uma só peça.

No caso da turbina Kaplan, o sofisticado mecanismo de controle das pás no rotor, pode encarecer sua fabricação e tornar a sua aplicação inviável quando comparado às outras turbinas na mesma faixa de aplicação.

As turbinas axiais vêm apresentando grande interesse para quedas pequenas em rios de maiores vazões que habitualmente se consideraria para instalações de turbinas tipo Francis e fluxo cruzado. A turbina axial deu origem a uma série de variantes, além do conceito da turbina Kaplan, como: a turbina Bulbo, a turbina Sifão, a turbina S, tanto de jusante quanto de montante e até a turbina Strafflo.

No Brasil a turbina axial tem seu uso bastante difundido, aparecendo no inventário das usinas hidrelétricas de pequeno porte do SIPOT como a mais usada depois da turbina Francis. Na região Centro-Oeste, apresenta grandes condições de aplicação devido as características hidrológicas aí existentes. Contudo deve-se salientar, que é aquela que apresenta o maior custo em relação ao kW instalado, quando comparada com as tradicionais, Francis simples e Pelton [8].

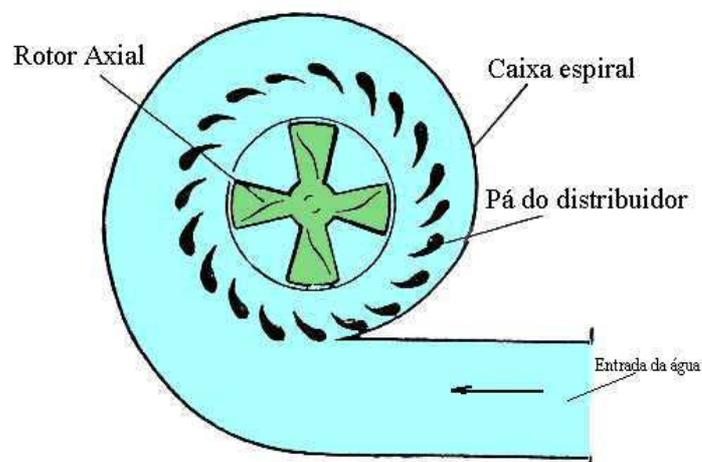
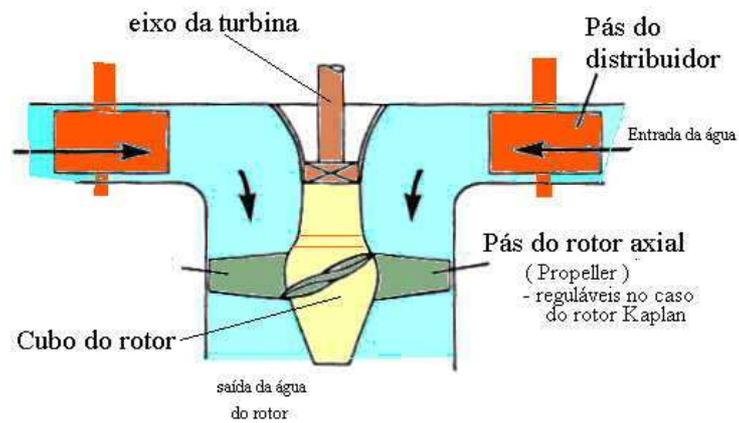


Figura 8: Configurações da turbina Kaplan [8]

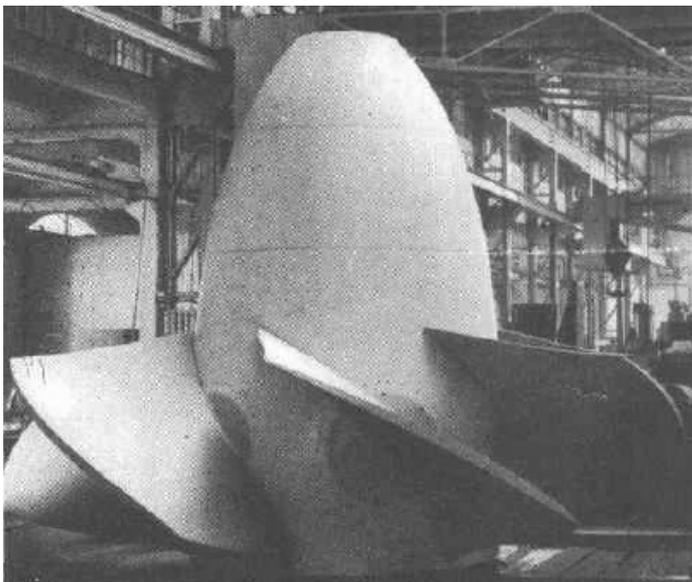


Figura 9: Rotor kaplan axial dupla regulagem [8]

Outros tipos de turbinas Kaplan são a Kaplan S Montante, Jusante e Vertical (Figura 10) e a Bulbo (Figura 11), sendo esta utilizada para baixíssimas quedas e pequenas potências.

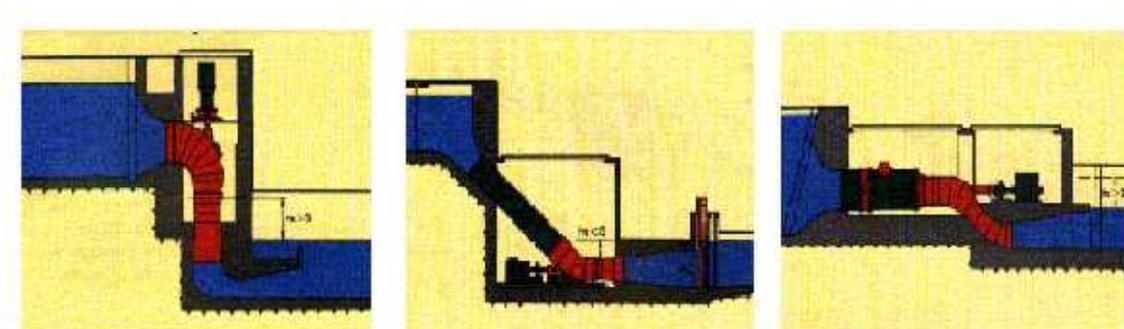


Figura 10: Turbina Kaplan S Vertical (Esquerda), Montante (Centro) e Jusante (Direita) [8]



Figura 11: Turbina Bulbo [8]

2.2.3 Diagrama de utilização do fabricante

O diagrama de utilização indicado na Figura 12 mostra todas as faixas das turbinas ALSTOM citadas em um único diagrama, considerando a experiência do fabricante nos últimos 10 anos.

Basicamente, são três os tipos para as famílias de turbinas da ALSTOM (Taubaté Unit – Taubaté – SP) empregados para pequenas centrais hidrelétricas: Pelton, Francis e Kaplan.

Para alguns intervalos de queda, a turbina a ser escolhida pode estar entre dois tipos. É o que ocorre no intervalo Francis, no qual existe uma intersecção entre 150 e 300 metros, em que esta escolha ficaria entre Francis e Pelton.

No intervalo de 2 a 30 metros, a intersecção está entre 20 e 30 metros, em que a escolha estaria entre Francis e Kaplan. [3]

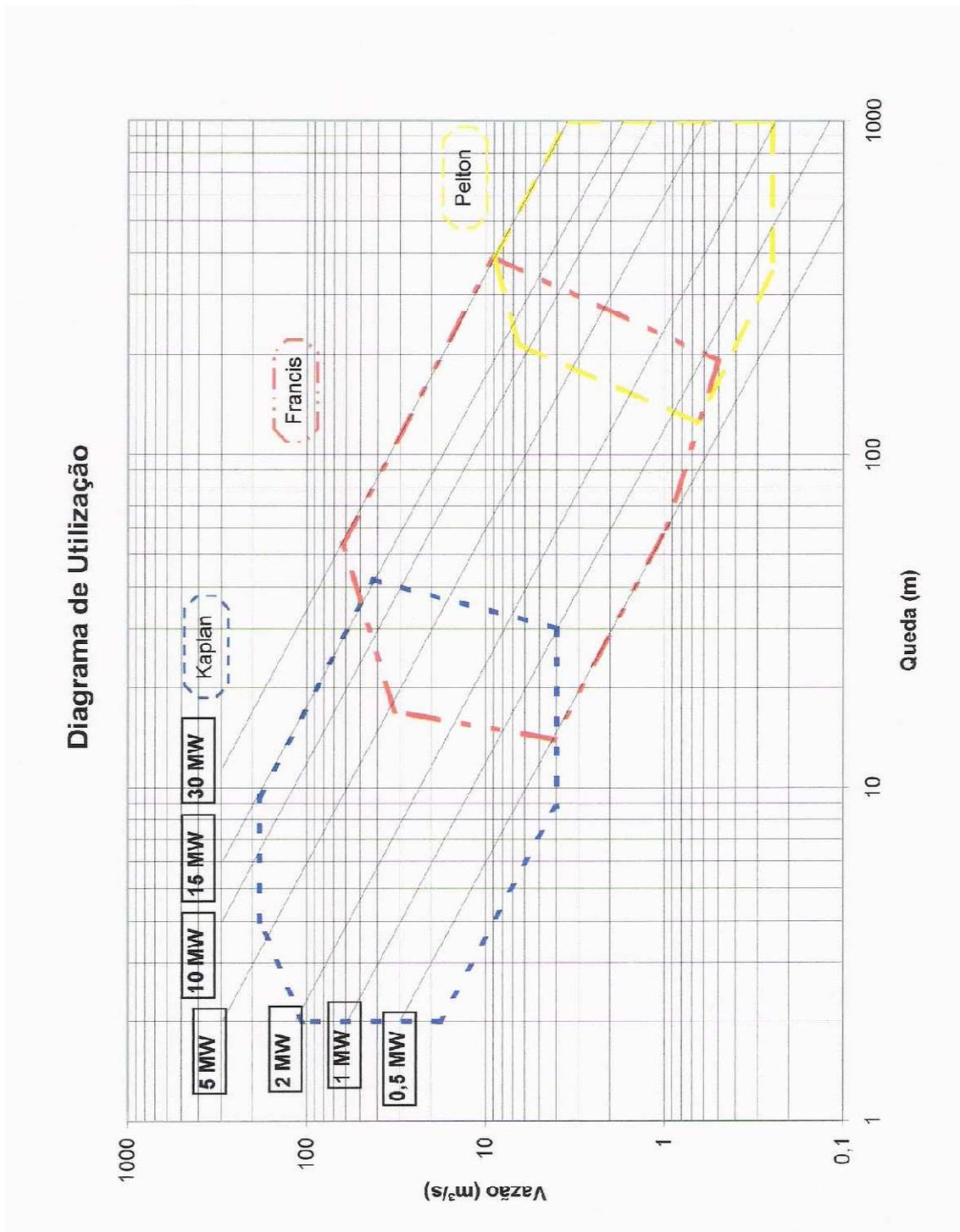


Figura 12: Diagrama de Utilização de Turbinas Hidráulicas [3]

De acordo com o catálogo do fabricante, são citadas algumas vantagens de uma turbina sobre a outra, dentro dos intervalos mencionados anteriormente. A decisão ficará nos critérios exigidos pelo projeto e as vantagens oferecidas.

No caso do intervalo entre Francis e Kaplan, pode-se citar as seguintes vantagens:

- Francis sobre Kaplan: o arranjo mecânico é mais simplificado; mais conveniente para a regulação de frequência e melhor controle dos transientes e, geralmente, mais econômica;
- Kaplan sobre Francis: maior flexibilidade com grandes variações de queda e vazão, melhor produção e rotações altas para o gerador quando da utilização do multiplicador.

Para o intervalo entre Francis e Pelton, pode-se citar as seguintes vantagens:

- Francis sobre Pelton: compatível com razoável variação de queda; mais conveniente para a regulação de frequência (quando o conduto forçado é também compatível), alta velocidade de rotação e geralmente mais econômica;
- Pelton sobre Francis: oferece uma melhor produção anual quando existe considerável variação do fluxo nominal, a sobre velocidade no gerador e a sobrepessão no conduto são facilmente limitadas e arranjo mecânico simplificado.

A escolha do tipo de turbina a ser aplicado depende das condições exigidas no projeto para queda e vazão líquidas, que variam em cada caso. Devem ser analisados e considerados parâmetros como número de horas de operação anual, entre outros.

Por exemplo, para uma altura de queda de 50 metros e vazão de 20 m³/s, obtém-se no diagrama de utilização uma turbina tipo Francis, com potência de aproximadamente 10 MW.

Por outro lado, considerando uma altura de queda de 20 metros e uma vazão de 10 m³/s, verifica-se que o tipo de turbina pode ser do tipo Kaplan ou Francis, com potência de cerca de 2 MW. A escolha depende das condições impostas pelo projeto, como por exemplo, o número de horas de operação anual que, dependendo da quantidade exigida, faz com que se opte por Kaplan, para uma melhor produção de energia elétrica. Caso contrário, a solução com turbina Francis é mais econômica.

2.3 Diagrama de custos de investimento em PCHs

Utilizando preços de fabricante nacional de pequenas centrais hidrelétricas, pois assim, introduz-se a realidade do mercado, construiu-se um diagrama de custos de investimento do projeto. Com base no diagrama de utilização do fabricante, obtém-

se valores de queda e vazão e, conseqüentemente, potência e tipo de turbina, sendo estes valores relacionados às curvas de potência instalada e custo do investimento.

Para tanto, foram solicitados preços e parâmetros, tais como queda, vazão e tipo de turbina de PCH, que foram fornecidos pelo fabricante, estabelecendo que as potências instaladas estejam próximas de 5 MW, 10 MW, 15 MW, 20 MW e 30 MW.

Para que se tenha um porte médio do empreendimento, foram solicitados dois conjuntos turbina-gerador por projeto. Em cada projeto foram considerados como escopo de fornecimento as obras civis, turbinas, geradores, juntamente com seus associados, equipamentos elétricos e mecânicos, hidromecânicos e levantamentos.

Enfim, será realizada uma análise das informações obtidas no mercado, objetivando a criação de um diagrama de custos de investimentos para projetos de PCH, sendo este uma importante ferramenta para a análise dos investimentos.

Dessa forma, na elaboração do diagrama de custos, consideram-se as informações dos projetos indicados pelo fabricante e seus respectivos preços, em reais. A tabela 1 mostra uma relação de 20 projetos colocados pelo fabricante ALSTOM.

Os preços mencionados estão sem impostos e a base econômica é de maio de 2010.

Segundo o fabricante, os preços consideram cotações e projetos recentes realizados pelo mesmo. São preços estimados, baseados em referências de mercado de equipamentos e serviços.

Projeto	Tipo Máquina	Qtde	Potência Unitária (kW)	H(m)	n(rpm)	Q(m ³ /s)	R\$/kW Instalado
1	FHD	2	9600	44,2	450	25,00	6694
2	SAM	2	13400	30,6	300	54,33	6154
3	FHS	2	9500	253	900	4,26	5198
4	FHS	2	5100	87,5	600	6,43	8807
5	FHS	2	4560	96,9	720	5,31	9590
6	FHS	2	7200	68	450	11,48	7488
7	FHS	2	1500	120	1200	1,40	16659
8	FHD	2	13000	54,3	514	30,60	4845
9	FHS	2	3000	106	900	2,61	10262
10	SAM	2	15620	32,3	327	53,00	4966
11	PIT	2	13600	12	165/600	115,50	7600
12	FHS	2	4170	135,6	900	3,38	7632
13	FHS	2	7710	243	900	3,61	6250
14	SAM	2	2335	16,8	400	16,53	13778

15	FHD	2	6200	39	450	18,10	9164
16	SAM	2	7360	28,5	450	20,17	7800
17	SAM	2	15000	34	327	48,90	5172
18	TFS	2	11050	211,9	900	5,80	4324
19	TFS	2	15480	181,7	600	9,54	3817
20	TFS	2	9795	45,6	400	21,01	5450

Tabela 1: Preços dos Projetos Elaborados pelo Fabricante

Onde:

- FHD = Francis Horizontal Dupla;
- FHS = Francis Horizontal Simples;
- PIT = Kaplan - Poço
- SAM = Kaplan - S Montante

Utiliza-se o *software* da Microsoft Excel® 2000 para auxiliar na construção das curvas de potências, considerando as informações disponibilizadas na tabela 1 acima, determinando, assim, as funções de cada curva de potência juntamente com o seu fator de precisão (R^2).

Conforme mencionado anteriormente, foram solicitados ao fabricante projetos que tivessem proximidade com as curvas de potências desejadas. Agrupando os projetos pelo critério adotado, temos:

- potência instalada 5 MW: projetos 7, 9 e 14;
- potência instalada 10 MW: projetos 4, 5, 12 e 15;
- potência instalada 15 MW: projetos 6, 13 e 16;
- potência instalada 20 MW: projetos 1, 3, 18 e 20;
- potência instalada 30 MW: projetos 2, 8, 10, 11, 17 e 19.

Uma vez construído o gráfico, verifica-se que alguns projetos não estão alinhados ou próximos da curva de tendência, prejudicando o fator de precisão, devendo estes ser eliminados, sendo considerados como “pontos fora da curva”. Os pontos identificados foram os projetos 2, 5, 7 e 11.

A tabela 2 mostra as equações determinadas pelo Excel com os respectivos fatores de precisão:

Potência	Função (kW/R\$)	R ²	Variável
5	$15548,0 x^{-0,1597}$	1,0000	x = queda (m)
10	$10990,0 x^{-0,1346}$	0,7825	x = queda (m)
15	$8163,6 x^{-0,1062}$	0,9432	x = queda (m)
20	$7415,7 x^{-0,1418}$	0,5633	x = queda (m)
30	$6600,0 x^{-0,1669}$	0,9600	x = queda (m)

Tabela 2: Curvas de Tendência para cada Faixa de Potência

A Figura 13 mostra o diagrama com as curvas de investimentos (funções da tabela 2) em R\$/kW:

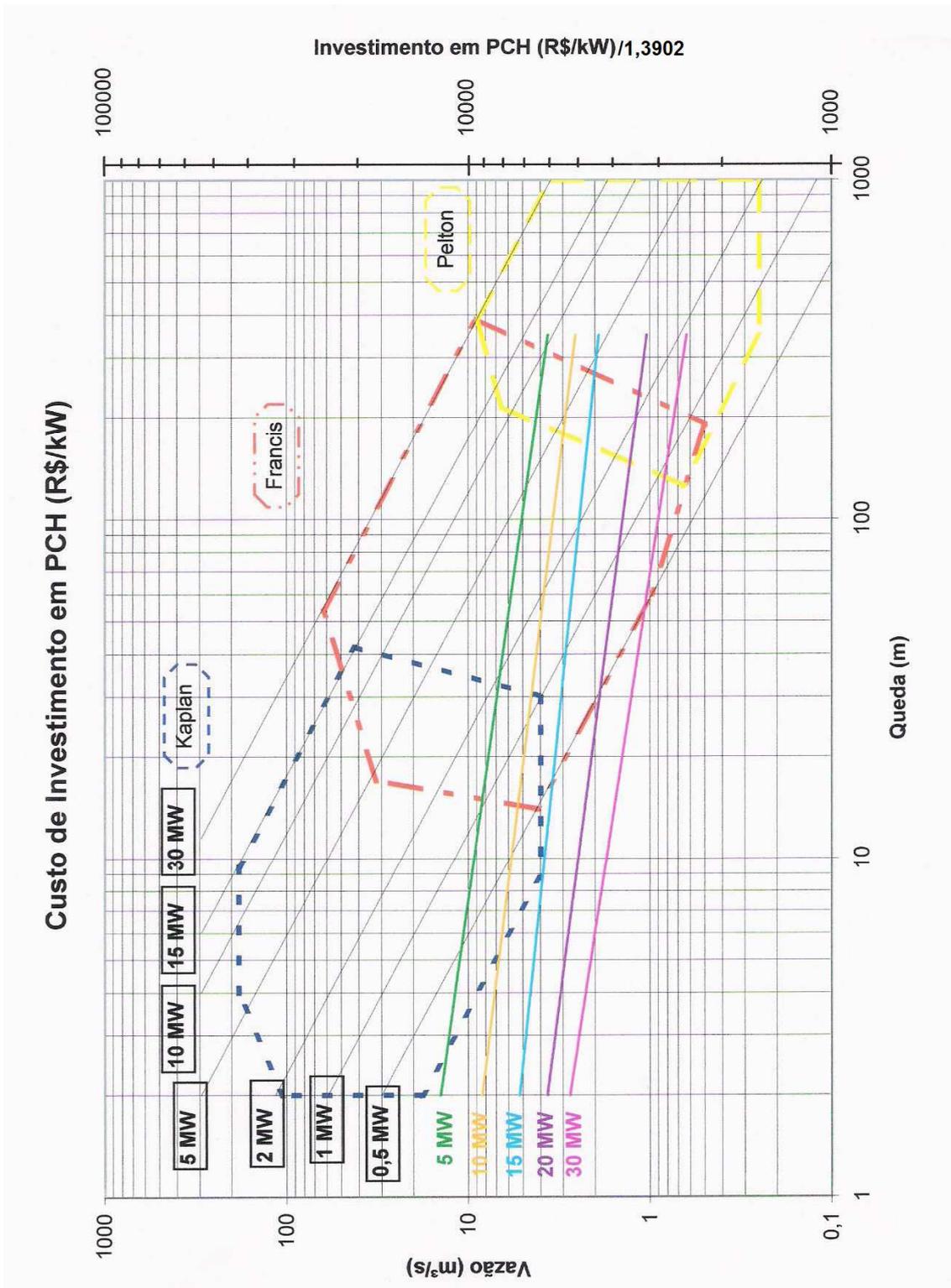


Figura 13: Diagrama de Custos de Investimento em PCH (R\$/kW) [3]

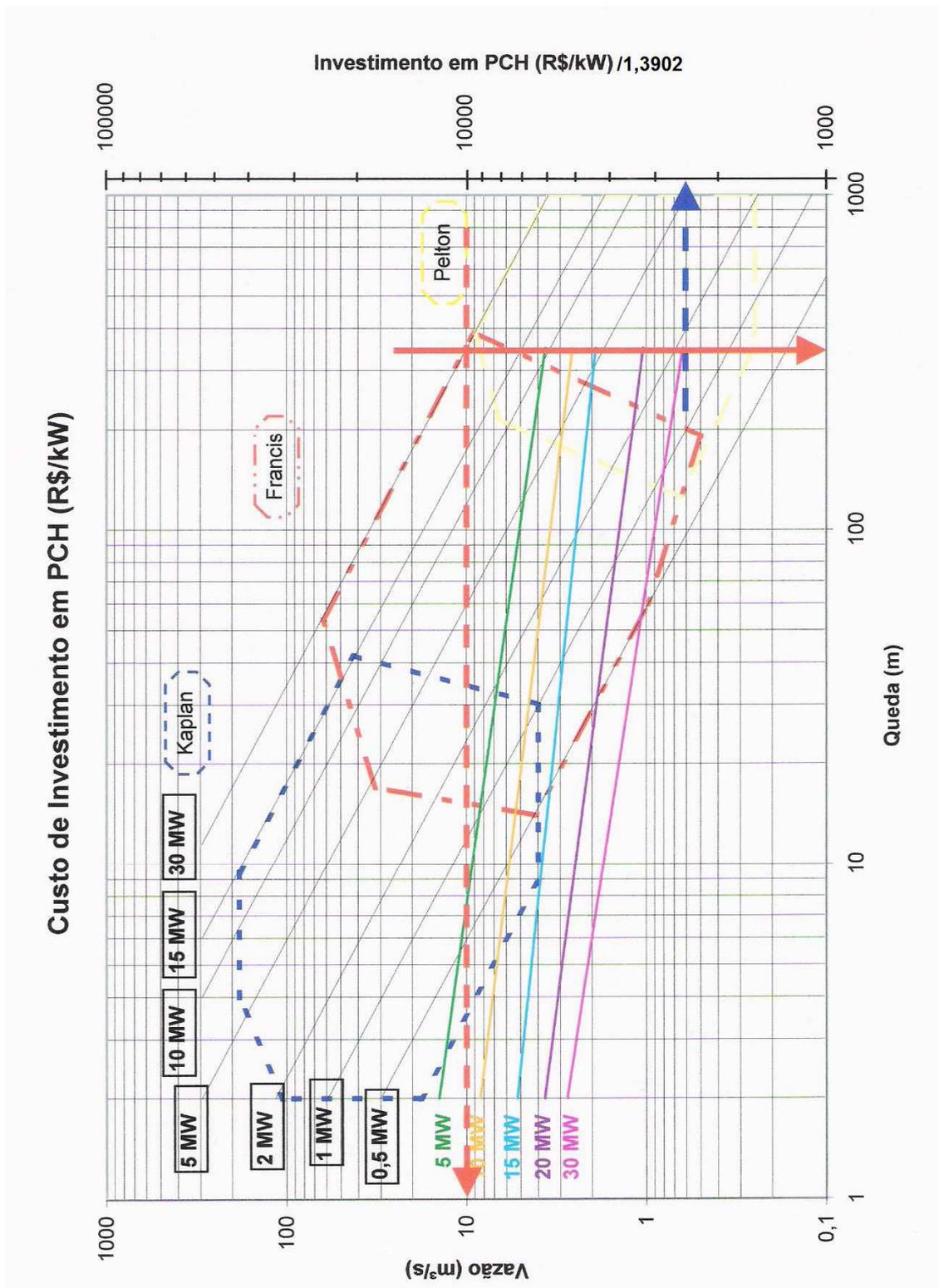


Figura 14: Exemplo de Utilização do Diagrama de Custos de Investimento [3]

Os diagramas utilizam como referência para a seleção do tipo de turbina, as linhas de contorno indicadas no diagrama de utilização do fabricante.

Para a faixa em que se encontram as turbinas Pelton, verifica-se a inexistência de projetos utilizando este tipo de turbina por parte do fabricante. Isto mostra o motivo, já citado em capítulo anterior, da escassez de aproveitamentos de alta queda no Brasil em que se pode aplicar este tipo de rotor. Pela falta destes projetos, a faixa de altura de queda considerada no diagrama extrapola a faixa dos projetos envolvidos na análise, que estão entre 20 e 250 metros.

Considerando que a faixa Pelton inicia-se em 150 metros, e ainda o fato da existência de uma faixa de intersecção entre 150 e 300 metros na escolha da turbina adequada, a qual fica entre a turbina Francis e a Pelton, tem-se a necessidade da extrapolação das curvas para a faixa de queda de até 350 metros, pois a tendência de uma escolha de um rotor pelton para valores de queda superiores a 300 metros torna-se mais evidente [9].

A Figura 14 mostra um exemplo de utilização do diagrama. Considera-se um ponto determinado por uma queda de 350 m e uma vazão de 10 m³/s, resultando em uma turbina do tipo Francis de 30 MW. Sob a mesma referência de queda, localiza-se a curva de custo de investimento para uma potência instalada de 30 MW (levando em consideração que a usina possui apenas uma máquina), sendo o custo determinado de 3475,5 R\$/kW instalado.

O fabricante informa que a porcentagem média para representação de fornecimento na formação do preço total de uma usina considera que:

- obras civis representam de 50 a 60 %;
- turbina, gerador e associados representam de 20 a 30 %;
- equipamentos elétricos, incluindo a subestação, representam de 10 a 15 %;
- equipamentos hidromecânicos e levantamentos representam de 10 a 15 %.

De forma a verificar se os percentuais mencionados estão coerentes com as variações de parâmetros envolvidos, como queda e vazão, utiliza-se a tabela 3 dos custos dos equipamentos e serviços para pequenas centrais hidrelétricas em USD (dólares americanos). [10]

Componentes da PCH	Elemento	Equação	R ²
Barragem	HB;LB	$Z = -34263 + 190X + 14513Y$	0,84
Tomada D'água	Q	$Z = -6270 \text{ EXP}(0,121X)$	0,55
Canal de Adução	Q;LC	$Z = -41493 + 797X + 317787Y$	0,86
Tubulação de Baixa Pressão	Q;LTB	$Z = 56970 + 108845X + 34379Y$	0,71
Blocos da Tubulação de Baixa Pressão	Q;LTB	$Z = -69682 + 3465X + 332990Y$	0,98
Câmara de Carga	Q	$Z = 2201X^{1,17}$	0,93
Chaminé de Equilíbrio	Q;H	$Z = -1101 + 1115X + Y$	0,99

Tubulação Forçada	Q;LTF	$Z = -39062 + 6595X + 390890Y$	0,94
Blocos da Tubulação Forçada	Q;LTF	$Z = 48782 + 24772X - 32419Y$	0,56
Casa de Máquinas	P;H	$Z = 34253 + 13X - 212Y$	0,74
Canal de Fuga	Q;LCF	$Z = -4965 + 524X + 268057Y$	0,80
Desvio do Rio	Z;Pi	$Z = 6218 - 398X + 4Y$	0,30
Canteiro de Obras	Pi	$Z = 10989,99 + 3,27X$	0,68
Comportas e Grade	Q	$Z = 859,54 \text{ EXP}(0,13X)$	0,94
Ponte Rolante	Pi	$Z = 1,62X^{1,11}$	0,52
Turbinas	Pi	$Z = -10810,14 + 76,68X$	0,86
Regulador de Velocidade	Pi	$Z = 6138,27 + 31,22X$	0,98
Gerador	Pi	$Z = 722,05 + 87,04X$	0,90
Quadro de Comando	Pi	$Z = 34419,07 + 43,06X$	0,95
Dispositivo de Proteção	Pi	$Z = -5765,95 + 10,35X$	0,88
Subestação	Pi	$Z = -149729,3 + 144,83X$	0,87
Linha de Transmissão	Pi;LLT	$Z = -58812 + 36X + 9836Y$	0,91
Sistema de Comunicação	pi	$Z = -66,35 + 1,83X$	0,76
Válvulas	Pi	$Z = -4304,49 + 13,47X$	0,80
Custos adicionais	Pi	$Z = -160756,5 + 280,18X$	0,95
Administração do Projeto	Pi	$Z = 33,03X^{0,95}$	0,87
Engenharia do Projeto	Pi	$Z = 20612,41 + 36,36X$	0,75
Custo Final da Obra	Q;Pi	$Z = -229509 - 1838X + 972Y$	0,95

Tabela 3: Custos dos Componentes de uma PCH

Onde:

- Q = vazão em m³/s;
- Pi = potência em kW
- HB = altura da barragem em m;
- LB = extensão da barragem em m;
- LC = extensão do canal em m;
- H = altura da queda em m;
- LTF = extensão da tubulação forçada em km;
- LCF = extensão do canal de fuga em km;
- LLT = extensão de linha de transmissão em km;
- Z = custo do equipamento em USD;
- R2 = coeficiente de determinação.

Efetua-se a análise considerando duas situações. As dimensões das barragens, em ambos os casos, serão as mesmas. A seguir, tem-se a tabela 4 com os elementos das equações e a tabela 5 com a respectiva análise:

Projeto	HB	LB	LC	LTF	LCF	LLT
Situação 1	10	40	0.5	0.03	0.012	2.0
Situação 2	10	40	0.5	0.29	0.012	2.0

Tabela 4: Variáveis das Equações

Projeto	Potência Instalada (kW)	Q (m ³ /s)	H (m)	Civil (%)	Mecânica (%)	Gerador (%)	Elétrica (%)	Hidromecânicos (%)
Situação 1	1800	10	20	56	13	10	15	6
Situação 2	2700	10	30	46	15	12	20	7

Tabela 5: Percentual de Composição dos Custos

Pode-se observar, através da tabela 5, o peso percentual das partes envolvidas, certificando que realmente a parte civil tem sua influência predominante no custo do investimento inicial de uma usina, conforme mencionado anteriormente. O mesmo acontece para as demais partes, ficando comprovados os percentuais colocados pelo fabricante.

Os equipamentos e serviços são reajustados de acordo com a realidade econômica do país. [3]

Capítulo 3

As Usinas Eólicas

Neste capítulo serão retratados os parques eólicos no sentido de apenas buscar custos de implementação dos mesmos, para que se possa compará-los posteriormente às pequenas centrais hidrelétricas.

3.1 Projetos de Parques Eólicos

Para se ter como base para a edificação dos custos de investimento nas usinas eólicas, escolheram-se projetos da WOBLEN WINDPOWER IND. E COM. LTDA. A Wobben é a primeira fabricante de aerogeradores (turbinas eólicas) de grande porte da América do Sul. Foi criada para produzir componentes e aerogeradores para o mercado interno e exportação, além de projetar, instalar, operar e prestar serviços de assistência técnica para Usinas Eólicas. É também, a primeira produtora independente de energia elétrica, oriunda de fonte eólica, autorizada pela ANEEL, com 4 usinas próprias em operação.

É subsidiária da Enercon GmbH, líder mundial em tecnologia eólica de ponta e um dos líderes do mercado eólico mundial. A Enercon já instalou cerca de 16.000 aerogeradores, totalizando mais de 20.100 MW em cerca de 40 países.

Em fevereiro 2002 a Wobben Windpower aumentou significativamente sua capacidade produtiva com a instalação de nova fábrica no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, no Ceará. Em 2005 esta unidade foi ampliada com a nova fábrica de torres de concreto visando principalmente o atendimento do mercado brasileiro.

Através da Licitação realizada pela COELCE - Companhia Energética do Ceará, instalou duas Usinas Eólicas naquele Estado: a Usina da Taíba de 5 MW entrou em operação em dezembro de 1998 e a da Prainha de 10 MW em janeiro de 1999.

No Estado do Paraná está em funcionamento desde janeiro de 1999 a Usina Eólica de Palmas, com 2,5 MW, de propriedade da COPEL.

Em março de 2001, entregou para a Municipalidade de Pico Truncado, na Província de Santa Cruz, Patagônia, Argentina, o Parque Eólico Jorge Romanutti com 1,2 MW. Este Parque foi duplicado em maio de 2005 e hoje conta 2,4 MW de capacidade instalada.

Instalou 4 aerogeradores no Parque Eólico do Mucuripe em Fortaleza em funcionamento desde janeiro de 2002 com 2,4 MW. Em maio de 2002 instalou o 1º aerogerador no Estado de Santa Catarina, em Bom Jardim da Serra, e como decorrência foi criada a empresa Parque Eólico de Santa Catarina Ltda. para o desenvolvimento de novos projetos naquele Estado.

No final de 2003, entregou a primeira Usina Eólica para um investidor privado nacional - a EDP / CENAEEL, em Horizonte, Santa Catarina, com 8 aerogeradores E-40/600 kW, e também a 1ª Usina Eólica do Rio Grande do Norte, em Macau, propriedade da Petrobras, com 3 aerogeradores.

No início de 2006 finalizou a Usina Eólica de Água Doce com 9 MW, localizada em Santa Catarina, primeira Usina Eólica implantada no PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Essa usina pertence ao investidor privado EDP / CENAEEL.

No âmbito do PROINFA, implantou a Usina de Rio do Fogo, no Rio Grande do Norte, composta por 62 aerogeradores, totalizando 49,6 MW e foi fornecida para a Enerbrasil, subsidiária da espanhola Iberdrola.

Também no PROINFA, já entregou as três fases do Parque Eólico de Osório, compostas por 25 aerogeradores cada, totalizando 75 aerogeradores modelo E-70/2.000 kW. Com a conclusão do empreendimento em 2006, o Parque conta com a capacidade instalada de 150 MW, assumindo a posição de maior Usina Eólica do Hemisfério Sul. O Parque de Osório é um fornecimento da Wobben para Ventos do Sul Energia, subsidiária do grupo espanhol Elecnor.

Em outubro de 2007 foi entregue a Usina Eólica Millennium, na Paraíba, com 10,4 MW e no início de 2009 a Usina Vale dos Ventos, na Paraíba, com 48 MW, ambas do cliente Pacific Hydro.

Em 2008 foi concluída a Usina Eólica Beberibe, no Ceará, com 25,6 MW e no início de 2009 foi entregue a Usina Pedra do Sal, no Piauí, com 18 MW, ambas do cliente Tractebel / Suez.

Além das usinas no mercado brasileiro, implantou as Usinas Eólicas La Gloria na Costa Rica, com 49,5 MW e Bonaire nas Antilhas Holandesas, com 10,8 MW, para investidores internacionais.

Com essas novas usinas a Wobben atingirá no Brasil e no exterior mais de 400 MW, com cerca de 400 aerogeradores. [11]

3.2 Custos de Investimento Em Usinas Eólicas

O valor médio para implantação de um projeto eólico no Brasil nos dias de hoje, pode variar entre R\$ 4000,00 e R\$ 4300,00 o kW instalado. [12]

Os custos de implantação de uma central eólica apresentam as seguintes proporções (%) apresentadas na Tabela 6 em relação ao investimento por unidade de potência instalada, segundo o Departamento de Energia Norte-americano [4]:

Partes de um sistema eólico	Percentual do custo unitário
Terreno	0,15
Rotor	17,28
Torre	13,1
Nacele + gerador + CM	39,24
Infra-estrutura	29,5
Controle e segurança	0,73

Tabela 6 – Percentuais dos custos de partes de um sistema eólico em relação ao investimento por unidade de potência instalada.

O percentual correspondente ao aerogerador, nos moldes da WOBLEN, compreende a Nacele + gerador + CM, o Rotor e a Torre. Segundo o fabricante, os aerogeradores representam em média entre 70% - 75% do investimento. O demais é referente ao custo de infra-estrutura do projeto, obras civis e elétricas. Logo, ficam aqui comprovados os percentuais colocados pelo fabricante.

Capítulo 4

Análise Comparativa e Resultados

De forma a demonstrar a utilização dos diagramas apresentados, é realizado um exemplo com duas usinas reais, PCH Salto Corgão (Nova Lacerda – MT) e PCH Pesqueiro (Jaguariaiva – PR). A seguir têm-se as características da PCH Salto Corgão, com informações obtidas no *site* eletrônico da empresa de engenharia Rischbieter [13]:

- vazão turbinada total: 12,60 m³/s;
- queda líquida 311,0 m;
- tipo de turbina: Francis;
- número de máquinas: 2;
- Potência Instalada: 27.400 kW (2 x 13.700 kW).

Com relação a PCH Pesqueiro, tem-se:

- vazão turbinada total: 16,10 m³/s;
- queda líquida 86,0 m;
- tipo de turbina: Francis;
- número de máquinas: 2;
- Potência Instalada: 12.000 kW (2 x 6.000 kW).

Através das alturas de queda e vazões de cada turbina dos projetos citados acima, pode-se confirmar no diagrama de utilização que as turbinas são do tipo Francis para ambos os casos, conforme mencionado. Porém, para o projeto Salto Corgão, a escolha poderia ser pela turbina do tipo Pelton ou do tipo Francis.

Levando em consideração o gráfico da Figura 13, os investimentos necessários nas usinas PCH Salto Corgão e PCH Pesqueiro são, respectivamente, 3.566 R\$/KW e 6.951 R\$/KW instalado. No caso da PCH Salto Corgão, utilizando-se da potência instalada fornecida, é possível dizer que os custos de implantação estariam em torno de $I_1 = R\$97.708.000$. Já para a PCH Pesqueiro, teríamos $I_2 = R\$ 83.412.000$.

De acordo com os custos de implementação divulgados pela WOBBEN, para termos o mesmo potencial instalado em relação às PCHs Salto Corgão e Pesqueiro,

de acordo com uma perspectiva pessimista, necessitar-se-ia, respectivamente de cerca de R\$117.820.000 e R\$51.600.000

Dessa forma, através desta exemplificação e a análise do diagrama de custos de investimento em PCH (Figura 13), pode-se afirmar, para um mesmo potencial instalado, os projetos de PCHs livres de ICMS são financeiramente mais viáveis à medida que se apresenta maiores vazões turbinadas e, dessa forma, sendo até mais rentáveis que projetos de parques eólicos [3].

4.1 Influência do ICMS nos Equipamentos de Geração, Elétricos e Mecânicos das PCHs

Para estudarmos este tópico, primeiramente teremos que identificar a parcela do investimento que representa os equipamentos de geração, elétricos e mecânicos das PCHs. Para tanto, utiliza-se a tabela 3 do capítulo 2:

Projeto	Potência Instalada (kW)	Q (m ³ /s)	H (m)	HB (m)	LB (m)	LC (m)	LTF (km)	LCF (km)	LLT (km)	Equipamentos elétricos, mecânicos, hidromecânicos e de geração (%)
PCH Salto Corgão	27400	12.6	311	73	126	5.18	0.32	0.124	2	58.76
PCH Pesqueiro	12000	16.1	86	57	172	2.02	0.08	0.034	2	54.51

Tabela 8 – Dados das PCHs Salto Corgão e Pesqueiro com o percentual dos equipamentos nos quais são analisados a influência do ICMS.

Com os valores encontrados para o percentual do investimento em equipamentos de geração, elétricos e mecânicos, é possível calcular o valor total a ser investido com a incidência do ICMS sobre os mesmos através da seguinte expressão:

$$I_{ICMS} = I_i \left(\frac{P_i}{100} \right) \cdot \left(\frac{100}{100 - ICMS_i} \right) - I_i \left(\frac{P_i}{100} \right) + I_i \quad (2)$$

Considerando que o índice $i = 1$ corresponde à PCH Salto Corgão, $i = 2$ à PCH Pesqueiro, que P_i (em %) equivale à parcela representada pelos equipamentos de geração, elétricos e mecânicos e que $ICMS_i$ faz referência à alíquota cobrada em cada região onde se localizam as respectivas PCHs ($ICMS_1 = 5,14\%$ para Salto Corgão e $ICMS_2 = 8,80\%$ para Pesqueiro), tem-se que [14]:

$$I_{1ICMS} = I_1 \left(\frac{P_1}{100} \right) \cdot \left(\frac{100}{100 - ICMS_1} \right) - I_1 \left(\frac{P_1}{100} \right) + I_1 = R\$100.818.828$$

$$I_{2ICMS} = I_2 \left(\frac{P_2}{100} \right) \cdot \left(\frac{100}{100 - ICMS_2} \right) - I_2 \left(\frac{P_2}{100} \right) + I_2 = R\$87.798.855$$

Em ambas percebe-se que ocorreu um significativo aumento nos custos de investimento da PCH. Os aumentos de cerca de 3,18% para Salto Corgão e 5,26%

para pesqueiro acabam implicando em um aumento do tempo de retorno do investimento (*pay back*), o qual consiste no tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento.

Vale salientar também que o ICMS é apenas um dos impostos que recaem sobre as PCHs. As eólicas também são isentas permanentemente do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), o que não ocorre para as PCHs e, por sua vez, acaba por torná-las menos competitivas.

Capítulo 5

Conclusões

Esta monografia apresentou uma comparação entre os custos de investimentos de duas fontes alternativas de energia: pequenas centrais hidrelétricas e sistemas eólicos. Com maior enfoque para as PCHs, buscou-se, por intermédio de exemplos de PCHs reais, a síntese dos meios encontrados para se estabelecer os custos de implantação das fontes de energia aqui estudadas, compara-los e posteriormente analisar a influência, nessa exemplificação, do ICMS sobre as PCHs e tirar conclusões relativas acerca da viabilidade das PCHs em casos sem o influxo do ICMS, bem como com a presença dele.

A isenção de impostos como o ICMS para as PCHs é algo a se revelar, uma vez que com o crescimento do consumo estimado em 5% ao ano, as PCHs são uma fonte importante para atender a demanda brasileira. Por ser uma fonte limpa e renovável, as PCHs têm como principais benefícios para os empreendedores o menor impacto ambiental em relação às fontes convencionais, a necessidade apenas de autorização da Aneel para implantação, a redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição e a isenção do pagamento da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos.

O setor energético, segundo o MME, receberá investimentos de quase R\$ 1 trilhão até 2019 e a geração de eletricidade terá de crescer 63 mil MW em 10 anos, portanto todos os aproveitamentos hidrelétricos que estiverem em condições técnicas para instalar uma usina que vise a geração de energia devem ser analisados e considerados, devido à demanda crescente de energia para o desenvolvimento do país. E, com certeza, incentivos e isenções em imposto para as PCHs podem se mostrar úteis quando da necessidade de se pensar no aumento da geração de eletricidade e no crescimento do Brasil.

Referências Bibliográficas

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Nº 652. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>> Acesso em 23/02/2011.
- [2] Ministério de Minas e Energia (MME). O plano decenal de expansão de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 23/02/2011.
- [3] SIQUEIRA, R.B.P. Construção de diagramas de custos para PCH incorporando turbinas de mercado / Ricardo Barbosa. Posch Siqueira. Dissertação de mestrado Faculdade. Engenharia do Campus de Guaratinguetá. Universidade Estadual Paulista, 2006.
- [4] CAMARGO, A.S.G. Análise da operação das Usinas Eólicas de Camelinho e Palmas e avaliação do potencial eólico de localidades no Paraná. Dissertação de mestrado. Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Tecnologia. Curitiba, 2005.
- [5] GRUBB, M. J; MEYER, N. I. Wind energy: resources, systems and regional strategies. In: JO-HANSSON, T. B. et. al. Renewable energy: sources for fuels and electricity. Washington, D.C.: Island Press, 1993. p.
- [6]<<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/Materias/Retrospectiva.asp?id=77785&a=2010>> Acesso em 15/03/2011.
- [7] SIMONE, Gilio Aluísio. Centrais e aproveitamentos hidrelétricos. São Paulo: Erica, 2000.
- [8]<<http://www.poli.br/~afcm/M%C1QUINAS%20PRIM%C1RIAS%202/TURBINAS%20HIDR%C1ULICAS/Turbinas%20Hidr%E1ulicas%20M%E1rcio%20Macedo.doc>> Acesso em 18/03/2011.
- [9] MINI-AQUA, The Mini-hydro solution. Catálogo ALSTOM de pequenas centrais hidrelétricas, 2000.
- [10] OLIVA, Vagner José. et al. Caracterização dos custos de pequenas centrais hidrelétricas. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO: GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. 3, 1997. Campos do Jordão: Anais. p 309
- [11]< <http://www.wobben.com.br/empresa1.htm>> Acesso em 28/03/2011
- [12] Orçamento Parque Eólica [mensagem pessoal]. <vendas@wobben.com.br> em 11/04/2011.

[13] <[http:// www.rischbieter.com.br](http://www.rischbieter.com.br)>. Acesso em 22/04/2011.

[14]<http://www.fazenda.gov.br/confaz/Confaz/Convenios/icms/1991/CV052_91.htm>
Acesso em 06/05/2011.