

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA USP

ARIEL ANDRÉS CARRIZO

Geração Hidráulica em Rotação Variável

São Paulo
2020

ARIEL ANDRÉS CARRIZO

Geração Hidráulica em Rotação Variável

São Paulo
2020

ARIEL ANDRÉS CARRIZO

Geração Hidráulica em Rotação Variável

Trabalho de conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração:
Máquinas Elétricas.

Orientador:
Prof. Dr. Ivan E. Chabu

São Paulo
2020

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.

Catálogo-na-publicação

Carrizo, Ariel Andrés

Geração Hidráulica em Rotação Variável / A. A. Carrizo -- São Paulo, 2020.

63 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Geração de energia elétrica 2.Turbinas hidráulicas 3.Rotação variável 4.Usinas hidrelétricas a fio d'agua I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

*A minha esposa Vivian e filhas
Elena e Letícia, por terem me
incentivado a iniciar e finalizar este
curso.*

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Ivan E. Chabu, pela precisão na orientação e correção do trabalho, fundamentais para a organização e conclusão do mesmo.

RESUMO

As turbinas hidráulicas operam fundamentalmente em velocidade de rotação fixa, devido a necessidade de gerar energia elétrica na frequência da rede elétrica. Porém, quando o esquema de conexão do gerador com a rede for o apropriado, as turbinas hidráulicas poderão também operar em rotação variável, o que permitirá aumentar a eficiência na geração da usina hidrelétrica. O tipo de gerador e seu esquema de conexão com a rede, para permitir a operação em rotação variável, dependerá das características hidromecânicas das turbinas; e a viabilidade econômica da nova instalação será fortemente dependente do custo do conversor eletrônico de potência requerido. Uma análise conjunta, do ponto de vista da turbina e do gerador, e do ponto de vista da conexão com a rede, será, portanto, necessária para confirmar a viabilidade técnica e econômica desta aplicação. O Brasil, devido a motivos de preservação ambiental, está mudando a concepção de suas usinas hidrelétricas, requerendo a operação com usinas a fio d'água em lugar do uso de grandes reservatórios; ademais, com o objetivo de diminuir as perdas de energia na transmissão, as longas linhas de transmissão estão começando a ser projetadas em corrente contínua. Ambas soluções favorecem a adaptação da operação das unidades geradoras em rotação variável, pelo qual mais cedo ou mais tarde esta tecnologia será implementada.

Palavras-chave: Geração de energia elétrica. Turbinas hidráulicas. Rotação variável. Usinas hidrelétricas a fio d'água.

ABSTRACT

The hydraulic turbines operate primarily at a fixed rotation speed, due to the need to generate electricity at the grid frequency. However, when the scheme of connection of the generator to the grid is appropriate, the hydraulic turbines will also be able to operate in variable speed, which will allow to increase the generation efficiency of the hydropower plant. The type of generator and its grid connection scheme, to allow variable speed operation, will depend on the hydro-mechanical characteristics of the turbines; and the economic viability of the new facility will be heavily dependent on the cost of the required power converter. A joint analysis from both, the turbine and generator points of view, and from the grid connection point of view will therefore be necessary to confirm the technical and economic feasibility of this application. Brazil, due to environmental preservation reasons, is changing the conception of its hydroelectric power plants, requiring the operation with run-of-the-river hydroelectric power plants instead of using large reservoirs; In addition, in order to reduce the energy losses during transmission, long transmission lines are starting to be designed in direct current. Both solutions favor the adaptation of the operation of the generating units at variable speed, whereby sooner or later this technology will be implemented.

Keywords: Electric power generation. Hydraulic turbines. Variable speed. Run-of-the-river hydropower plants.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Turbinas Francis - Características em rotação variável	16
Figura 1.2 – Turbina de fluxo axial - Características em rotação variável	17
Figura 1.3 – Turbinas Hidráulicas – Eficiência em função da carga – rotação fixa ...	18
Figura 1.4 – Turbina Bomba – Comportamento em rotação variável	18
Figura 1.5 – Central Hidrelétrica Reversível Ohkawachi (Japão) – Unidade 4 – Modo Bomba	20
Figura 1.6 – Central Hidrelétrica Reversível Ohkawachi (Japão) – Unidade 4 - Modo Turbina	20
Figura 1.7 – Conjunto Turbina Gerador da Central Reversível Grimsel 2	21
Figura 1.8 – Conversor da Central Reversível Grimsel 2	21
Figura 1.9 – Turbina Propeller com PMSG	22
Figura 2.1 – Roda d'água	23
Figura 2.2 – Turbina Pelton	24
Figura 2.3 – Turbina Francis	25
Figura 2.4 – Turbina Bulbo	25
Figura 2.5 – Central Hidrelétrica – Esquema	26
Figura 2.6 – Vetores (absolutos e relativos) de entrada e saída do fluxo de fluido através do Rotor Francis	28
Figura 2.7 – Bancada de Testes de uma Turbina Hidráulica	29
Figura 2.8 – Fenômeno de Cavitação em Turbina Kaplan	30
Figura 2.9 – Diagrama de Colina – Turbina Francis – Modelo	31
Figura 2.10 – Seleção de Turbinas Hidráulicas	32
Figura 2.11 – Usina Hidrelétrica - Esquema Operativo	33
Figura 2.12 – Usina Hidrelétrica - Condições de Operação	34
Figura 3.1 – Exemplo de Hidrogerador	36

Figura 3.2 – Gerador Síncrono – Princípio de Funcionamento	37
Figura 3.3 – Gerador Síncrono – Circuito Equivalente	39
Figura 3.4 – Gerador Síncrono – Esquema – Conexão na Rede	41
Figura 3.5 – Gerador Síncrono – Esquema – Conexão Isolada	42
Figura 4.1 – Turbina Francis – Representação de Diagrama de Colina – Modelo	45
Figura 4.2 – PMSG - Esquema de conexão à rede – rotação variável.....	49
Figura 4.3 – Conversor – Controle de tensão.....	49
Figura 4.4 – Máquina de Indução – Rotor em Gaiola de Esquilo	50
Figura 4.5 – Máquina de Indução – Rotor bobinado	51
Figura 4.6 – Gerador de Indução – Torque Eletromecânico	52
Figura 4.7 – Gerador DFIG – Esquema de Conexão	53
Figura 4.8 – Gerador DFIG– Exemplo.....	55
Figura 5.1 – Conversor – Ingeteam	56
Figura 5.2 – Turbina Poço	58
Figura 5.3 – Turbina Kaplan S (de Jusante).....	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	- Agencia Nacional de Energia Elétrica
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PCH's	- Pequenas Centrais Hidrelétrica
UHE	- Usina Hidrelétrica
UHE's	- Usinas Hidrelétricas
UG	- Unidade Geradora
UG's	- Unidades Geradoras
BEP	- Best Efficiency Point
TU	- Turbina
MS	- Máquina Síncrona
CC	- Corrente Continua
CA	- Corrente Alternada
FEM	- Força Eletromotriz
AVR	- Automatic Voltage Regulator
DFIG	- Double Feed Induction Generator
PWM	- Pulse Width Modulation
PMSG	- Permanent Magnet Synchronous Generator
IGBT	- Insulated Gate Bipolar Transistor

LISTA DE SÍMBOLOS

P_{ot}	Potência mecânica disponível no eixo da turbina
T	Torque disponível no eixo da turbina
ω	Velocidade de rotação angular
H_{liq}	Queda líquida
Q	Vazão d'água
ρ	Densidade d'água
g	Aceleração da gravidade
η	Eficiência hidráulica da turbina
E_{Pmax}	Energia específica máxima
E_{PSP}	Energia específica em um ponto específico de operação
E_{Pmin}	Energia específica mínima
SNL	Speed No Load – Velocidade sem carga
N_q	Velocidade específica
N	Velocidade de rotação
P_e	Pressão absoluta na seção de entrada da turbina
P_s	Pressão absoluta na seção de saída da turbina
Z_e	Altura relativa da seção de entrada da turbina
Z_s	Altura relativa da seção de saída da turbina
V_e	Velocidade média do fluido na seção de entrada da turbina
V_s	Velocidade média do fluido na seção de saída da turbina
m	massa do fluido
V_{t2}	Velocidade tangencial do fluido no ponto 2
V_{t1}	Velocidade tangencial do fluido no ponto 1

r_2	Raio da pá do rotor no ponto 2
r_1	Raio da pá do rotor no ponto 1
V_2	Velocidade absoluta do fluido no ponto 2
$V_{2,rel}$	Velocidade relativa do fluido no ponto 2
Q_{ED}	Vazão d'água unitária
N_{ED}	Rotação unitária
N_m	Velocidade de rotação da turbina modelo
D_m	Diâmetro característico do rotor da turbina modelo
H_m	Queda líquida da turbina modelo
Q_m	Vazão d'água da turbina modelo
$P_{ot,m}$	Potência no eixo medida no modelo
N_p	Velocidade de rotação da turbina protótipo
D_p	Diâmetro característico do rotor da turbina protótipo
H_p	Queda líquida da turbina protótipo
Q_p	Vazão d'água da turbina protótipo
p	Número de pares de polos do gerador síncrono de polos salientes
f	Frequência elétrica
H	Constante de Inercia
J	Momento de inercia do conjunto turbina / gerador
S	Potência de saída aparente do gerador
I	Corrente elétrica
E	Tensão (FEM) elétrica induzida no estator pelo efeito de indução magnética
φ	ângulo de fase elétrico
B_S	Campo magnético do estator
B_R	Campo magnético do rotor

B_{liq}	Campo magnético resultante no gerador síncrono
δ	Ângulo de carga
T_{elm}	Torque eletromagnético
E_A	Tensão (FEM) elétrica induzida na fase A
V_A	Tensão de saída no terminal de fase A do gerador
I_A	Corrente de saída no terminal de fase A do gerador
I_F	Corrente de excitação ou de campo
j	Número complexo
X_S	Reatância total do circuito
R_A	Resistência na fase A do circuito
ω_m	Frequência elétrica resultante devido a rotação do rotor
ω_1	Frequência elétrica de entrada ou saída no estator DFIG
ω_2	Frequência elétrica de entrada ou saída no rotor DFIG
s	Escorregamento no gerador DFIG
P_s	Potência elétrica nominal do gerador DFIG`
P	Potência elétrica de saída do gerador DFIG
P_r	Potência elétrica gerada ou consumida pelo rotor do gerador DFIG

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	14
1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2 TURBINAS HIDRÁULICAS	23
2.1 Generalidades	23
2.2 Turbinas de Impulso.....	23
2.3 Turbinas de Reação	24
2.4 Energia extraída pelas Turbinas Hidráulicas	26
2.5 Curvas Características das Turbinas	29
2.6 Seleção de Turbinas Hidráulicas	32
3 HIDROGERADORES.....	36
3.1 Generalidades	36
3.2 Princípio de Funcionamento.....	37
3.3 Circuito Equivalente do Gerador Síncrono	38
3.4 Potência e Torque do Gerador Síncrono.....	39
3.5 Operação dos Hidrogeradores	40
3.5.1 Operação de geradores conectados à rede	40
3.5.2 Operação isolada.....	42
4 GERAÇÃO HIDRÁULICA EM ROTAÇÃO VARIÁVEL	44
4.1 Rotação variável sob a ótica da Turbina Hidráulica	44
4.2 Rotação variável sob a ótica do Hidrogerador	48
4.2.1 Gerador síncrono desacoplado da rede	48
4.2.2 Excitação do Rotor com corrente alternada – Gerador Assíncrono.....	50
5 ESTUDO DE CASO	56

5.1	Hidrogerador síncrono de Polos Salientes	57
5.2	Hidrogerador assíncrono DFIG	57
5.3	Planilha de Cálculo.....	60
6	CONCLUSÕES	61
7	BIBLIOGRAFIA	63

INTRODUÇÃO

No passado o Brasil construía usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, possibilitando o fornecimento de energia firme por vários anos. Contudo, a construção atual de usinas a fio d'água, obedecendo a razões ambientais, tem diminuído o volume armazenado.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), define-se usinas a fio d'água como as usinas hidrelétricas ou pequenas centrais hidrelétricas que utilizam reservatório com acumulação suficiente apenas para prover regularização diária ou semanal, ou ainda que utilizam diretamente a vazão afluyente do aproveitamento.

Diante da ausência de capacidade de armazenamento nestas usinas ou pequenas centrais hidrelétricas, na época de seca a vazão afluyente será mínima e nos períodos de chuva será necessário verter água através do vertedouro, resultando em uma importante variação da queda disponível para geração hidrelétrica ao longo do ano.

A turbina é projetada para o ponto ótimo de operação, com determinado valor de queda líquida e de vazão turbinada, onde a eficiência será máxima. Nos demais pontos de operação continua da turbina a eficiência será inferior a eficiência máxima.

A faixa de operação contínua da turbina é determinada para a velocidade de rotação. Esta é mantida fixa devido a necessidade de fornecer ao consumidor energia elétrica em uma frequência constante de 60 Hz.

Os geradores utilizados são fundamentalmente geradores síncronos, onde a frequência da tensão e corrente elétrica de saída é proporcional a velocidade de rotação e ao número de polos do gerador. Esta é uma tecnologia consagrada.

Porém, com o desenvolvimento dos conversores eletrônicos de potência, existem, desde 1995 no Japão e a partir de 2004 na Alemanha, centrais hidrelétricas reversíveis (operam nos modos turbina e bomba) operando em rotação variável. O desenvolvimento da tecnologia para permitir a rotação variável em centrais hidráulicas reversíveis se justifica por causa do importante aumento da eficiência global da central.

Assim como para as centrais hidráulicas reversíveis, a operação em rotação variável em centrais de geração a fio d'água também se verá beneficiada: na época de seca será vantajoso extrair uma determinada potência consumindo o mínimo de água. Na época úmida será muito vantajoso aproveitar o excesso de vazão gerando mais energia.

Já existem casos de microturbinas hidráulicas gerando em rotação variável utilizando a tecnologia de geradores síncronos excitados com ímãs permanentes.

E, com o desenvolvimento atual de linhas de transmissão em corrente contínua, a operação em rotação variável utilizando geradores síncronos passará a ser uma opção viável do ponto de vista econômico para centrais conectadas a estas linhas de transmissão.

O objetivo do presente trabalho é analisar o potencial de ganho de energia firme da geração hidráulica em rotação variável, apresentar as tecnologias dos geradores e revisar os requerimentos para a operação nesta condição, assegurando o fornecimento de energia elétrica ao consumidor na frequência de 60 Hz.

1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

As turbinas hidráulicas são máquinas que extraem energia de um fluxo de fluido e a transformam em energia mecânica de rotação de um eixo, e operam fundamentalmente em rotação fixa.

Publicações referidas a operação em rotação variável de turbinas hidráulicas são escassas.

FARREL [1], no ano 1983, apresenta resultados de ensaios de turbinas hidráulicas em laboratório, realizados na Universidade de Minnesota - Estados Unidos, com foco no comportamento hidromecânico das turbinas hidráulicas em rotação variável.

A Figura 1.1 esboça o comportamento observado em turbinas Francis¹. Para uma queda líquida H_{liq} constante e abertura fixa do distribuidor, a vazão Q , eficiência η , e por tanto também a potência P_{ot} , diminuem com o aumento da velocidade de rotação da turbina N .

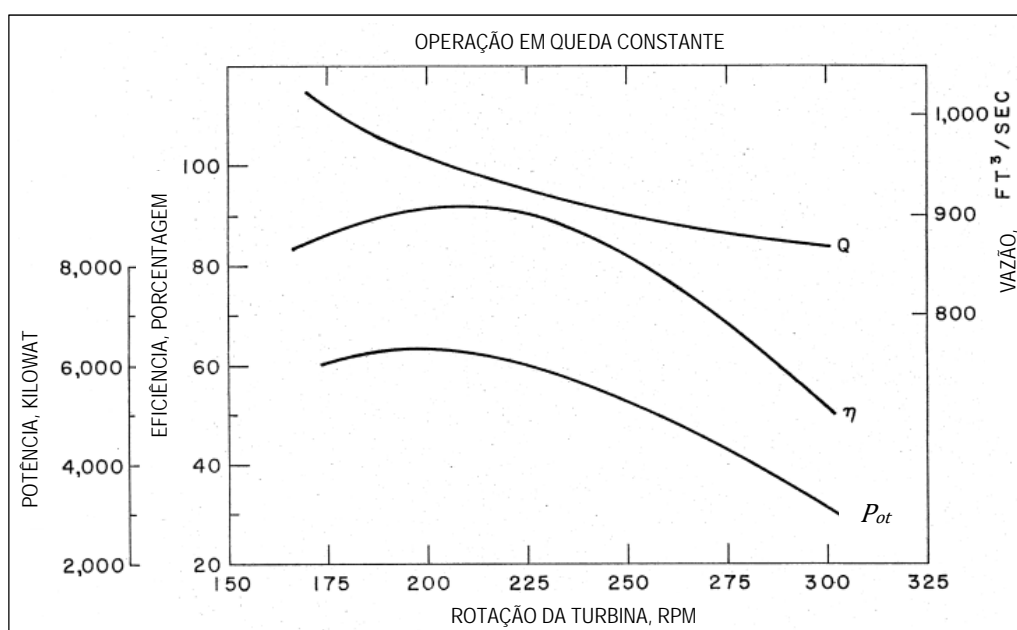


Figura 1.1 – Turbinas Francis - Características em rotação variável [1]

¹ Vide capítulo 2.

Diferente é o comportamento observado nas turbinas axiais com simples regulação, ou sem regulação, tipo Propeller¹, onde a vazão Q e eficiência η aumentam com o aumento da velocidade de rotação, conforme mostrado na Figura 1.2.

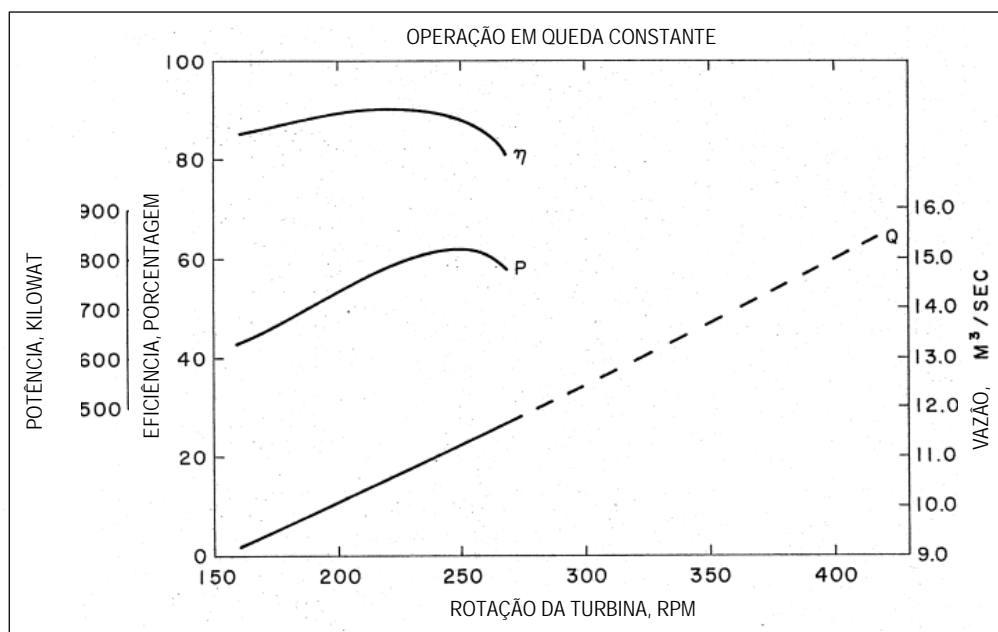


Figura 1.2 – Turbina de fluxo axial - Características em rotação variável [1]

O objetivo da rotação variável é aumentar a eficiência na geração de energia ao longo da faixa de operação, por tanto as turbinas hidráulicas que apresentam maior variação de eficiência ao longo da faixa de carga são as de maior potencial para a operação em rotação variável.

Da Figura 1.3 (curvas C e D) é possível visualizar o grande potencial de aplicação da rotação variável em turbinas de fluxo axial com simples ou sem regulação (tipo Propeller).

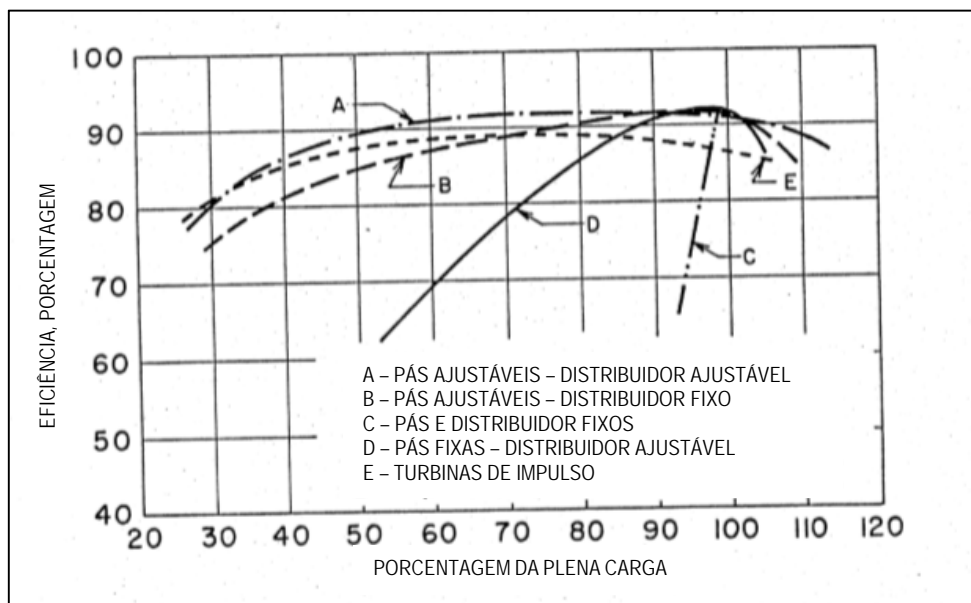


Figura 1.3 – Turbinas Hidráulicas – Eficiência em função da carga – rotação fixa [1]

A publicação também traz os resultados da operação em rotação variável para uma turbina bomba (turbina Francis), vide Figura 1.4, observando-se um comportamento diferente ao da turbina Francis da Figura 1.1, tanto nos modos motor como gerador.

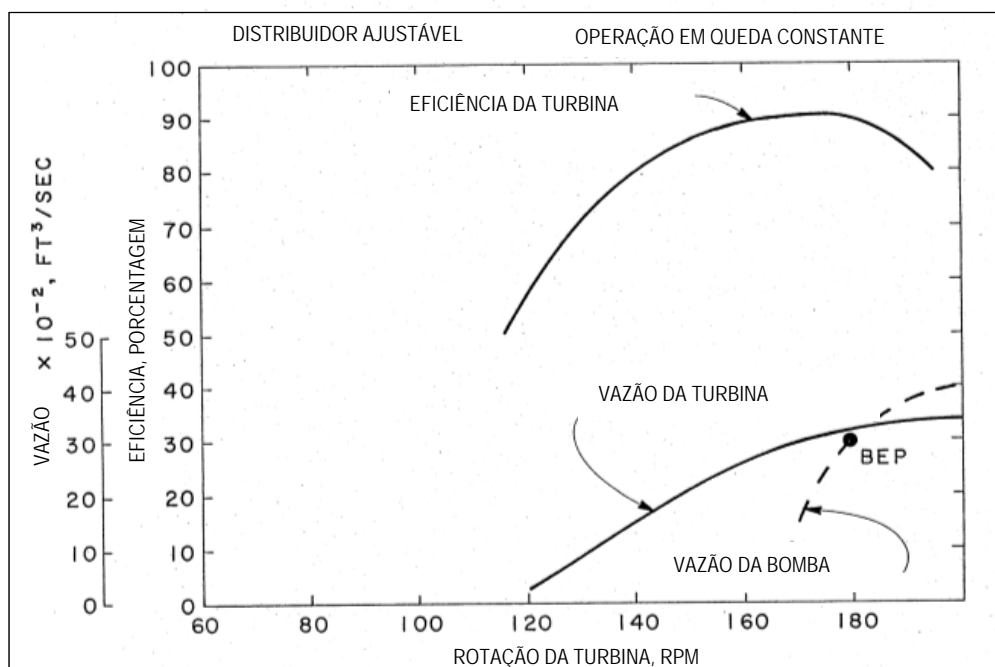


Figura 1.4 – Turbina Bomba – Comportamento em rotação variável [1]

Dentro das conclusões apontadas pela publicação mencionam-se:

- Melhora na eficiência das turbinas Francis para valores de queda líquida H_{liq} fora do ponto ótimo.
- Melhora na eficiência das turbinas Propeller (de eixos vertical e horizontal) para valores de queda líquida H_{liq} e vazão d'água Q fora do ponto ótimo.
- Melhora na eficiência das turbinas bomba para valores de queda líquida H_{liq} e vazão d'água Q fora do ponto ótimo.
- As turbinas com N_q^2 (velocidade específica) superior, isto é, as turbinas Propeller, apresentam o maior grau de melhora na eficiência com a rotação variável.
- A importante melhora na eficiência das turbinas bomba está relacionado com o fato do ponto de eficiência máxima no modo bomba ser diferente do ponto de eficiência máxima no modo turbina.

Na atualidade, a operação em rotação variável no mercado da hidroeletricidade é maiormente aplicável em Centrais Reversíveis (turbinas bomba), através da utilização de geradores assíncronos com dupla alimentação (DFIG), principalmente no modo bomba.

BOLDEA [2], faz referência a operação em rotação variável com gerador DFIG da central reversível de Ohkawachi, no Japão, construída no ano 1995; e NAGURA [3], menciona os motivos que levaram a construção das primeiras centrais reversíveis em rotação variável no Japão, dentre elas a capacidade de bombear uma maior vazão de água devido ao aumento da rotação, possibilitando armazenar excessos temporários de energia e dando maior flexibilidade ao sistema.

A Figura 1.5 mostra os parâmetros elétricos do gerador de indução com o aumento da velocidade de rotação da bomba e o aumento da potência elétrica de entrada.

² Número que relaciona as grandezas principais das turbinas hidráulicas. Vide capítulo 2.6.

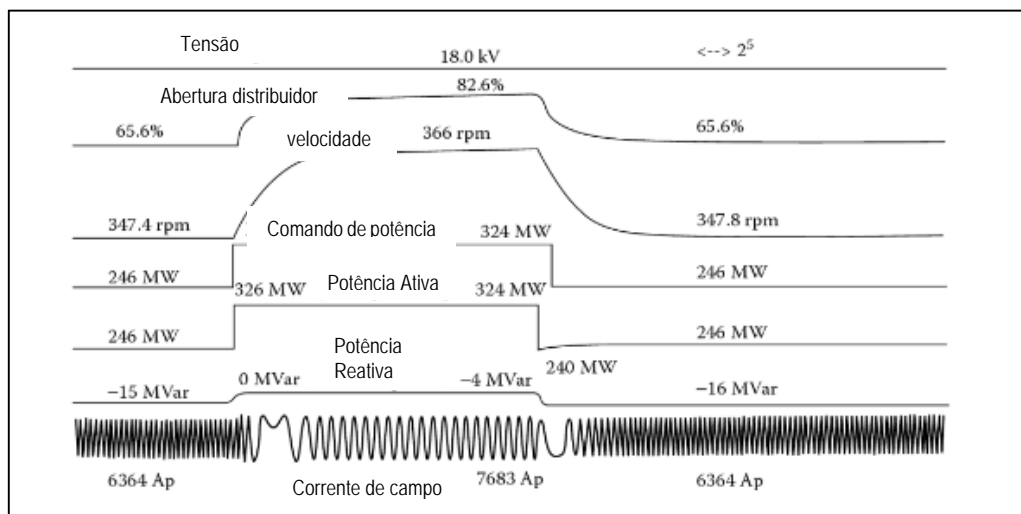


Figura 1.5 – Central Hidrelétrica Reversível Ohkawachi (Japão) – Unidade 4 – Modo Bomba [2]

A Figura 1.6 mostra os parâmetros elétricos da mesma unidade operando no modo turbina, também em rotação variável.

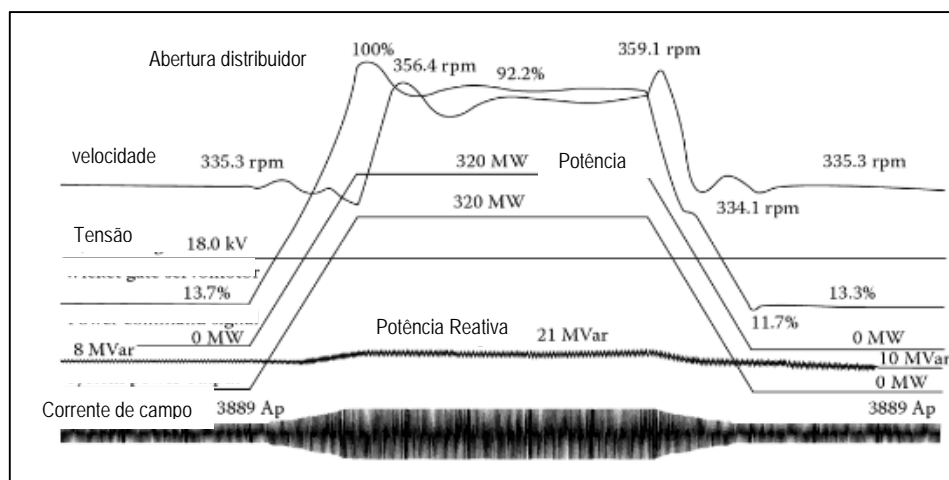


Figura 1.6 – Central Hidrelétrica Reversível Ohkawachi (Japão) – Unidade 4 - Modo Turbina [2]

Entre as publicações disponíveis, foi encontrado **somente um único** exemplo de usina operando em rotação variável com geradores síncronos de excitação elétrica. É o caso da central reversível **Grimsel 2**³ que conta com o maior conversor eletrônico

³ Usina Hidrelétrica Reversível Grimsel 2 – 2x90 MW - Suíça

de potência do mundo (100 MVA), operando desde o ano 2013. Nas Figuras 1.7 e 1.8 são mostrados o conjunto turbina gerador e o conversor, respectivamente, instalados nessa Central.



Figura 1.7 – Conjunto Turbina Gerador da Central Reversível Grimsel 2⁴



Conversor de Frequência PCS 8000 - Grimsel 2	
Potência nominal	100 MVA
Tensão e corrente de entrada	13.5 kV, 4650 A, 50 Hz
Tensão e corrente de saída, no modo bomba	10.8 - 13.5 kV, 4650 A, 40-51 Hz
Tensão de saída, arranque	0 - 13.5 kV, 0 - 51 Hz

Figura 1.8 – Conversor da Central Reversível Grimsel 2⁴

⁴ Fonte ABB Library

Uma análise do potencial de ganho da geração hidráulica em rotação variável é abordada por REIS [4], colocando como exemplo a UHE Caconde⁵, onde uma análise completa da operação das turbinas dentro da faixa operativa resulta em um aumento de energia anual devido a rotação variável em torno de 4%.

No que se refere especificamente a aplicação em centrais de geração, MAZGAJ [5] apresenta um esquema de operação em rotação variável para a micro geração com turbinas Propeller de eixo horizontal, hidrogerador de ímãs permanentes e conversor bidirecional.

O limite para esta tecnologia está atualmente em potências próximas a 1 MW, conforme catálogo de um dos grandes fabricantes de turbinas. Vide Figura 1.9.



Figura 1.9 – Turbina Propeller com PMSG – Fonte: www.voith.com

⁵ UHE Caconde – São Paulo – Potência Total 80,4 MW – 2x Turbinas Francis

2 TURBINAS HIDRÁULICAS

2.1 Generalidades

As primeiras máquinas motrizes hidráulicas parecem ter sido as rodas d'água. Vitruvio, um século antes de Cristo, projetou e instalou várias rodas d'água para o acionamento de rudimentares dispositivos mecânicos. Estas máquinas vieram a satisfazer as necessidades por uma tecnologia primaria capaz de atender ao funcionamento de pequenas oficinas, moinhos de cereais e artesanatos.



Figura 2.1 – Roda d'água: Fonte **Wikipédia**

As turbinas hidráulicas se classificam em turbinas de impulso e turbinas de reação, e os principais tipos são apresentados a seguir.

2.2 Turbinas de Impulso

Em uma turbina de impulso, o fluxo de fluido dirige-se desde o conduto forçado até os injetores, onde a sua energia potencial é convertida em energia cinética. O jato de alta velocidade impacta nas conchas do rotor, na pressão atmosférica, transformando a energia cinética da água em energia mecânica de rotação do eixo.

A turbina de impulso com maior eficiência é a turbina Pelton, inventada por Lester A. Pelton (1829-1908) em 1878.

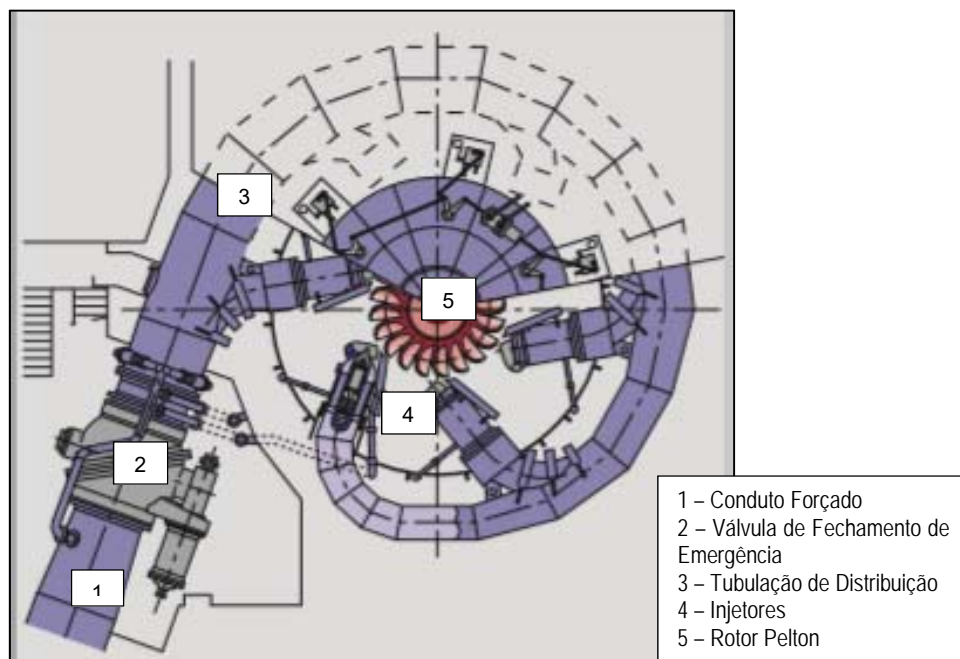


Figura 2.2 – Turbina Pelton – Fonte: www.voith.com

2.3 Turbinas de Reação

As turbinas de reação consistem de caixa espiral, travessas fixas chamadas pré-distribuidor, palhetas móveis chamadas palhetas diretrizes e as pás do rotor (móveis ou fixas). O fluido entra no rotor em alta pressão e alinhado com a pá, onde se produz a transferência da energia do fluido para o rotor, que sai do rotor a baixa pressão.

As turbinas de reação mais usadas são as turbinas Francis, as turbinas Kaplan e as turbinas Bulbo. Nas Figuras 2.3 e 2.4 são apresentadas em forma esquemática as turbinas Francis e Bulbo, respectivamente.

As turbinas Francis são de simples regulação: as palhetas diretrizes são moveis controlando a vazão da água, e as pás do rotor são fixas.

As turbinas Kaplan e Bulbo são de dupla regulação, uma vez que a abertura das pás do rotor é também ajustada, obtendo-se uma melhora nos valores de eficiência ao longo da faixa operativa. Quando estas turbinas são projetadas com regulação simples, isto é, com pás do rotor fixas, são chamadas de turbinas Propeller de eixo vertical e horizontal, respectivamente.

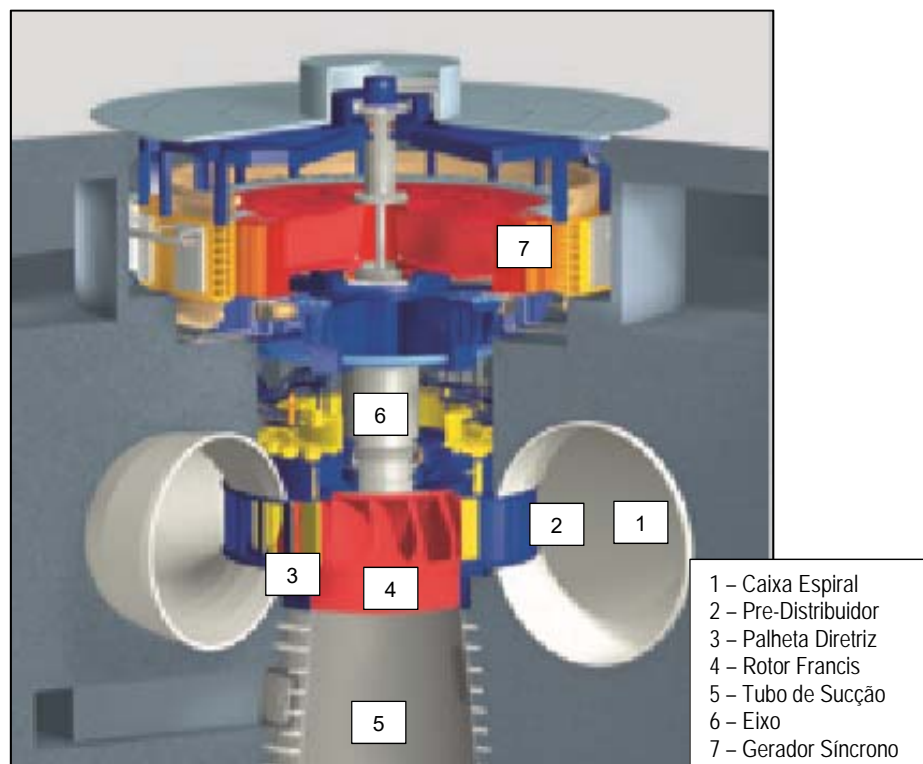


Figura 2.3 – Turbina Francis – Fonte: www.voith.com

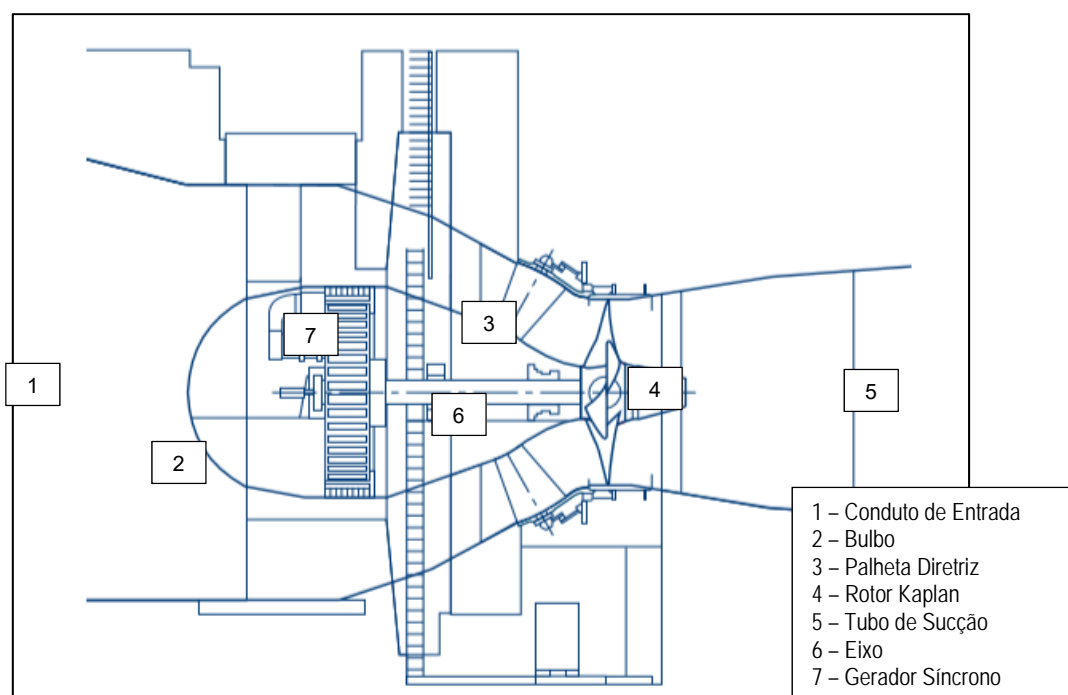


Figura 2.4 – Turbina Bulbo – Fonte: www.voith.com

2.4 Energia extraída pelas Turbinas Hidráulicas

A Figura 2.5 mostra em forma de esboço, uma central hidrelétrica que utiliza uma turbina tipo Francis para gerar eletricidade. Quando o distribuidor da turbina está fechado (não existe fluxo de fluido através do rotor) estará disponível a energia potencial do fluido, igual à diferença de alturas entre as superfícies da água dos reservatórios a montante e jusante.

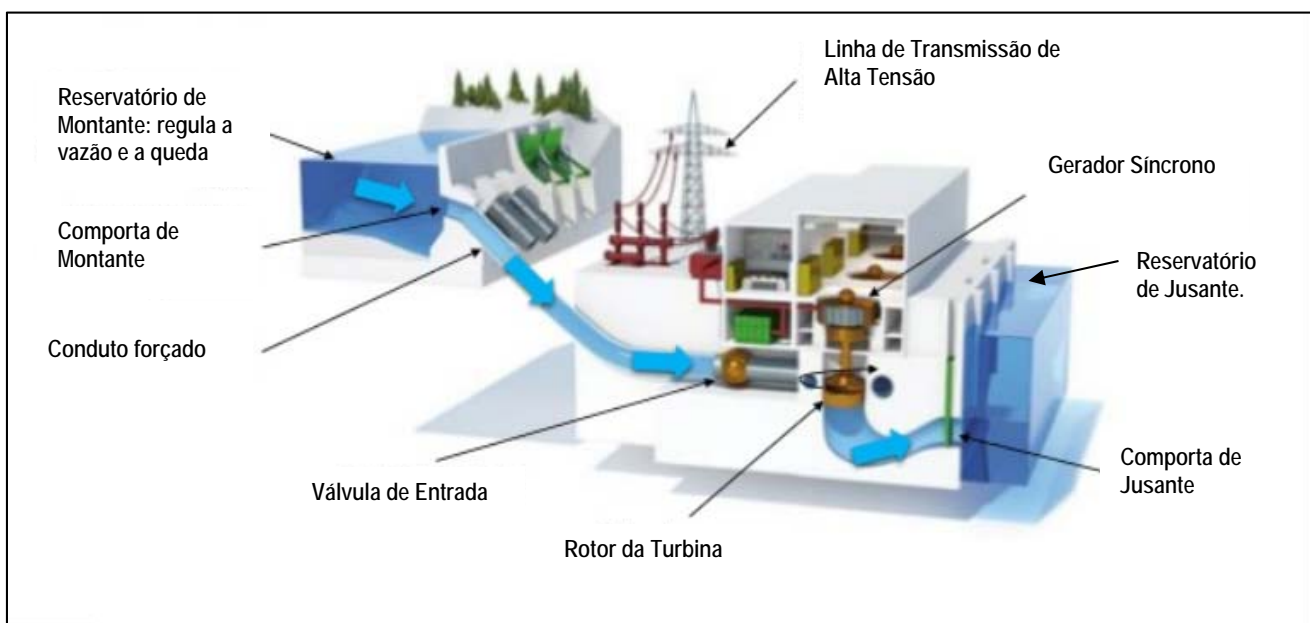


Figura 2.5 – Central Hidrelétrica – Esquema – Fonte: **SlideShare**

Ao abrir o distribuidor da turbina, parte da energia potencial será convertida em energia cinética e será transferida energia ao rotor.

Considerando que não existem perdas irreversíveis, a energia transferida ao rotor será igual à diferença da energia da água na entrada e a saída da turbina H_{liq} .

Considerando a equação de Bernoulli, a energia [m] na seção da entrada da turbina será:

$$H_e = \frac{P_e}{\rho \cdot g} + Z_e + \frac{V_e^2}{2 \cdot g} \quad (2.1)$$

A energia [m] na seção de saída da turbina será:

$$H_s = \frac{P_s}{\rho \cdot g} + Z_s + \frac{V_s^2}{2 \cdot g} \quad (2.2)$$

A potência mecânica **ideal** [Nm/s] (sem considerar perdas irreversíveis) disponível no eixo da turbina será:

$$Pot_{ideal} = \rho \cdot g \cdot H_{net} \cdot Q \quad (2.3)$$

Onde:

H_{net} : Energia Hidráulica [m] líquida extraída do fluido: $H_{net} = H_e - H_s$

Q : vazão turbinada [m³/s]

Como as perdas são irreversíveis, nem toda a energia extraída da água será transformada em trabalho (torque disponível) no eixo da turbina. A fórmula da potência mecânica **real**, disponível no eixo da turbina será:

$$Pot_{real} = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot H_{net} \cdot Q \quad (2.4)$$

Onde η (com valor entre 0 e 1) é a eficiência da turbina.

Especificamente, η é definida como a relação entre a potência mecânica disponível no eixo da turbina e a potência hidráulica (potência extraída da água ao passar pela turbina).

$$\eta = \frac{Pot.Eixo}{Pot.Hidráulica} \quad (2.5)$$

Para analisar como se produz a geração de potência disponível no eixo da turbina, se aplica a Lei de Newton ao fluido que passa através do rotor, por tanto a **“derivada em relação ao tempo da quantidade de movimento angular de uma partícula de fluido ao redor de um eixo é igual ao momento das forças aplicadas”**.

Assim:

$$\text{Quantidade de momento angular na entrada: } m \cdot Vt_2 \cdot r_2 \quad (2.6)$$

$$\text{Quantidade de momento angular na saída: } m \cdot Vt_1 \cdot r_1 \quad (2.7)$$

O torque [Nm] gerado no eixo será:

$$T = m \cdot (V_{t2} \cdot r_2 - V_{t1} \cdot r_1) \quad (2.8)$$

E a potência mecânica [Nm/s], sem considerar a perda nos mancais de apoio será:

$$Pot. Eixo = T \cdot \omega \quad (2.9)$$

Onde ω [rad/s] é a velocidade angular de rotação e V_{t2} e V_{t1} [m/s] são as componentes da velocidade do fluido (em relação ao sistema de coordenadas que gira junto com a pá) na direção tangencial do rotor, na entrada e saída do perfil da pá respectivamente. r_2 e r_1 [m] são os raios da entrada e saída da pá, e m [kg] é a massa do fluido.

O fluxo de fluido sai das palhetas diretrizes com a direção do vetor V_2 (sistema de coordenadas estacionário). Como o rotor está girando com a velocidade angular ω , o fluido entra nas pás do rotor na direção do vetor $V_{2,rel}$ (sistema de coordenadas girando junto com a pá do rotor), que na condição mais favorável estará alinhado com perfil da pá na entrada.

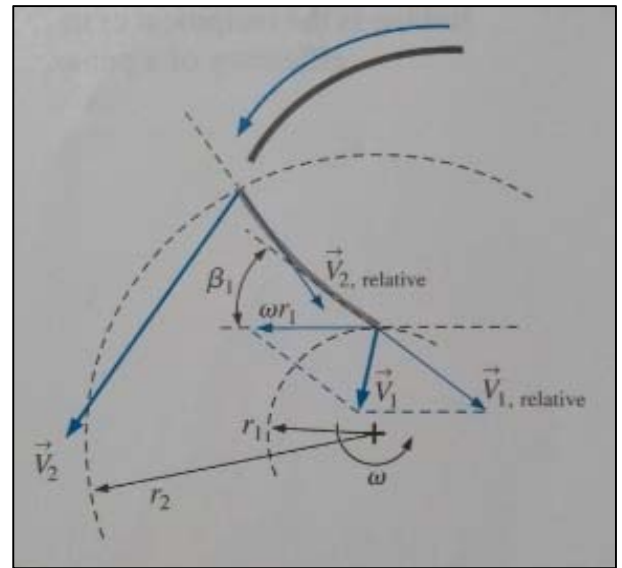
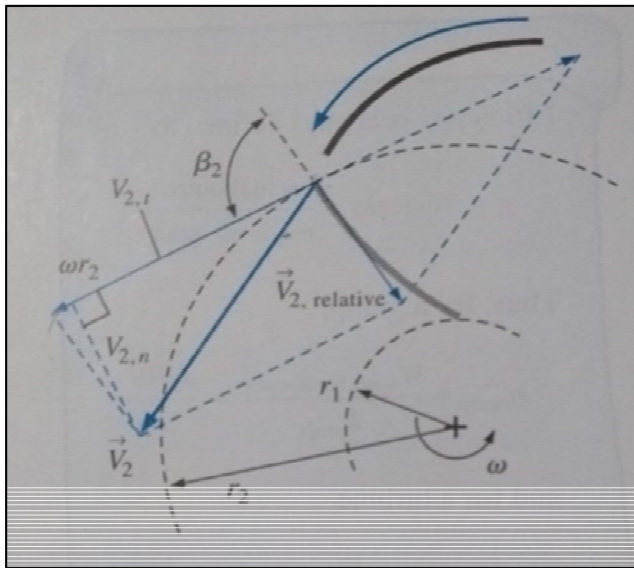


Figura 2.6 – Vetores (absolutos e relativos) de entrada e saída do fluxo de fluido através do Rotor Francis [6]

Quando o vetor $V_{2,rel}$ for paralelo ao perfil da pá do rotor na entrada, o fluido entrará ao rotor perfeitamente alinhado com a pá, e como resultado as perdas de energia serão mínimas é, por tanto, a eficiência será máxima nessa condição.

A velocidade de rotação do rotor ω é, assim, um fator determinante para alinhar a direção do vetor $V_{2,rel}$ com o ângulo de entrada da pá, sendo assim um fator determinante no valor da eficiência na geração.

2.5 Curvas Características das Turbinas

As turbinas são projetadas para atender a valores prefixados de vazão d'água Q , da queda líquida disponível H_{liq} , e da velocidade de rotação N [rpm]. Para esse conjunto de grandezas (que definem o chamado **ponto ótimo** de operação) a turbina deverá funcionar com um rendimento total η , que será máximo.

Porém, conforme as circunstâncias, a turbina pode ser solicitada para operar com valores diferentes de Q , H_{liq} e mesmo de N . Com a variação destas grandezas haverá variação no rendimento η , que será inferior ao máximo obtido para o ponto ótimo.

Infelizmente não é possível obter expressões simples que estabeleçam com precisão relações entre as distintas grandezas, havendo necessidade do recurso da medição experimental das grandezas em laboratório, e calcular os valores de eficiência η associados.

As Figuras 2.7 e 2.8 ilustram, respectivamente, a bancada de testes de uma turbina hidráulica em escala reduzida, e o fenômeno de cavitação em uma turbina Kaplan, através da observação com luz estroboscópica.

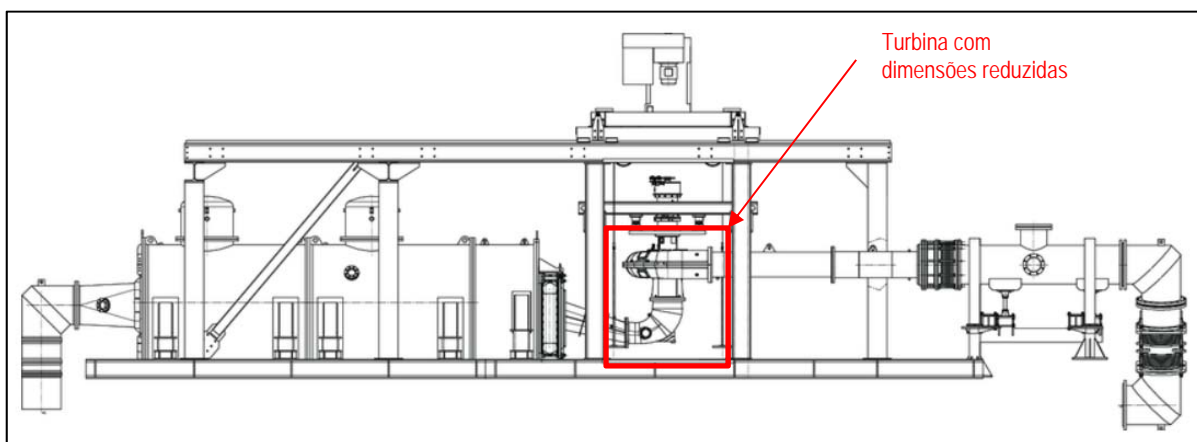


Figura 2.7 – Bancada de Testes de uma Turbina Hidráulica: Fonte: www.epfl.ch



Figura 2.8 – Fenômeno de Cavitação em Turbina Kaplan: Fonte: www.epfl.ch

Dos ensaios de laboratório em escala reduzida são obtidos gráficos chamados diagramas de colina, mostrados na Figura 2.9, que representam a relação entre as principais grandezas das turbinas e definem os limites da operação.

Os limites de operação contínua são definidos para evitar fenômenos hidráulicos adversos como cavitação, flutuações de pressão e flutuações de potência.

A cavitação é um fenômeno originado quando a pressão do fluido é inferior a pressão de vapor da água, gerando bolhas de vapor. A implosão dessas bolhas em regiões de altas pressões origina danos severos na superfície do material.

As flutuações de pressão são oscilações nos valores de pressão da água, que originam esforços flutuantes nos componentes da turbina, que reduzem a vida útil dos mesmos.

As flutuações de potência são flutuações no valor de torque mecânico no eixo da turbina, originando flutuações de tensão [V] e frequência [Hz] adversos ao sistema elétrico.

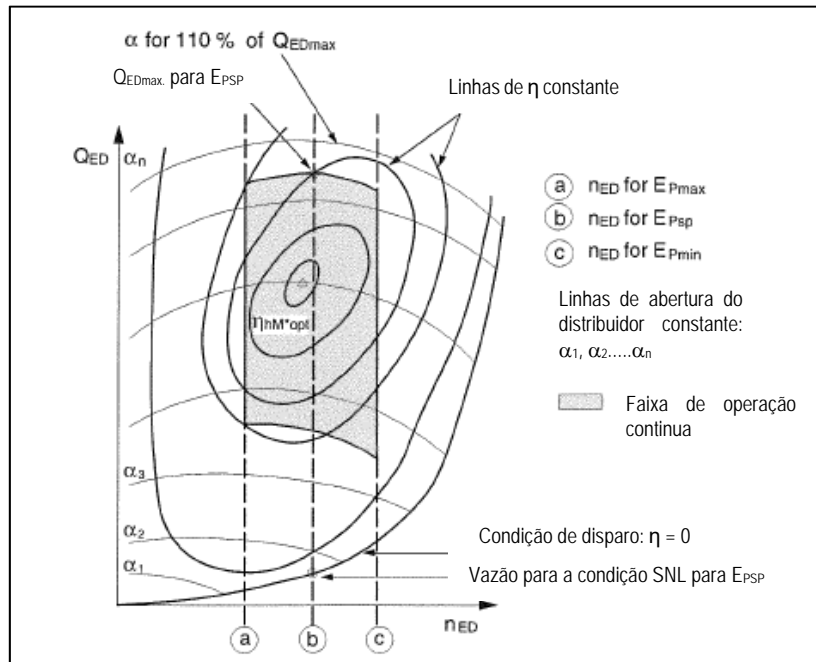


Figura 2.9 – Diagrama de Colina – Turbina Francis – Modelo [7]

Os diagramas de colina são construídos em função de coeficientes de vazão e rotação unitários, Q_{ED} e N_{ED} respectivamente:

$$N_{ED} = \frac{N_m \cdot D_m}{H_m^{0.5}} \quad (2.10)$$

$$Q_{ED} = \frac{Q_m}{D_m^2 \cdot H_m^{0.5}} \quad (2.11)$$

Os resultados do ensaio de modelo (índice m) são posteriormente transpostos para a turbina protótipo (índice p), através do uso de fatores de escala apropriados.

$$H_p = H_m \cdot \frac{D_p^2}{D_m^2} \cdot \frac{N_p^2}{N_m^2} \quad (2.12)$$

$$Q_p = Q_m \cdot \frac{D_p^3}{D_m^3} \cdot \frac{N_p}{N_m} \quad (2.13)$$

No âmbito das turbinas hidráulicas, a denominação turbina protótipo refere-se à turbina com as dimensões de operação na central hidrelétrica.

2.6 Seleção de Turbinas Hidráulicas

Nos estudos para a implantação de aproveitamentos hidrelétricos o objetivo é determinar a capacidade de geração. São definidos a vazão turbinada, a quantidade de turbinas, a forma de operação, as elevações máximas e mínimas dos reservatórios a montante e jusante das turbinas, os valores de quedas disponíveis, o tipo e potência máxima da turbina, e a energia gerada.

A escolha do tipo de turbina e da velocidade de rotação será função da Queda líquida H_{liq} , através da Figura 2.10, onde é determinada a faixa de valores de velocidade específica N_q da turbina necessários para a obtenção da máxima eficiência.

A velocidade específica N_q é um parâmetro hidráulico que relaciona a queda líquida, vazão turbinada e rotação, através da equação:

$$N_q = N \cdot \frac{Q^{0.5}}{H_{liq}^{0.75}} \quad (2.14)$$

Para as quedas maiores, e vazões menores, são empregadas turbinas tipo Pelton; para baixas quedas e grandes vazões são selecionadas turbinas tipo Kaplan ou Bulbo (ou Propeller), e para quedas e vazões intermediárias são usadas as turbinas Francis.

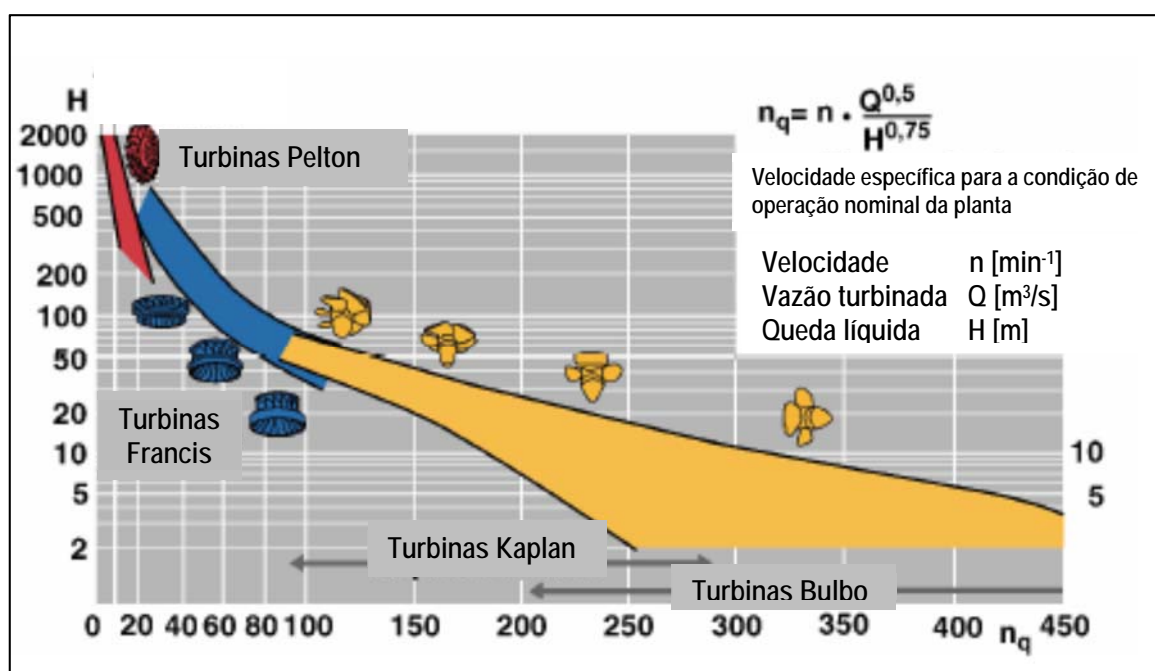


Figura 2.10 – Seleção de Turbinas Hidráulicas [8]

Na definição da velocidade de rotação da turbina N será também levado em consideração o projeto do hidrogerador, pois será definido o número de pares de polos p do rotor do Gerador e o diâmetro do entreferro.

As dimensões do rotor do gerador deverão obedecer a condição de constante de inercia necessária por motivos de estabilidade na regulação, através da equação 2.15.

$$H = \frac{J \cdot \omega^2}{2 \cdot S} [s] \quad (2.15)$$

Onde:

H : constante de inercia [s] com valores típicos entre 2.0 e 4.0 para turbinas hidráulicas.

J : momento de inercia do conjunto turbina / gerador [kgm²]

ω : velocidade de rotação angular [rad/s]

S : potência de saída aparente [VA] do gerador

O estudo da forma de operação de uma usina hidrelétrica pode ser realizado com a ajuda do desenho esquemático da Figura 2.11. Nele são representadas as vazões desde a sua afluição no reservatório da usina até a sua restituição a jusante da casa de força. Como resultado do estudo das vazões são determinadas as condições de operação típicas da usina.

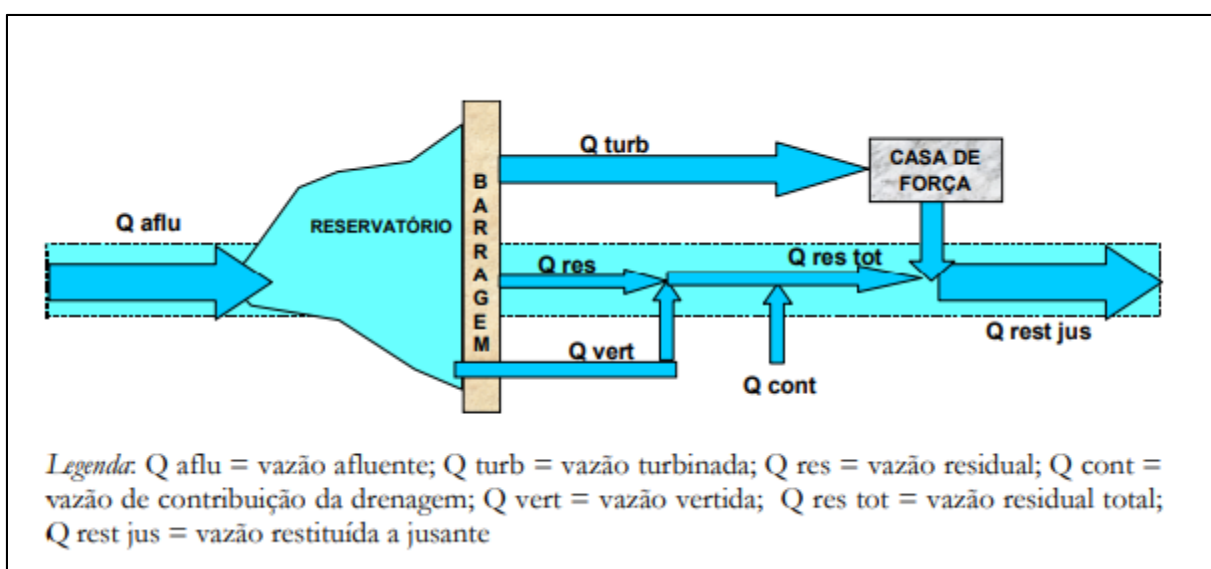


Figura 2.11 – Usina Hidrelétrica - Esquema Operativo [9]

A operação da central hidrelétrica poderá seguir o conceito de regularização de vazão, associado a grandes reservatórios, ou o conceito de operação a fio d'água.

Segundo a ANEEL, define-se usinas a fio d'água como as UHE's ou PCH's que utilizam reservatório com acumulação suficiente apenas para prover regularização diária ou semanal, ou ainda que utilizam diretamente a vazão afluyente do aproveitamento.

As PCH, em função da restrição de área alagada, operam a fio d'água. Na Figura 2.12 são apresentadas, como exemplo, as condições de operação da PCH FUMAÇA IV⁶.

Atualmente no Brasil, atendendo a razões ambientais, as UHE's também são construídas para operação a fio d'água, diminuindo o volume do reservatório, por tanto as condições de operação mostradas na Figura 2.12 são aplicáveis as UHE's.

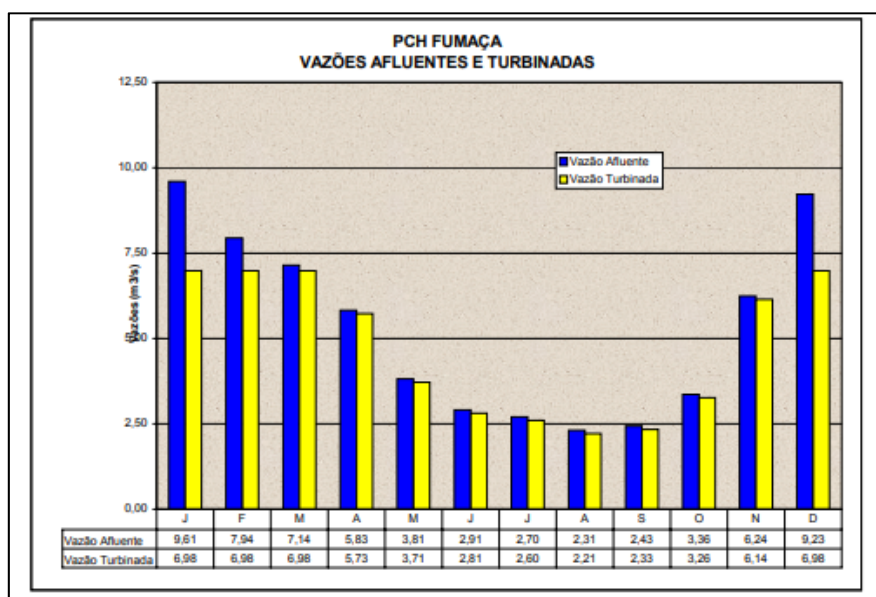


Figura 2.12 – Usina Hidrelétrica - Condições de Operação [9]

Conforme pode observar-se da figura, na operação a fio d'água, devido à baixa ou nula capacidade de regulação, a vazão turbinada é praticamente igual à vazão afluyente no período de fevereiro até novembro.

⁶ PCH Fumaça IV – 4,5 MW – Minas Gerais / Espírito Santo

O nível de montante será mantido aproximadamente constante e o nível de jusante acompanhará a variação da vazão afluyente, sendo máximo nos meses das chuvas intensas e mínimo nos meses da seca. Existirá por tanto uma importante variação da queda disponível ao longo do ano.

3 HIDROGERADORES

3.1 Generalidades

Os geradores são máquinas elétricas onde a potência mecânica disponível no eixo é convertida em potência elétrica nos seus terminais. Os geradores acoplados às turbinas hidráulicas são chamados de hidrogeradores.

São fundamentalmente utilizados geradores síncronos de polos salientes, de corrente alternada trifásica, cuja frequência está ligada à velocidade de rotação N pela relação:

$$f = p \cdot N \quad (3.1)$$

onde p é o número de pares de polos.

O gerador síncrono é excitado em corrente contínua (CC) que alimenta o enrolamento de campo localizado no rotor. A alimentação de campo provém de uma fonte de corrente contínua controlada especial chamada excitatriz, que pode ser rotativa ou estática. Alguns geradores síncronos de pequena potência podem ser excitados por meio de ímãs permanentes.

As partes construtivas de um gerador síncrono de polos salientes são mostradas na figura abaixo:

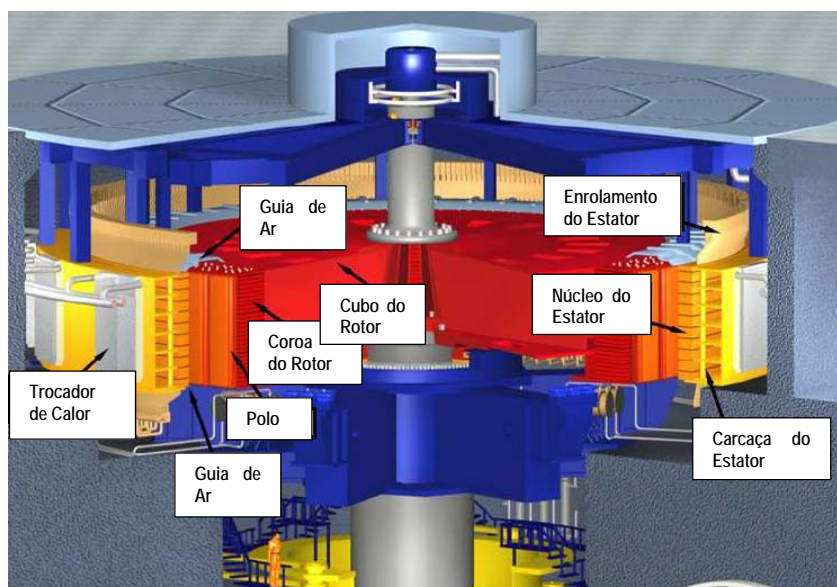


Figura 3.1— Exemplo de Hidrogerador — www.voith.com

3.2 Princípio de Funcionamento

A circulação de corrente contínua no enrolamento dos polos (denominada corrente de campo I_F) produz um campo magnético girante B_R de magnitude constante, solidário aos polos e que se movimenta na velocidade de rotação N .

Pelo princípio de indução eletromagnética⁷, se induz uma tensão pulsante E estacionária em cada uma das três fases do enrolamento do estator, com a frequência de pulsação f [Hz] igual ao produto da rotação $N[s^{-1}]$ pelo número de pares de polos p , conforme equação 3.1

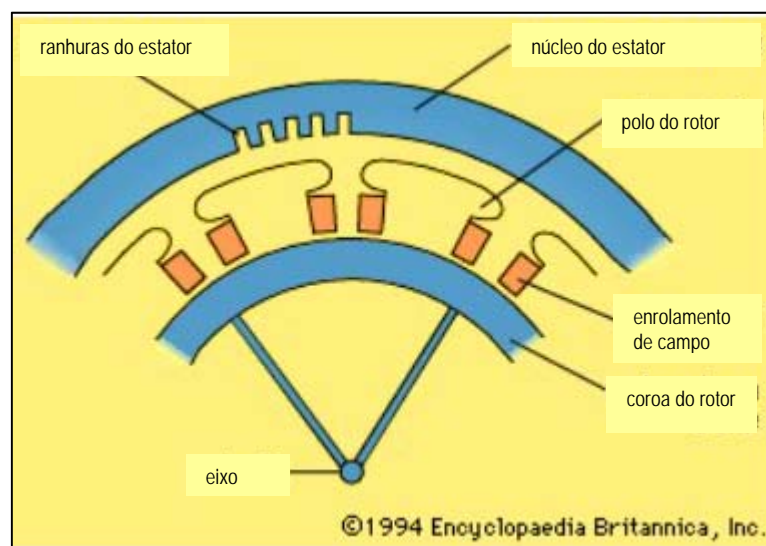


Figura 3.2 – Gerador Síncrono – Princípio de Funcionamento

Ao conectar uma carga aos terminais do gerador, circulará uma corrente I em cada fase do enrolamento do estator, com a mesma frequência de pulsação f e ângulo de fase φ entre ambos vetores I e E , que dependerá da natureza da carga (ativa e/ou reativa).

A circulação de corrente no enrolamento do estator criará um campo magnético pulsante estacionário em cada fase do enrolamento, e a interação entre os campos

⁷ Vide referencia [14]

das três fases criará um campo magnético girante B_s na mesma velocidade N e sentido de rotação que o rotor.

A interação entre os campos magnéticos do rotor B_R e do estator B_s (chamado reação do induzido) criará um campo magnético resultante B_{liq} defasado de um ângulo δ em relação a B_R , denominado ângulo de carga do gerador.

Este fenômeno de reação de induzido originará um torque, eletromagnético T_{elm} , de direção contrária ao do sentido de rotação do rotor:

$$T_{elm} = k \cdot B_R \cdot B_{net} \cdot \sen \delta \quad (3.2)$$

O torque eletromagnético produzido pelo gerador determina o torque mecânico requerido no eixo, a ser suprido pela turbina.

3.3 Circuito Equivalente do Gerador Síncrono

A tensão E_A [V] é a tensão (ou FEM) interna induzida na fase A do gerador síncrono, pelo efeito de indução magnética.

Porém, a tensão no terminal de saída V_A [V] deste enrolamento não será igual ao valor de E_A . Na realidade, o único momento em que a tensão de saída V_A é igual à tensão interna E_A será quando não existe corrente I [A] circulando no estator, e o gerador está sem carga.

O enrolamento do estator tem a sua própria reatância X_s [kg.m².s⁻³.A⁻²] e resistência R_A [kg.m².s⁻³.A⁻²] que provocaram uma queda de tensão que será acusada no terminal de saída.

Desta forma:

$$V_A[V] = E_A - j \cdot X_s \cdot I_A - R_A \cdot I_A \quad (3.3)$$

A reatância X_s , denominada reatância síncrona, é um parâmetro característico do gerador, responsável pela flutuação de tensão em carga da máquina.

É, portanto, possível representar o circuito equivalente do Gerador Síncrono trifásico com o esquema apresentado na Figura 3.3:

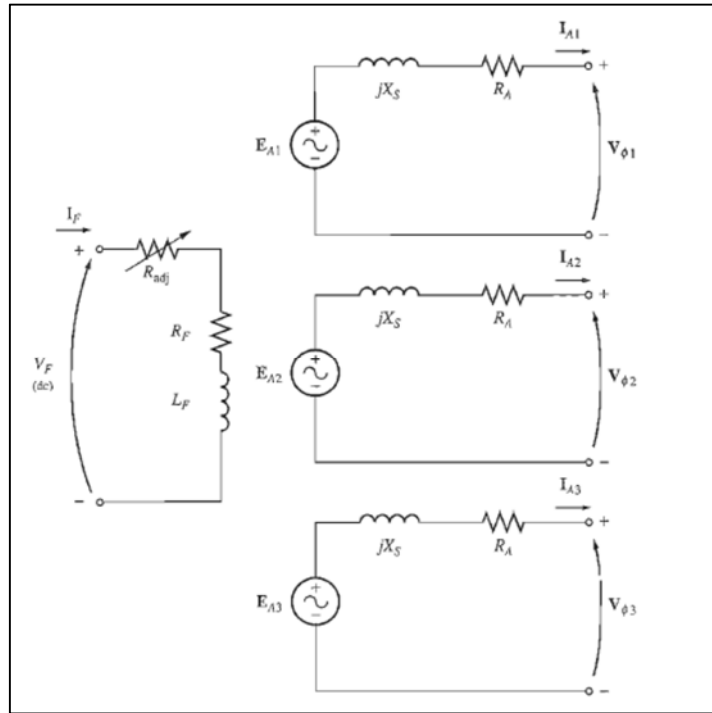


Figura 3.3 – Gerador Síncrono – Circuito Equivalente [10]

Da eq. (3.3) resulta que quanto maior for I_A , será necessário incrementar E_A para manter a tensão no terminal V_A constante.

O valor de E_A é proporcional ao campo magnético B_R originado pela excitação do rotor e a velocidade de rotação N do gerador síncrono. Como a velocidade de rotação N é constante, será necessário aumentar a corrente I_F de excitação para manter a tensão no terminal V_A constante. Essa correção de excitação é dinâmica, realizada pelo sistema de regulação automática de tensão do gerador (AVR).

3.4 Potência e Torque do Gerador Síncrono

O hidrogerador converte a potência mecânica disponível no eixo da turbina em potência elétrica trifásica [VA]:

$$P_{elet} = 3 \cdot V_A \cdot I_A \cdot \cos\varphi \quad (3.4)$$

Com esta equação se considera implicitamente carga equilibrada no gerador, ou seja, que a corrente em cada fase é igual a I_A .

A equação da potência nos terminais do gerador pode ser, também, escrita em função de V_A e E_A através da expressão:

$$P_{elet} = \frac{3 V_A E_A}{X_S} \times \text{sen } \delta \quad (3.5)$$

Onde δ é o ângulo entre V_A e E_A , conhecido como ângulo de carga. O máximo valor da potência ativa P_{ativa} é obtido portanto para um ângulo de carga $\delta = 90^\circ$. Essa condição estabelece o limite de estabilidade teórico do gerador quando conectado a uma rede energizada. Mantida a excitação, se o ângulo de carga ultrapassar 90° o torque eletromagnético oferecido pelo gerador torna-se inferior ao torque aplicado pela turbina, fazendo com que o conjunto acelere e ocorra a perda de sincronismo com a rede, levando ao disparo da máquina.

A relação entre o torque eletromagnético e a potência de saída do gerador é:

$$P_{elet} = T_{elm} \cdot \omega \quad (3.6)$$

Fazendo uso da eq. (3.5), o torque eletromagnético será:

$$T_{elm} = \frac{3 \cdot V_A \cdot E_A}{\omega \cdot X_S} \times \text{sen } \delta \quad (3.7)$$

3.5 Operação dos Hidrogeradores

Os hidrogeradores operam fundamentalmente conectados à rede elétrica, porém podem também funcionar em forma isolada atendendo a uma carga.

3.5.1 Operação de geradores conectados à rede

Quando o gerador é conectado ao sistema elétrico, a tensão e frequência nos terminais dos geradores conectados serão mantidas constantes, e o mesmo sucederá com a rotação.

O esquema de conexão é representado na Figura 3.4 considerando a rede como uma barra infinita, onde a tensão e a frequência não variam, sem importar a potência ativa e reativa que está sendo trocada pela máquina no ponto de conexão.

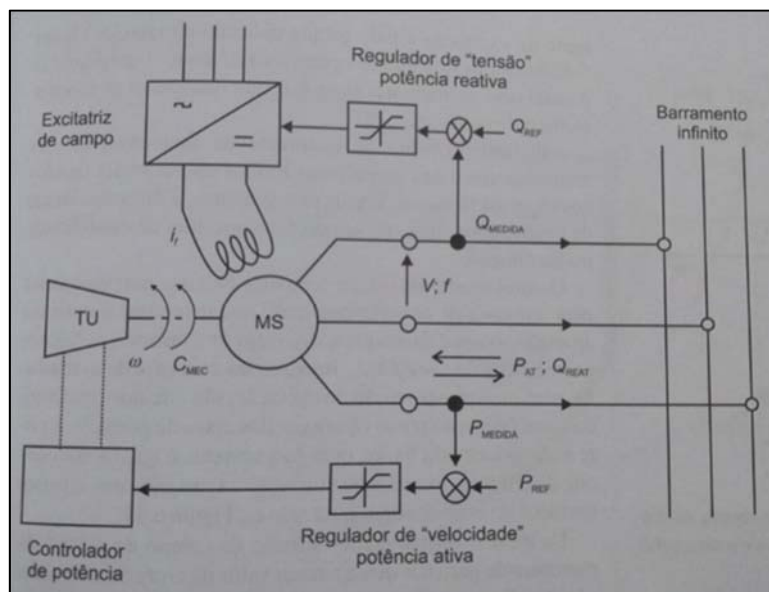


Figura 3.4 – Gerador Síncrono – Esquema – Conexão na Rede [11]

As instalações elétricas têm limites de variação de tensão e frequência, requerendo-se a incorporação de sistemas de controle e ajuste das variáveis V_A e N .

Associado a excitatriz de campo opera um sistema de regulação que, por meio da realimentação de um sinal de tensão medida nos terminais da máquina, comparada com um valor de referência, comanda o ajuste da corrente de excitação I_F no enrolamento de excitação.

As variações da tensão, originadas pela variação na carga, são corrigidas e o valor é mantido estabilizado dentro das faixas admissíveis.

De forma similar ao regulador de tensão, existe um sistema de controle da velocidade da turbina, para regulação e estabilização da frequência gerada pela máquina. Um sensor de rotação instalado no eixo da turbina medirá a velocidade de rotação N do eixo, e a manterá dentro de determinados limites através do aumento ou redução do ângulo de abertura das palhetas diretrizes do mecanismo distribuidor.

Porém, quando as unidades geradoras estão conectadas a rede, os reguladores de tensão e frequência não atuam diretamente sobre essas grandezas, dado que as mesmas são impostas pelo barramento. Em vez disso, sua ação determinará os controles de potência reativa e ativa respectivamente.

Influência da corrente de excitação: ao aumentar a corrente de excitação da máquina (condição superexcitada) a tensão interna E_A é incrementada em relação à tensão do barramento. O hidrogerador fornecerá, portanto, potência reativa ao sistema. Ao diminuir a corrente de excitação (condição sub-excitada) a tensão interna E_A é inferior à tensão do barramento. Nesta condição a máquina absorve potência reativa do barramento.

Influência do regulador de velocidade da turbina: a atuação do regulador de velocidade promove a troca de potência elétrica ativa com o barramento. Abrindo ou fechando o distribuidor da turbina aumentará ou diminuirá a vazão turbinada e, portanto, a potência disponível no eixo da turbina.

3.5.2 Operação isolada

A operação em forma isolada é incomum nos dias de hoje, a menos que se trate de um gerador de emergência, ou aproveitamentos de potência reduzida. O esquema de conexão é conforme a Figura 3.5 e considera uma única unidade geradora atendendo a carga.

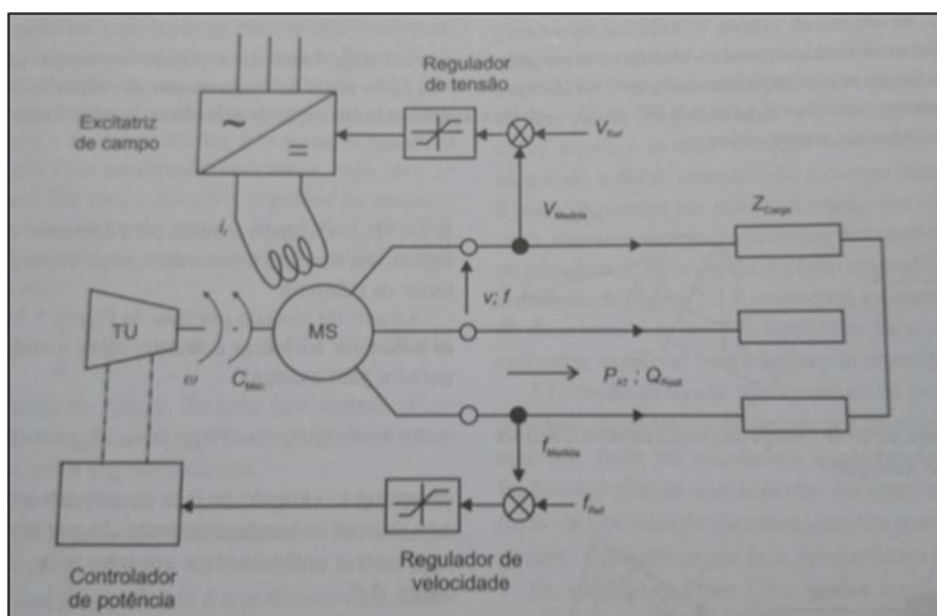


Figura 3.5 – Gerador Síncrono – Esquema – Conexão Isolada [11]

Um incremento na carga pode ser um incremento na potência ativa e/ou potência reativa, o que causará um aumento da corrente no enrolamento do estator I_A .

A tensão nos terminais do gerador estará dada pela eq. (4.3). Conservando inalterados o valor da corrente de excitação do rotor I_F , e a velocidade de rotação N , a tensão no enrolamento do estator E_A mantém-se também constante, pelo qual a tensão nos terminais do gerador V_A diminuirá.

Ao aumentar o valor da corrente no enrolamento do estator I_A , o torque eletromagnético aumentará provocando a redução da velocidade de rotação N da unidade. A redução na velocidade de rotação, por sua vez, reduzirá ainda mais o valor da tensão V_A , bem como o valor da frequência.

Neste caso de operação isolada, o regulador de tensão e velocidade atuará sobre estas grandezas mantendo-as em valores dentro de tolerâncias admissíveis.

4 GERAÇÃO HIDRÁULICA EM ROTAÇÃO VARIÁVEL

Conforme apresentado nos capítulos 2 e 3:

- A velocidade de rotação do rotor da turbina é um parâmetro de ajuste do ângulo de entrada do fluxo em relação à pá do rotor, pelo qual exercerá influência no valor da eficiência na geração.
- Os hidrogeradores são geradores síncronos, onde a frequência é proporcional a rotação e é constante, de 60 Hz no Brasil. Por tanto, necessariamente a velocidade de rotação também é constante.

Para analisar a operação em rotação variável requer-se uma análise detalhada, sob o ponto de vista da turbina e sobretudo do ponto de vista do gerador, para analisar os ganhos possíveis e a sua viabilidade técnica e econômica.

4.1 Rotação variável sob a ótica da Turbina Hidráulica

Tomando como ponto de partida uma curva de colina de uma turbina tipo Francis, com seus limites de operação contínua, é possível analisar o efeito da rotação variável na mesma.

As curvas de colina características do modelo de turbina ensaiado, são expressas em termos das grandezas unitárias Q_{ED} e N_{ED} .

$$Q_{ED} = \frac{Q_m}{D_m^2 * H_m^{0.5}} \quad (4.1)$$

$$N_{ED} = \frac{N_m * D_m}{H_m^{0.5}} \quad (4.2)$$

Onde:

Q_m : vazão [m³/s] medida no modelo

D_m : diâmetro [m] característico do rotor da turbina – modelo

H_m : queda líquida [m] medida no modelo

N_m : velocidade [rpm] de rotação da turbina – modelo

Observação: no estudo da rotação variável foi utilizado um diagrama de colina real de uma turbina Francis. Devido a necessidade de confidencialidade desta informação, é representado um diagrama de colina com valores similares ao real, com o qual obtém-se resultados similares.

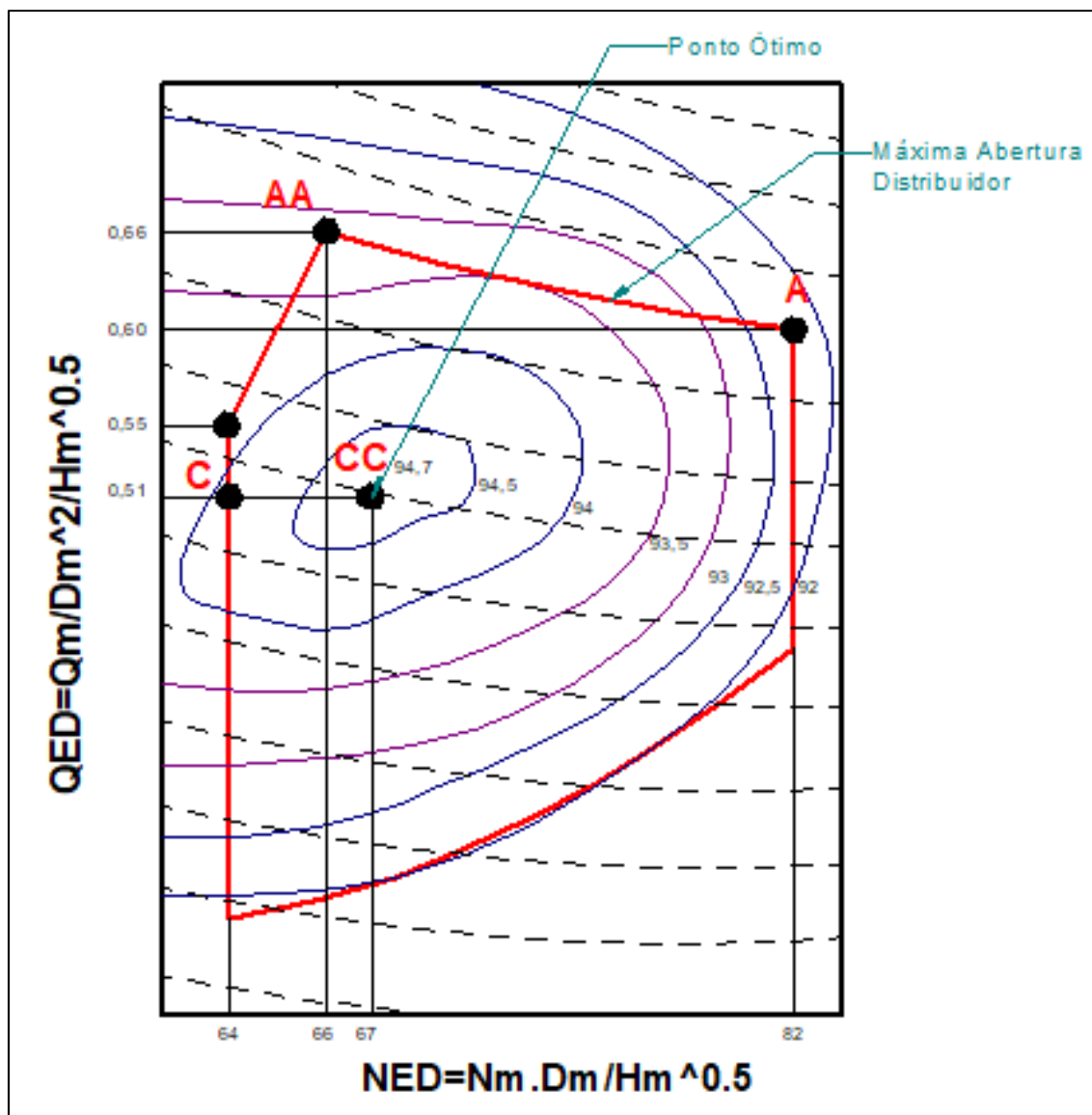


Figura 4.1 – Turbina Francis – Representação de Diagrama de Colina – Modelo

Quatro situações são analisadas:

Situação 1

Seja o ponto de operação **A**, com valores de $N_{ED} = 82$ e $Q_{ED} = 0,60$.

Neste ponto a eficiência da turbina com dimensões reduzidas (modelo) será de 92,2%, e a potência mecânica disponível no eixo da turbina modelo será calculada através da eq. (4.3):

$$P_{ot,m} = \rho_m * g_m * H_m * Q_m * \eta_m \quad (4.3)$$

Onde:

P_m : potência mecânica medida no modelo.

ρ_m : densidade da água para as condições do laboratório.

g_m : aceleração da gravidade para as condições do laboratório.

H_m : queda líquida medida no modelo.

Q_m : vazão medida no modelo.

η_m : eficiência obtida no modelo.

Em função da eq. (4.2) é possível alterar o valor de N_{ED} (para a mesma queda H_m e diâmetro da turbina D_m), alterando a velocidade de rotação da turbina N_m . O aumento da velocidade de rotação do modelo significará valores maiores de N_{ED} e a sua redução significará valores menores de N_{ED} .

As curvas de colina são curvas de eficiência constante η_m . Do gráfico apresentado é possível observar que para pontos de operação com valores de N_{ED} superiores a N_{ED} ótimo, a redução da velocidade de rotação levará o ponto de operação a uma condição com valor de N_{ED} próximo do ponto ótimo e, portanto, onde a eficiência será maior; e que o mesmo será conseguido para pontos de operação com valores de N_{ED} inferiores a N_{ED} ótimo, no caso de aumento da velocidade de rotação.

Do ponto de vista físico isto significa **ajustar** a velocidade de rotação da turbina para melhorar o alinhamento do fluxo de fluido entrando na pá da turbina hidráulica, majorando o torque mecânico disponível no eixo da turbina.

Para o exemplo em análise, considerando que a abertura do distribuidor permanece constante, uma diminuição da velocidade de rotação de 24% implicaria um valor de $N_{ED} = 66$, e um novo coeficiente de vazão $Q_{ED} = 0,66$ (ponto **AA**). No novo ponto a eficiência será $\eta_m = 93,2\%$.

Considerando que a queda se mantém constante, a potência mecânica no ponto **AA** será aproximadamente 11 % superior à extraída no ponto **A**.

Situação 2

Seja o mesmo ponto A. Na rotação síncrona este ponto coincide com o limite de máxima abertura do distribuidor e queda mínima.

Da análise da eq. (4.2) também resulta que uma redução na velocidade de rotação possibilitará a operação em quedas menores, pois:

$$H_m = \sqrt{\frac{N_m * D_m}{N_{ED}}} \quad (4.4)$$

Uma redução na velocidade de rotação de 24% possibilitará operar em quedas até 11% inferiores, estendendo a faixa operativa da turbina protótipo.

Situação 3:

Outra possibilidade seria passar do ponto **C** para o ponto **CC** mantendo vazão e queda constantes, aumentando a eficiência em 0,6% devido ao aumento da velocidade de rotação em 5%.

Situação 5:

Seja o mesmo ponto **C**. Na rotação síncrona este ponto coincide com o limite da queda máxima. Um aumento na velocidade de rotação possibilitará a operação com quedas maiores, em função da eq. (4.4).

Um aumento na velocidade de rotação de 5% possibilitara trabalhar em quedas até 2% superiores, estendendo a faixa operativa da turbina protótipo.

Conclusão

Quanto maior for a separação do ponto de operação em relação ao ponto ótimo, na direção do eixo N_{ED} , maior será o ganho de eficiência devido ao ajuste da rotação da unidade.

Em função do comportamento hidromecânico da turbina Francis analisada, a redução da rotação da turbina mantendo a abertura do distribuidor constante implicará em um aumento da vazão turbinada, maximizando o ganho de potência extraída.

Os projetos com maior variação de queda ao longo do ano, isto é, com maior variação de N_{ED} , serão os projetos com maiores ganhos devido à rotação variável. Assim, as centrais com operação a fio d'água são as que possuem maior potencial de ganho de energia devido a operação em rotação variável.

4.2 Rotação variável sob a ótica do Hidrogerador

A pergunta que vem à mente é como alterar a rotação da turbina mantendo a frequência da rede constante.

As alternativas são as seguintes:

- Desacoplar o hidrogerador síncrono da rede ou da carga instalando um conversor eletrônico de potência;
- Excitação do rotor do gerador com corrente alternada, utilizando a máquina assíncrona de anéis na configuração duplamente alimentada.

4.2.1 Gerador síncrono desacoplado da rede

É possível desacoplar a fonte de alimentação da carga sendo alimentada, através de um conversor eletrônico de potência instalado entre o gerador e a rede. A tensão e corrente serão primeiro retificadas, formando um elo em corrente contínua, e posteriormente convertidas novamente a alternadas na frequência da rede.

Em função da limitação de tensão no conversor, um transformador deve ser instalado entre o conversor e a rede. A Figura 4.2 exemplifica o esquema desse sistema para geradores excitados por meio de ímãs permanentes (PMSG).

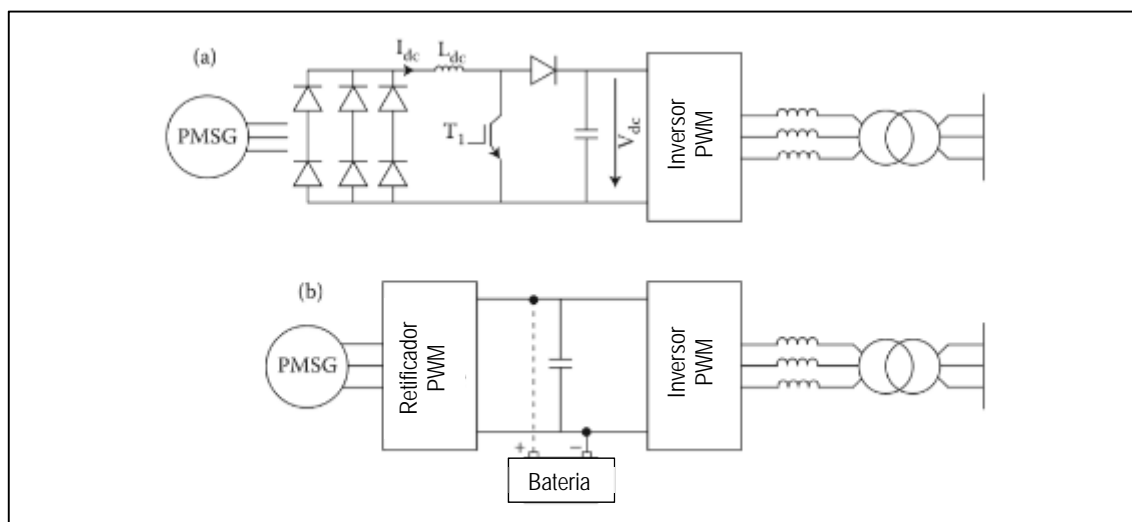


Figura 4.2 – PMSG - Esquema de conexão à rede – rotação variável [2]

O conversor, constituído por elementos semicondutores (diodos, tiristores e transistores), reatores e capacitores, é um dispositivo capaz de “dosar” a quantidade de energia transferida, comportando-se como uma chave estática controlada. O valor da tensão, corrente e frequência de saída dependerá da frequência de comutação das chaves e do controle do tempo em que a chave permanece aberta.

Será possível aumentar/reduzir a corrente I , e como resultado aumentar/reduzir o torque eletromagnético T_{elm} , o que provocará a redução/aumento da velocidade de rotação da turbina.

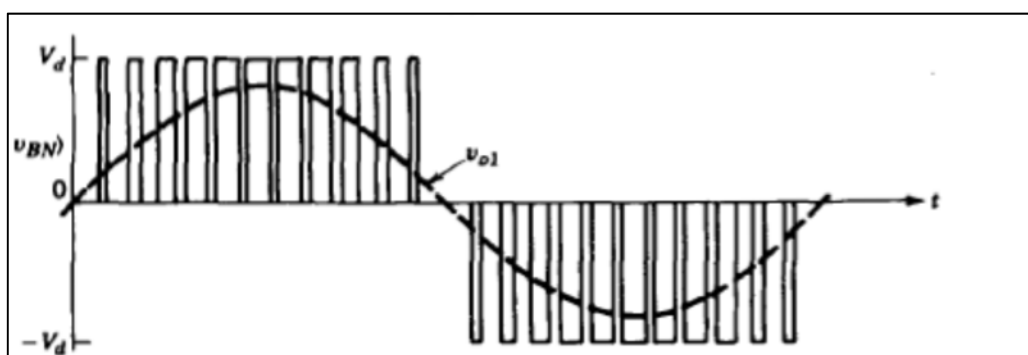


Figura 4.3 – Conversor – Controle de tensão [12]

4.2.2 Excitação do Rotor com corrente alternada – Gerador Assíncrono

Na máquina assíncrona ou de indução, o estator está conformado por enrolamento trifásico, similar ao das máquinas síncronas. Quanto ao rotor, existem dois tipos de configuração:

Tipo 1: o rotor formado por barras curto-circuitadas nos extremos (rotor em forma de gaiola de esquilo);

Tipo 2: o rotor formado por enrolamento trifásico acessível por meio de anéis coletores e escovas (rotor bobinado).

Diferentemente das máquinas síncronas, na máquina assíncrona usual a tensão no rotor é originada pelo fenômeno de indução a partir do estator, não precisando de corrente de excitação. E por causa do rotor não ser alimentado, estas máquinas são chamadas de simples alimentação.

Seu funcionamento se dá principalmente no modo motor. O movimento relativo entre o campo magnético girante originado no estator (que está conectado à rede trifásica de CA) e o rotor é o responsável pela indução de tensão no mesmo, promovendo a circulação de correntes cuja interação com o campo do estator origina o torque e o movimento do rotor.

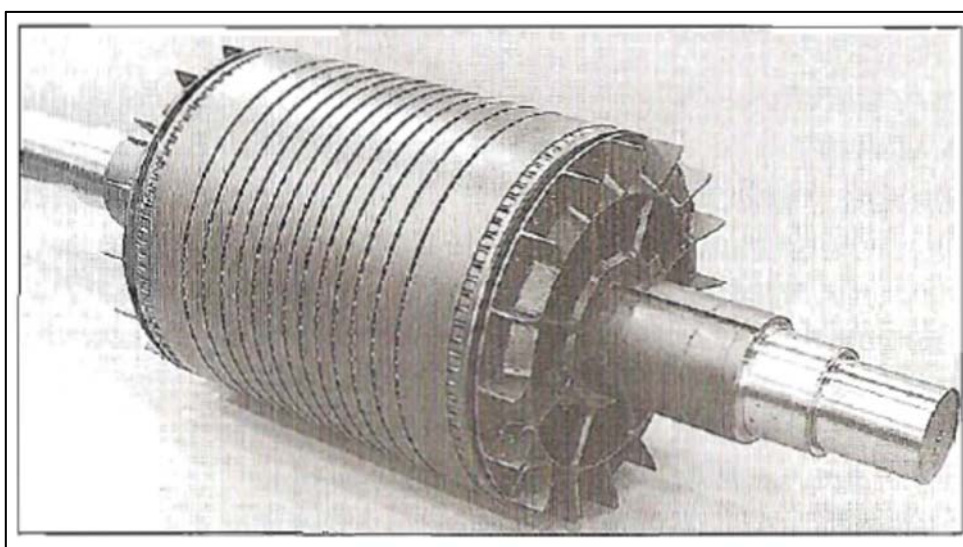


Figura 4.4 – Máquina de Indução – Rotor em Gaiola de Esquilo [10]

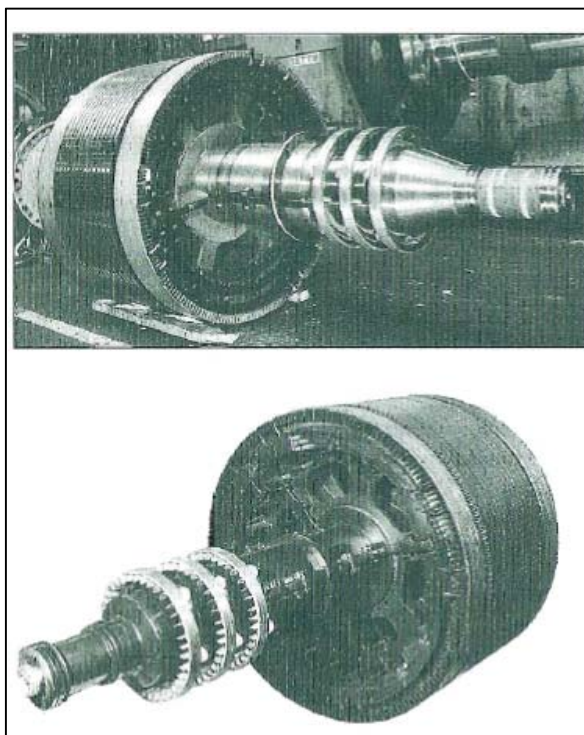


Figura 4.5 – Máquina de Indução – Rotor bobinado [10]

De acordo com o princípio de funcionamento, existirá um limite superior para a velocidade de operação do rotor, que é a rotação síncrona do campo rotativo do estator.

Se a máquina de indução estiver girando na velocidade de sincronismo, então as barras ou o enrolamento do rotor estarão estacionários em relação ao campo magnético girante produzido pela alimentação do estator e, portanto, não será induzida qualquer tensão e corrente no rotor. Por conseguinte, o torque induzido será nulo e cessará qualquer ação motriz da máquina.

Portanto, um motor de indução pode operar até uma velocidade próxima da velocidade de sincronismo, porém nunca poderá operar na mesma de forma autônoma.

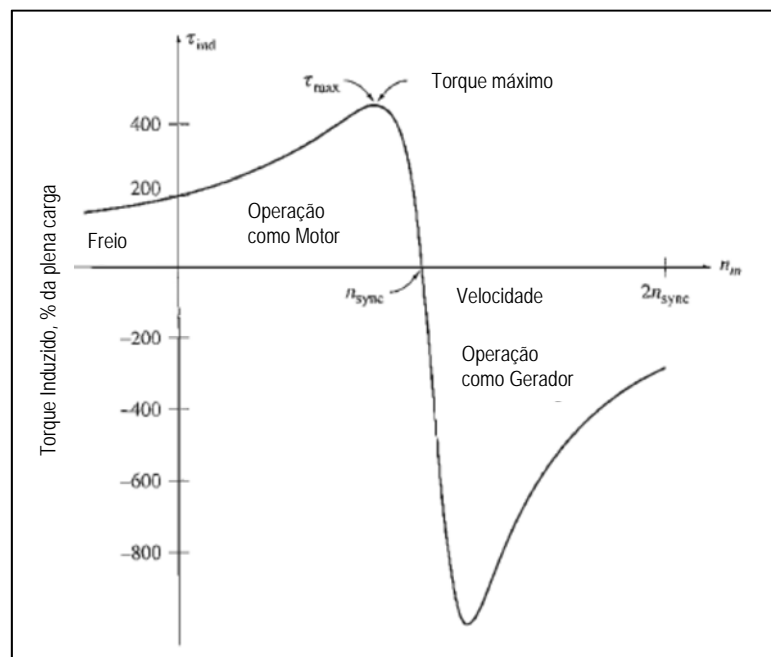


Figura 4.6 – Gerador de Indução – Torque Eletromecânico [10]

No caso do rotor de uma máquina de indução estar acoplado a uma turbina, a velocidade do rotor poderá superar a velocidade de sincronismo, passando agora a máquina a operar como gerador. Nesse modo, a potência gerada sempre se dará na tensão e frequência da rede à qual está conectada, independente da velocidade e em que estiver rodando. Entretanto, a diferença de velocidade entre o rotor e o campo rotativo, denominado escorregamento, é sempre pequeno (entre 0,5 e 2% tipicamente), indicando que a excursão permitida de rotação no modo gerador é bastante limitada. A curva típica de torque nos modos motor e gerador é apresentada na Figura 4.6.

Funcionando como gerador diretamente conectado à rede elétrica, a máquina de indução possui severas limitações, não podendo produzir potência reativa. Em realidade consumirá potência reativa necessitando sempre estar conectada a uma rede energizada, para manter o campo magnético do estator.

4.2.2.1 Gerador de Indução DFIG

Com o desenvolvimento dos conversores eletrônicos de potência é possível alimentar o rotor de uma máquina assíncrona de rotor bobinado com tensão trifásica de magnitude e frequência ajustáveis. Produz-se assim um campo magnético rotativo próprio do rotor cuja velocidade, em relação ao mesmo, pode ser variada em função

da frequência com a qual se alimenta. O estator, ligado diretamente à rede, produz o seu campo girante na rotação síncrona, e como os campos de rotor e estator sincronizam entre si, a velocidade real do rotor é que acaba por ser ajustada quando se varia a frequência nele injetada. Tem-se assim a máquina assíncrona dotada de dupla alimentação, que permite uma ampla faixa de excursão da velocidade pela alimentação do rotor com frequência variável.

Os geradores de indução com dupla alimentação (alimentação no estator e rotor) recebem o nome de DFIG.

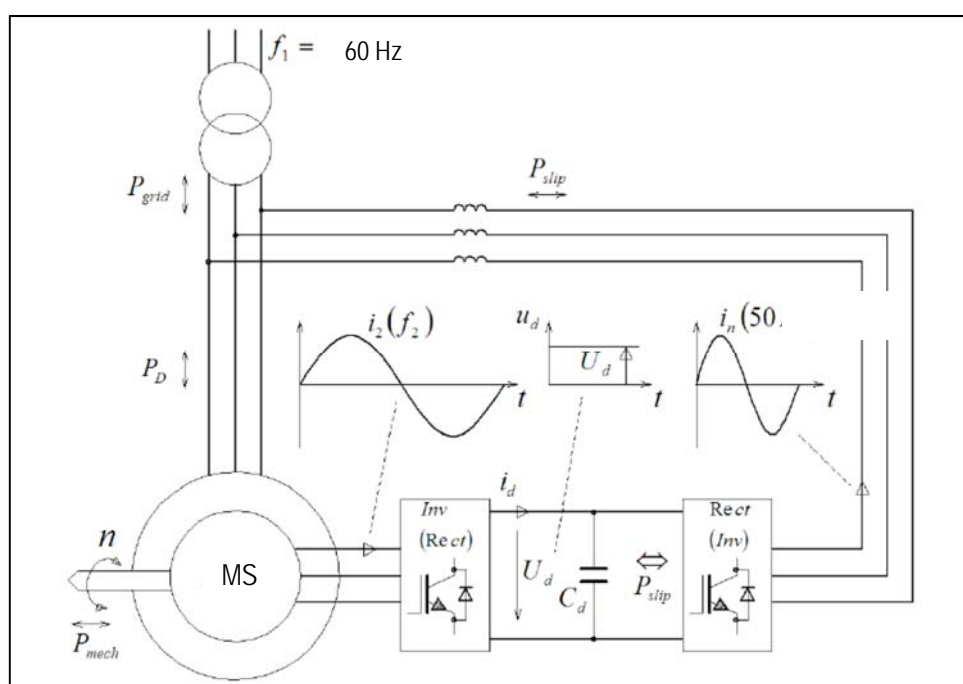


Figura 4.7 – Gerador DFIG – Esquema de Conexão [13]

A máquina assíncrona está agora conectada à rede duas vezes, conforme ilustrado na Figura 4.7.

A potência principal, é transferida através dos terminais do enrolamento do estator diretamente a rede via um transformador elevador.

O enrolamento do rotor está conectado à rede via um conversor eletrônico de potência e ao transformador elevador, tomando ou também fornecendo potência à mesma.

No conversor eletrônico de potência se controla a tensão no enrolamento do rotor, a corrente e a frequência. Controlando a tensão e a frequência será possível controlar

a velocidade de rotação do rotor. Através do controle do torque mecânico fornecido pela turbina, a potência introduzida no eixo será convertida em elétrica e injetada na rede.

A frequência de rotação do rotor cumprirá a lei: $\omega_m \pm \omega_2 = \omega_1$, onde $\omega_m = N \cdot P$.

A frequência elétrica de saída do estator, ω_1 , poderá ser mantida constante variando-se a velocidade de rotação do rotor ω_m , desde que a frequência de excitação do rotor ω_2 também varie.

Define-se como escorregamento s em relação à rotação de sincronismo a variável $s = \omega_2 / \omega_1$, com valor típico⁸ de 0,25 para operação como gerador, valor esse ajustado pelo controle de frequência do rotor.

A frequência de rotação do rotor poderá variar na faixa $\omega_m = \omega_1 \pm s \cdot \omega_1$ e a potência total envolvida irá variar correspondentemente na faixa $P = P_s \pm s \cdot P_s$, sendo P_s a potência nominal do gerador, fornecida pelo estator.

No caso de $s = 0$, isto é $\omega_m = \omega_1$, o gerador de indução se comporta como um gerador síncrono ($\omega_2 = 0$; o rotor é alimentado com corrente CC).

Se $\omega_m > \omega_1$ o gerador DFIG fornecerá uma potência maior que P_s , sendo que a potência P_s será fornecida pelo estator e a potência $P_r = s \cdot P_s$ será fornecida pelo Rotor, no modo denominado super-síncrono.

Se $\omega_m < \omega_1$ o gerador DFIG fornecerá uma potência inferior a P_s . O estator fornecerá a potência P_s , porém o rotor consumirá a potência $P_r = S \cdot P_s$ no modo dito sub-síncrono. No exemplo da Figura 4.8 se ilustra esta condição.

⁸ Vide referencia [2]

Exemplo – DFIG

cond. nominais

freq. rede = $\omega_1 = 60$ Hz

PS = 603 kW (pot. nom. estator)

2 p1 = 4; $\Omega_m (s=0) = 1800$ rpm

operação

$\Omega_m = 1080$ rpm $\rightarrow \omega_m = 36$ Hz.

$\rightarrow \omega_2 = 60 - 36 = 24$ Hz $\rightarrow S = 0,4$

$P_m = 361,8$ kW

P_r (consumida) = $S \times P_s = 241,2$ kW

$P_s = 603$ kW

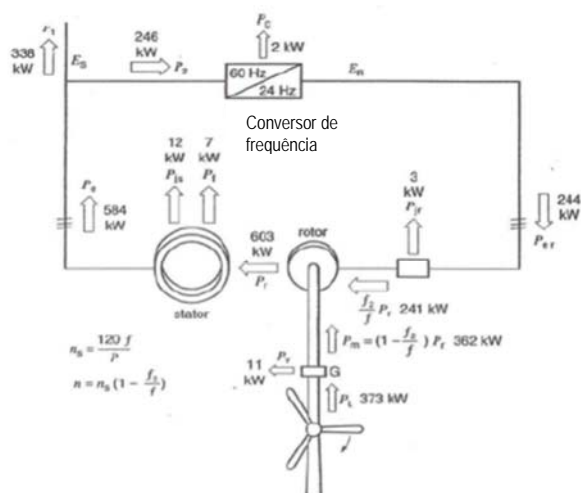


Figura 4.8 – Gerador DFIG – Exemplo: **Internet**

Uma vantagem da utilização da máquina assíncrona DFIG comparada com a máquina síncrona operando em rotação variável, é que a potência requerida pelo conversor estático é apenas uma fração da potência total do sistema, colaborando na redução do custo de implantação de tal sistema.

De acordo com o princípio de funcionamento, o gerador tipo DFIG permite gerar a potência máxima ao aumentar a rotação do rotor, por encima da rotação de sincronismo. É uma tecnologia atualmente empregada na geração eólica, onde é possível aumentar a velocidade de rotação da turbina e extrair maior energia, para altas velocidades do vento.

Esta característica dos geradores tipo DFIG implica, como consequência, na necessidade de analisar previamente o diagrama de colina da turbina hidráulica, para verificar o comportamento em função da rotação, ou de projetar hidraulicamente a turbina para que esta aumente a eficiência com o aumento da velocidade de rotação.

5 ESTUDO DE CASO

Conforme apresentado no capítulo 1, REIS [4] aborda o tema da hidrogeração em rotação variável, colocando como exemplo a UHE Caconde⁹, onde uma análise completa resulta em uma previsão de aumento de energia anual devido à operação em rotação variável em torno a 4%.

Para o estudo de caso é considerada uma PCH, com potência total instalada de 30 MW e que consiste de 3 unidades com potência unitária de 10 MW e fator de capacidade de 0,46.

Um aumento de energia gerada anual de 4% (4.700 MWh) trará um benefício econômico anual calculado em torno a R\$ 1.075.000. Este valor foi calculado considerando o preço de referência informado no site da ANEEL de R\$225/MWh para PCH's.

A rotação variável, porém, só será possível instalando o conversor eletrônico de potência, cujo custo pode tornar inviável a aplicação desta tecnologia.

Foi recebida cotação de um conversor de capacidade 10 MW, no valor de EUR\$ 1,35 milhões ou R\$ 6 milhões.



Figura 5.1 – Conversor – Ingeteam

⁹ UHE Caconde – São Paulo – Potência Total 80,4 MW – 2x Turbinas Francis

5.1 Hidrogerador síncrono de Polos Salientes

No caso de utilização tradicional de geradores síncronos de polos salientes será necessário instalar conversores, entre o gerador e a rede, com capacidade de modulação igual a potência total instalada da turbina. O custo total dos conversores será de EUR\$ 4,05 milhões ou R\$ 17,8 milhões.

Se a eficiência do conversor não é levada em consideração, o tempo necessário para recuperar o investimento será em torno de 17 anos. Ao considerar a eficiência do conversor ($\sim 3\%$), o potencial de ganho total de energia será fortemente diminuído, com o qual é ainda mais evidente que a solução proposta é inviável desde o ponto de vista económico.

5.2 Hidrogerador assíncrono DFIG

No hidrogerador assíncrono tipo DFIG, a potência de modulação do conversor será no máximo de 25% da potência total instalada.

Cada unidade, por tanto, precisará de um conversor de somente 2,5 MW. Interpolando o valor da cotação recebida, o custo total de aquisição dos três conversores será de EUR\$ 1 milhão, ou R\$ 4,5 milhões. O tempo necessário para recuperar o investimento será em torno de 5 anos, considerando já a eficiência do conversor.

No caso, por exemplo, de um empreendimento com queda de referencia $H_{liq} = 10$ m e vazão de referencia $Q = 108 \text{ m}^3/\text{s}$, usando a eq. (2.14) e a Figura 2.10, a rotação da unidade (tipo Propeller de eixo horizontal) será em torno a $n = 162$ rpm. Sendo a frequência da rede de 60 Hz, através da eq. (3.1) o número de pares de polos p será 22.

Considerando um projeto hidráulico onde a eficiência aumente com a velocidade de rotação, esta solução será aplicável tecnicamente.

Porém, na referência [3], um número máximo de 8 pares de polos tem sido adoptado nos geradores DFIG. Respeitando a limitação, para as UG's do caso em estudo será necessário o uso de redutor de velocidade e volante de inercia, este último devido a

necessidade da UG's dispor de constante de inercia suficiente para atender a questões de estabilidade de regulação, conforme a eq. (2.15).

Existem no mercado turbinas com a configuração de redutor de velocidade e volante de inercia, com geradores síncronos ou de indução, porém com rotação fixa, como é o caso das turbinas Poço (Figura 5.2) ou das turbinas Kaplan S (Figura 5.3).

Conforme catálogo de empresa fabricante de turbinas na China, o limite desta tecnologia está nos 60 MW. Os geradores tipo DFIG poderiam ser aplicados em este tipo de turbinas, substituindo os geradores de indução de simples alimentação ou os geradores síncronos.

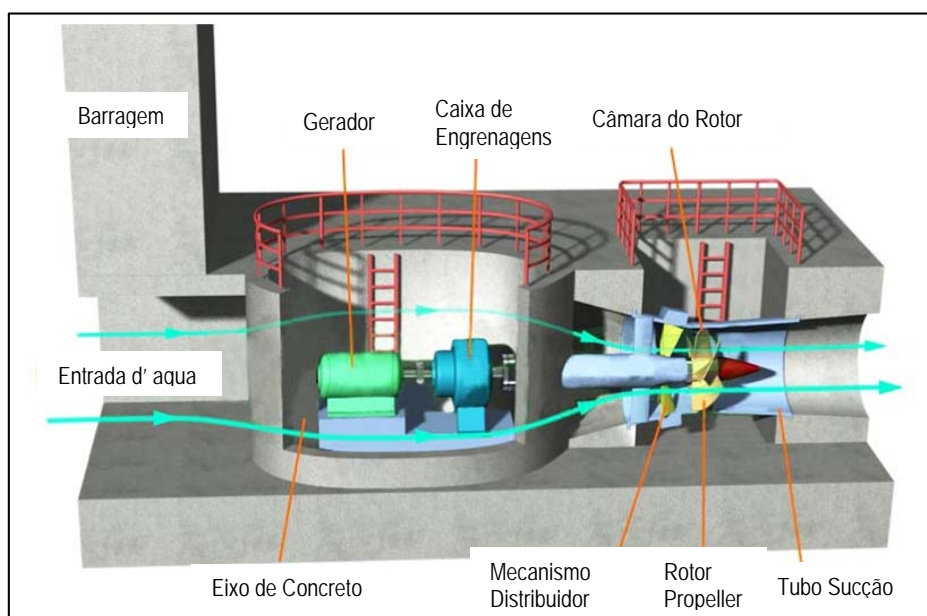


Figura 5.2 – Turbina Poço – Fonte: www.dfpower.biz

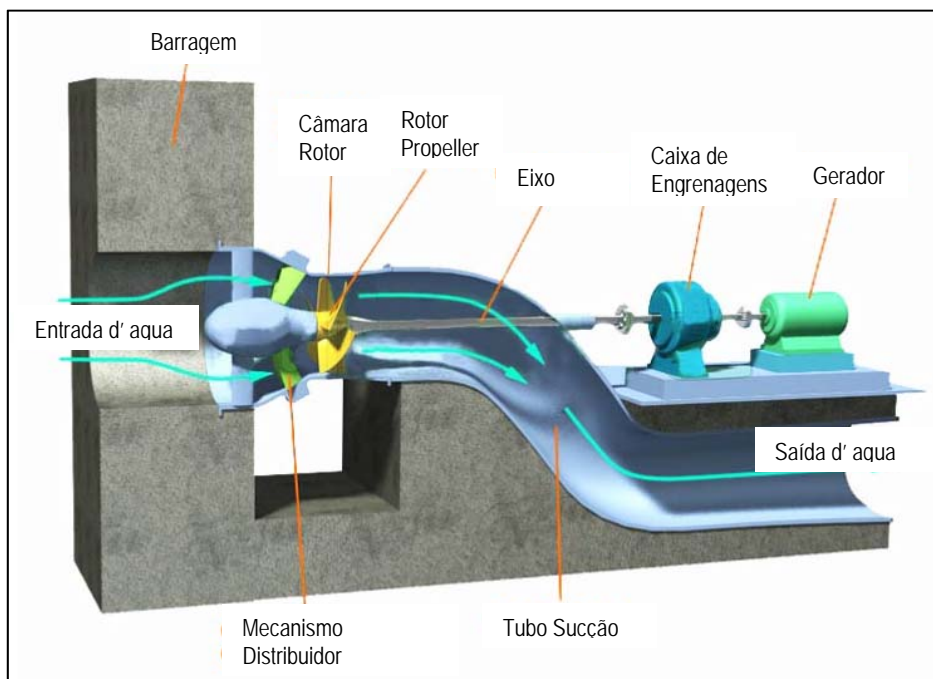
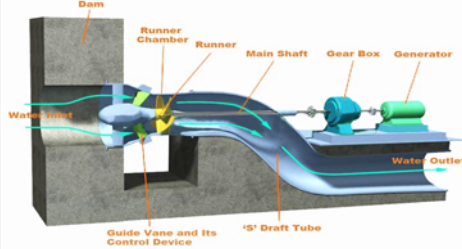


Figura 5.3 – Turbina Kaplan S (de Jusante) – Fonte: www.dfpower.biz

5.3 Planilha de Cálculo

Estudo de Caso - Rotação Variável				
Usina		Cálculo de Ganho Energético Anual		
Potência Total Instalada	30 MW	ΔE	4 %	
Fator de capacidade	0.46		4769.28 MWh	
Número de Unidades	3	Análise de Viabilidade Econômica		
H _{liq}	10 m	Retorno MWh	225 R\$	
Q	108 m ³ /s	Economia Anual	1,073,088 R\$	
η_{turbina}	0.94	Alternativa A: Gerador Síncrono Polos Salientes		
n_q	300	Custo dos Conversores	18,000,000 R\$	
$\eta_{\text{conversor}}$	0.967	Retorno - Pay back simples (sem considerar a eficiência no conversor)	16.8 anos	
		Retorno - Pay back simples (considerando a eficiência no conversor)	95.9 anos	
		Alternativa B: Gerador DFIG		
		Custo dos Conversores	4,500,000 R\$	
		Retorno - Pay back simples (sem considerar a eficiência no conversor)	4.2 anos	
		Retorno - Pay back simples (considerando a eficiência no conversor)	5.3 anos	
		Rotação	162.3 rpm	
		Numero de pares de polos	22.2	
		Numero máximo de pares de polos	8 (*)	

(*) necessário volante de inercia

(*) necessário redutor de velocidade

6 CONCLUSÕES

- A geração hidráulica em rotação variável apresenta um potencial de ganho de energia expressivo, e este potencial será maior quanto maior for a variação da queda líquida ao longo do ano.
- Projetos com operação a fio d'água, como é o caso das PCH's ou das novas UHE's sendo construídas no Brasil, são projetos onde a operação em rotação variável trará maior benefício.
- Porém, a operação em rotação variável implica na necessidade de instalação de um conversor eletrônico de potência entre o hidrogerador e a carga, cujo custo poderá inviabilizar o projeto.
- A capacidade dos conversores em instalações com geradores síncronos será do 100% da potência instalada, resultando a alternativa economicamente inviável.
- A operação com geradores tipo DFIG requererá conversores com somente 25% da potência instalada, viabilizando a aplicação. Porém esta solução tem limite de mínimo número de pares de polos e é aplicável a projetos hidráulicos onde o aumento da eficiência é obtido com velocidades de rotação superiores a velocidade síncrona.
- Em centrais hidrelétricas reversíveis, o esquema para a operação em rotação variável maiormente empregado consiste de gerador DFIG, com projetos em operação desde o ano 1995. Porém já existe uma central reversível operando, a partir de 2013, em rotação variável, com gerador síncrono de polos salientes.
- Em centrais hidrelétricas de geração, a operação em rotação variável vem sendo implementada em turbinas de fluxo axial e eixo horizontal (tipo Propeller) com geradores síncronos de ímãs permanentes em até 1 MW.
- Uma alternativa a estudar para turbinas Propeller de eixo horizontal será a de geradores DFIG com redutor de velocidade e volante de inércia. O limite para o uso de redutores de velocidade em turbinas hidráulicas está atualmente nos 60 MW.
- Por fim, uma alternativa promissora resulta da instalação cada vez mais frequente de linhas de transmissão de corrente contínua, como o caso da linha de transmissão de Belo Monte. Como a instalação já inclui retificadores e inversores, será possível viabilizar a operação de grandes centrais

hidroelétricas com gerador síncrono de polos salientes em rotação variável, para todos os tipos de turbinas.

Tabela Resumo – Aplicação da Rotação Variável em Centrais Hidrelétricas

CENTRAIS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS – OPERAÇÃO EM ROTAÇÃO VARIÁVEL		
TURBINA	INSTALAÇÃO	COMENTÁRIOS
Francis	<ul style="list-style-type: none"> • DFIG • Gerador Síncrono + conversor 100% P 	<ul style="list-style-type: none"> • Solução majoritariamente adotada • Existe um único caso de aplicação desta solução (operando com sucesso desde o ano 2013)
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE GERAÇÃO – OPERAÇÃO EM ROTAÇÃO VARIÁVEL		
TURBINA	INSTALAÇÃO	COMENTÁRIOS
Francis,	<ul style="list-style-type: none"> • Gerador Síncrono + conversor 100% P. • DFIG • PMSG + Conversor 100%. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inviável economicamente • Analisar viabilidade técnica conforme comportamento hidromecânico da turbina (diagrama de colina). Limitado a projetos com rotação acima de 450 rpm. • Aplicável em UG's até 1 MW.
Propeller (simples regulação ou sem regulação)	<ul style="list-style-type: none"> • Gerador Síncrono + conversor 100% • DFIG • PMSG + Conversor 100%. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inviável economicamente • Analisar viabilidade técnica conforme comportamento hidromecânico da turbina (diagrama de colina). Requer uso de redutor de velocidade e volante de inércia – Aplicável em UG's até 60 MW (esta solução é apresentada como uma alternativa a estudar. Não se conhece a existência de projetos com estas características em operação). • Aplicável em UG's até 1 MW.
Todas	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrogerador Síncrono de Polos Salientes 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicável em projetos com linha de transmissão em Corrente Contínua (esta solução é apresentada como uma alternativa a estudar. Não se conhece a existência de projetos com estas características em operação).

7 BIBLIOGRAFIA

- [1] C. Farrel, Hydromechanics of variable speed turbines, University of Minnesota, 1983.
- [2] I. Boldea, Variable Speed Generators Second Edition, CRC Press - Taylor & Francis Group, 2015.
- [3] O. Nagura, Hitachi's Adjustable-speed Pumped-storage System Contributing to Prevention of Global Warming, 2010.
- [4] L. B. Reis, Geração de Energia Elétrica, Editora Manole, 2017.
- [5] W. Mazgaj, Small Hydropower Plant with variable speed PM generator, Politechnika Krakowska, 2016.
- [6] Y. A. Çengel, Fluid Mechanics, Fundamentals and Applications, Mc. Graw Hill, 2006.
- [7] IEC-60193, Hydraulic Turbines, storage pumps and pump turbines - Model acceptance tests, 1999.
- [8] A. Macyn tyre, Máquinas Motrizes Hidráulicas, Editora Guanabara Dois, 1983.
- [9] Estudo de Impacto Ambiental - PCH Fumaça IV, Eletroriver, 2001.
- [10] S. J. Chapman, Electric Machinery Fundamentals Fifth Edition, Mc. Graw Hill, 2012.
- [11] J. R. Simões Moreira, Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética - Motores e Geradores Elétricos, Grupo Editora Nacional GEN, 2017.
- [12] Mohan, Undeland, Robbins, Power Electronics, Converters, Applications and Design, John Willey & Sons.
- [13] J. Specovius, Grundkurs Leistungselektronik. Bauelemente, Schaltungen und Systeme, Vieweg + Teubner, 2010.
- [14] Young & Freedman, Física III - Eletromagnetismo, Editora Pearson, 2016.
- [15] Kostenko, M & Piotrovski, I, Máquinas Elétricas Volumes I & II, Lopes da Silva Editora, 1979.
- [16] M. G. Say, Alternating Current Machines Fourth Edition, Pitman, 1978.
- [17] I. Boldea, Synchronous Generators, CRC Press - Taylor & Francis Group, 2006.
- [18] T. L. Floyd, Electronic Devices Conventional Current Version Seventh Edition, Pearson - Prentice Hall, 2005.