

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E
URBANISMO

Técnicas de Geração de Energia Elétrica com Sistemas de
Rotação Ajustável

Fernando Lüders Borin

Campinas 2007

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E
URBANISMO

Técnicas de Geração de Energia Elétrica com Sistemas de
Rotação Ajustável

Dissertação apresentada a Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Universidade Estadual de Campinas, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil, na área de concentração de Recursos Hídricos

Fernando Lüders Borin

Orientador: Dr. Carlos Alberto Mariotoni

Campinas 2007

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

B645t	Borin, Fernando Lüders Técnicas de geração de energia elétrica com sistemas de rotação ajustável / Fernando Lüders Borin.--Campinas, SP: [s.n.], 2007. Orientador: Carlos Alberto Mariotoni Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. 1. Sistema de controle ajustável. 2. Usinas termoeletricas. 3. Energia elétrica – Produção. 4. Dinâmica das máquinas. 5. Turbogeneradores. 6. Turbinas I. Mariotoni, Carlos Alberto. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. III. Título.
-------	---

Titulo em Inglês: Electrical energy systems with ajustable speed

Palavras-chave em Inglês: Pumped/storage systems, Eolic, Energy, Electric power generation, Hydraulic, Thermal. Retrofitting, Emergency generation

Área de concentração: Recursos Hídricos

Titulação: Mestre em Engenharia Civil

Banca examinadora: Paulo Sergio Franco Barbosa e Frederico Fabio Mauad

Data da defesa: 04/07/2007

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Civil

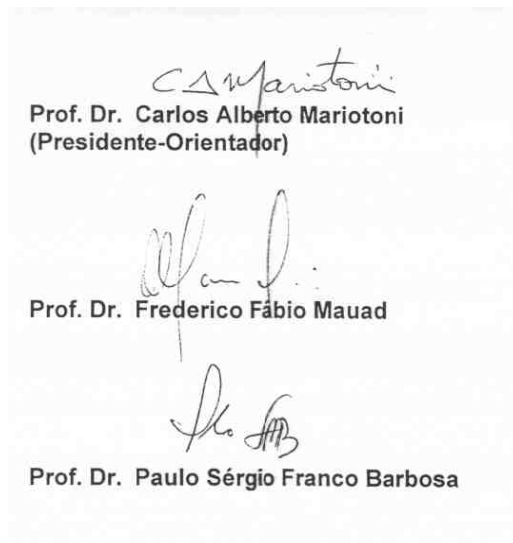
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E URBANISMO

Fernando Lüders Borin

**Técnicas de Geração de Energia Elétrica com Sistemas de
Rotação Ajustável**

Dissertação apresentada a Comissão de pós-graduação Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Universidade Estadual de Campinas, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil, na área de concentração de Recursos Hídricos

COMISSÃO EXAMINADORA



Campinas 04 de Julho de 2007

Dedicatória

Em memória de meu irmão Wagner, cuja
determinação constante me serviu de fonte de
inspiração.

Agradecimentos

A minha esposa e família pela compreensão e apoio prestados. Aos meus pais por seu exemplo, e aos meus mestres, em especial ao meu orientador Professor Dr. Carlos Alberto Mariotoni, pela inestimada colaboração.

A satisfação está no esforço e
não apenas na realização
final. (Mohandas Karamchand
Gandhi)

Resumo

Este trabalho tem por objetivo fornecer maiores subsídios tendo em vista a matriz energética brasileira, no que se refere ao planejamento, repotênciação, operação e controle dos sistemas de geração de energia elétrica, de modo a prover meios de otimização mais eficazes, reduzindo os impactos de recursos naturais e econômicos demandados pelo sistema elétrico de geração e transmissão.

O uso de técnicas de rotação ajustável já vem sendo empregado com sucesso em vários casos, tanto a nível nacional, quanto a nível internacional. A geração através de sistemas eólicos é o exemplo mais forte neste sentido, superando as expectativas de planejamento em vários casos. Os sistemas eólicos só podem operar por meio de técnicas de rotação ajustável. Contudo, a utilização das técnicas de rotação ajustável, tem muito a contribuir, mediante devidas ponderações, nos mais diversos segmentos de geração de energia. Qualquer que seja o caso, é possível de se obter ganhos consideráveis, no que se refere à otimização dos aproveitamentos energéticos.

Dentro deste contexto, o trabalho apresenta um panorama geral das alternativas de geração de energia elétrica, e os possíveis ganhos que o sistema de rotação ajustável pode disponibilizar em cada um destes casos. Inicialmente são abordados aspectos gerais dos sistemas convencionais, de forma a estabelecer parâmetros de comparação. A seguir, aspectos específicos de geração por meios hidráulicos, térmicos, eólicos são abordados. Uma análise referente a sistemas isolados de geração também é apresentada, agregando vantagens adicionais não evidenciadas nos sistemas interligados.

Desta forma, espera-se que levando em consideração estas técnicas de rotação ajustável, possam conduzir a investimentos relativos de expansão, reforma e operação do sistema de forma mais racional, minimizando impactos ambientais e sociais, contado ainda com ganhos de eficiência disponibilizados.

Abstract

This work has for objective to supply larger subsidies the head office Brazilian energetics, in what he/she refers to the planning, retrofitting, operation and control of the systems of electric power generation, in way to provide more effective optimization means, reducing the impacts of natural and economical resources disputed by the electric system of generation and transmission.

The use of techniques of adjustable speed has already been used with success in several cases, so much at national level, as for international level. The generation through eolic systems is the strongest example in this sense, overcoming the planning expectations in several cases. The eolic systems can only operate through techniques of adjustable rotation. However, the use of the techniques of adjustable speed, has a lot to contribute, by the due considerations in the most several segments of generation of energy. Any that is the case, is possible of obtaining won considerable, in what it refers the optimization of the energy uses.

Inside of this context, the work presents a general panorama of the alternatives of electric power generation, and the possible impacts that the system of adjustable speed can make available in each one of these cases. Initially general aspects of the conventional systems are approached, in way to establish comparison parameters. To proceed, specific aspects of generation for means hydraulic, thermal, eolics are approached. An analysis regarding isolated systems of generation is also presented, joining additional advantages no evidenced in the interlinked systems.

This way, it is waited that taking into account these techniques of adjustable rotation, they can lead to relative investments of expansion, it reforms and operation of the system in a more rational way, minimizing environmental and social impacts, still counted with won of efficiency made available.

Lista de Abreviaturas

f – frequência do sistema de potência

f_i – frequência do gerador (i)

P_i – Potência do gerador (i)

P_{TOTAL} = Potência total ou capacidade do sistema fornecedor de energia

e - é a tensão entre os terminais da bobina

N - é o número de espiras da bobina

Φ - é o fluxo magnético que atravessa a bobina

p - é o número de pares de pólos

f - é a frequência da tensão gerada em Hertz

n - é a rotação do eixo da máquina em rpm

A - representa o valor instantâneo da corrente ou tensão.

A_{max} - representa o módulo máximo da corrente ou tensão, conforme figura 1.7

$\omega = 2.\pi.f$ - velocidade angular

s, s^s – fasor com variáveis da máquina

s_α – componente do fasor no eixo α (coordenadas α - β)

s_β – componente do fasor no eixo β (coordenadas α - β)

s_d – componente do fasor no eixo d (coordenadas d - q)

s_q – componente do fasor no eixo q (coordenadas d - q)

s_A, s_B, s_C – componentes do fasor nas fases A,B e C respectivamente

a – fator de transformação $a=e^{j2\pi/3}$

K – fator de escala normalmente atribuído como $K = \frac{1}{\sqrt{2}}$

p – número de pares de pólos

θ – posição mecânica do rotor

s_α – componente do fasor no eixo α (coordenadas α - β)

s_β – componente do fasor no eixo β (coordenadas α - β)

s_d – componente do fasor no eixo d (coordenadas d - q)

s_q – componente do fasor no eixo q (coordenadas d - q)

d, q – eixos direto e de quadratura

s, r – estator e rotor

f, k – enrolamentos de campo e amortecedor

l, m – indutâncias mútua e de magnetização

V, i – tensões e correntes

$1, 2$ – enrolamentos amortecedores

r, L, φ – resistência, indutância e fluxo

ω, ω_0 – velocidade do eixo, velocidade inicial

T_m, T_e – torque mecânico e eletromagnético

GD – constante de inércia do gerador

ΔH_a – sobrepressão devida ao golpe de aríete

L – comprimento da tubulação do distribuidor da turbina e o nível mais próximo [m]

c_0 – velocidade da água na tubulação, antes da atuação do controle [m/s]

t_s – tempo necessário ao fechamento do distribuidor da turbina [s]

n_{qa} – rotação específica

n – rotação síncrona em [rps]

Q – vazão em [m³/s]

H – altura de queda em [m]

h_s – altura máxima de sucção (entre o eixo da turbina e o nível de jusante)

H_L – altitude do nível de jusante em relação ao nível do mar

σ_{min} – coeficiente de Thoma

η - Rendimento

T_I – Temperatura inferior do ciclo

T_S – Temperatura superior do ciclo

E – Energia liberada

Δm – variação de massa

c – velocidade da luz

t_a – Tempo de atuação

n_n – Velocidade nominal em rpm

P_n – Potência nominal em kW

GD^2 – momento de inércia do conjunto turbina-gerador

ζ – Estatismo

ω_0 – Rotação da máquina à vazio

ω_{max} – Rotação da máquina com a máxima carga

ω_n – Rotação nominal da máquina

R – Regulação

f_0 – frequência a vazio

f_{max} – frequência com a máxima carga

f_n – frequência nominal

n_g - rotação do campo elétrico girante no estator da máquina síncrona

n_{EX} - rotação do campo elétrico produzido pelo sistema de excitação ($\omega = 2.\pi.f$ [rad/s])

n_R - rotação mecânica do eixo da máquina síncrona

V_{d0} – tensão de saída DC de cada conversor com ângulo de disparo igual a zero

α_P e α_N – são os respectivos ângulos de disparo

V_0 – tensão eficaz (RMS) de saída

ω_0 - frequência de saída $= 2.\pi.f_0$

m_f – fator de modulação

V_{d0} – pode ser $= 0,675.V_L$ para cicloconversor de 18 SCR's ou $= 1,35.V_L$ para o cicloconversor de 36 SCR's

V_s – tensão (rms) de linha

DPF – Fator de potência

Φ – ângulo de fator de potência da carga

P - potência

$C_p(\lambda_w, \beta)$ – Coeficiente de potência representado pela curva de coeficiente de potências indicada na figura 3.11

β - ângulo de ataque

ω – velocidade do vento

Ω_r – velocidade mecânica do eixo

r_r – raio do rotor

ρ – densidade do ar

A_r – área varrida pelo rotor

η - Rendimento;

P_{est} - Potência no estator;

P_c : - Potência da máquina de corrente contínua

P_{rot} - Potência do rotor.

$\eta(3)$ - Rendimento do ensaio 3 = 1,17%;

$\eta(MIT)$ - Rendimento do ensaio 1, onde a velocidade angular se aproxima da velocidade angular do ensaio 3 = 6,07 %;

$\eta(Mcc)$ - Rendimento da máquina de corrente contínua que através de cálculos foi encontrado um valor de 19,3%.

$\eta(2)$ - Rendimento médio do ensaio 2 = 18,91%;

$\eta(?)$ - Rendimento procurado do gerador assíncrono operando com dupla excitação □ 98%;

Sumário

Lista de Abreviaturas.....	3
Introdução - Ojetivos	10
1. Sistemas Convencionais de Geração	18
Geração - Máquinas Primárias	61
Sistemas hidráulicos.....	61
Centrais Reversíveis.....	80
Sistemas Térmicos	81
Sistemas de pequeno porte (isolados)	111
Análises dinâmicas dos sistemas interligados - estabilidade	112
Análise Dinâmica de Sistemas Hidráulicos	120
Análise Dinâmica dos Sistemas Termoelétricos	123
Análise Dinâmica de Sistemas Isolados.....	126
2. Sistemas de Velocidade Ajustável.....	131
Caracterização do Sistema de Velocidade ajustável	131
Aspectos Gerais.....	131
Sistemas de Velocidade Variável.....	133
O Gerador Síncrono com Sistema Excitação voltado a operação em velocidades Ajustáveis.....	143
Cicloconversor	151
3. Aplicações de Sistemas de Rotação Ajustável	177
Aplicações em sistemas hidroelétricas.....	177
Aplicações em Sistemas Térmicos	195
Aplicações em Sistemas Eólicos e Sistemas Isolados	197
4. Resultados e Conclusões	202
Conclusões.....	202
Resultados	206

Ensaio 1 – Análise de desempenho de uma máquina assíncrona.....	207
Ensaio 2 – Máquina assíncrona duplamente excitada.....	210
Ensaio 3 – Conjunto Motor Assíncrono e Gerador DC.....	213
Bibliografia:	217

Introdução

Tendo em vista o cenário moderno de produção de energia elétrica, voltado para aproveitamentos energéticos de menor impacto ambiental, muitas alternativas envolvendo a utilização de recursos renováveis e otimização da eficiência dos sistemas de geração existentes tem ganhado destaque. Vários exemplos do uso de recursos renováveis podem ser citados, como a geração eólica, o aproveitamento da energia das marés, sistemas de geração geotérmicas, sistemas fotoelétricos, etc. Outros exemplos ligados a otimização da eficiência energética podem ser também citados, especificamente obras de repotenciação de sistemas de geração fazendo uso de novas tecnologias, que permitam aumentar a eficiência, e consequentemente a oferta de energia, de modo a acompanhar o crescimento das demandas. Neste trabalho são abordadas várias particularidades destas novas tecnologias, ressaltando os seus benefícios aos sistemas de geração, tanto através do uso de recursos renováveis como não renováveis, ou ainda benefícios da implementação em sistemas existentes. Assim o objetivo principal é fornecer embasamento aos profissionais da área no sentido de incluírem alternativas com tecnologia de rotação ajustável em suas opções de projeto ou repotenciação.

O armazenamento de energia elétrica consiste de um grande obstáculo no dimensionamento dos sistemas elétricos de potência, muito embora muitos estudos estejam em andamento, nenhuma alternativa se mostra tecnologicamente viável para sistemas elétricos de potência, como abordado por A. M. Luiz [77]. Soluções como uso de sistemas de baterias, além de operarem com blocos de energia pequenos, como baixo impacto no sistema de potência, ainda envolvem impactos ambientais consideráveis no seu descarte. Desta forma, as dificuldades específicas dos sistemas elétricos de potência, decorrentes do transporte, distribuição, operação e conversão de energia elétrica, acabam se refletindo no dimensionamento dos sistemas de geração elétrica. Ocorre que no dimensionamento destes sistemas necessitam-se esforços de planejamento e projeto de diferentes áreas da engenharia.

Em uma central hidroelétrica por exemplo, tem-se a integração das áreas de engenharia hidráulica, engenharia mecânica e engenharia elétrica. Desta forma, fica evidente que as restrições de cada um dos sub-sistemas envolvidos acaba por afetar o desempenho do sistema formado pela integração deles.

Neste sentido, os sub-sistemas elétricos, que tem nos últimos anos incorporado maior dinâmica tecnológica, destacando-se o desenvolvimento da eletrônica de potência, que muito contribuiu e continuará a contribuir no sentido de otimizar a eficiência energética, quer seja pela implantação de novos aproveitamentos energéticos ou ainda pela repotenciação de instalações já existentes. Isto se dá, nos sistemas modernos, devido a possibilidade, gerada pela tecnologia de eletrônica de potência, que permite aos sistemas elétricos efetuar o controle dinâmico dos sistemas de geração com um grau de liberdade maior que os sistemas convencionais. Nos sistemas convencionais o controle apresenta maior dependência dos sub-sistemas mecânicos e hidráulicos, que tem resposta mais lenta. Desta forma, muitos obstáculos particulares de cada sub-sistemas que impedem a otimização podem ser minimizados quando se efetua a integração deles.

Neste ponto cabe ressaltar alguns aspectos particulares aos sistemas elétricos. Diversas características podem ser atribuídas à energia elétrica gerada, transportada e consumida no mundo todo. Geralmente estes processos fazem uso da energia elétrica alternada, embora em alguns casos específicos se utilize energia na forma contínua. Os sistemas de energia elétrica alternada, podem ainda ser classificados quanto as fases, isto é, monofásico, bifásico, trifásico, polifásicos. Outra característica dos sistemas alternados é a frequência, que é fixa, e padronizada de acordo com regulamentações específicas de cada país. A nível mundial tem-se diversas padronizações diferentes no que se refere a frequência destes sistemas, enquanto alguns adotam a frequência de 50Hz, outros adotam a frequência de 60Hz, como é o caso do Brasil. A simples mudança desta última característica tem um impacto direto sobre os

consumidores, que ficam muitas vezes impedidos de utilizar equipamentos elétricos projetados para um sistema elétrico específico.

Como exemplificado, a especificação da frequência de operação dos sistemas elétricos envolvem questões de ordem política, entre outras. Esta falta de flexibilidade, na especificação da frequência do sistemas elétricos aparece como obstáculo aos sistemas integrados de geração e dificultando a otimização dos aproveitamentos energéticos. Neste trabalho são tratados vários aspectos decorrentes desta especificação. O primeiro fator a ser levado em consideração é que nos geradores elétricos normalmente empregados nos sistemas de geração, conhecidos como geradores síncronos, existe uma relação direta entre a velocidade no eixo do gerador e a frequência da energia elétrica gerada (se o gerador operar isoladamente, isto é, sem que outros geradores sejam interligados). A equação [1.7], do capítulo 1 representa, com maiores detalhes, esta dependência. Nos sistemas com múltiplos geradores, compondo um sistema elétrico interligado, a frequência do sistema passa a depender também do número de geradores, das potências destes, além de outras características do sistema como distância entre os geradores, entre outros fatores. De uma forma muito simplificada pode-se afirmar que a frequência do sistema pode ser obtida através de uma média ponderada pelos valores de potência dos geradores, como ilustrado pela equação [0.1]. Note que, para um único gerador, mesmo que a frequência pudesse variar consideravelmente (esta condição não pode ocorrer, como ficará mais claro durante este trabalho), a frequência final do sistema ficaria praticamente inalterada, desde que o valor da potência deste gerador seja muito pequeno quando comparado com a potência da soma de todos os outros geradores do sistema.

$$f = \frac{\sum f_i \times P_i}{\sum P_i} \quad (\text{eq. 0.1})$$

Onde:

f – frequência do sistema de potência

f_i – frequência do gerador (i)

P_i – Potência do gerador (i)

O gerador síncrono recebe este nome uma vez que sua operação só é possível se a sua velocidade de nominal de operação coincidir com a velocidade síncrona. Por sua vez a velocidade síncrona é determinada pela frequência fixada para o sistema. Neste ponto cabe se efetuar uma diferenciação entre velocidade do eixo e velocidade elétrica, de modo a esclarecer este conceito, aparentemente conflitante. A velocidade do eixo de um gerador síncrono é controlada principalmente pela turbina, que consiste de uma máquina mecânica, responsável pela conversão de energia hidráulica em energia mecânica. Já a velocidade síncrona é definida em função do campo magnético criado pela energia elétrica. Este campo magnético, em sistemas polifásicos se constitui de um campo magnético com pólos perfeitamente definidos, que giram em torno do seu ponto central. Para ficar mais claro imagine uma bússola, com campos norte e sul, fixadas no centro por um eixo, mas que ao contrário da bússola, gira com uma velocidade perfeitamente definida e constante chamada velocidade síncrona. A operação da máquina síncrona na realidade não se dá sempre exatamente na velocidade síncrona. O sistema elétrico admite uma certa tolerância na frequência. Idealmente no entanto podemos supor que esta velocidade é a velocidade de operação, simplificando a compreensão do sistema. Na operação do gerador síncrono deve-se considerar ainda duas situações distintas. Na primeira, pode-se raciocinar com os geradores operando de forma isolada, em um esquema com um único gerador, sistema de transmissão e distribuição de energia e cargas. Na segunda, consideram-se as interligações de geradores. Os conceitos abordados estão baseados no trabalho de Stevenson Jr., W. D. [72].

Por sua vez os sistemas hidráulicos, isto é, a turbina é dimensionada em função da potência, da altura de queda definindo rendimentos variáveis em função da vazão e da rotação. Desta forma, o rendimento ótimo da turbina pode ocorrer em velocidades diferentes da

velocidade síncrona fixada pelo gerador. Neste ponto é que o sistema de rotação ajustável contribui de forma significativa. Com esta tecnologia é possível operar com velocidades mecânicas diferentes da velocidade síncrona, de modo a otimizar o rendimento total da central hidroelétrica. Além destes aspectos da operação em regime permanente, muitos benefícios de ordem dinâmica podem ser agregados, como os abordados a seguir.

O gerador síncrono opera em modo isolado sempre que se efetua sua partida, antes de sua conexão com o sistema elétrico. Caso esta conexão não seja efetuada, o gerador irá operar isoladamente. Embora, conceitualmente um sistema isolado possa ser compreendido facilmente, sua aplicação prática é restrita, pois requer maiores esforços dos sistemas de controle associados, de modo a garantir uma frequência de saída constante. Já a operação do gerador em sistemas interligados, uma vez efetuada a conexão do gerador com o sistema elétrico de potência, o controle de frequência passa a ser função não somente do controle da máquina geradora local, que passa a exercer papel secundário no sistema de controle.

A variação da velocidade mecânica de uma turbina, na qual se acopla um gerador síncrono operando de forma isolada deve ser rigidamente controlada, de forma que a frequência não sofra variações. Porém diversas condições dinâmicas podem ocorrer como o aumento abrupto da demanda, faltas nos sistemas elétricos, pane nos sistemas mecânicos, variações de vazão, etc. Estas condições acabam afetando a resposta do sistema de geração como um todo, isto é, as constantes de tempo do sistema mecânico, muito superiores a dos sistemas elétricos, acabam se impondo definindo o tempo necessário à acomodação do sistema de geração.

Caso se trate de um sistema elétrico interligado, as variações de velocidade, mesmo em regime permanente, da turbina de um determinado gerador não são suficientes, em geral, para alterar a frequência do sistema elétrico. Estas variações de velocidade acabam se refletindo nos valores de potência ativa e reativa que o gerador síncrono opera. Este fenômeno ocorre devido

à estrutura interna do gerador. De uma forma simplificada, pode-se entender este efeito, imaginando a operação da máquina síncrona como motor. Se por algum motivo, no eixo do gerador síncrono, o torque, ou a velocidade atinjam valores nulos, a potência mecânica de entrada também será nula. Nesta situação, se a máquina permanecer conectada ao sistema elétrico de potência, nos enrolamentos do estator, onde anteriormente se produzia energia elétrica, passará a atuar como consumidor, esta energia elétrica produzirá então um campo magnético giratório, que atuará sobre o eixo, fornecendo energia para que este atue como freio. Obviamente, esta situação ilustra uma situação extrema, porém, em maior ou menor grau, uma situação como esta pode ocorrer em sistemas interligados. Em qualquer caso, fica evidente que a frequência do estator da máquina síncrona independe da velocidade de rotação do eixo. Porém, se desejarmos que esta máquina opere como gerador, esta última afirmação deixa de ser válida, isto é, para que a máquina síncrona continue operando como gerador devemos, através de um sistema de controle eficiente, garantir a variação de velocidade dentro de certos limites. Embora esta faixa definida para os limites inferiores e superiores de velocidade sejam mais flexíveis do que aqueles obtidos na operação isolada, estes valores devem ser transitórios, e na operação em regime, as velocidades do gerador e turbina devem ser iguais. Para compreender melhor estas afirmações, é necessário alguns comentários sobre estabilidade dos geradores síncronos.

A estabilidade dos geradores síncronos consiste no estudo de das solicitações dinâmicas, estabelecendo limites operativos nos quais a máquina pode atuar como gerador. Um conceito importante dentro destes estudos é o chamado ângulo de carga, definido como o ângulo entre o campo magnético do estator (enrolamentos estáticos da máquina) e o campo do rotor (enrolamentos fixados ao rotor e que giram com a mesma velocidade do eixo). Em regime permanente é estabelecido uma acoplamento magnético entre o campo do rotor e o campo do estator. Este acoplamento é que garante a operação como máquina geradora síncrona. Se as

velocidades destes dois campos forem iguais, dizemos que a operação é síncrona, embora possa ocorrer numa frequência diferente daquela especificada teoricamente como síncrona. Em uma situação dinâmica, de variação de demanda por exemplo, é impossível manter as velocidades destes dois campos no mesmo valor, durante o período necessário a acomodação do sistema. Este período deve ser o menor possível, de modo que o acoplamento magnético entre os campos magnéticos não sejam desfeitos. Este período também depende da velocidade de atuação do sistema de controle. Assim para cada gerador pode-se definir um ângulo de carga máximo e mínimo, no qual o acoplamento é mantido. Caso estes sejam excedidos, a máquina deixa de operar como gerador, podendo ainda atuar como motor ou ainda como compensador de reativos.

Outra forma de se obter o ângulo de carga se dá através dos valores máximos e mínimos de velocidade dos sistemas mecânicos, bem como do tempo de resposta dinâmico destes sistemas. Com base nestes dados pode-se dimensionar um controlador, que terá como entradas as velocidades mecânica e elétrica (do campo do estator do gerador), e como variável atuação (saída) a energia admitida pelas turbinas. O controlador atua acelerando ou desacelerando o sistema mecânico, de modo que o ângulo de carga fique dentro dos limites máximos admissíveis. A estabilidade aqui abordada se refere a apenas uma máquina síncrona, sendo possível ainda considerar a estabilidade de todo o sistema elétrico de potência.

Neste trabalho são abordados aspectos mais específicos dos sistemas convencionais, no capítulo 1. Já no capítulo 2 são tratados alguns aspectos referentes ao sistema de rotação ajustáveis. No capítulo 3 são tratados aspectos referentes a aplicação destes sistemas em centrais hidráulicas. E também aspectos referentes à aplicação em centrais térmicas bem como uma discussão semelhante será tratada tendo em vista centrais de pequeno porte, de geração distribuída, como geração eólica e aspectos referentes à geradores de emergência. Finalmente o capítulo 4 apresentará as conclusões finais do trabalho, destacando alguns estudos de casos,

bem como resultados de avaliações de simulação e aplicações já realizadas usando a tecnologia de rotação ajustável.

Qualquer que seja o combustível ou as características do sistema de energia considerados, como por exemplo a co-geração com o gás de alto forno e o gás de processo, que atendem demais necessidades, específicas dos seus produtores, geralmente do setor industrial, muitas vezes em detrimento das necessidades do sistema interligado. No entanto, no sentido de incorporar todos os recursos citados anteriormente, inclusive os associados a necessidades específicas como no caso de sistemas de co-geração ou ainda geração de emergência, a tecnologia de rotação ajustável pode ser empregada, adicionando vantagens ao sistema, seja este interligado ou não, que no entanto vão depender destes mesmos sistemas específicos. Em hidroelétricas por exemplo, a aplicação da técnica de rotação ajustável contribui para melhorar a eficiência do sistema de geração, ou ainda diminuir as necessidades de áreas alagadas, além de proporcionar uma resposta dinâmica mais elevada, trazendo benefícios operativos ao sistema interligado. Sendo que, neste último caso os benefícios são ainda mais evidenciados em centrais reversíveis. Em centrais termoelétricas, embora a tecnologia ainda não tenha sido aplicada, as vantagens podem ser ainda maiores, pois neste caso, as máquinas geradoras especiais, demandariam menores custos, uma vez que os problemas relacionados a forças centrífugas são menores nestas máquinas. Já no caso da geração eolielétrica o sistema de rotação ajustável é imprescindível.

Capítulo 1

1. Sistemas Convencionais de Geração

Os sistemas convencionais de energia elétrica são formados por sistemas de geração, sistemas de transmissão e sistemas de distribuição de energia. Cada um destes sistemas por sua vez podem ser detalhados de modo a definir os componentes que os constituem. Dependendo das características de cada sistema, pode-se definir políticas de planejamento da expansão, políticas de operação interligada, e políticas de manutenção. Os conceitos relativos aos sistemas de geração convencionais abordados neste capítulo se baseiam em Stevenson Jr., W. D. [72]; Irving Kosow [21]; Zulcy de Souza [22]; Sen, P. C. [24]; Macedo, I. C. [62] e El-Hawary, M. E.. [73].

Os sistemas de geração podem ser classificados ainda de acordo com as fontes primárias de energia que utilizam. De uma forma geral estas fontes podem ser renováveis como no caso da energia eólica, hidráulica ou oriunda da biomassa; ou podem ser não renováveis como no caso da energia térmica (de centrais térmicas), sendo a fonte de energia oriunda de derivados do petróleo ou ainda de origem nuclear. Dependendo do tipo da fonte de energia primária pode-se envolver ainda recursos adicionais para transporte, armazenamento, reciclagem, ou ainda a eliminação de resíduos não desejáveis resultantes do processamento da fonte primária de energia. No entanto, qualquer que seja a fonte primária utilizada, algum impacto será imposto ao meio ambiente e também as políticas de planejamento, operação e manutenção dos sistemas.

Os sistemas de transmissão por sua vez podem ser (idealmente) radiais ou em malhas (rede). Em geral, os sistemas de transmissão apresentam características tanto de sistemas

radiais quanto de sistemas em malhas, em maior ou menor grau dependendo do sistema em específico e das características de geração. No caso do sistema brasileiro por exemplo, onde grande parte dos sistemas de geração são de origem hidráulica, isto é, a localização das centrais de geração é determinada pela localização topográfica e hidrológica dos recursos naturais, que muitas vezes se situam longe dos centros de consumo de energia, o sistema radial se apresenta como alternativa mais acessível. O sistema de transmissão em malhas por sua vez prevê múltiplos meios (linhas) para interconexão dos sistemas de geração e distribuição. Esta característica do sistema em malha proporciona maior estabilidade e continuidade no fornecimento de energia, uma vez que mesmo que um dos meios (linhas) fique inoperante, a conexão entre sistemas geradores e de distribuição pode ser efetuada por meios (linhas) alternativos. No entanto, o sistema de transmissão em malhas tem obviamente custos mais elevados que os sistemas radiais. Outras características dos sistemas de transmissão é a utilização de tensões elevadas de modo a reduzir as perdas de energia elétrica. Porém tanto os sistemas de geração quanto os sistemas de distribuição não operaram com tais níveis de tensão, sendo necessárias subestações elevadoras de tensão junto as centrais geradoras, bem como subestações abaixadoras junto aos centros de consumo de energia elétrica.

Os sistemas de distribuição são responsáveis pelo transporte final da energia, subdividindo-a e transportando-a entre os consumidores finais. Geralmente este transporte ocorre em média tensão, enquanto o consumidor final utiliza baixa tensão no acionamento de seus equipamentos. Desta forma, nos sistemas de distribuição são utilizados transformadores de menor capacidade de modo reduzir a tensão de distribuição aos níveis demandados pelos consumidores.

Assim o conjunto dos sistemas de geração, transmissão e distribuição podem ser genericamente denominados de sistema interligado, uma vez que todos os elementos tem conexões elétricas entre si. No caso do Brasil, este sistema interligado envolve uma área muito

extensa do ponto de vista geográfico. As localizações dos sistemas de geração e a localização dos sistemas de distribuição são as mais diversas. Para efeito de estudo, onde se localizam subestações de conexão com o sistema de transmissão definem as chamadas “barras” do sistema interligado, de modo a simplificá-lo. Porém podem ainda ser denominadas de “barras” outras localidades com subestações de interconexão, isto é, subestações onde não há sistemas de distribuição ou de geração, que no entanto são responsáveis por estabelecer rotas alternativas de interligação entre as “barras” de geração e distribuição, quando por ocasião de falhas ou manutenções nos sistemas.

O consumo de energia elétrica representa a totalização, em um determinado intervalo de tempo, é composto pela ponderação dos valores instantâneos de energia elétrica solicitadas neste intervalo. O consumo, desta forma não fornece informações sobre capacidade que o sistema elétrico deve ter a fim de atender a cada instante a potência elétrica demandada pelo elemento designado carga elétrica, responsável pelo consumo de energia elétrica.

O Fator Demanda (f_D) elétrica fornece informações acerca dos valores instantâneos de energia inter cambiada em um determinado sistema elétrico. A figura 1.1 ilustra estes aspectos, através de uma curva bastante utilizada nos estudos de operação dos sistemas elétricos. Esta curva é chamada de curva de carga do sistema elétrico, uma vez que caracteriza o tipo de carga do sistema elétrico. A demanda instantânea é definida pela curva 1.1.b, o consumo correspondente, entre os instantes t_1 e t_2 pode ser expresso como a área hachurada sob a curva 1.1.b.

$$f_D = \frac{\Sigma \text{Energia Elétrica consumida em um dado intervalo}}{P_{TOTAL} \text{ (Período do intervalo)}} \quad (1.0)$$

Onde:

P_{TOTAL} = Potência total ou capacidade do sistema fornecedor de energia

A demanda de ponta, normalizada e de base estão representadas na figura 1.1.b, sendo a operação na demanda de ponta a situação mais crítica para o sistema, onde se tem a solicitação máxima em termos de potência instalada (representada no eixo y). Porém, a operação na situação representada na figura 1.1.b como demanda de base também representa uma condição crítica para o sistema.

Uma vez que neste período a carga do sistema é a mais baixa, o sistema passa a trabalhar com características totalmente diversas daquelas admitidas em projeto, podendo levar o sistema a instabilidade. A região delimitada como demanda normalizada, representa a situação ideal de operação do sistema, na qual são preservadas as características operativas do sistema. Embora um determinado sistema interligado possa apresentar elementos de geração suficientes para atender a energia demandada pelos consumidores, representada pela área sob da curva da figura 1.1.b, muitas vezes estes mesmos elementos geradores se mostram insuficientes para atender aos requisitos de potência instantânea nos intervalos de maior solicitação. De uma forma geral pode-se afirmar que o sistema terá maior confiabilidade quanto maior for o número e a capacidade de centrais de geração para o atendimento nestes períodos.

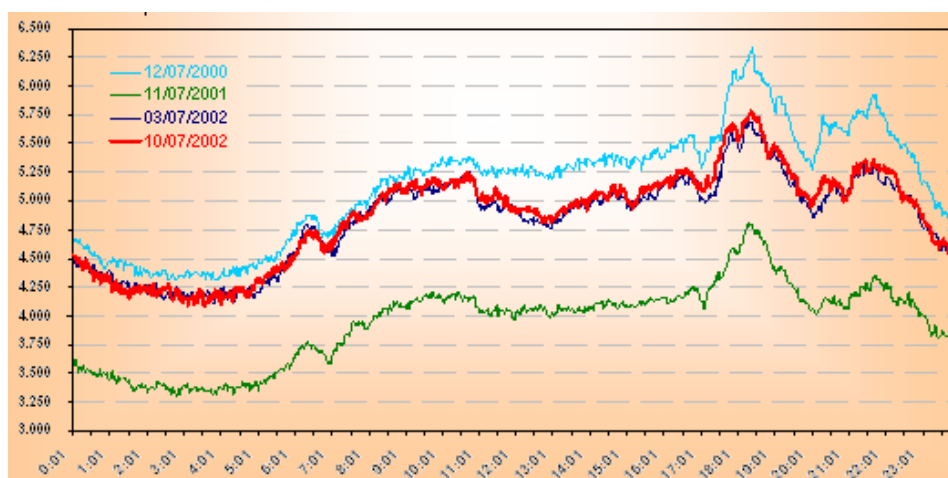


Figura 1.1.a: Curvas de Demanda Típicas – (Fonte: adaptado sitio da NOS, dados de operação)

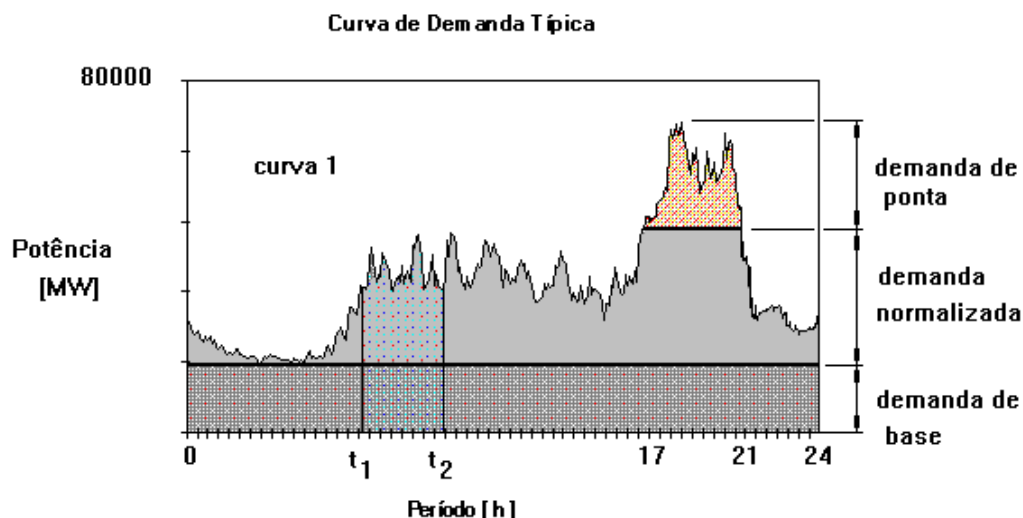


Figura 1.1.b: Curva de Demanda Típica – Teórica

No período de maior solicitação do sistema de potência, também chamado de período de ponta, a grande maioria das instalações geradoras são interligadas ao sistema de modo a prover a energia demandada. No entanto, fora deste período, muitas instalações podem ser desconectadas. Normalmente, as instalações que atendem o período fora de ponta devem ter custo operacional reduzido. O custo operacional, pode se referir ao rendimento da instalação, aos custos dos insumos, entre outros. Assim por exemplo, no caso de geração eólica, no nordeste do Brasil, a intensidade dos ventos é maior no período de estiagem, época em que a geração eolielétrica passa a ser atrativa, pois a geração hidráulica apresenta maiores custos devido a estiagem.

Um fator de bastante importância para o dimensionamento e operação do sistema elétrico está no prévio conhecimento da carga a ser atendida. O conhecimento exato do comportamento da carga aumenta em complexidade a medida que as características de cargas individuais são agrupadas. O agrupamento de cargas é porém desejável devido a fatores econômicos. As particularidades de cada carga podem então diferir totalmente da característica de carga global, introduzindo no estudo mais um fator, de natureza aleatória, que depende do

modo como esta carga é utilizada e sua finalidade. De fato, sendo os usuários de energia elétrica de natureza bastante diversa, cada um apresenta uma forma própria de uso da energia no decorrer do tempo.

Várias alternativas são adotadas para aumentar a confiabilidade dos sistemas elétricos, no atendimento destas cargas agrupadas, como a interligação dos sistemas geradores, de modo a diminuir custos de operação (somente estarão em operação aquelas unidades necessárias ao atendimento de uma dada carga), e através de centrais de reserva para dar maior flexibilidade na operação. Estas podem entrar em operação de modo a garantir condições de emergência ou manutenção. Esta capacidade “ociosa” apresenta ainda outras vantagens, decorrentes das características elétricas da carga e da geração, vantagens estas voltadas a uma melhor qualidade de energia (tensão constante e frequência constante) no sistema elétrico interligado, bem como ao atendimento da expansão da demanda (e a geração de empregos de forma indireta).

Assim um sistema elétrico interligado possui cargas, que podem ser classificadas como industriais, comerciais ou residenciais. Através destas divisões usualmente compõem-se grandes centros consumidores formados por cidades e/ou pólos industriais. Os sistemas geradores hidroelétricos por sua vez, estão condicionados as localizações geográficas e naturais adequadas ao melhor aproveitamento técnico destes recursos. Os sistemas termelétricos apresentam maior flexibilidade quanto a sua localização geográfica, no entanto deve-se levar em consideração o custo econômico de transporte de combustíveis, bem como, sua armazenagem. Para a interligação entre as cargas e os sistemas geradores, deve-se fazer o transporte de energia elétrica. Nos sistemas de geração, a energia primária é convertida em energia elétrica, é transportada através de linhas de transmissão até o ponto de consumo (carga) onde são novamente convertidas em luz, calor ou força motriz.

No Brasil, a maior parcela de consumo está concentrada no setor industrial, porém, segundo estudos de carga [74], o setor residencial é que tem a maior influência sobre a demanda de ponta. Na figura 1.1.a, a curva de carga mostra o comportamento típico da composição das cargas do sistema elétrico brasileiro, segundo dados do ONS. Este comportamento exige do sistema interligado uma perfeita coordenação operativa, demandando assim um apurado planejamento do sistema de forma a permitir esta coordenação. Durante o período noturno (madrugada) existe uma subutilização do sistema elétrico interligado e durante o período das 17h30min. até as 22h00min., que corresponde ao período de ponta, onde o sistema opera com sua capacidade máxima (praticamente sem nenhuma unidade geradora de reserva). O consumo de energéticos está intimamente ligado ao crescimento econômico do país, e segundo estudos de previsão de carga existe hoje uma necessidade de ampliação do sistema de geração de energia, com ênfase ao atendimento de demanda de ponta. O sistema de transmissão de energia elétrica brasileiro também opera no limite de sua capacidade, quando em período de demanda de ponta.

Para transmissão da energia elétrica gerada pelos sistemas de geração é necessária a elevação da tensão, de modo a evitar perdas excessivas de energia. A energia transmitida sofre perdas devido ao aquecimento dos condutores e irradiação eletromagnética. As perdas devido ao aquecimento dos condutores são proporcionais a $R.I^2$, onde R é a resistência própria do condutor e I o módulo da corrente elétrica que circula pela linha de transmissão. Como a potência transmitida é proporcional a $V.I$, para se transportar uma determinada potência, com tensões elevadas requer uma intensidade menor de corrente, quando comparada a situações de tensões inferiores, diminuindo as perdas. Assim, a energia elétrica gerada passa por uma subestação elevadora, que faz a transformação de tensão a níveis mais adequados a transmissão. O sistema de transmissão divide-se em dois níveis distintos, um nível de transmissão efetivo e um nível de sub-transmissão. A diferença básica entre estes dois níveis

estão entre outros fatores, no tipo da rede elétrica e nos níveis de tensão. Em geral, no nível de transmissão possui uma estrutura de rede bastante diferente dos níveis de sub-transmissão e distribuição. As estruturas de rede podem formar malhas ou sistemas radiais. Os sistemas radiais apresentam um caminho único para a energia elétrica ligando um centro consumidor a uma subestação por exemplo. Já a estrutura em malha (rede), comporta caminhos alternativos entre dois ou mais pontos de um sistema elétrico. Por este motivo, confere aos sistemas grande flexibilidade operativa, como mencionado anteriormente.

Próximo aos centros consumidores, a tensão é novamente transformada por meio de subestações abaixadoras, e é então reduzida a níveis de tensão de distribuição (distribuição em nível primário), sofrendo posteriormente nova transformação por meio de transformadores de distribuição, pelos quais a tensão é novamente reduzida para o padrão de consumo residencial de 110, 115, 120, 127, 215, 220 Volts (distribuição em nível secundário). Enquanto os níveis padronizados de transmissão e sub-transmissão são 800 kV, 750 kV, 500 kV, 460 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV e para distribuição são 34.5 kV, 13.8 kV, 11.4 kV, 11.2 kV (distribuição em nível primário). O sistema brasileiro apresenta estrutura em malha (rede) no nível de transmissão, e estrutura radial nos níveis de sub-transmissão e distribuição.

No sistema radial, o caminho que a energia elétrica segue é único e sempre em um mesmo sentido, uma falha em um ponto qualquer do sistema deixa inoperante todos os consumidores/equipamentos localizados após o ponto da falha, somente o restabelecimento das condições normais de operação no ponto da falha podem levar o sistema a sua completa normalidade de funcionamento. Em outros sistemas como o sistema em anel, a falha pode ser isolada e os consumidores/equipamentos podem ser atendidos por caminhos alternativos. Neste caso pode existir inversão do sentido original do caminho percorrido pela energia elétrica. O sistema radial é adotado no Brasil devido a seu custo reduzido (tendo em vista suas dimensões territoriais).

Os sistemas de geração de energia elétrica são na sua grande maioria, formados por unidades hidroelétricas e termelétricas. Um sistema de geração é composto por um ou mais conjuntos de geradores síncronos e turbinas. A turbina é responsável pela conversão da energia do fluido para energia mecânica, e o gerador síncrono é responsável pela conversão da energia mecânica para energia elétrica. Se, a energia primária for térmica, temos ainda o sistema de transferência de energia térmica para um fluido (vapor) responsável pelo acionamento da turbina. Neste caso, o combustível pode ser convencional utilizando caldeiras para conversão da energia química em térmica, ou através de reatores e trocadores de calor com circuito duplo (metal-vapor) quando o combustível é radioativo. Neste caso, os geradores síncronos são chamados turbogeradores, desenvolvidos para velocidades nominais do eixo acima de 600 rpm, mais indicados a trabalhar com velocidades imprimidas pela máquina térmica primária (turbinas).

Se a energia primária for hidráulica, os geradores síncronos são chamados hidrogeradores e são desenvolvidos para trabalhar com velocidades nominais do eixo abaixo de 600 rpm. Neste caso, a turbina e o gerador compõem a casa de máquinas da instalação, que também conta com um reservatório (dois no caso de centrais reversíveis) além de canais e/ou tubulações, quando necessárias.

Desde o primeiro aproveitamento hidroelétrico, há cerca de 126 anos atrás, o princípio do gerador síncrono já era conhecido. A partir de então, as mudanças neste tipo de gerador não foram muito significativas, limitando-se a tecnologia dos materiais para sua montagem. No entanto, nenhuma destas mudanças afetaram significativamente suas características, permanecendo o mesmo princípio funcionamento das máquinas síncronas originais.

A máquina síncrona é composta por duas partes básicas: uma parte rotativa denominada rotor ou armadura e outra parte fixa denominada estator. O rotor é composto por um eixo apoiado sobre mancais em montagem vertical ou horizontal, sobre o qual são

montados vários núcleos compostos por chapas de aço-silício entrelaçadas. Neste núcleo, dotado de cavidades especiais, é enrolando um conjunto de condutores denominado enrolamento de campo ou armadura, com dois terminais ligados a um conjunto de anéis responsável pela conexão do circuito ao exterior da máquina (eletroímã). O estator é composto por três enrolamentos uniformemente distribuídos de modo a formar um sistema trifásico.

O princípio de funcionamento do gerador síncrono é bastante simples e pode ser melhor entendido através da figura 1.2. Na figura 1.2.a temos um conjunto de ímãs naturais formando um campo magnético entre os pólos Norte e Sul, que equivale ao rotor da máquina síncrona. Entre os pólos Norte e Sul está colocado uma espira formando uma bobina, que corresponde ao circuito do estator no gerador síncrono real.

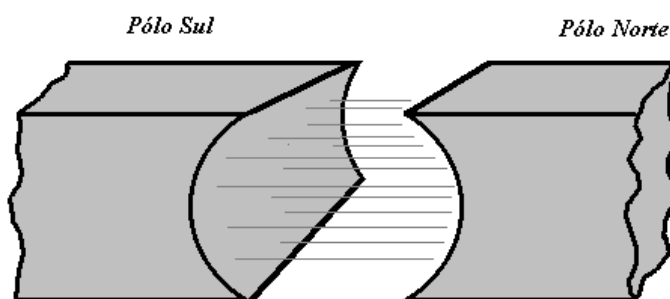


Figura 1.2.a: Detalhe dos pólos e campo magnético de entreferro

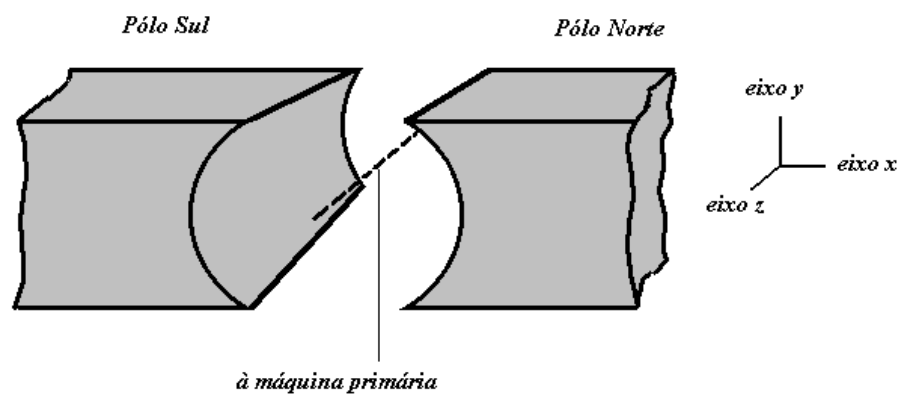


Figura 1.2.b: Posição do eixo do rotor

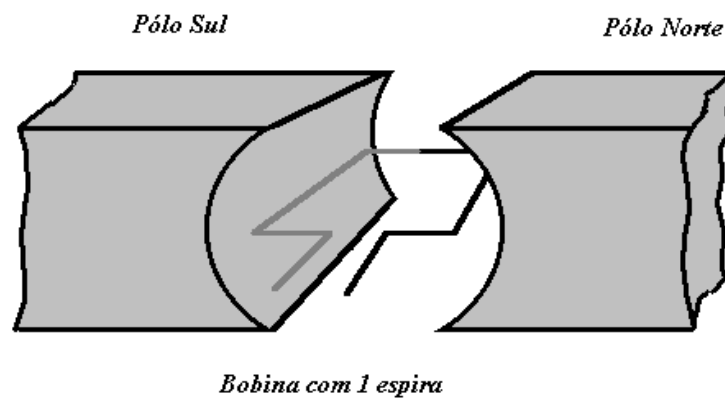


Figura 1.2.c: Princípio de funcionamento bobina rotórica

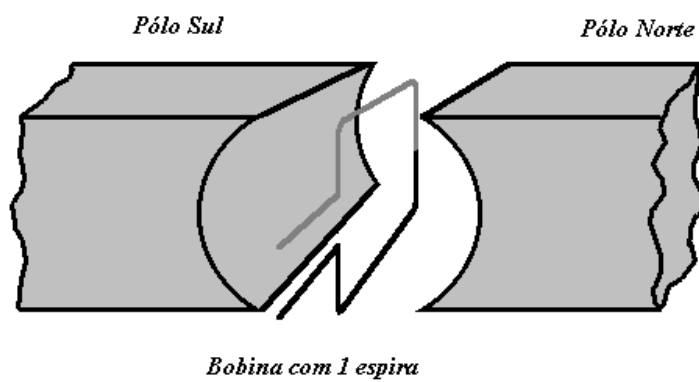


Figura 1.2.d: Movimento da bobina fluxo máximo

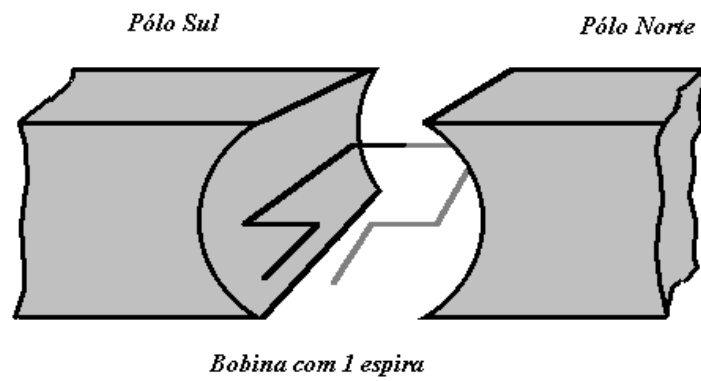


Figura 1.2.e: Movimento da bobina fluxo mínimo

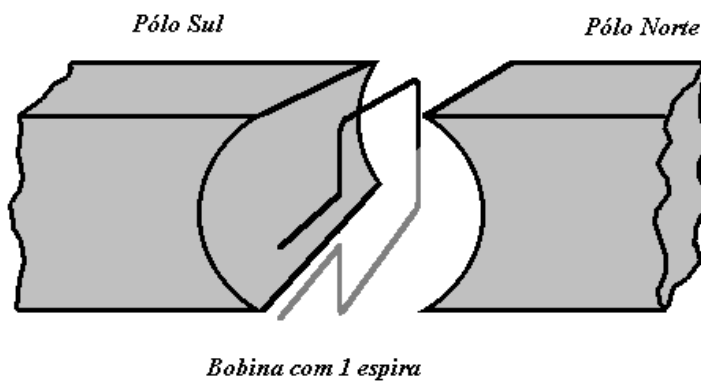


Figura 1.2.f: Movimento da bobina fluxo máximo negativo

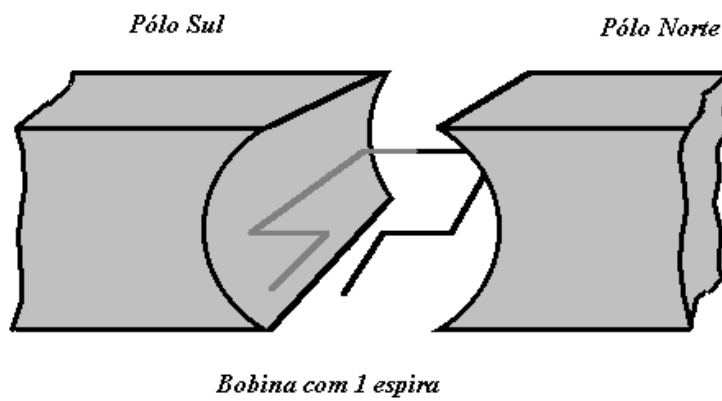


Figura 1.2.g: Movimento da bobina fluxo mínimo

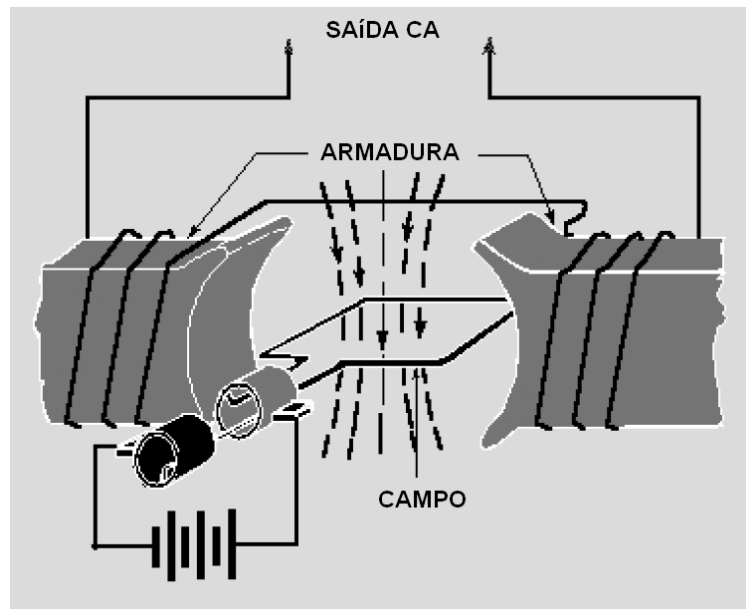


Figura 1.2.h: Enrolamento de armadura ou estator

A espira pode girar livremente sobre o eixo z mostrado na figura 1.2.b, neste mesmo eixo está acoplada uma máquina primária que faz com que a bobina gire. Inicialmente admitindo que a bobina encontra-se na posição indicada na figura 1.2.c, nesta condição aplicando a lei de indução magnética de Farady-Lenz dada por:

$$e = -N \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{eq 1.1})$$

Onde:

e - é a tensão entre os terminais da bobina

N - é o número de espiras da bobina

Φ - é o fluxo magnético que atravessa a bobina

Para a posição indicada na figura 2.c, temos:

$$e = -1.V_{max}.\text{sen } 0 \quad (\text{eq 1.2})$$

Onde:

$N=1$ - é o número de espiras da bobina

V_{max} - é a tensão máxima que corresponde a intensidade máxima do campo magnético estabelecido entre os pólos Norte e Sul $\approx 4,4.B_{max}$ (intensidade de indução magnética entre os pólos)

$\sin 0$ - corresponde ao rebatimento da área para o plano de máxima intensidade de campo (perpendicular ao eixo definido pelo campo magnético - eixo y)

Para a posição indicada na figura 1.2.d

$$e = -1.V_{max}.\sin \pi / 2 \quad (\text{eq. 1.3})$$

Para a posição indicada na figura 1.2.e

$$e = -1.V_{max}.\sin .\pi \quad (\text{eq. 1.4})$$

Para a posição indicada na figura 1.2.f

$$e = -1.V_{max}.\sin 3.\pi / 2 \quad (\text{eq. 1.5})$$

Para a posição indicada na figura 1.2.g

$$e = -1.V_{max}.\sin 2\pi \quad (\text{eq. 1.6})$$

Na figura 1.2.c a tensão induzida é zero, na figura 1.2.d a tensão induzida é máxima, na figura 1.2.e a tensão induzida é zero novamente, e na figura 1.2.f volta ao seu valor máximo porém com sinal negativo, e finalmente na figura 1.2.g a tensão induzida volta a zero. Segundo a Lei de indução de Faraday-Lenz a tensão induzida é alternada e senoidal.

No gerador síncrono real a tensão induzida é produzida no estator, neste caso, quem gira é o campo magnético que é produzido no rotor por meio de eletroímãs (figura 1.2.h). Os eletroímãs são alimentados por uma fonte de tensão contínua acoplada geralmente através de anéis coletores instalados no eixo da máquina síncrona. Outra opção é a utilização de magnetos permanentes (PM – “Permanent Magnet”), nestes casos não se tem acesso elétrico ao rotor da máquina. No hidrogerador as velocidades de eixo são da ordem de centenas de rpm, sendo a frequência do sinal alternado determinada pela velocidade do eixo e pelo número

de pólos do gerador. No caso da figura 1.2 o número de pólos é igual a dois, e como a teoria magnética não admite o monopólo magnético, pode-se escrever:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n} \quad (\text{eq. 1.7})$$

Onde:

p - é o número de pares de pólos

f - é a frequência da tensão gerada em Hertz

n - é a rotação do eixo da máquina em rpm

60 - constante de conversão de unidades

Uma vez que, a frequência da tensão gerada é fixada pelo sistema elétrico interligado para manutenção da qualidade do serviço e para efeitos de estabilidade do sistema elétrico, resta a determinação da rotação do eixo (condicionada ao máximo rendimento da turbina utilizada) e do número de pares de pólos do gerador.

O número de pares de pólos de um gerador síncrono pode variar de um até cinco no caso de turbogeradores, e de 12 até cerca de 45 pólos em um hidrogenador. A figura 1.3 ilustra estes dois tipos de geradores com seus pares de pólos, nota-se que o núcleo do rotor apresenta grandes diferenças em termos construtivos. Enquanto nos turbogeradores, o núcleo apresenta-se montado sobre um único bloco, os hidrogenadores tem seus pólos montados separadamente. Geralmente os turbogeradores apresentam formato alongado do eixo (figura 1.3.e), enquanto os hidrogenadores apresentam dimensões radiais maiores (figura 1.3.c). Devido a estas características mecânicas, a operação dos hidrogenadores fica limitada, na prática, a no máximo 600 rpm (ou até menor dependendo do projeto mecânico), região na qual a ação da força centrífuga é tolerada. Na figura 1.3.d, pode-se observar um pólo de hidrogenador.

A rotação do eixo da máquina síncrona em conjunto com a aplicação de uma fonte de corrente contínua externa ao enrolamento de campo no rotor forma um eletroímã responsável pela formação de um campo magnético, cuja orientação está mostrada na figura 1.3.a. O fluxo magnético atravessa assim todo o circuito estatórico da máquina até chegar ao pólo oposto. Com o eixo em repouso, a máquina não apresenta nenhuma tensão induzida no circuito estatórico pois não há variação do fluxo com o tempo. Pelo acionamento da turbina é estabelecido um campo girante na velocidade do eixo da máquina. Este campo girante produz a variação do fluxo no tempo necessária a geração de força eletromotriz nos enrolamentos estatóricos.

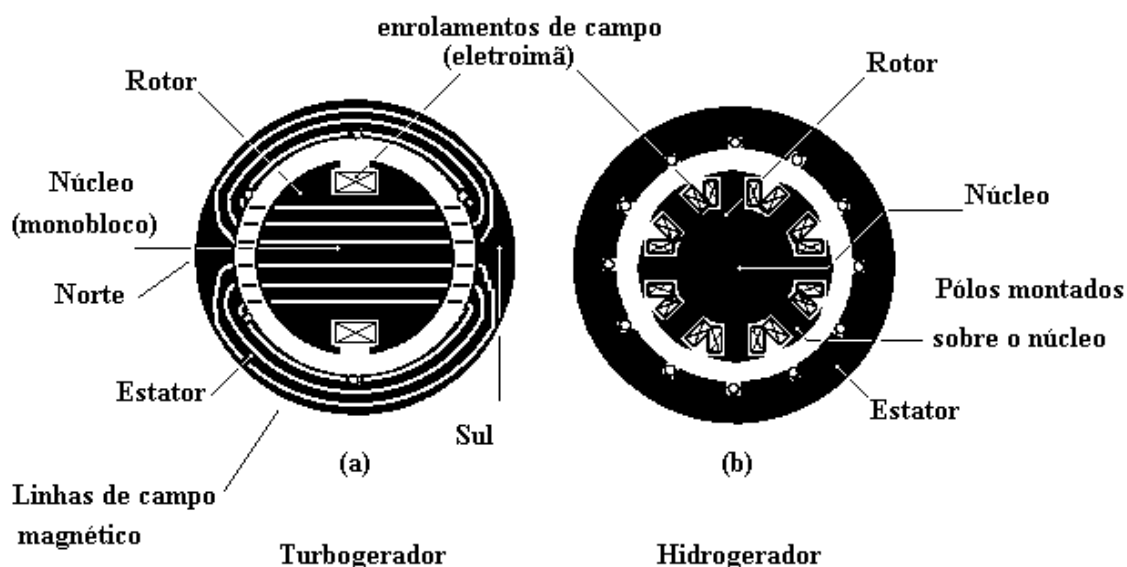


Figura 1.3: Secção transversal de hidro e turbogeradores

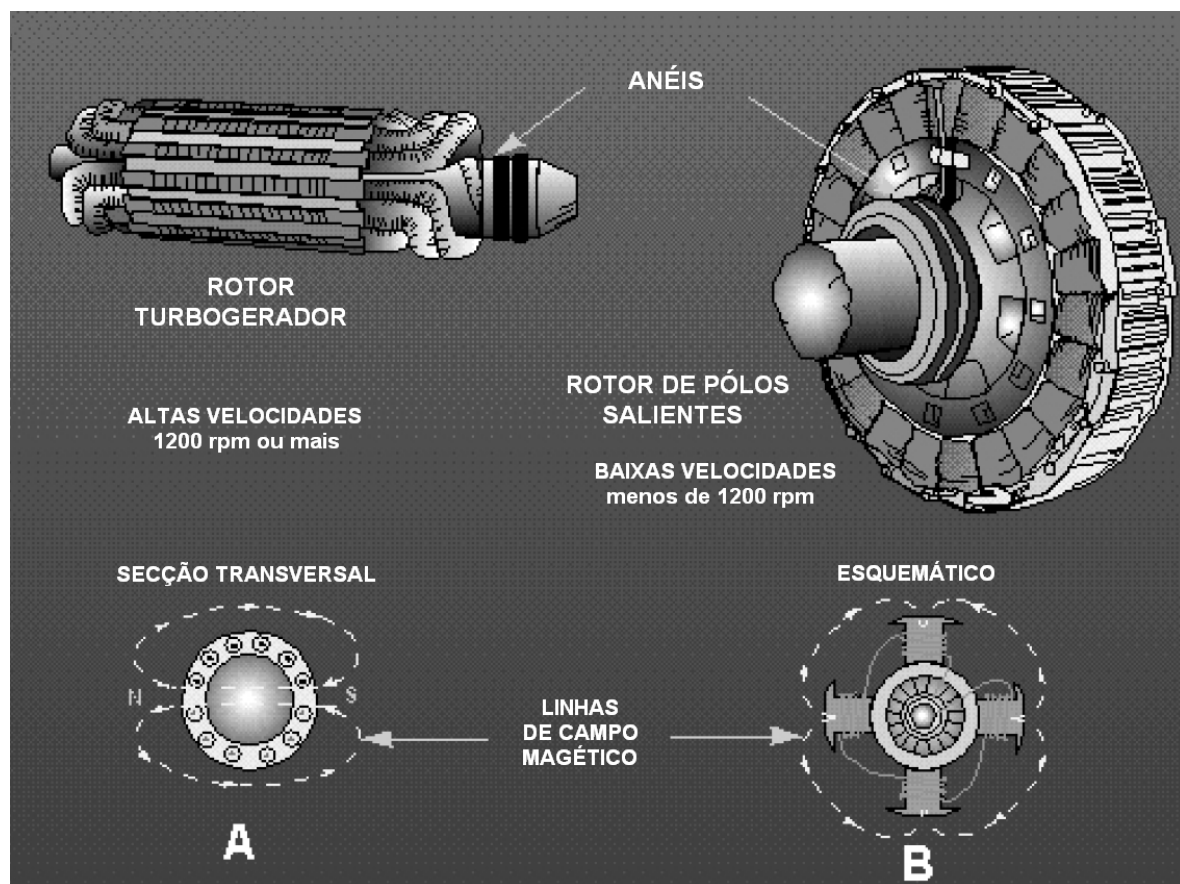


Figura 1.3.c: Comparativo hidro e turbogeradores (adaptado de P. C. Sen, Principles of electric machines and power electronics)

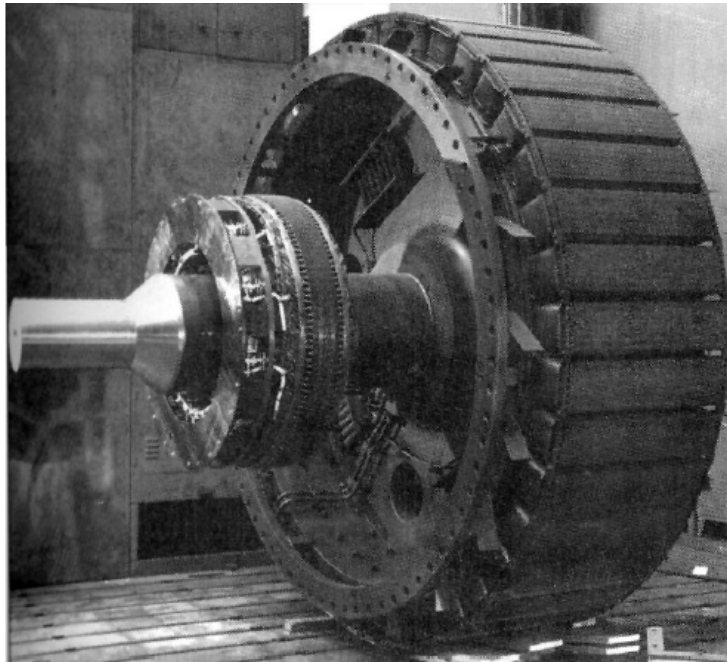


Figura 1.3.d: Rotor de hidrogerador (adaptado de P. C. Sen, Principles of electric machines and power electronics)

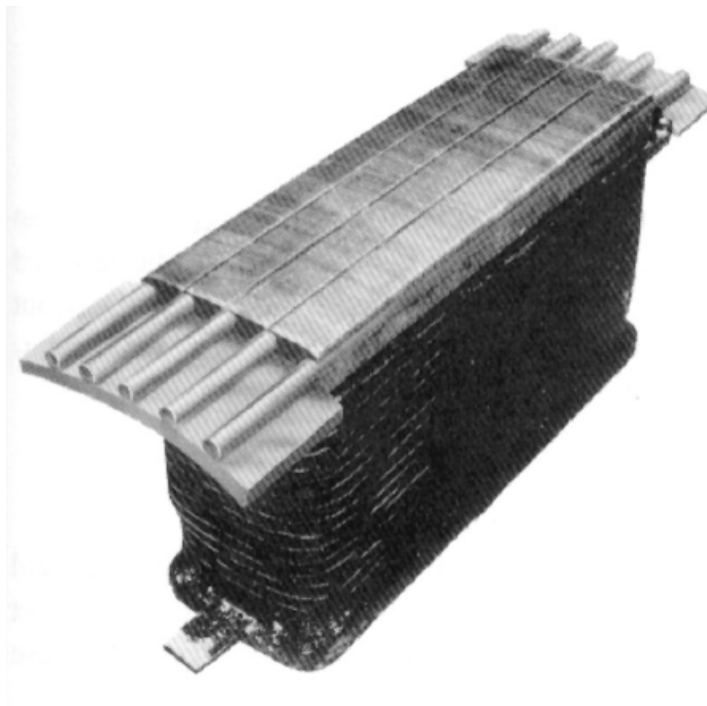


Figura 1.3.e: Pólo de hidrogerador (adaptado de P. C. Sen, Principles of electric machines and power electronics)



Figura 1.3.f: Montagem de rotor de turbogerador (adaptado de P. C. Sen, Principles of electric machines and power electronics)

Admitindo agora que pelo enrolamento estatórico passe a circular uma corrente qualquer estabelecida pelo fechamento do circuito do gerador com uma carga, haverá uma variação na corrente do enrolamento estatórico, tem-se a formação de um novo campo magnético variante no tempo, provocada pelo fechamento do circuito estatórico ou devido a uma mudança na carga do gerador. Como este campo magnético é variável com o tempo, (a corrente formada no estator é alternada conforme ilustrado pela figura 1.2), pelo princípio da Lei de Farady-Lenz (eq. 1.1), esta corrente tenta contrariar a o campo gerado pelo rotor que o originou (o módulo dado pela eq. 1.1 é chamado neste caso de força contra-eletromotriz). Como resultado, o campo magnético do estator, dado pela composição do campo magnético original (antes da variação da carga) e do campo gerado no estator (pela variação da carga), resulta em um

campo magnético no estator ligeiramente diferente do campo original devido somente a influência do rotor.

O circuito equivalente do gerador síncrono pode ser representado conforme as indicações da figura 1.4, a seguir. Este modelo permite obter o comportamento em regime permanente do gerador síncrono com um grau adequado de exatidão. Porém, as constantes de tempo dos enrolamentos de campo e dos enrolamentos amortecedores não são consideradas.

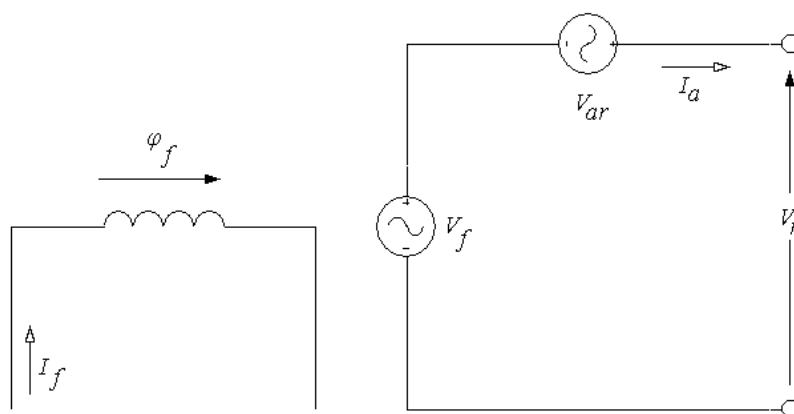


Figura 1.4.a: Circuitos representativos de um gerador síncrono

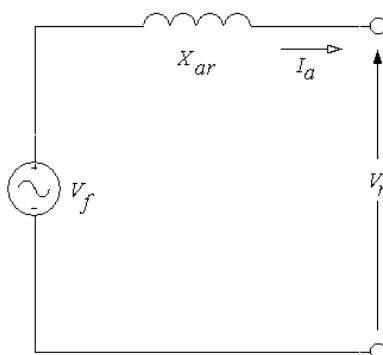


Figura 1.4.b: Circuito equivalente

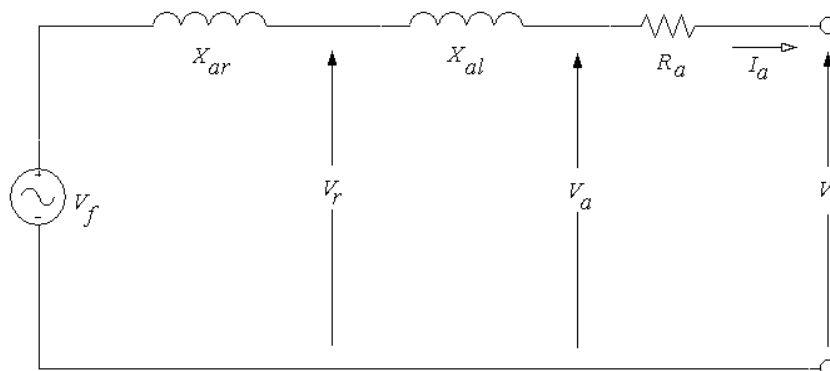


Figura 1.4.c: Circuito equivalente considerando a dispersão e resistência

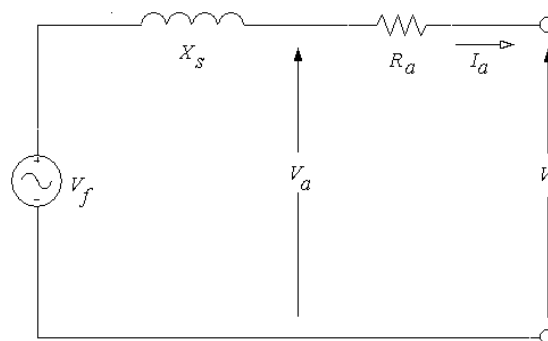


Figura 1.4.d: Circuito equivalente generalizado

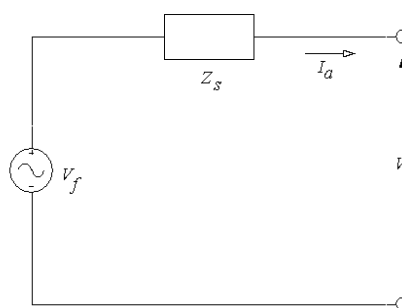


Figura 1.4.e: Circuito equivalente

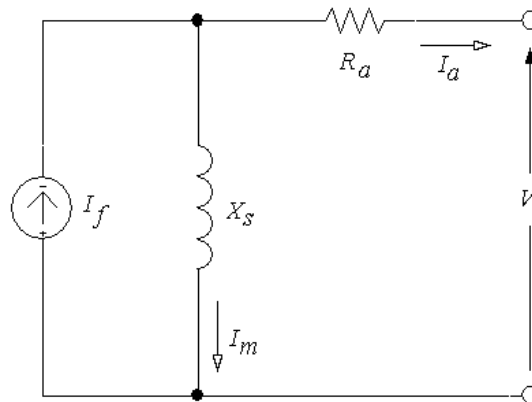


Figura 1.4.f: Circuito equivalente com fonte de corrente

O fluxo produzido no enrolamento de campo φ_f , através da corrente I_f atravessa o entreferro da máquina e atinge os enrolamentos do estator. A corrente I_a , que circula pela carga do gerador atravessa os enrolamentos de estator, produzindo o fluxo de armadura ou fluxo do estator φ_a . Parte deste fluxo, denominada de fluxo de dispersão φ_{a1} enlaça os enrolamentos do estator. A outra parte deste fluxo é denominada fluxo de reação de armadura φ_{ar} e enlaça os enrolamentos de estator e o entreferro. Como resultado da interação destes fluxos, tem-se um fluxo resultante no entreferro φ_r . Este conceito é representado pela figura 1.4.a. Assim, para este circuito, tem-se:

$$V_r = V_{ar} + V_f \quad (\text{eq.1.8})$$

Uma vez que o fluxo de reação de armadura é produzido nos enrolamentos do estator, com característica indutiva, a representação de tensão de reação de armadura pode ser melhor representada por uma tensão sobre reatância de reação de armadura ou reatância de magnetização X_{ar} representativa dos enrolamentos de estator, de forma que:

$$V_f = I_a \cdot j \cdot X_{ar} + V_r \quad (\text{eq. 1.9})$$

Na figura 1.4.b, tem-se o circuito equivalente descrito. A tensão V_r por sua vez representa o fluxo resultante φ_r , presente no entreferro. A tensão terminal da máquina sofrerá ainda influência do fluxo de dispersão φ_{al} , bem como da resistência dos enrolamentos do estator (armadura), esta situação está indicada na figura 1.4.c. Definindo a reatância síncrona X_s e a impedância síncrona Z_s , através das seguintes expressões:

$$X_s = X_{ar} + X_{al} \quad (\text{eq. 1.10})$$

$$Z_s = R_a + j.X_s \quad (\text{eq. 1.11})$$

Chega-se ao circuito indicado na figura 1.4.d na figura 1.4.e. O circuito da figura 1.4.f, obtido a partir dos anteriores pode também ser empregado de modo a ressaltar a indutância de magnetização. Em máquinas de pequeno porte (dezenas de kVA), a resistência de armadura varia de 0,05 à 0,02 [p.u.], enquanto em máquinas de grande porte (dezenas de kVA) varia de 0,005 à 0,01 [p.u.]. Já a impedância síncrona está na faixa de 0,5 à 0,8 [p.u.] para máquinas de pequeno porte e na faixa de 1,0 à 1,5 [p.u.] para máquinas de grande porte.

Outro recurso extremamente útil no estudo de máquinas síncronas em regime permanente são os diagramas fasoriais, obtidos com base nos circuitos equivalentes da máquina. Na figura 1.5 a seguir alguns diagramas fasoriais podem ser visualizados. Observe que o ângulo de carga δ também é representado no diagrama fasorial.

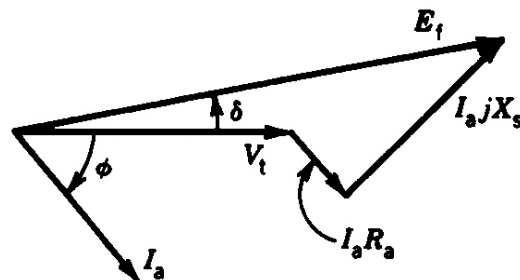


Figura 1.5.a: Diagrama fasorial para equivalente da fig. 1.4.e

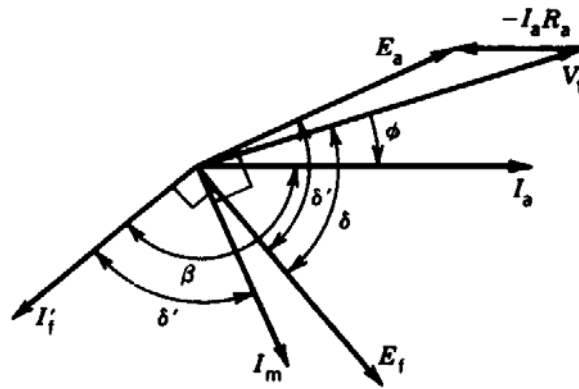


Figura 1.5.b: Diagrama fasorial para equivalente da fig. 1.4.f

Na figura 1.5.a pode-se ver o diagrama fasorial para o circuito equivalente da figura 1.4.d e 1.4.e. Na figura 1.5.b pode-se ver o diagrama fasorial para o circuito da figura 1.4.f, porém com o sentido da corrente de armadura I_a invertida, isto é, com a máquina operando como motor. A corrente I_m é a chamada corrente de magnetização da máquina síncrona.

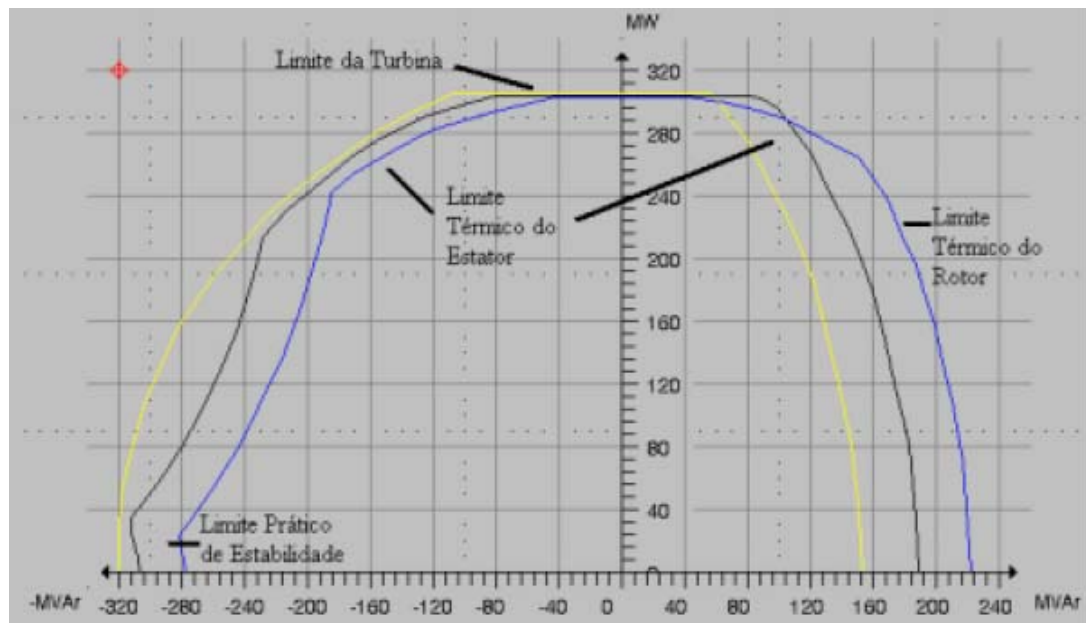


Figura 1.6.a: Curvas de capacidade de gerador síncrono

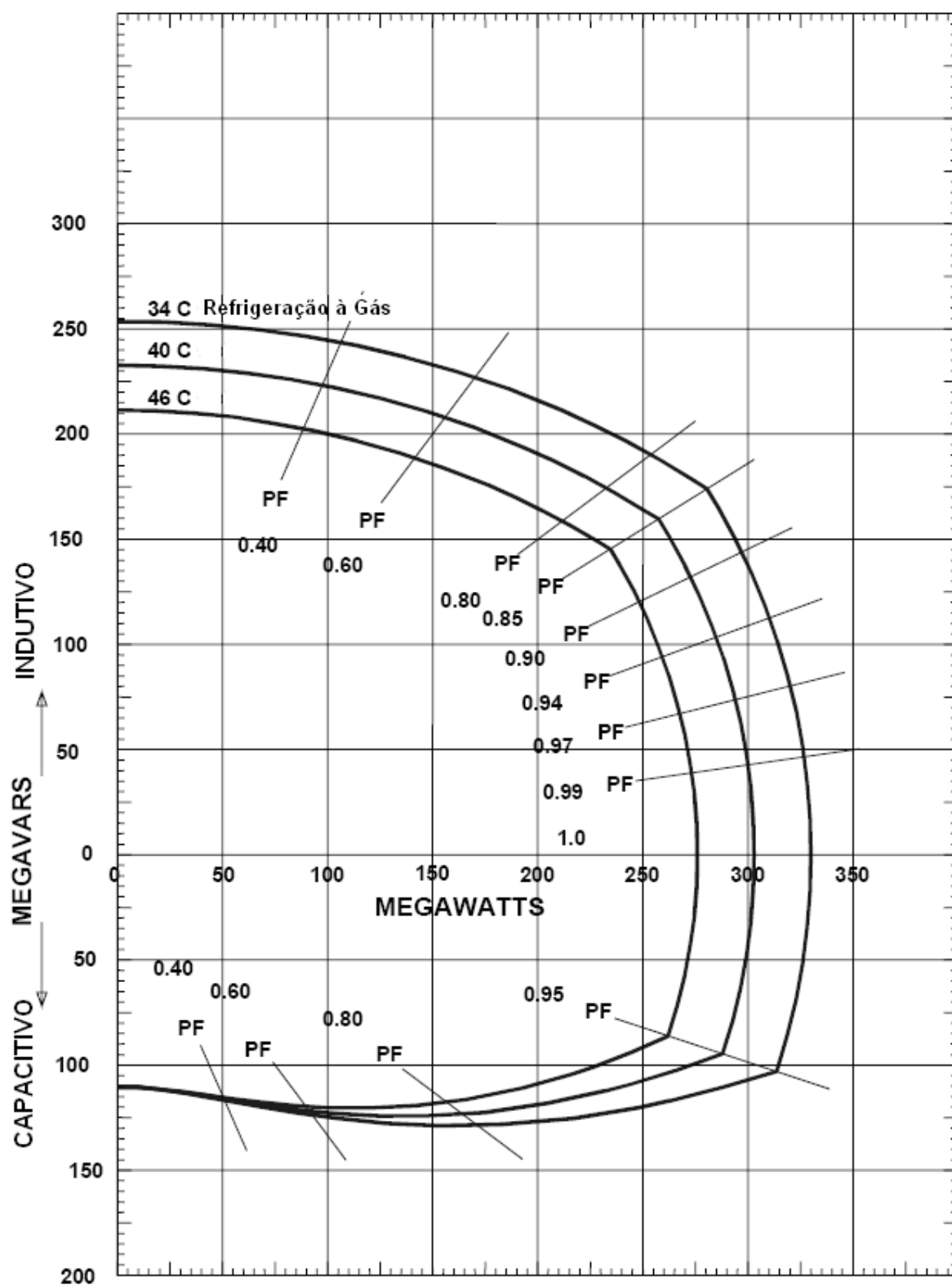


Figura 1.6.b: Curvas de capacidade de gerador síncrono (adaptado de P. C. Sem, Principles of electric machines and power electronics)

Na figura 1.6 pode-se observar a chamada curva de capacidade típica de gerador síncrono. As diferentes cores denotam níveis diferentes de carregamento. A parte achatada no topo refere-se ao limite imposto pela turbina. A curva de capacidade é geralmente empregada para controle da operação do sistema de geração.

Para produção do campo magnético rotórico do gerador síncrono pode-se optar entre muitos sistemas diferentes não padronizados, porém na maioria dos casos eles devem fornecer ao circuito rotórico energia elétrica contínua, responsável pela formação de um campo magnético invariante no tempo.

Nas centrais hidroelétricas mais antigas, a excitação é realizada por meio de uma máquina auxiliar, chamada excitatriz ponta de eixo. A excitatriz ponta de eixo consiste de um gerador de corrente contínua que tem seu eixo solidário ao eixo do conjunto turbina gerador, é uma máquina com proporções bem menores que o gerador síncrono principal. A excitatriz realiza a conversão de parte da energia mecânica do eixo em energia elétrica contínua. Esta energia segue por um sistema de controle de tensão, que pode ser automático ou manual, do qual parte para o circuito rotórico do gerador síncrono.

Outro sistema de excitação consiste de baterias que são responsáveis pelo fornecimento da tensão contínua, neste caso também pode ou não existir um regulador automático de tensão. Em caso negativo, a tensão contínua é ligada ao circuito rotórico do gerador síncrono através de um controle manual de excitação.

Sistemas mais modernos tem incorporado novas tecnologias, entre elas a eletrônica de potência. Um destes sistemas consiste de um conversor estático de tensão alternada (que é retirada do sistema elétrico interligado) para tensão contínua. Este sistema também prevê o uso de baterias para atendimento de emergência, caso o sistema elétrico interligado apresente interrupção no fornecimento de energia, ou na partida independente da unidade geradora.

Neste caso, a regulação de tensão é realizada por meio de um sistema de controle eletrônico que atua sobre o conversor estático.

Noutro sistema semelhante chamado “Brushless”, caracterizado pelo uso de geradores síncronos específicos, sem escovas ou anéis. Neste caso, parte da energia elétrica alternada produzida pelo gerador síncrono é convertida em tensão contínua por meio de um circuito eletrônico conversor estático montado juntamente com o rotor da máquina síncrona, de modo que não há ligações externas do circuito rotórico. Este sistema é muito utilizado em aproveitamentos de pequeno porte, onde a influência da máquina síncrona sobre o sistema elétrico interligado não é significativa.

Do ponto de vista do sistema elétrico interligado, um sistema automático de controle da geração deve atuar de modo a garantir a operação do sistema para as mais diversas contingências de demanda, como por exemplo uma perda de carga repentina ocasionada pela saída de operação de uma linha de transmissão com a atuação de uma proteção. Uma infinidade de outras contingências podem afetar os sistemas elétricos interligados, entre elas podemos citar de um modo mais geral as faltas monofásicas, bifásicas, trifásicas, etc (curto-circuitos) e a saída de operação repentina dos elementos do sistema elétrico interligado por falha operativa.

Para o atendimento satisfatório dos usuários de energia elétricas deve-se respeitar requisitos quantitativos e requisitos qualitativos com alta continuidade no fornecimento. Os requisitos quantitativos dizem respeito ao atendimento das variações de demanda em qualquer instante de tempo. Os requisitos qualitativos dizem respeito a frequência e níveis de tensão do sistema elétrico.

Para todas as solicitações impostas os sistemas de controle automático do sistema interligado e da geração atuam no sentido de manter constantes a tensão e a frequência do sistema. A tensão deve permanecer constante de modo a manter constante a transferência de

potência ($\text{Potência} = \text{Tensão}^2 / \text{Resistência}$ $P = V^2 / R$), caso a tensão sofra uma queda, a carga passará a operar com uma potência menor, o que poderia significar corte de cargas. O corte de cargas é uma medida extrema tomada pelos centros de controle de distribuição, que passam a racionar a energia elétrica entre os consumidores seguindo uma prioridade de atendimento preestabelecida.

A frequência deve permanecer constante para que o sistema interligado tenha condições de estabilidade adequadas. A falta de estabilidade do sistema pode provocar a saída de operação (desconexão das unidades geradoras) em efeito cascata, isto é a desconexão de uma unidade provoca a saída de outras duas unidades, estas duas a saída de mais quatro e assim por diante.

Desta forma o sistema de controle da geração está dividido em dois níveis, primário e secundário. O nível de regulação secundário, responsável pela manutenção da tensão do sistema. Este sistema monitora a potência reativa do sistema elétrico de potência, atuando sobre o campo do gerador síncrono de modo a alterar a tensão gerada por cada unidade geradora. O outro sistema de regulação chamado de primário, é responsável pela manutenção da frequência do sistema. Ele monitora a defasagem entre a tensão terminal da unidade geradora e a tensão interna do gerador, atuando sobre a admissão da turbina hidráulica de modo a acelerar ou desacelerar o eixo do conjunto turbina-gerador. O controle de frequência é efetuado por um regulador de velocidade, enquanto o controle de tensão é efetuado por um regulador de tensão.

Cada conjunto turbina-gerador deve ter seu próprio sistema de controle automático com atuação independente das outras unidades, a necessidade ou não dos controles primários e secundários dependem das dimensões da unidade e sua importância dentro do sistema elétrico interligado.

O sistema elétrico interligado possui grande quantidade de centrais geradoras ligadas por meio do sistema de transmissão. Novas unidades geradoras podem entrar ou sair de operação em um determinado intervalo de tempo, de modo a proporcionar o melhor atendimento da demanda. Também podem ocorrer devido a programações de manutenção ou devido a situações de emergência. A saída de operação de uma unidade de geração está condicionada a uma atuação automática por parte dos sistemas de controle e proteção. Esta saída deve ocorrer de tal forma a evitar que a velocidade do conjunto dispare, devido as perdas no torque de carga. Já a conexão de uma unidade geradora ao sistema deve atender a uma série de requisitos antes que sua conexão possa ser estabelecida. Sendo que sua contribuição com a potência gerada só pode ocorrer após esta conexão ser estabelecida.

Tais condições se devem as características específicas das máquinas síncronas, como citado anteriormente. Os requisitos necessários a conexão de um gerador síncrono a um sistema de potência são:

- Inicialmente é necessário que o gerador esteja operando em sua velocidade nominal (síncrona), produzida pelo acionamento da turbina hidráulica.
- Nos pontos de conexão, isto é, a saída do gerador e os terminais de conexão do sistema elétrico, devemos ter a mesma forma de onda, alternada senoidal.
- Nestes pontos de conexão, os níveis de tensão do gerador e do sistema elétrico devem ser iguais e de mesma frequência (obtidos por meio da atuação sobre a admissão da turbina e da atuação no campo do gerador).
- A seqüência de fases dos sistemas trifásicos devem ser a mesma no gerador e no sistema elétrico.
- Não deve haver defasagem entre a tensão do gerador e a tensão do sistema elétrico.

Tanto o gerador quanto o sistema elétrico interligado consistem de sistemas elétricos trifásicos com corrente alternada. Embora os sistemas trifásicos possam ter bastantes propriedades diferentes com relação a aterramento, esquemas de conexão em delta, ou estrela, todos estão baseados em alguns princípios básicos, que são tratados a seguir, para melhor explicar os fenômenos de conexão entre o gerador síncrono e o sistema elétrico interligado.

O sistema elétrico interligado e o gerador síncrono apresentam-se num esquema trifásico com corrente alternada senoidal. A corrente alternada monofásica senoidal pode ser expressa por:

$$A = A_{max}.\text{sen}(\varpi.t + \theta) \quad (\text{eq. 1.12})$$

Onde:

A - representa o valor instantâneo da corrente ou tensão.

A_{max} - representa o módulo máximo da corrente ou tensão, conforme figura 1.7

$\omega = 2.\pi.f$ - representa a velocidade angular com que as variações ocorrem com relação ao círculo trigonométrico e a frequência (inverso do período na figura 1.7)

θ - ângulo de defasagem em relação a origem (figura 1.7)

Em um sistema trifásico temos:

$$A_A = A_{max}.\text{sen}(\varpi.t + 0) \quad (\text{eq. 1.13})$$

$$A_B = A_{max}.\text{sen}(\varpi.t + 2.\pi / 3) \quad (\text{eq. 1.14})$$

$$A_C = A_{max}.\text{sen}(\varpi.t + 4.\pi / 3) \quad (\text{eq. 1.15})$$

Onde:

$2.\pi / 3$ [rad] - corresponde a 120° de defasagem

O sistema trifásico é composto por três correntes monofásicas que guardam entre elas 120 graus de defasagem, completando assim uma volta no círculo trigonométrico. Para melhor

representação do sistema alternado, é conveniente a utilização da forma polar para representação destas grandezas. Esta pode ser expressa por:

$$A = A_{max}.e^{j\theta} = A_{max}\angle\theta \quad (\text{eq. 1.16})$$

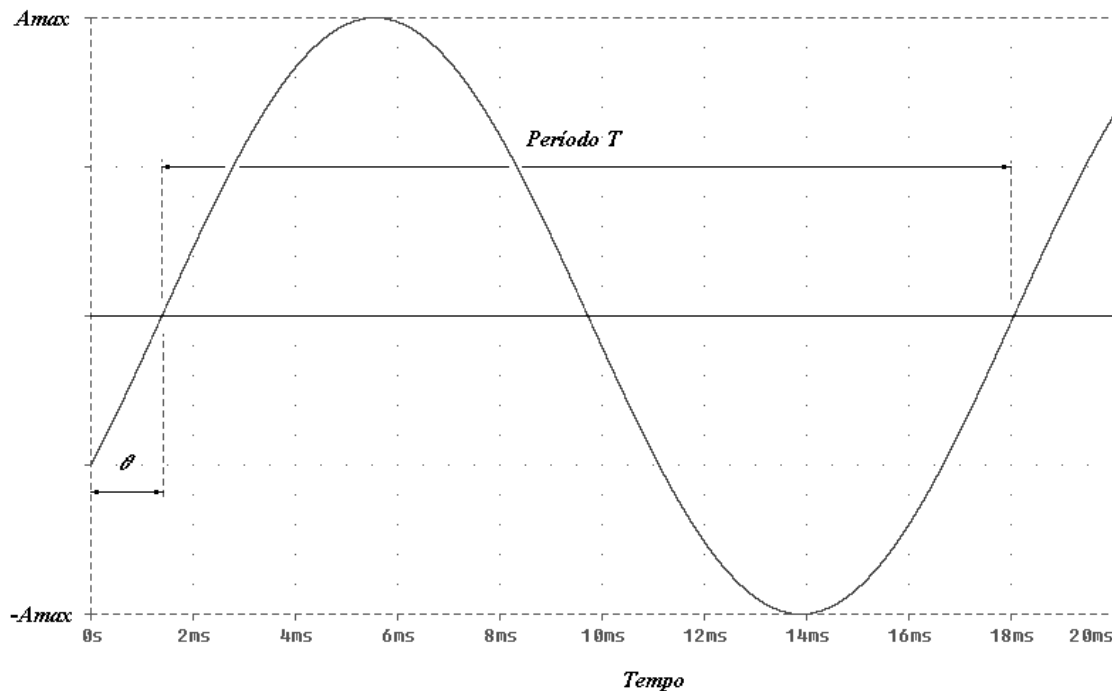


Figura 1.7: Forma de onda senoidal de corrente alternada

Esta notação é mais utilizada devido a possibilidade de representação fasorial. Um fasor representa uma grandeza senoidal alternada através de um plano complexo como mostrado na figura 1.8, onde encontram-se representados as correntes e tensões de forma semelhante a notação vetorial. A diferença fundamental entre um fasor e um vetor complexo reside no fato do fasor apresentar velocidade angular, enquanto o vetor representa posições estáticas. Este plano define o chamado diagrama fasorial, já citado anteriormente.

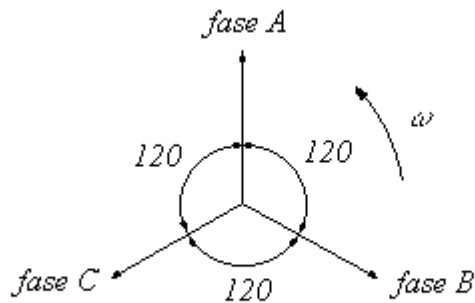


Figura 1.8: Fasores trifásicos

O diagrama fasorial da figura 1.8 gira com uma velocidade angular ω . A aplicação do sistema trifásico sobre o estator de uma máquina síncrona, produz um campo magnético girante não mais no plano fasorial e sim no espaço bidimensional. A figura 1.9 mostra um diagrama equivalente de uma máquina síncrona, cujo rotor foi suprimido, o enrolamento estatórico distribuído está representado por enrolamentos separados de 120 graus mecânicos. A figura 1.10 ilustra a formação deste campo girante no espaço, analisando o diagrama fasorial referenciado ao estator da máquina (fixo a parte mecânica) em cada instante de tempo considerando é obtido o campo magnético resultante das composições dos campos dos enrolamentos. Note que a direção das componentes de cada fase (A, B e C) é sempre a mesma, dada pela posição do enrolamento estatórico correspondente, enquanto que os módulos variam de acordo com o instante de tempo considerado. Na figura 1.10.f temos um diagrama mostrando somente as componentes resultantes correspondentes a um período completo do sistema elétrico. Desta forma podemos representar o campo magnético no estator da máquina síncrona como exemplificado na figura 1.10.g, note que a velocidade ω corresponde a velocidade do eixo da máquina.

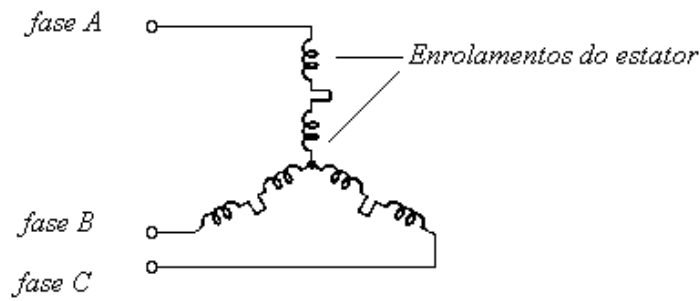


Figura 1.9: Diagrama equivalente trifásico da máquina síncrona

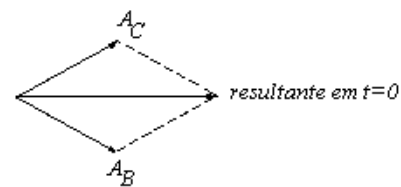
$$\omega = 2\pi \cdot f = 2\pi \cdot 60 = 377 \text{ [rad/s]} \quad (\text{eq. 1.17})$$

No instante $t=0$

$$A_A = A_{\max} \cdot \sin(377 \cdot 0 + 0)$$

$$A_B = A_{\max} \cdot \sin(377 \cdot 0 + 2\pi/3)$$

$$A_C = A_{\max} \cdot \sin(377 \cdot 0 - 2\pi/3)$$



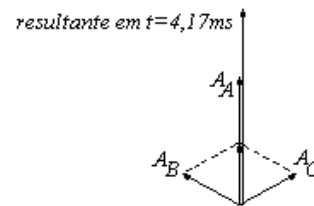
(a)

No instante $t=4,17\text{ms}$

$$A_A = A_{\max} \cdot \sin(377 \cdot 4,17 \cdot 10^{-3} + 0)$$

$$A_B = A_{\max} \cdot \sin(377 \cdot 4,17 \cdot 10^{-3} + 2\pi/3)$$

$$A_C = A_{\max} \cdot \sin(377 \cdot 4,17 \cdot 10^{-3} - 2\pi/3)$$



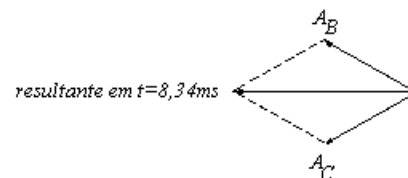
(b)

No instante $t=8,34\text{ms}$

$$A_A = A_{\max} \cdot \sin(377 \cdot 8,34 \cdot 10^{-3} + 0)$$

$$A_B = A_{\max} \cdot \sin(377 \cdot 8,34 \cdot 10^{-3} + 2\pi/3)$$

$$A_C = A_{\max} \cdot \sin(377 \cdot 8,34 \cdot 10^{-3} - 2\pi/3)$$



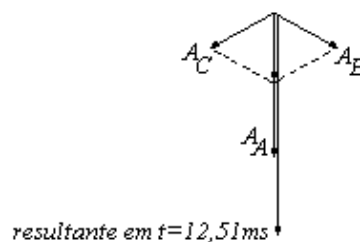
(c)

No instante $t=12,51\text{ms}$

$$A_A = A_{\max} \cdot \sin(377.12,51 \cdot 10^{-3} + 0)$$

$$A_B = A_{\max} \cdot \sin(377.12,51 \cdot 10^{-3} + 2\pi/3)$$

$$A_C = A_{\max} \cdot \sin(377.12,51 \cdot 10^{-3} - 2\pi/3)$$



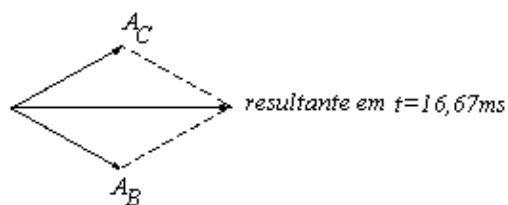
(d)

Para o instante $t=16,67\text{ms}$

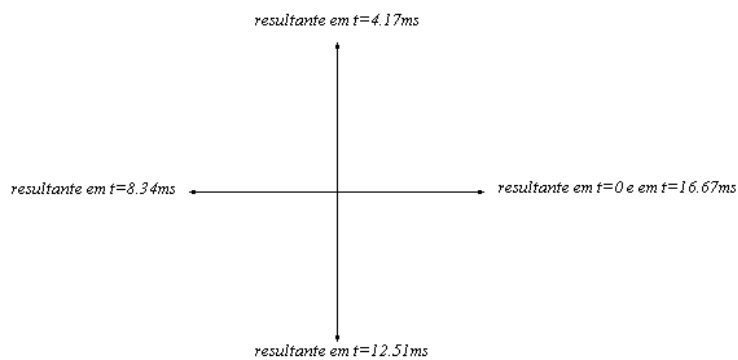
$$A_A = A_{\max} \cdot \sin(377.16,67 \cdot 10^{-3} + 0)$$

$$A_B = A_{\max} \cdot \sin(377.16,67 \cdot 10^{-3} + 2\pi/3)$$

$$A_C = A_{\max} \cdot \sin(377.16,67 \cdot 10^{-3} - 2\pi/3)$$

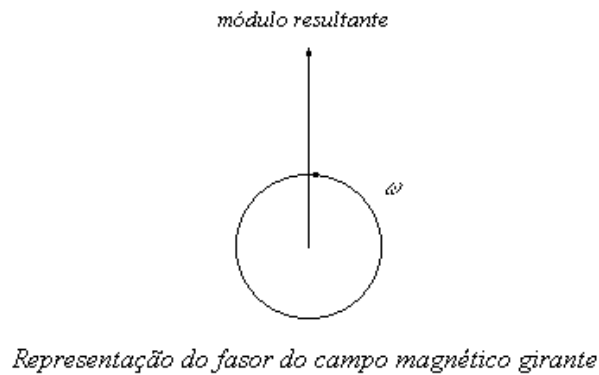


(e)



Trajetória do fasor do campo magnético

(f)



(g)

Figura 1.10: Formação do campo magnético girante

Conforme discutido no item 1.1.1.1, para o caso do gerador síncrono, este campo girante no espaço é produzido também no rotor através de outro meio. Porém a ação de um sistema elétrico trifásico sobre o estator também produz um campo magnético girante no espaço. No caso do gerador síncrono, este campo pode ser gerado pelo carregamento do circuito estatórico do gerador (força contra-eletromotriz), este carregamento produz um campo magnético dado pela interação do campo do rotor com o campo formado pelo carregamento do estator. O campo magnético formado no estator, fica então ligeiramente defasado do campo rotórico, como mostra a figura 1.11.a. Se ao eixo da máquina estabelecermos um referencial inercial, podemos observar o vetor de velocidade angular do eixo um pouco defasado da nossa referência, formada pelo vetor de velocidade angular do campo magnético estatórico.

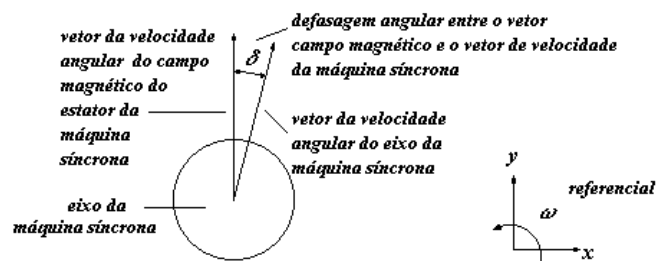


Figura 1.11.a: Ângulo de carga

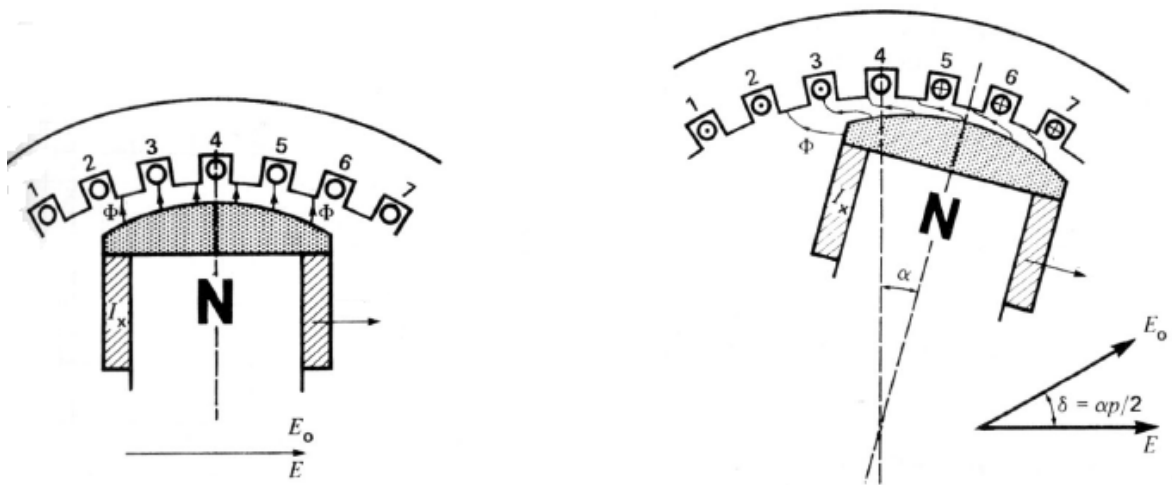


Figura 1.11.b: Ângulo de carga efeito no fluxo da máquina (adaptado de P. C. Sem, Principles of electric machines and power electronics)

A velocidade do eixo é mantida constante através de uma turbina hidráulica solidária ao eixo, enquanto a velocidade do campo magnético é fixada pelo sistema elétrico. A esta defasagem δ podemos associar o conceito de estabilidade do gerador síncrono. Cada gerador síncrono possui um limite máximo para esta defasagem. Se o limite for ultrapassado por uma aceleração ou desaceleração de qualquer um dos sistemas, a conexão magnética pode ser perdida e com isso a transferência de potência. Devido a este problema, a conexão de um gerador deve observar a defasagem entre o sistema elétrico e o gerador síncrono, caso contrário, podem ser introduzidos no sistema elétrico interligado, correntes com defasagem suficiente para causar a falta de sincronismo em outras unidades geradoras do sistema, ou até mesmo a danificação de elementos do sistema elétrico interligado.

As máquinas elétricas podem ser analisadas dinamicamente a partir de sistemas teóricos de referenciamento, nos quais se adotam modelos equivalentes para as máquinas. Os sistemas de referência atualmente empregados podem ser divididos em três, atual, síncrono e estacionário. No sistema atual, utiliza-se o plano complexo, expressando as grandezas das máquinas através de fasores sem que seja efetuada qualquer transformação de coordenadas,

apenas usam-se como referências as fases do sistema trifásico quando for o caso. Os outros sistemas por sua vez utilizam transformações de coordenadas, e passam a operar com modelos bifásicos das máquinas, isto é, a máquina (trifásica) original passa a ser representada por um modelo bifásico equivalente. A vantagem destes modelos está na maior facilidade analítica, uma vez que as variáveis envolvidas ficam reduzidas (três no sistema trifásico e duas nos sistemas equivalentes). No sistema síncrono, as coordenadas de referência d (eixo direto) e q (eixo em quadratura) giram com velocidade angular constante e igual a velocidade síncrona. No sistema estacionário, as coordenadas α e β tem sua posição fixada. Ressalta-se no entanto que nenhuma das transformações de coordenadas referidas podem representar as características da máquina de forma totalmente fiel. Assim os modelos obtidos ou apresentam torque inferior a máquina original ou apresentam potência inferior a original, dependendo da transformação adotada. A transformação de “Clark-Park” consiste no uso da referência fixada ao rotor da máquina.

Na figura 1.12 a seguir tem-se ilustrado o princípio básico das transformações comentadas.

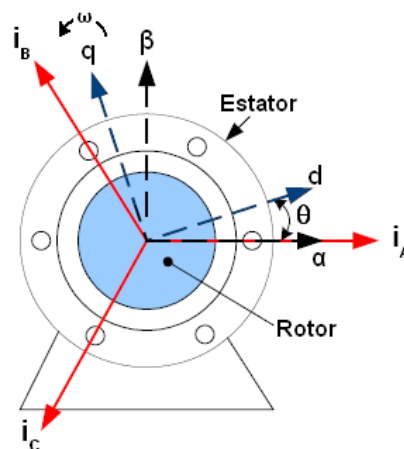


Figura 1.12.a: Eixos teóricos de referenciais atual (vm), estacionário (pt) e síncrono (az)

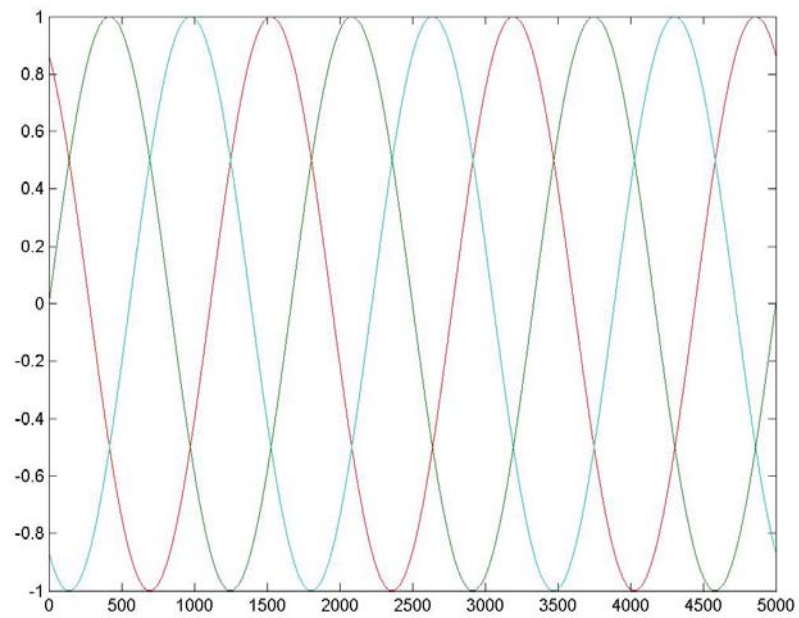


Figura 1.12.b: Informações de regime permanente no referencial atual

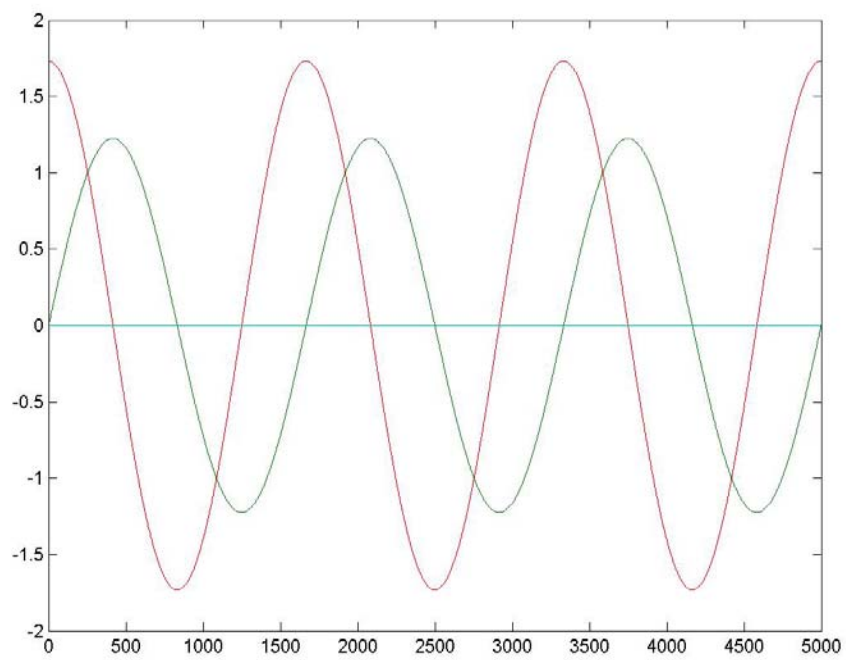


Figura 1.12.c: Informações de regime permanente no referencial estacionário

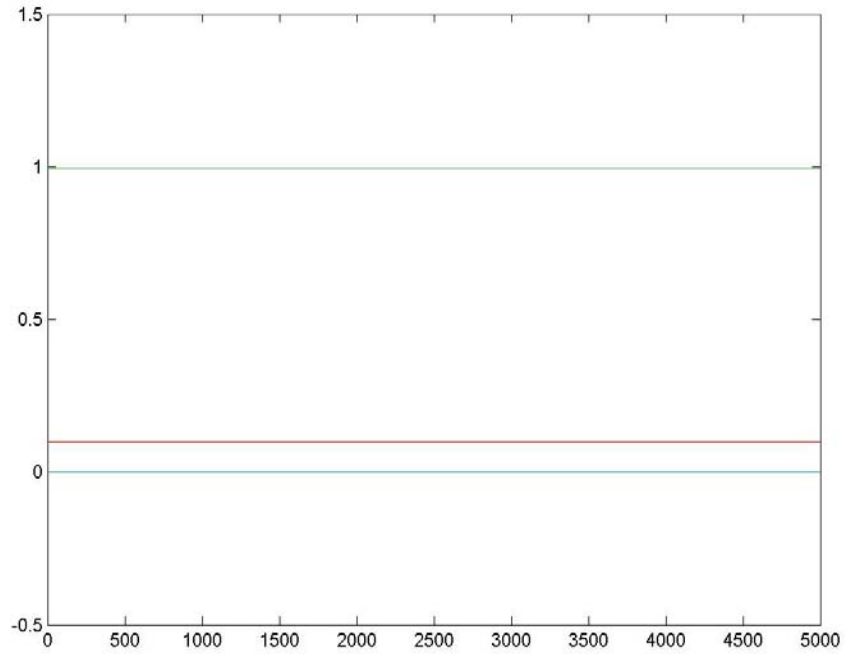


Figura 1.12.d: Informações de regime permanente no referencial síncrono (velocidade do rotor igual à síncrona)

As grandezas trifásicas podem ser observadas na figura 1.12.b. Na figura 1.12.c está representada a transformação estacionária, nas coordenadas α e β . A posição do eixo de referência é fixada no estator, com velocidade nula. Já na figura 1.12.d se observa o resultado de uma transformação síncrona, nas coordenadas d e q . A posição do eixo de referência (d - q) é fixada no rotor, que gira com velocidade síncrona ω .

Resultando nas seguintes transformações:

$$s^s = s_\alpha + j.s_\beta = \frac{2K}{3} . (s_A + a.s_B + a^2.s_C) \quad (\text{eq. 1.18})$$

$$s = s_d + j.s_q = e^{-j\theta} s^s \quad (\text{eq.1.19})$$

Onde:

s, s^s – fasor com variáveis da máquina

s_α – componente do fasor no eixo α (coordenadas α - β)

s_β – componente do fasor no eixo β (coordenadas α - β)

s_d – componente do fasor no eixo d (coordenadas d - q)

s_q – componente do fasor no eixo q (coordenadas d - q)

s_A, s_B, s_C – componentes do fasor nas fases A,B e C respectivamente

a – fator de transformação $a=e^{j2\pi/3}$

K – fator de escala normalmente atribuído como $K = \frac{1}{\sqrt{2}}$

Para conversão entre coordenadas:

$$\begin{bmatrix} s_\alpha \\ s_\beta \\ s_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2K}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} s_A \\ s_B \\ s_C \end{bmatrix} \quad (\text{eq.1.20})$$

$$\begin{bmatrix} s_d \\ s_q \\ s_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(p.\theta) & \cos(p.\theta - 2.\pi/3) & \cos(p.\theta + 2.\pi/3) \\ \sin(p.\theta) & \sin(p.\theta - 2.\pi/3) & \sin(p.\theta + 2.\pi/3) \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} s_A \\ s_B \\ s_C \end{bmatrix} \quad (\text{eq. 1.21})$$

Onde:

p – número de pares de pólos

θ – posição mecânica do rotor

s_α – componente do fasor no eixo α (coordenadas α - β)

s_β – componente do fasor no eixo β (coordenadas α - β)

s_d – componente do fasor no eixo d (coordenadas d - q)

s_q – componente do fasor no eixo q (coordenadas d - q)

s_A, s_B, s_C – componentes do fasor nas fases A,B e C respectivamente

K – fator de escala normalmente atribuído como $K = \frac{1}{\sqrt{2}}$

O fator de escala pode ser atribuído de dois modos, um de forma que o modelo tenha a mesma potência que a máquina original, ou ainda, que tenha o mesmo torque que a máquina original. No caso indicado anteriormente o torque é conservado. Para mesma potência deve-se usar:

$$K = \sqrt{\frac{2}{3}} \quad (\text{eq. 1.22})$$

As transformações inversas, podem ser determinadas através das seguintes relações:

Transformações inversas, sistema síncrono:

$$\begin{bmatrix} s_A \\ s_B \\ s_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(p.\theta) & \sin(p.\theta) & 0 \\ \cos(p.\theta - 2.\pi/3) & \sin(p.\theta - 2.\pi/3) & 0 \\ \cos(p.\theta + 2.\pi/3) & \sin(p.\theta + 2.\pi/3) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_d \\ s_q \\ s_0 \end{bmatrix} \quad (\text{eq. 1.23})$$

Para o sistema estacionário:

$$\begin{bmatrix} s_A \\ s_B \\ s_C \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{3}{2.K}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1/\sqrt{2} \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 & 1/\sqrt{2} \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_\alpha \\ s_\beta \\ s_0 \end{bmatrix} \quad (\text{eq. 1.24})$$

Do sistema estacionário para o síncrono:

$$s_d = \cos(p.\theta)s_\alpha + \sin(p.\theta).s_\beta \quad (\text{eq. 1.25})$$

$$s_q = -\sin(p.\theta)s_\alpha + \cos(p.\theta).s_\beta \quad (\text{eq. 1.26})$$

Do sistema síncrono para o estacionário:

$$s_\alpha = \cos(p.\theta)s_d - \sin(p.\theta).s_q \quad (\text{eq. 1.27})$$

$$s_\beta = \sin(p.\theta)s_d + \cos(p.\theta).s_q \quad (\text{eq. 1.28})$$

Assim as equações das máquinas síncronas podem ser descritas, no sistema síncrono, como indicado a seguir:

$$V_d = r_s \cdot i_d + \frac{d}{dt} \varphi_d - \omega_R \cdot \varphi_q \quad (\text{eq 1.29})$$

$$V_q = r_s \cdot i_q + \frac{d}{dt} \varphi_q + \omega_R \cdot \varphi_d \quad (\text{eq 1.30})$$

$$V_{fd}' = r_{fd}' \cdot i_{fd}' + \frac{d}{dt} \varphi_{fd}' \quad (\text{eq 1.31})$$

$$V_{kd}' = r_{kd}' \cdot i_{kd}' + \frac{d}{dt} \varphi_{kd}' \quad (\text{eq 1.32})$$

$$V_{kq1}' = r_{kq1}' \cdot i_{kq1}' + \frac{d}{dt} \varphi_{kq1}' \quad (\text{eq. 1.33})$$

$$V_{kq2}' = r_{kq2}' \cdot i_{kq2}' + \frac{d}{dt} \varphi_{kq2}' \quad (\text{eq. 1.34})$$

$$\varphi_d = L_d \cdot i_d + L_{md} \cdot (i_{fd}' + i_{kd}') \quad (\text{eq 1.35})$$

$$\varphi_q = L_q \cdot i_q + L_{mq} \cdot i_{kq}' \quad (\text{eq 1.36})$$

$$\varphi_{fd}' = L_{fd}' \cdot i_{fd}' + L_{md} \cdot (i_d + i_{kd}') \quad (\text{eq 1.37})$$

$$\varphi_{kd}' = L_{kd}' \cdot i_{kd}' + L_{md} \cdot (i_d + i_{fd}') \quad (\text{eq 1.38})$$

$$\varphi_{kq1}' = L_{kq1}' \cdot i_{kq1}' + L_{mq} \cdot i_q \quad (\text{eq 1.39})$$

$$\varphi_{kq2}' = L_{kq2}' \cdot i_{kq2}' + L_{mq} \cdot i_q \quad (\text{eq 1.40})$$

$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{2 \cdot GD} \cdot \int_0^t (T_m - T_e) dt - K \cdot \Delta\omega(t) \quad (\text{eq 1.41})$$

$$\omega(t) = \Delta\omega(t) - \omega_0 \quad (\text{eq 1.42})$$

Onde:

d, q – eixos direito e de quadratura

s, r – estator e rotor

f, k – enrolamentos de campo e amortecedor

l, m – indutâncias mútua e de magnetização

V, i – tensões e correntes

$1, 2$ – enrolamentos amortecedores

r, L, φ – resistência, indutância e fluxo

ω, ω_0 – velocidade do eixo, velocidade inicial

T_m, T_e – torque mecânico e eletromagnético

GD – constante de inércia do gerador

Os enrolamentos amortecedores das máquinas síncronas atuam como um enrolamento de rotor em curto circuito. Na velocidade síncrona, não existe indução nestes enrolamentos, porém, numa eventual diferença de velocidades do eixo em relação a velocidade do campo girante do estator (velocidade síncrona) passa a existir uma corrente induzida nestes enrolamentos, forçando a máquina a operar de forma assíncrona. Na operação da máquina como motor, estes enrolamentos são utilizados na partida do motor síncrono, que passa a apresentar aceleração, uma vez que opera como máquina assíncrona, durante o período de partida da máquina. Quando o rotor alcança uma velocidade próxima da velocidade síncrona, os enrolamentos amortecedores do motor síncrono são desconectados, e após um breve transiente, a motor passa a operar no modo síncrono. No gerador, os enrolamentos amortecedores contribuem para estabilizar a velocidade do rotor, reduzindo as oscilações, na ocorrência de variações na carga do gerador síncrono.

O modelo apresentado anteriormente é de sexta ordem, pois considera enrolamentos amortecedores. Estes são utilizados para efetuar a partida da máquina síncrona, quando

operando como motor. Muitas vezes estes não são utilizados em grupos geradores. Nestes casos pode-se adotar um modelo simplificado, obtido a partir do modelo anteriormente descrito.

Geração - Máquinas Primárias

Os componentes de uma central de geração de energia elétrica variam de acordo com o tipo de central. Os tipos mais comuns são tratados neste tópico, de modo a fornecer subsídios para a análise dos sistemas de geração.

Sistemas hidráulicos

No Brasil a capacidade de geração gira em torno de 92.863,47 MW de potência instalada. Sendo 74,98% deste total referentes a grandes usinas hidroelétricas, 21,29% referentes a usinas termoelétricas convencionais, 2,16% referentes a usinas termonucleares, 1,54% referentes a hidrelétricas de pequeno porte e 0,03% restantes em aproveitamentos eolielétricos [fonte: ANEEL - 2005] [72]. No que se refere à política de planejamento da expansão do sistema interligado, os aproveitamentos hidroelétricos tem maior destaque no que se refere à potência instalada, no entanto, o número de empreendimentos voltados a aproveitamentos termoelétricos tem crescido substancialmente. Ressalta-se ainda que os recentes desenvolvimentos de técnicas de geração disponibilizaram meios alternativos de geração, que tornam-se cada vez mais atraentes como no caso dos aproveitamentos eolielétricos.

Os aproveitamentos hidroelétricos figuram com destaque no cenário de expansão futura do sistema interligado devido a grande quantidade de recursos naturais disponíveis em território brasileiro (O Brasil tem o maior potencial da América Latina). Porém grande parte destes recursos situam-se na região norte, onde o impacto ambiental decorrente da implantação destes aproveitamentos gera bastante polêmica. Tendo em vista o relevo da região, as áreas alagadas pelos reservatórios destes aproveitamentos podem atingir valores consideráveis. Outro inconveniente em tais aproveitamentos é o transporte de energia elétrica da região norte aos centros consumidores, como a região sudeste. Devido as grandes extensões entre as regiões, os sistemas convencionais de linhas de transmissão apresentam obstáculos tecnológicos a sua implantação. Outras alternativas ainda estão em estudo como a transmissão através de corrente contínua e o uso de linhas de transmissão de meio comprimento de onda. No caso da transmissão através de corrente contínua, já se tem como ponto positivo a experiência brasileira no transporte de energia de Itaipu através de linhas de corrente contínua.

As centrais de geração hidroelétrica podem seguir vários critérios de classificação. Podem ser classificadas quanto a forma de captação, em centrais de derivação ou desvio e centrais de represamento. Nas centrais de represamento, muitos dos componentes de centrais hidrelétricas podem ser suprimidos de modo a simplificar o aproveitamento, reduzindo seus custos. Podem ser classificadas quanto a potência, em microcentrais, minicentrais, pequenas centrais, médias centrais e grandes centrais, cujas potências limites são respectivamente: 100, 1000, 30000, 100000, e maiores de 100000 kW (De acordo com a portaria ANEEL 394 de 4/12/1998). Podem ser classificadas quanto as dimensões de queda em baixíssima queda, baixa queda, média queda e alta queda, cujas cotas limites são respectivamente: 10, 50, 250, e maiores que 250 metros. Podem ser classificadas também quanto a forma de utilização das vazões naturais, em centrais a fio d'água e centrais com regularização diária, semanal, anual e plurianual. Outra classificação já comentada está na sua função dentro do sistema interligado,

em centrais de base, flutuantes e de ponta. Sendo que esta última classificação não se restringe a centrais hidráulicas.

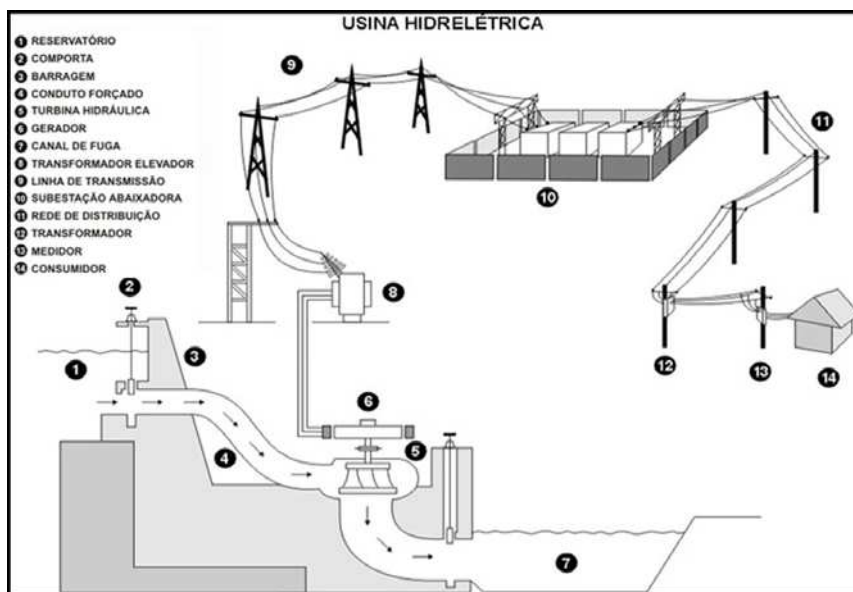


Figura 1.13.a: Componentes de central hidrelétrica (adaptado do sítio de Furnas Centrais Elétricas)

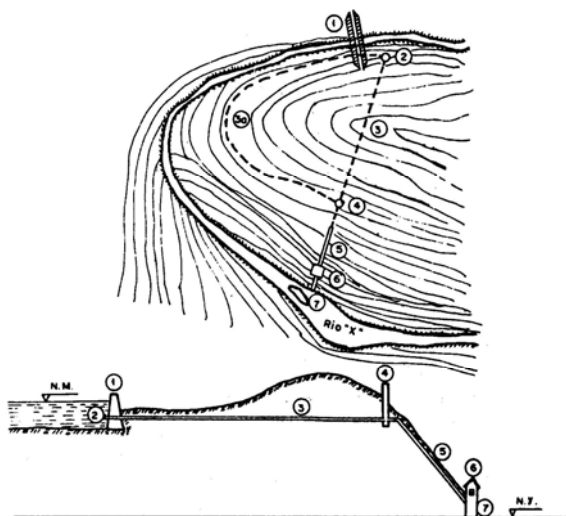


Figura 1.13.b: Central hidrelétrica de derivação ou desvio (adaptado de Centrais Hidro e Termelétricas, Souza, Z, Fucks, R, Santos, A. M.; Edgar Bücher; São Paulo; 1983)

Os componentes principais de uma central hidroelétrica são a barragem, os condutos de captação e adução hidráulicos, a casa de máquinas e o sistema de restituição hidráulico. O enfoque deste estudo no entanto está na casa de máquinas, em particular na turbina. O dimensionamento deste componente é crítico, uma vez que este componente é responsável pela conversão da energia hidráulica em mecânica, acoplando as velocidades mecânicas e síncrona, como anteriormente abordado. No entanto ressalta-se a constante de tempo do sistema de adução, que em algumas centrais podem envolver grandes comprimentos de tubulação. As operações do sistema de controle podem impor a estas estruturas esforços conhecidos como “golpe de aríete”. Estes esforços podem levar a estrutura ao colapso. No sentido de evitar tais ocorrências, aos sistemas de geração utiliza-se a fórmula de Michaud, como indicado a seguir, para se efetuar uma avaliação destes impactos.

$$\Delta H_a = \frac{0,2 \cdot \sum (L \cdot c_0)}{t_s} \quad (\text{eq. 1.43})$$

Onde:

ΔH_a – sobrepressão devida ao golpe de aríete

L – comprimento da tubulação do distribuidor da turbina e o nível mais próximo [m]

c_0 – velocidade da água na tubulação, antes da atuação do controle [m/s]

t_s – tempo necessário ao fechamento do distribuidor da turbina [s]

Em função desta sobrepressão, os componentes do sistema hidráulico como espessura das tubulações, diâmetros, etc.. podem ser devidamente especificados. No entanto, os limites de sobrepressão deverão ser garantidos pelo controle e operação do sistema de geração.

As turbinas hidráulicas podem ser de reação ou de ação. Nas turbinas de reação, o trabalho mecânico de rotação é obtido através da conversão tanto da energia dinâmica (cinética) do escoamento da água quanto da energia potencial (estática) acumuladas pelos

sistemas hidráulicos associados. Neste tipo de turbina podem ser incluídas as turbinas Francis e Kaplan. Sendo que estas podem ainda apresentar montagem tanto em eixo horizontal quanto vertical ou ainda em planos inclinados. Podem ainda apresentar um ou mais rotores. Finalmente podem ser classificadas de acordo com o tipo do tubo de sucção, que pode ser cônico reto ou cônico em cotovelo.

Já nas turbinas de ação, o trabalho mecânico de rotação é obtido através da conversão da energia dinâmica (cinética) do escoamento da água. Estas turbinas são conhecidas como Pelton. Podem apresentar eixo vertical ou horizontal, com um ou mais rotores. Podem também apresentar um ou mais injetores.

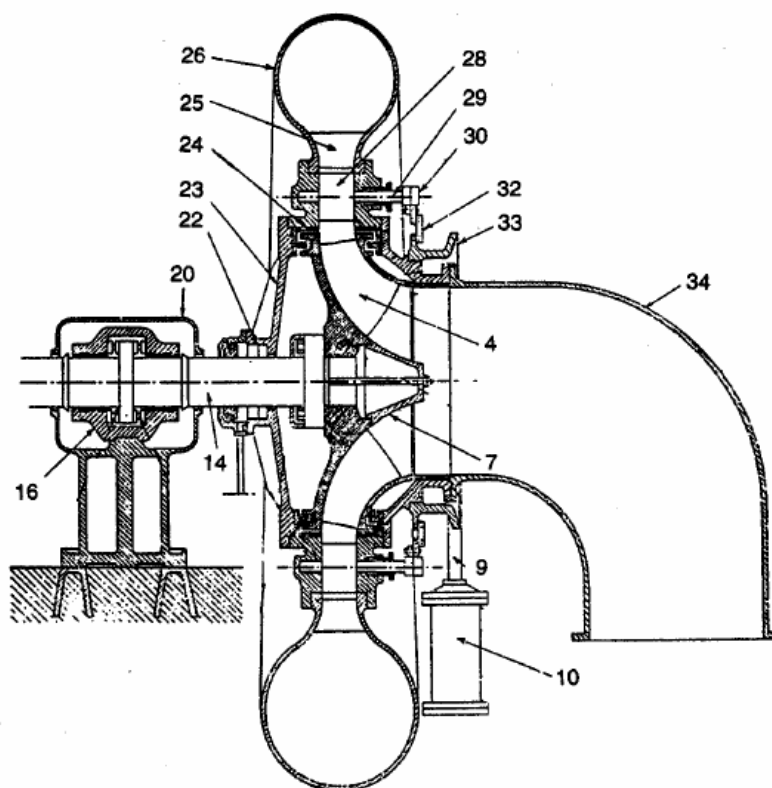


Figura 1.14.a: Turbina Francis vertical (adaptado de Centrais Hidro e Termelétricas, Souza, Z, Fucks, R, Santos, A. M.; Edgar Bücher; São Paulo; 1983)

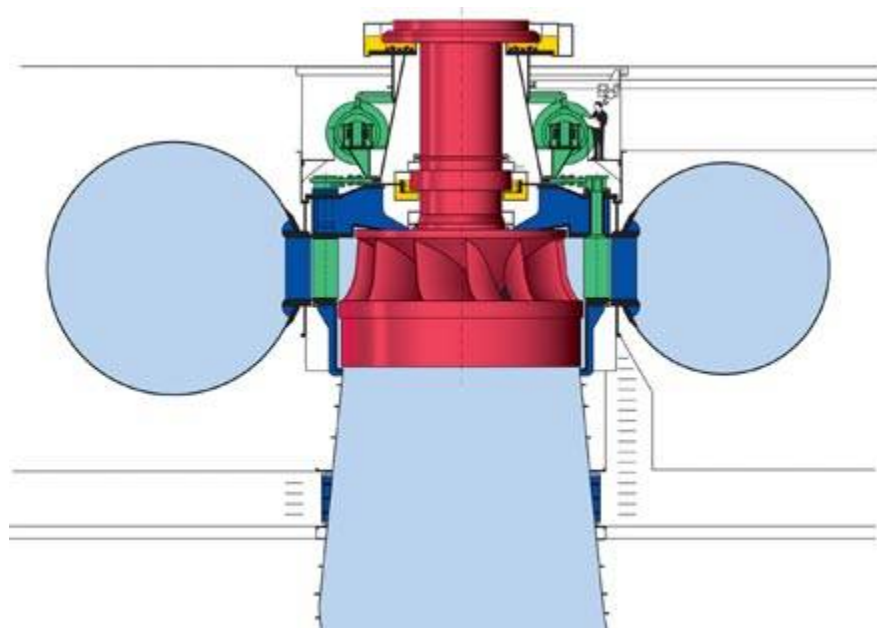


Figura 1.14.b: Turbina Francis horizontal (Adaptado do sítio “Wikipedia”)

Comparativo de Turbinas de velocidades específicas diferentes

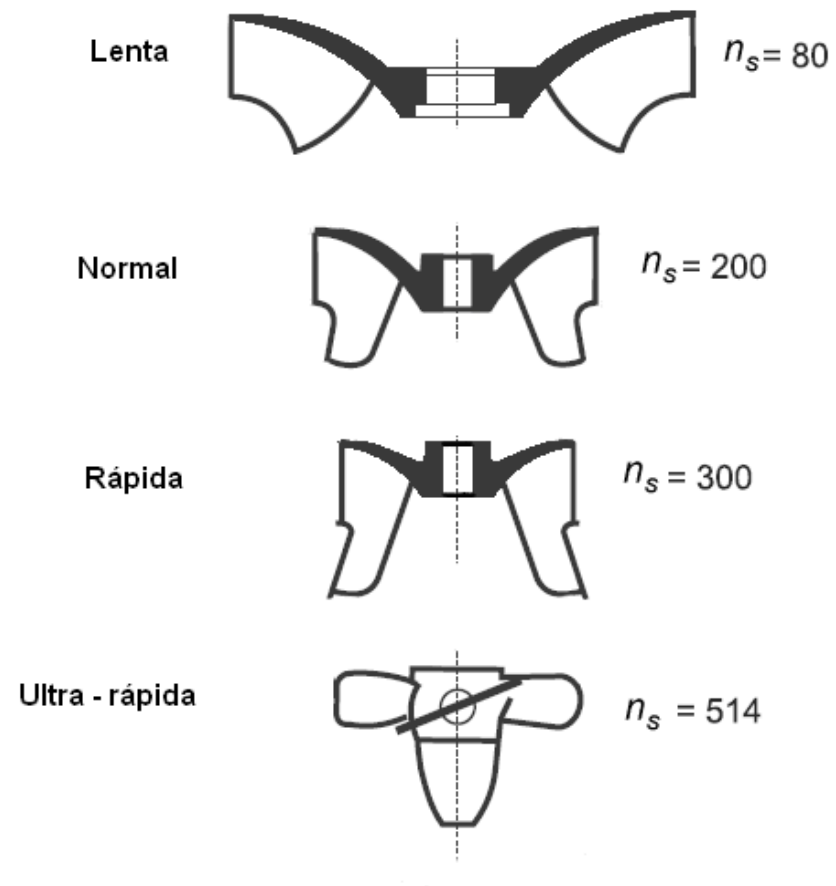


Figura 1.14.c: Comparativo de Turbinas de Francis (Adaptado do sítio “Wikipédia”)

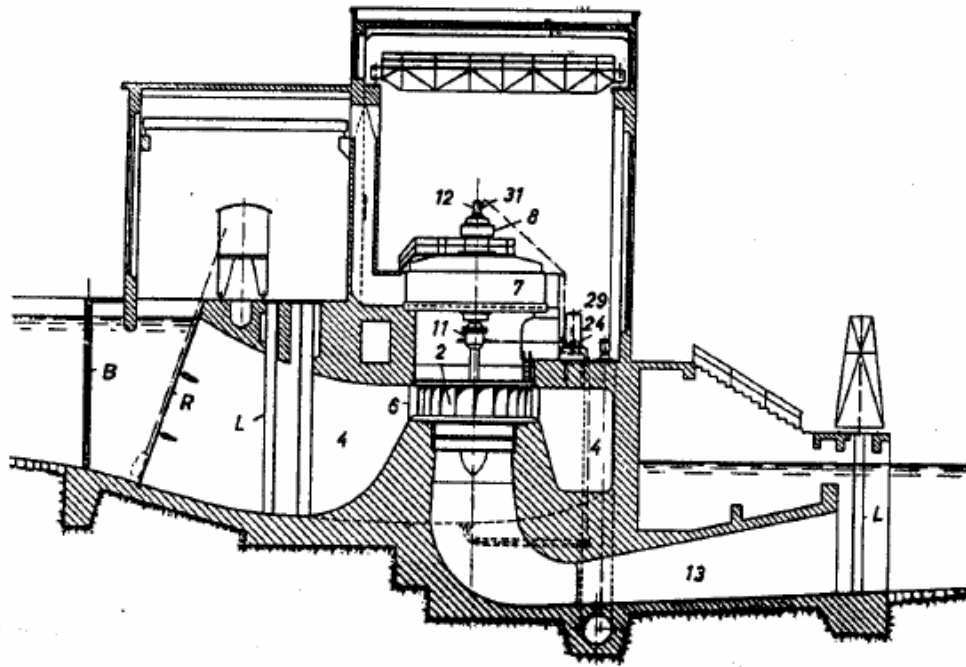


Figura 1.14.e: Turbina Kaplan (adaptado de Centrais Hidro e Termelétricas, Souza, Z, Fucks, R, Santos, A. M.;Edgar Bücher; São Paulo;1983)

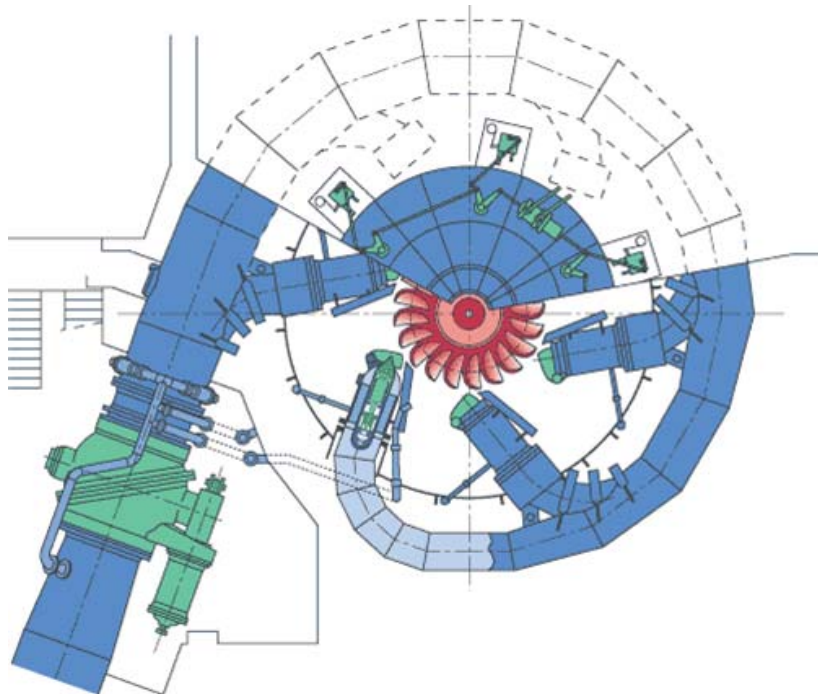


Figura 1.14.f: Turbina Pelton (Adaptado do sítio “Wikipédia”)

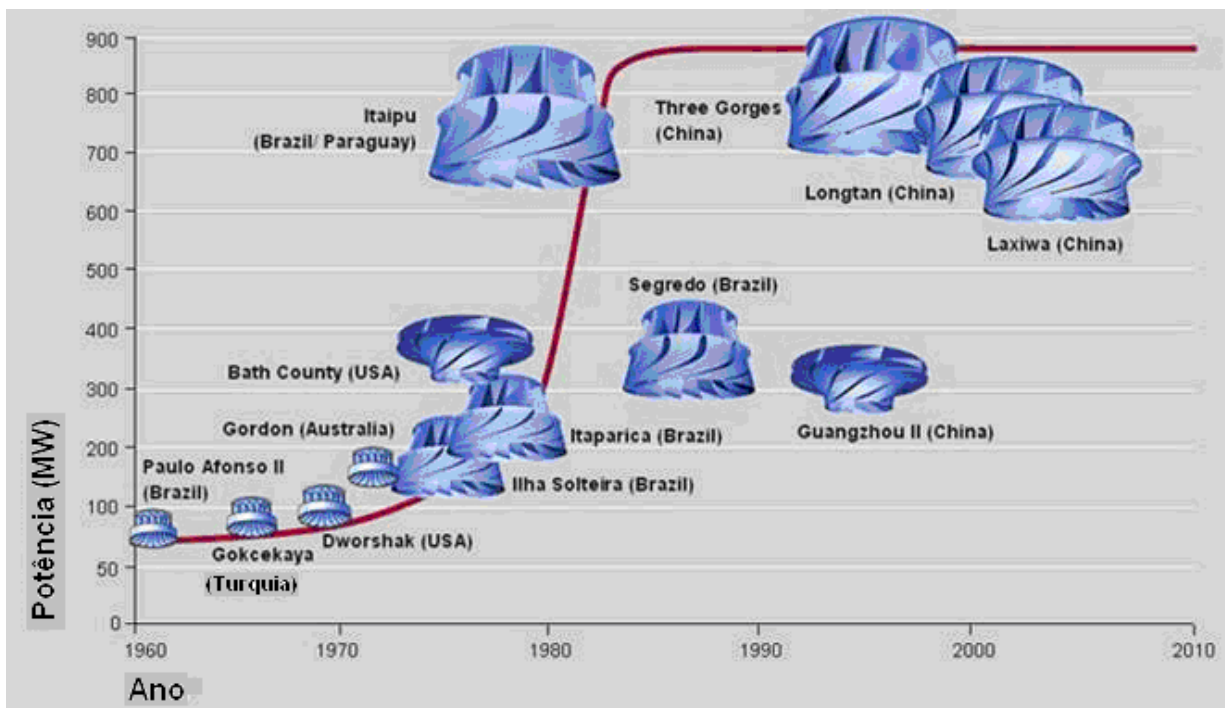


Figura 1.14.g: Comparativo de Turbinas Francis (Adaptado do sitio “Wikipedia”)

A escolha do tipo de turbina segue vários fatores, como a rotação específica, a cavitação, custos, sistemas de operação entre outros. A rotação específica é determinada em função da vazão Q em m^3/s , da altura de queda em m , da rotação síncrona em rps e do número de pares de pólos do gerador síncrono. Na equação 1.44 pode-se obter o valor da rotação específica n_{qa} . A rotação específica é representada por um valor adimensional.

$$n_{qa} = 10^3 \cdot n \cdot \frac{Q^{1/2}}{H^{3/4}} \text{ (eq. 1.44)}$$

Onde:

n_{qa} – rotação específica

n – rotação síncrona em [rps]

Q – vazão em [m^3/s]

H – altura de queda em [m]

Os valores de n_{qa} podem variar de 5 à 70, no caso de turbinas Pelton, de 30 à 450, no caso de turbinas Francis e de 350 à 1000 no caso de turbinas hélice ou Kaplan. As turbinas tipo hélice seguem a mesmas características, sendo a turbina Kaplan uma de seus sub-tipos, outras turbinas desta classe são as turbinas Dériaz, Propeler, Bulbo, Tubulares e Straflo. Para completar a escolha do tipo de turbina, recorre-se as informações de cavitação. Cavitação é um fenômeno que ocorre nos sistemas hidráulicos quando em determinados pontos deste a pressão de saturação do vapor da água é atingida. Nestes pontos há formação de vapor d'água. Estas “bolhas” de vapor podem ser arrastadas para regiões onde a pressão é maior, de modo que nestas, o vapor condensa-se abruptamente, e abrindo espaço para que a água próxima a estas regiões se movimente de modo a ocupar o espaço antes ocupado pela “bolha”. Este mecanismo pode provocar fortes choques da água com as paredes dos dutos, causando degradação, chamada erosão cavital. Para se evitar cavitação deve-se determinar a altura de sucção h_s , para quais se utiliza as seguintes equações:

$$h_s = 10 - 0,00122.H_L - \sigma_{\min}.H \quad (\text{eq. 1.45})$$

Onde:

h_s – altura máxima de sucção (entre o eixo da turbina e o nível de jusante)

H_L – altitude do nível de jusante em relação ao nível do mar

$\sigma_{\min}$ – coeficiente de Thoma

H – altitude disponível (entre montante e jusante)

Por sua vez o coeficiente de Thoma pode ser obtido para turbinas tipo Francis pela equação:

$$\sigma_{\min} = 25.10^{-3} \cdot (1 + 10^{-4}.n_{qa}^2) \quad (\text{eq. 1.46})$$

E no caso de turbinas tipo hélice pela equação:

$$\sigma_{\min} = 3,28.10^{-6}.n_{qa}^2 - 1,65.10^{-3}.n_{qa} + 0,549 \text{ (eq. 1.47)}$$

Alguns exemplos de centrais hidrelétricas que utilizam turbinas tipo Francis: Itaipú (PR), Tucuruí (TO), Água Vermelha (SP), Barra Grande (PR), reversível de Cacaíra (RJ), Corumbá III (previsão) (DF), Guaporé (MT), Ilha Solteira (SP), Nilo Peçanha (RJ), Paulo Afonso IV (BA/PE), entre outras. Exemplos de centrais com turbinas Kaplan: central de Ilha Grandre (PR), Jupiá (SP), Lajeado (TO), Porto Primavera (SP), Serra Quebrada (TO), Tupiratins (TO), entre outras. Exemplos de turbinas Pelton: Corrente e Corrente Montante (MG), Riachão e Sumidouro (MG), São Francisco e São Francisco Montante (MG), entre outras. Exemplos de centrais com turbinas tubulares: Roque de Souza Penafort (AP), Senador Manoel Valente Flexa (AP), entre outras.

Desta forma, pode-se escolher o tipo de turbina através das equações 1.44, 1.45 e 1.46. Uma vez escolhido o tipo de turbina deve-se efetuar o seu dimensionamento. Para se efetuar este dimensionamento, que depende do tipo de turbina escolhido pode-se efetuar um dimensionamento preliminar e em seguida refiná-lo ou pode-se recorrer a ferramentas como a curva colina, que fornece um perfil tridimensional de rendimentos em função da rotação e da vazão.

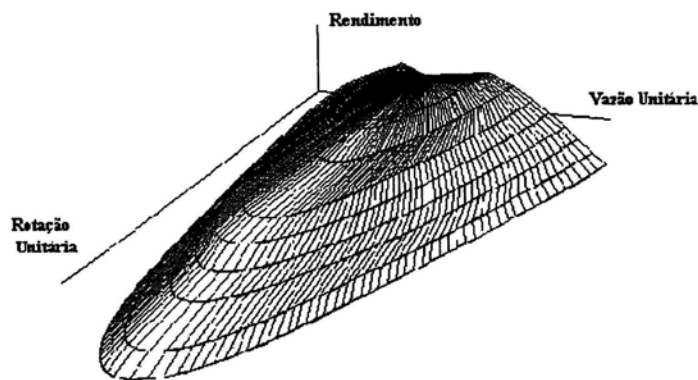


Figura 1.15.a: Curva colina tridimensional (adaptado de Saidel, M. A. Reis, A operação de Usinas Hidrelétricas em Rotação Ajustável)

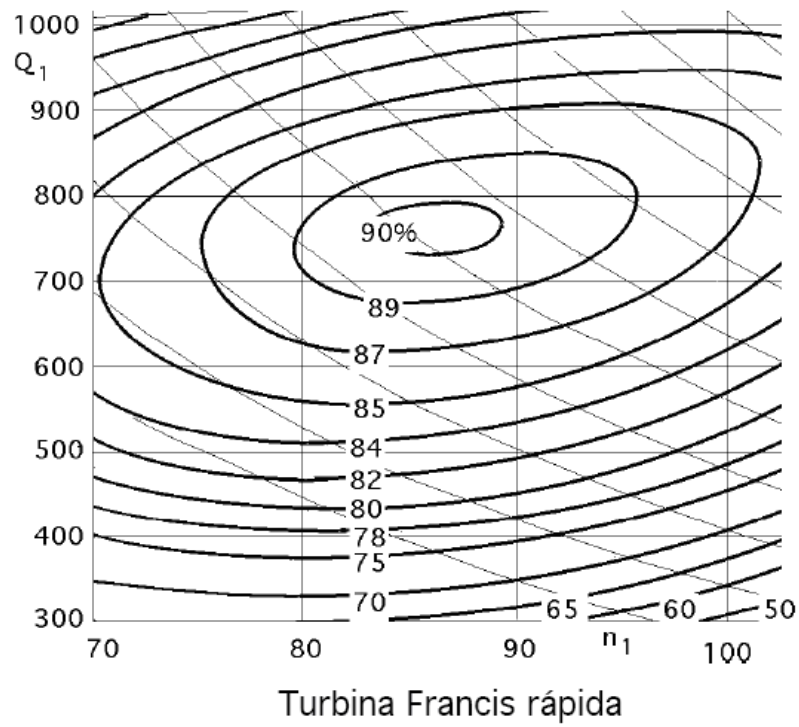


Figura 1.15.b: Plano de curva colina (adaptado do sítio “E.T.S. Ingenieros Industriales - U. C. L. M.; Mecánica dos Fluidos)

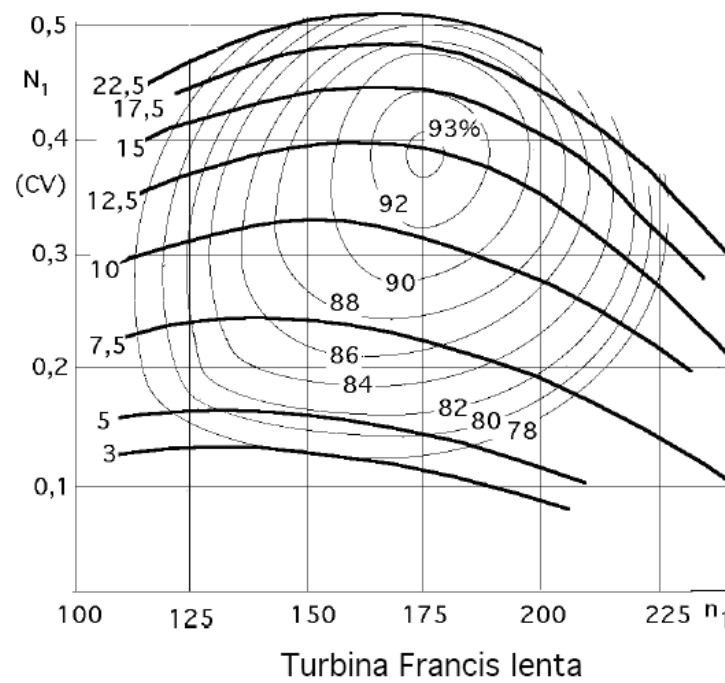


Figura 1.15.c: Plano de curva colina (adaptado do sitio “E.T.S. Ingenieros Industriales - U. C. L. M.; Mecánica dos Fluidos)

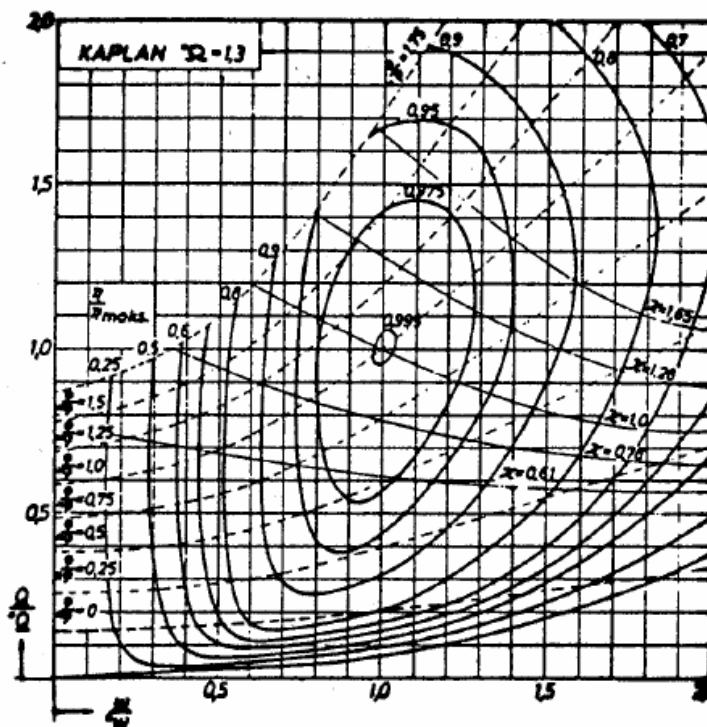


Figura 1.15.d: Plano de curva colina – turbina Kaplan (adaptado de Centrais Hidro e Termelétricas, Souza, Z, Fucks, et al.)

Observado uma curva colina típica como as exemplificadas na figura 1.15, pode-se notar que o ponto de máximo rendimento depende da rotação e da vazão. Pelas condições de projeto convencionais, a rotação deve ser fixa, uma vez que o sistema elétrico impõe esta condição. No gráfico esta condição pode ser representada pela intersecção de um plano paralelo ao plano definido pelo eixo de rendimentos e vazão. As projeções da curva colina neste plano definem assim os rendimentos para cada valor de vazão. É importante notar que para um dado valor de vazão pode existir um rendimento maior, situado fora do plano de rotação constante. Como a vazão de operação da central pode assumir diversos valores, o dimensionamento da turbina se dá de modo a otimizar o rendimento médio da turbina, para esta

dada variação. As curvas indicadas nas figuras 1.15.b, 1.15.c e 1.15.d são obtidas a partir de curvas semelhantes à 1.15.a. Porém deve-se ressaltar que certas regiões da curva 1.15.a são proibitivas em função dos demais componentes da central.

Os reservatórios tem a função de represar as águas do curso d'água de modo a permitir o armazenamento de energia hidráulica, além de permitir sua captação e desvio. Também tem a função de aumentar o desnível natural, fornecendo indiretamente condições de navegação, ou ainda proporcionar meios de regularização da vazão do rio, seguindo a política definida em projeto. As barragens podem ser à gravidade, como na figura 1.16.a, quando o equilíbrio hidrostático da barragem é efetuado pelo próprio peso de suas estruturas. Podem também ser barragens à arco, quando se utilizam de estruturas em arco, neste caso para haver equilíbrio hidrostático, as forças ficam distribuídas em ambas as margens e no fundo do rio. As estruturas em arco, como as das figuras 1.16.b e 1.16.c, tem custo inferior, no entanto demanda condições naturais muito especiais (canions em rocha). Pode-se também ter barragens à arco-gravidade, aproveitando as características de ambos os casos, em estrutura mista. As barragens à gravidade podem empregar pedras, concreto ciclópico e concreto armado em suas estruturas. O concreto ciclópico é obtido pela incorporação ao concreto de pedras, conhecidas como “pedras de mão” com granulação variável e peso médio igual a 5 kgf. Estas pedras não podem ser incorporadas durante produção do concreto, mas diretamente no momento de sua aplicação. As barragens à arco podem empregar concreto armado em suas estruturas, já as barragens à arco-gravidade são construídas em concreto ciclópico.

Toda barragem deve ser dotada também de um sistema de descarregamento de vazões excedentes, de modo a evitar que a capacidade do reservatório atinja valores críticos ou mesmo seja galgada. Os descarregadores ou vertedores podem ser de superfície ou de fundo sendo que em ambos os casos há necessidade de se incorporar meios de dissipação de energia hidráulica. Em vertedores de superfície é comum se usar perfis tipo “Creager” nas

estruturas com esta finalidade. Em descarregadores de fundo, onde o processo se dá por pressão, a vazão é controlada por comportas. Estas comportas devem existir mesmo no caso de estruturas com vertedores, neste caso para evitar assoreamento.

O ponto de tomada d'água, onde se inicia o desvio para posterior passagem pelo distribuidor das turbinas pode estar incorporado a barragem ou constituir uma estrutura à parte. Em qualquer caso, nestas deve-se utilizar grades de proteção, de modo a interceptar materiais em suspensão carregados pelo rio, evitando que estes atrapalhem o movimento das turbinas. Também junto a tomada d'água deve-se instalar comportas de modo a abrir ou fechar a admissão de água na tubulação.



Figura 1.16.a: Barragem à gravidade



Figura 1.16.b: Barragem à arco



Figura 1.16.c: Barragem à arco

A água é conduzida as turbinas através de tubulações especificamente dimensionadas para cada tipo aproveitamento. Em geral pode-se ter condutos ou canais de baixa pressão, como indicam a figura 1.17.b, onde as declividades são pequenas e a velocidade de escoamento também o são. Podem ser constituídas de galerias à céu aberto, canais, galerias através de rochas, etc.. Outro tipo de tubulação empregado são utilizadas quando se tem pressões crescentes de montante para jusante. São conhecidas como condutos forçados e só podem ser executadas em tubulação fechada, como ilustrado na figura 1.17.a. Podem estar embutidas na estrutura ou serem executadas a céu aberto. Em centrais de represamento, pode-se omitir os condutos de baixa pressão.



Figura 1.17.a: Conduto forçado



Figura 1.17.b: Canal

As câmaras de carga, como a ilustrada na figura 1.18, são utilizadas entre as tubulações de baixa e alta pressão, quando os condutos de baixa pressão se constituem de galerias a céu aberto. Possuem as funções de reduzir a intensidade de golpes de “aríete” refletidas pelo distribuidor da turbina através do conduto forçado, proporcionar volume de água de reserva capaz de atender a solicitações das turbinas, quando o sistema elétrico tem um aumento brusco de carga e finalmente de receber o excesso de água rejeitado pelas turbinas quando o sistema elétrico perde carga de forma abrupta. Nem sempre no entanto esta funções são executadas devido a limitações econômicas, nestes casos, deve-se instalar vertedores na câmara de carga de modo a escoar os excedentes. Estes componentes não são empregados em centrais de represamento.

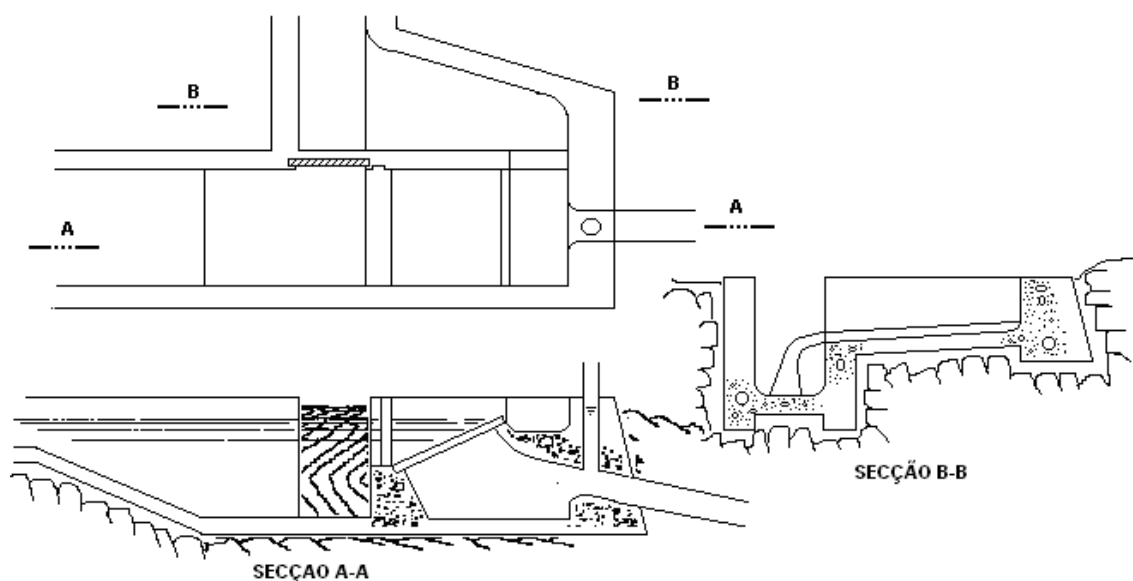


Figura 1.18: Câmara de carga

As chaminés de equilíbrio, mostradas na figura 1.19, são empregadas quando os condutos de baixa pressão são fechados e devem ser localizados o mais próximo possível da casa de máquinas. Se constituem de construções verticais, com formas variadas, onde o nível da água assume alturas dinâmicas, em função das oscilações de carga do sistema elétrico. A função das chaminés é justamente o amortecimento destas oscilações que podem ter períodos extremamente elevados. Estes componentes não são empregados em centrais de represamento.

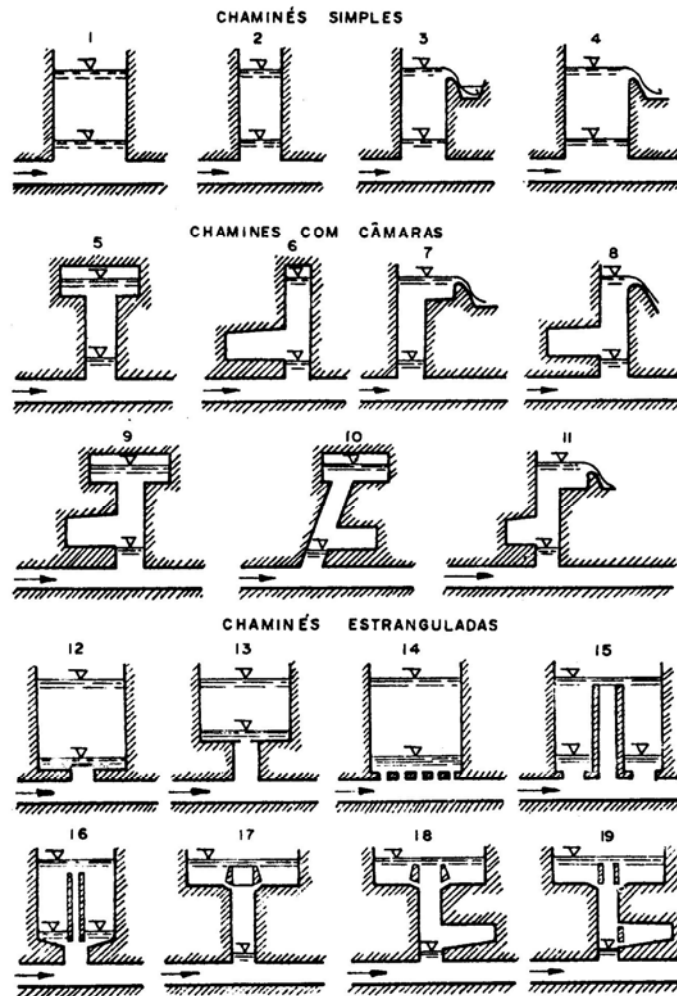


Figura 1.19: Chaminés de equilíbrio (adaptado de Centrais Hidro e Termelétricas, Zulcy de Souza, Rubens Fucks e Afonso M. Santos)

Centrais Reversíveis

As centrais hidráulicas reversíveis operam ainda com elementos de bombeamento de modo a reverter o fluxo, atuando como elemento regulador ou armazenador de energia para o sistema elétrico de potência. Sua principal vantagem está na maior flexibilidade operacional, bem como no planejamento da localização da central. Embora o sistema de bombeamento possa ser executado através de máquinas e tubulações independentes, atualmente, graças ao

recentes avanços tecnológicos, o conjunto de equipamentos usados na operação de geração podem ser empregados também na operação de bombeamento, diminuindo assim os custos de implantação.

Sistemas Térmicos

As centrais térmicas podem produzir energia a partir de fontes de energia químicas ou nucleares. No primeiro caso são denominadas centrais termoelétricas convencionais e no segundo caso centrais termoelétricas nucleares. Os combustíveis utilizados nas centrais convencionais são o petróleo e seus derivados, gás natural, gases provenientes da biomassa, como biodigestores, bagaço de cana, além de outros gases de origem mineral. Já as usinas nucleares utilizam como combustíveis elementos pesados como o urânio, o plutônio o tório entre outros. A energia é produzida por um processo de fissão, no qual se libera calor. Atualmente no Brasil, graças ao grande desenvolvimento na tecnologia de aproveitamento do ethanol, e o conseqüente desenvolvimento de equipamentos bicomcombustível, também passou a ser incentivada, de forma a proporcionar maior flexibilidade operativa as centrais termoelétricas, bem como aproveitar melhor o potencial energético do país. Algumas centrais à gás já tem planos de conversão para operação como centrais bicomcombustível, no entanto, estas adaptações tem altos custos de implantação e dependem de alteração de licença ambiental. Assim é de se esperar que novos empreendimento adotem a concepção bicomcombustível no futuro. O programa do governo federal, PROINFA, voltado ao uso de fontes alternativas de energia também colabora neste sentido. Muito embora este programa não tenha surtido os resultados previsto, principalmente no que diz respeito a energia eólica, cujo problema principal é a monopolização comercial dos geradores atualmente empregados (atualmente somente uma empresa multinacional fabrica estes equipamentos em território nacional), suas perspectivas são

excelentes. Ressaltando ainda que o panorama de uso de energia “limpa” no Brasil, em termos de energia elétrica é muito superior a média internacional.

As máquinas térmicas se baseiam na primeira e na segunda lei da termodinâmica, sendo que nestas, o rendimento máximo pode ser obtido através da expressão de rendimento de “Carnot”, nas seguintes formas:

$$\eta = \left(1 - \frac{T_l}{T_s}\right) \cdot 100 \quad (\text{eq. 1.48})$$

Onde:

η - Rendimento

T_l – Temperatura inferior do ciclo

T_s – Temperatura superior do ciclo

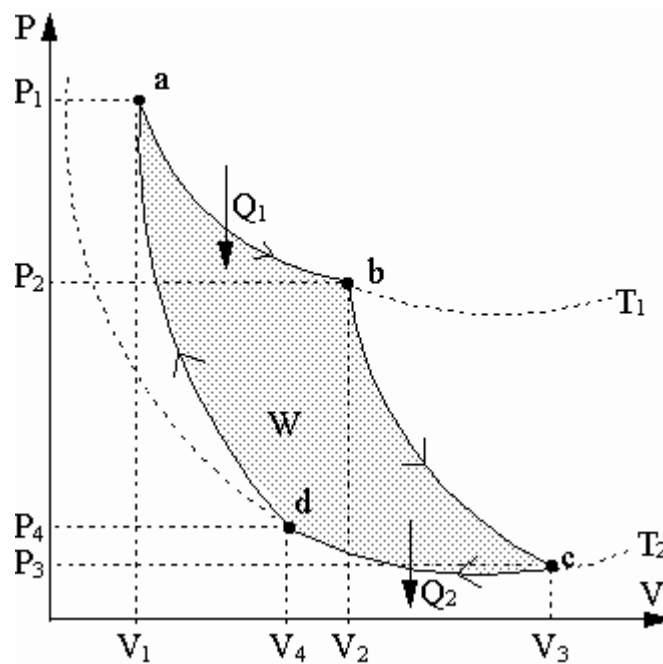


Figura 1.20: Ciclo termodinâmico de Carnot

Os rendimentos máximos teóricos (sem perdas) das centrais térmicas obtidos a partir da expressão de “Carnot” estão na faixa de 37 à 50% em ciclos com turbinas à vapor sem recuperação, na faixa de 45 à 54% em ciclos com turbinas à vapor com recuperação e na faixa de 42 à 47% em ciclos com turbinas à gás. Atualmente, com o desenvolvimento das turbinas à gás foi possível estabelecer centrais de operação com ciclos combinados, de modo a aumentar o rendimento global. Os ciclos combinados operam com um dos ciclos em altas temperaturas e com outro ciclo em temperaturas menores, chamados de ciclo superior e ciclo inferior respectivamente. Embora teoricamente seja possível se operar com combinações de fluídos como o vapor de mercúrio, fluídos orgânicos e amônia, os ciclos combinados geralmente utilizam o vapor d’água como fluído principal, devido ao seu domínio tecnológico e custos relativos a esta escolha. Os ciclos combinados podem apresentar eficiência de “Carnot” teórica (sem perdas) na faixa de 63 à 68%, o que representa uma grande vantagem em relação aos ciclos não combinados.

Centrais Diesel

As centrais diesel apresenta limitações de potência, girando em torno de 40 MW e apresentam custos de operação elevados, no entanto tem a vantagens no que se refere a localização que não está vinculada a fonte primária de energia, além de apresentar estruturas compactas de fácil operação e manutenção. Do ponto de vista do sistema interligado apresentam ainda como vantagem a rápida resposta dinâmica. As centrais diesel apresentam ainda alta eficiência térmica quando comparadas com outras centrais térmicas de tamanho equivalente. Em uma central diesel, a máquina térmica primária consiste de um motor a combustão de ciclo “Diesel”, conforme ilustrado na figura a seguir.

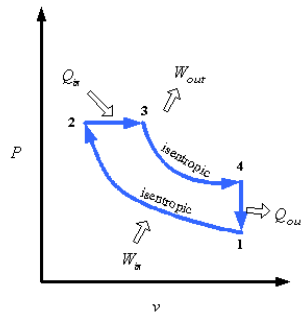


Figura 1.21: Ciclo termodinâmico Diesel

As centrais diesel são divididas em três categorias. A primeira categoria, ou classe A, consiste de centrais estacionárias para fornecimento com potência nominal em regime de fornecimento contínuo. A segunda categoria ou classe B, consiste de centrais estacionárias de reserva, para fornecimento de energia em períodos prolongados, de acordo com as necessidades adicionais de demanda de carga. Estas centrais também operam com valores nominais de potência. Finalmente a terceira categoria ou classe C, consiste de centrais diesel estacionárias para atendimento de emergência, fornecendo energia por intervalos de tempo relativamente curtos, com potência nominal de fornecimento.

As centrais diesel apresentam estrutura modular de montagem sendo compostas por turbogeradores, motor com subsistemas de partida, de injeção de combustível, de lubrificação, de refrigeração e de controle. Na estrutura de uma central diesel deve apresentar ainda estruturas de exaustão, abafador de ruídos, reservatórios para fluidos de refrigeração, fundação com sistemas de isolamento de vibrações, reservatórios de armazenamento de combustível, freios elétricos, transformador de acoplamento com o sistema interligado ou sistema de distribuição de energia, sistemas de ar comprimido para partida e mecanismos de manutenção, como guindastes, macacos, bem como espaço para desmontagem dos grupos geradores.

Os sistemas de refrigeração podem efetuar a dissipação de calor dos fluidos de refrigeração através de trocadores com circuito secundário à água ou a ar. O sistema de refrigeração a ar é empregado em máquinas de pequeno porte e consiste de um sistema de

radiadores, com ventiladores e dutos auxiliares. O sistema de refrigeração à água normalmente emprega um circuito de recirculação composto por torres de evaporação para dissipação do calor para atmosfera. Caso se disponha de um curso de água natural, próximo à central pode-se utilizar um circuito somente de circulação convencional. O sistemas de admissão de ar e exaustão proporcionam à máquina primária uma combustão limpa e um escape do ar com mínimo de perdas e de forma silenciosa.

O problema mais crítico das centrais diesel são as vibrações mecânicas geradas na máquina primária. Desta forma, nestas centrais, deve-se dar especial atenção ao dimensionamento da fundação da máquina primária, que deve estar completamente isolada da fundação das demais estruturas da central, contando ainda com isoladores de vibração como molas, coxins, etc... de modo a minimizar a transmissão de vibrações.



Figura 1.22: Central Diesel

Centrais à Vapor

Os aproveitamentos da energia provinda da biomassa, i. e., etanol, lenha, carvão, metanol, biogás, biodiesel, etc.. que também se constituem de recursos renováveis vem ganhando destaque no cenário nacional, principalmente em sistemas de co-geração. No entanto alguns aspectos deste tipo de energia dificultam o seu aproveitamento sistemático. O primeiro diz respeito a sua quantificação, uma vez que, este tipo de energia se encontra disperso, sendo utilizado pela população mais pobre diretamente como fonte de energia (sem transformação) de forma pouco eficiente. Outro fator diz respeito aos fatores ambientais, que erroneamente associam a exploração destes recursos para fins energéticos com problemas de desflorestamento e desertificação. O Brasil apresenta uma grande quantidade de recursos de biomassa disponível, principalmente no estado de São Paulo, através da cana-de-açúcar, onde os níveis de produção de energia de biomassa é comparável a produção de energia hidráulica.

O carvão, que também consiste de uma fonte não renovável de energia pode ser de origem vegetal ou de origem mineral. No entanto, somente o carvão mineral é utilizado na produção de eletricidade. No caso do carvão de origem mineral o Brasil conta com grandes reservas em potencial. Entre os combustíveis fósseis o carvão é o que apresenta maior abundância em termos de recursos (a nível mundial). Do ponto de vista social e ambiental, o carvão apresenta como inconvenientes fatores relacionados a mineração, pois, afetam os trabalhadores das mineradoras, bem como seus familiares, devido a poeira resultante da extração. Além deste inconveniente, também deve-se considerar a emissão de poluentes das centrais termoelétricas à carvão, que resultam na formação da chamada “chuva ácida”, afetando todos os ecossistemas associados através do aumento da acidez do solo e da água. Atualmente vários esforços tecnológicos tem procurado reverter estas barreiras. Apesar destas barreiras, esta fonte energética não pode ser descartada, pois como o petróleo apresenta facilidades referentes a localização, área necessária a implantação e benefícios ao sistema

interligado, acrescentando-se ainda a vantagem de se apresentar como recurso abundante, uma vez que as reservas mundiais podem suprir as necessidades de energia elétrica por mais de duzentos anos. No entanto o aproveitamento do carvão mineral ainda requer grandes desenvolvimentos no que se refere a limpeza ou purificação do carvão bem como meios mais eficientes de combustão de modo a diminuir os impactos ambientais citados.

Atualmente existem três opções de centrais termoeletricas à carvão. A central tipo PCC, isto é, carvão pulverizado, centrais tipo CFBC, isto é leito fluidizado com recirculação e centrais tipo IGCC, isto é, ciclo combinado com gaseificação integrada de carvão. Esta última ainda pouco empregada como central termoeletrica. Enquanto as centrais PCC operam com ciclos sub-críticos (167 BAR/ 538°C) e ciclos super-críticos (285 BAR/ 600°C), as centrais CFBC operam com ciclos super-críticos e as centrais IGCC em ciclos ultra-críticos (300 BAR/ 700°C). Os altos valores de pressão e temperatura só podem ser alcançados em instalações modernas com uso de ligas metálicas especiais nas estruturas. Graças aos avanços nesta área, os rendimentos destes tipos de centrais tem se elevado podendo alcançar até 53%. Na centrais PCC o carvão é moído, formando um pó fino, que é misturado com ar, e depois levado aos queimadores da caldeira. Na tecnologia CFBC, o carvão também passa por um processo de trituração, porém a queima é realizada sobre um leito que contém um material granular como por exemplo o calcário. Este leito fica em suspensão devido ao fluxo de ar proveniente do fundo da caldeira, o material é encaminhado para o topo da câmara de combustão, onde entra em circulação, pois é capturado e novamente inserido no fundo da caldeira. Já no processo IGCC, o carvão não é queimado diretamente. Neste caso o carvão é gaseificado sob condições de altas pressões e temperatura, com baixa concentração de oxigênio, produzindo assim um gás combustível. Este gás é então filtrado eliminando altos teores de enxofre, bem como particulado residual. A seguir este gás é utilizado diretamente em uma turbina à gás, de uma central com ciclo combinado, como combustível. Enquanto os ciclos PCC admitem rendimentos de até

46%, os ciclos CFBC podem operar na faixa de 30 à 40% e os ciclos IGCC na faixa de 45%. Porém a grande vantagem destes dois últimos está na emissão de poluentes, principalmente no caso dos ciclos IGCC.

Os ciclos a água podem ser de ciclo (circuito) aberto (com renovação de fluído) ou fechado (sem renovação de fluído). O ciclo aberto geralmente é empregado quando além da geração de energia elétrica, se faz necessária a produção de vapor. Uma instalação a vapor é basicamente composta de bomba, caldeira, turbina e condensador. A figura 1.23.a seguir ilustra em diagrama de blocos os principais componentes destas centrais. Na figura 1.23.b pode-se observar o ciclo termodinâmico Rankine, empregado nestas centrais. E finalmente na figura 1.23.c observa-se uma central de grande porte à carvão.

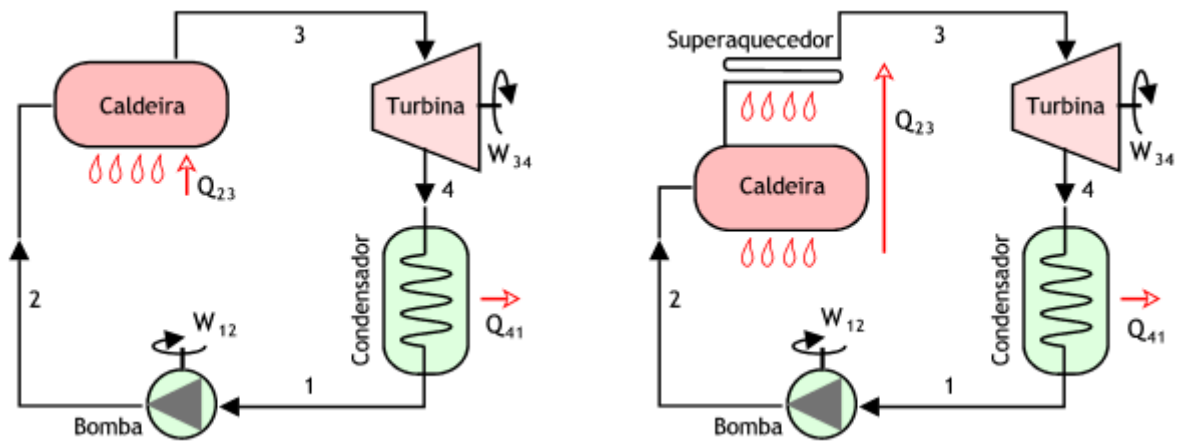


Figura 1.23.a: Fluxograma de central térmica à vapor (Rankine) (adaptado do sítio “MSPC informações técnicas”)

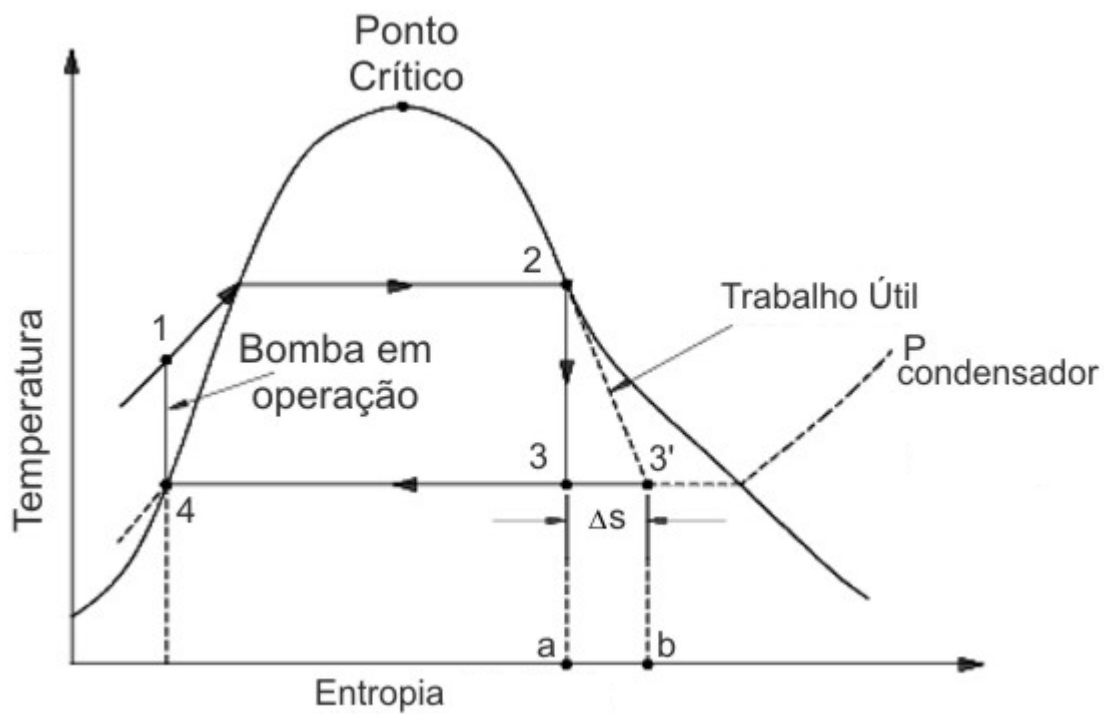


Figura 1.23.b: Ciclo Rankine (adaptado do sítio “Wikipedia”)



Figura 1.23.c: Central térmica à vapor de Matimba, África do Sul, 4000MW

Nas centrais a vapor são empregados geradores síncronos com características diferentes dos geradores de centrais hidroelétricas. Estas diferenças estão no número de pares

de pólos, muito menores nas centrais a vapor, e conseqüentemente na velocidade de rotação, que é bastante superior. Estes geradores são empregados turbogeradores.

As turbinas à vapor podem ser subdivididas em dois grandes grupos, as de ciclo fechado e as de ciclo aberto. As turbinas de ciclo aberto além de produzirem energia, tem a função de abaixar a pressão do vapor para sua utilização em processos industriais. Já nas turbinas de ciclo fechado, o vapor normalmente é condensado após a passagem pela turbina. As turbinas de ciclo aberto podem ainda ser subdivididas em turbinas de extração e de contrapressão.

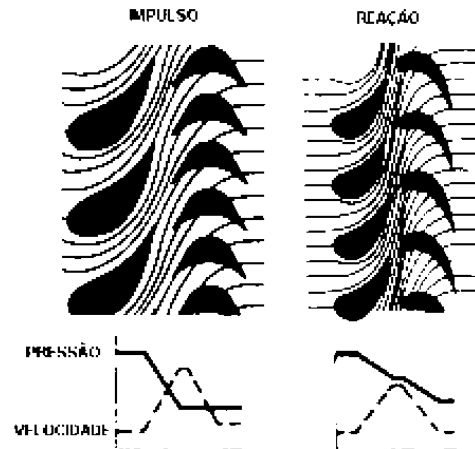


Figura 1.24: Turbinas à vapor de ação e reação

As turbinas à vapor transformam energia térmica potencial em energia mecânica. A energia térmica potencial consiste da diferença de entalpias do vapor presentes na entrada e na saída da turbina, chamada salto entálpico. Estas turbinas à vapor operam por ação ou reação. Um estágio de uma turbina à vapor é composto de por uma coroa de palhetas ou bocais (no estator) e uma coroa de palhetas móveis (no rotor), conforme ilustrado na figura a seguir. O princípio básico é a ação conjunta dos conjuntos de palhetas ou bocais do estator e palhetas móveis do rotor, que proporcionam a conversão do movimento do vapor em energia mecânica. Nas turbinas de ação ou impulso, o vapor se expande em palhetas fixas do estator, e a pressão de vapor resultante contribui para aceleração do próprio fluído, aumentando assim a energia

cinética que impulsiona o eixo através da ação do vapor sobre outro conjunto de palhetas móveis do rotor, sendo toda energia do salto entálpico convertida em energia cinética. Na turbina de reação, a expansão do vapor ocorre tanto em palhetas móveis quanto em palhetas fixas, sendo que somente parte da energia do salto entálpico é transformada em energia cinética. Em geral as turbinas à vapor comerciais utilizam processos combinados de ação e reação, dependendo ainda dos critérios usados na sua operação.

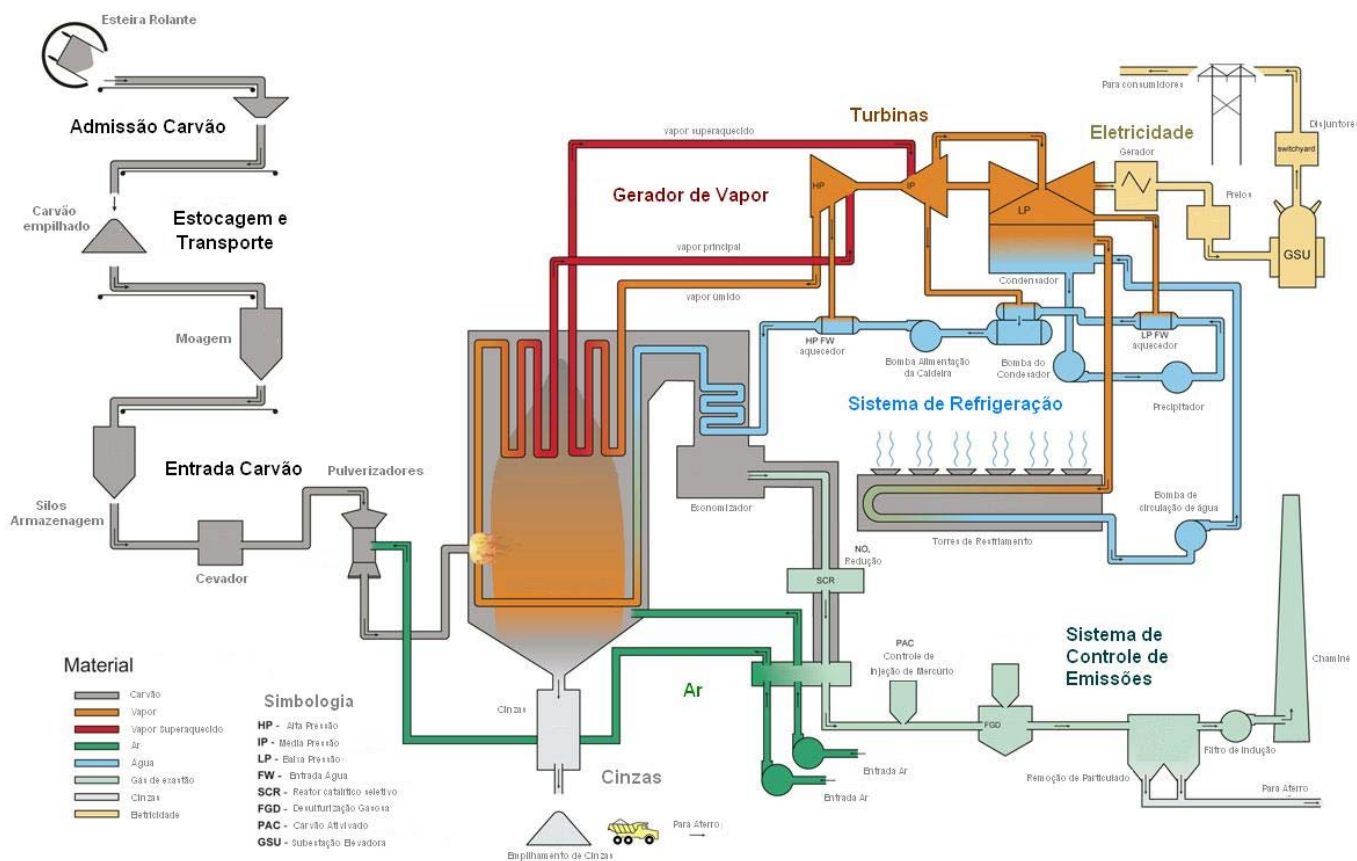


Figura 1.25: Fluxograma de central térmica (adaptado do sitio “Holcomb Station Expansion Project”)

Outra característica das turbinas à vapor diz respeito a execução do eixo rotórico, que pode ser radial ou axial. As turbinas radiais são empregadas com potências mais elevadas.

As caldeiras ou geradores de vapor tem por função produzir vapor d'água a partir da água presente no ciclo (se este for fechado) ou captada a parte, demandam desta forma energia para efetuar esta transformação. As caldeiras podem ser elétricas, a óleo combustível, a gás, combustível sólido, etc... Na caldeira, a energia proveniente do combustível adotado é transferida para o vapor d'água, aumentando sua entalpia. Os geradores de vapor podem ser do tipo flamotubulares ou do tipo aquatubulares. Nas caldeiras flamotubulares os gases resultantes da queima do combustível circulam em dutos, vaporizando a água que os circunda. Já nas caldeiras aquatubulares, a água é que circula em dutos, circundados pelos gases resultantes da queima do combustível, sendo vaporizada neste processo. As caldeiras industriais produzem o chamado vapor saturado, onde os níveis de temperatura e pressão são relativamente baixos, porém mais adequados a processos industriais de aquecimento.

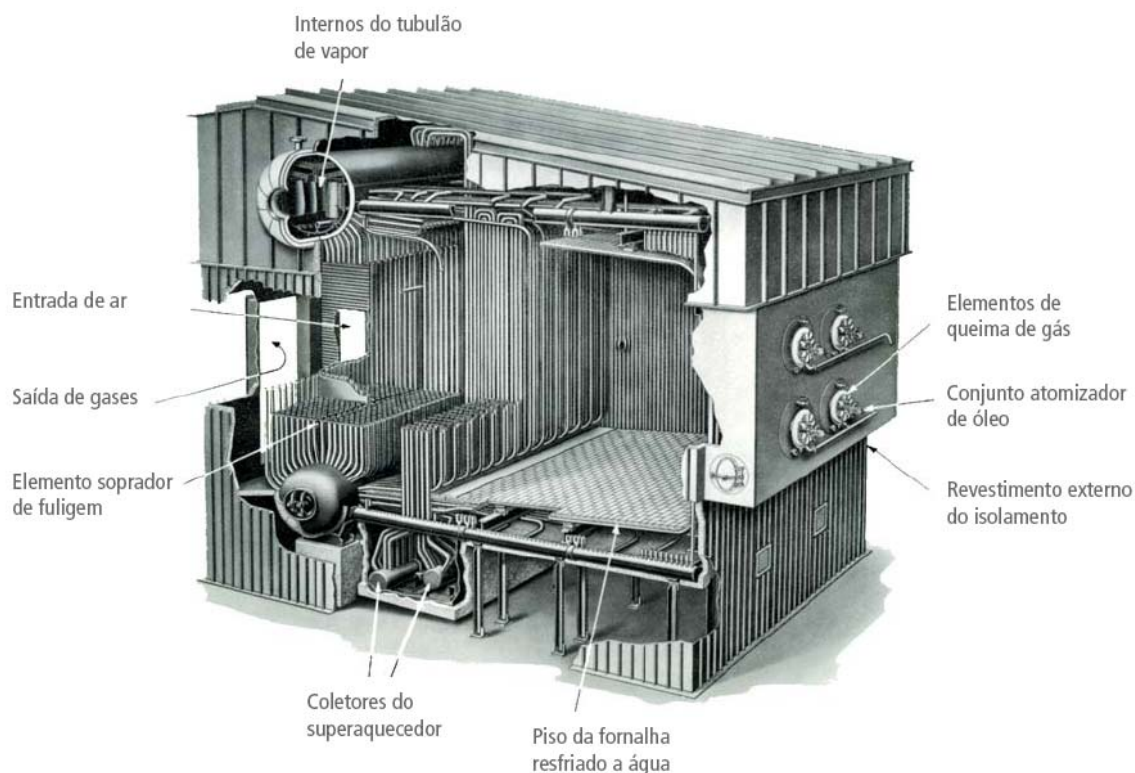


Figura 1.26: Caldeira ou gerador de vapor (adaptado de catálogo CONFAB)

No entanto, para fins de geração de energia elétrica, há necessidade de se elevar a temperatura e pressão do vapor. Assim nas centrais térmicas são empregados superaquecedores, que muitas vezes estão integrados as caldeiras. Estes equipamentos consistem de trocadores de calor, que transferem calor de um processo de combustão (normalmente o próprio processo da caldeira – quando integrado a esta) através de radiação e convecção, transformando o vapor saturado em vapor superaquecido, com níveis entálpicos superiores ao vapor saturado.

Após a passagem pela turbina, o fluído (água) pode se apresentar condensado ou não, dependendo do tipo e operação da turbina. Em muitos processos de co-geração, na saída da turbina tem-se novamente vapor saturado, que pode ser aproveitado em processos industriais de aquecimento. Porém, no caso de centrais termoelétricas, adotam-se processos de recuperação entálpica, de modo a aumentar o rendimento do ciclo.

Centrais Nucleares

O Brasil apresenta a sexta maior reserva mundial de urânio, principal combustível nuclear. No entanto o seu aproveitamento, como no caso do carvão mineral requer o processamento prévio do mineral, e em particular um processo conhecido como enriquecimento, cujos níveis estão associados ao domínio da tecnologia nuclear. No entanto, o aproveitamento como fonte de energia elétrica apresenta ainda sérios problemas referentes a impactos ambientais associados aos rejeitos nucleares produzidos, cuja eliminação é problemática, bem como fatores de ordem econômica, uma vez que demandam grandes recursos para sua implementação e operação. O Brasil conta com duas centrais termonucleares em operação, ANGRA I e ANGRA II, com capacidade média de 1965 MW.

O processo de fissão pode usar urânio natural ou enriquecido. O urânio natural, apresenta na constituição 99,2739% de urânio-238 (92 prótons e 146 nêutrons); 0,7205% de urânio-235 (92 prótons e 143 nêutrons) e 0,0056% de urânio-234 (92 prótons e 142 nêutrons). Já no urânio enriquecido, a porcentagem refere-se a quantidade de urânio-235, o mais susceptível a reação. Para uma bomba nuclear deve-se dispor de níveis de enriquecimento superiores à 90%.

No processo natural três isótopos de urânio são misturados. Devido a diferença de massas e a interação inter-molecular, esta mistura se torna instável pois um nêutron do urânio-235 se torna livre colidindo com o núcleo de outro átomo gerando assim uma reação em cadeia. A energia liberada é determinada através da equação de energia, isto é;

$$E = \Delta m.c^2 \quad (\text{eq. 1.49})$$

Onde:

E – Energia liberada

Δm – variação de massa

c – velocidade da luz

O processo de geração é semelhante a central à vapor, porém apresentam circuitos superpostos de fluídos, de modo a aumentar o rendimento do ciclo teórico, bem como aumentar os requisitos de segurança no que se refere a contaminação radioativa. Na central nuclear de Angra I, por exemplo, tem-se além dos componentes de uma central a vapor, um reator nuclear de ciclo indireto refrigerado e moderado com água leve pressurizada (PWR). Nesta central o combustível utilizado são pastilhas de óxido de urânio ligeiramente enriquecido (3%), envolvidas em tubos de zircalói. A potência térmica de Angra I é 1876MW. O turbogerador desta instalação tem velocidade de rotação de 1800 rpm e fornece uma potência máxima de 626MW. O condensador trabalha com água do mar em circuito aberto.

As centrais nucleares podem empregar sistemas com reatores com água pressurizada (PWR – “Pressurized Water Reactors” ou podem empregar sistemas com reatores com caldeiras à água (BWR – “Boiling Water Reactors”). A figura a seguir ilustra o esquema básico de cada um deste tipos.

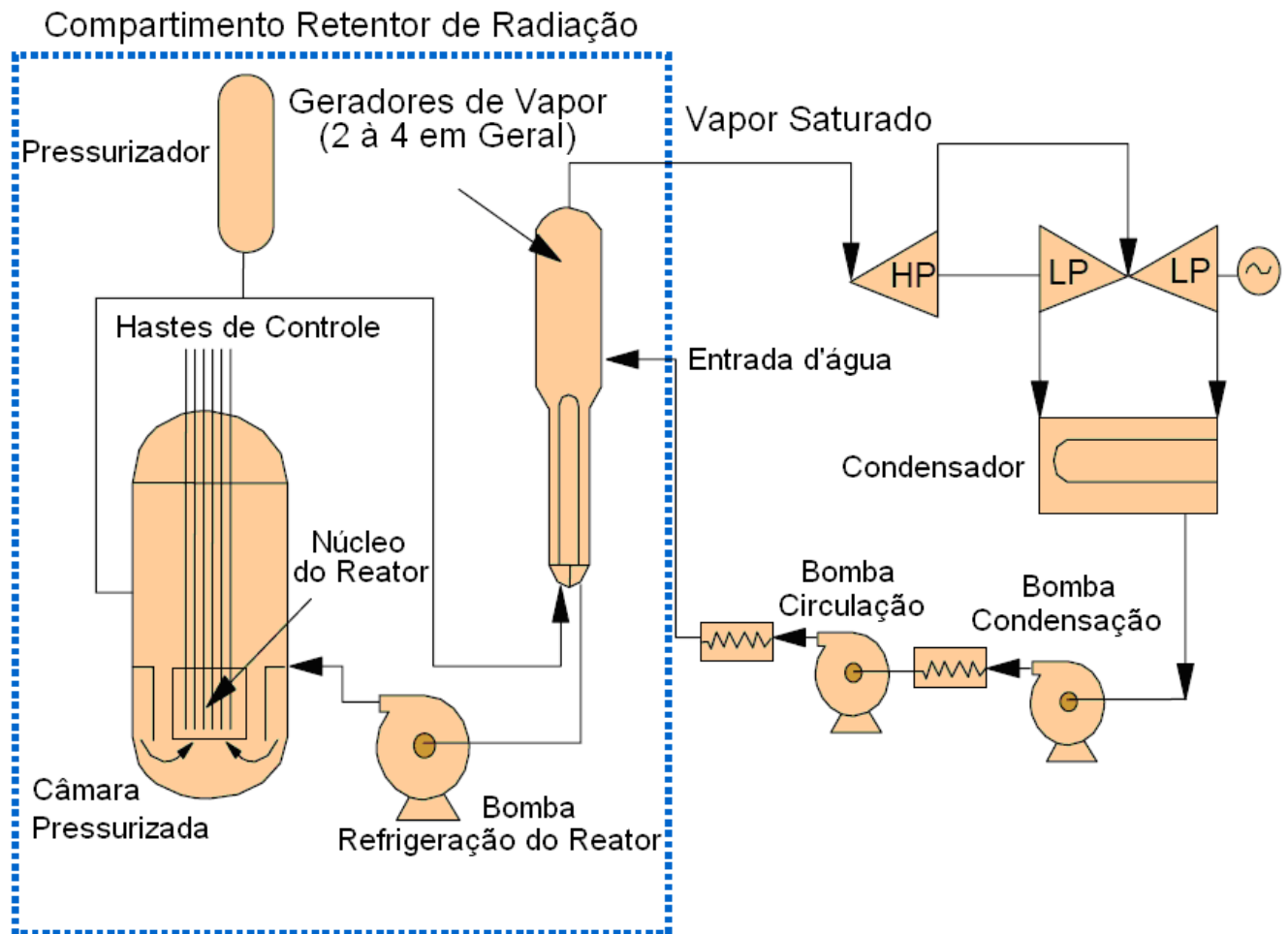


Figura 1.27.a: Esquema PWR (adaptado de Kansas State UniversityEnergy, Environmental Impacts and Sustainability, Intersession Course Workshop, Nuclear Energy, Dr. Lawrence F. Drbal)

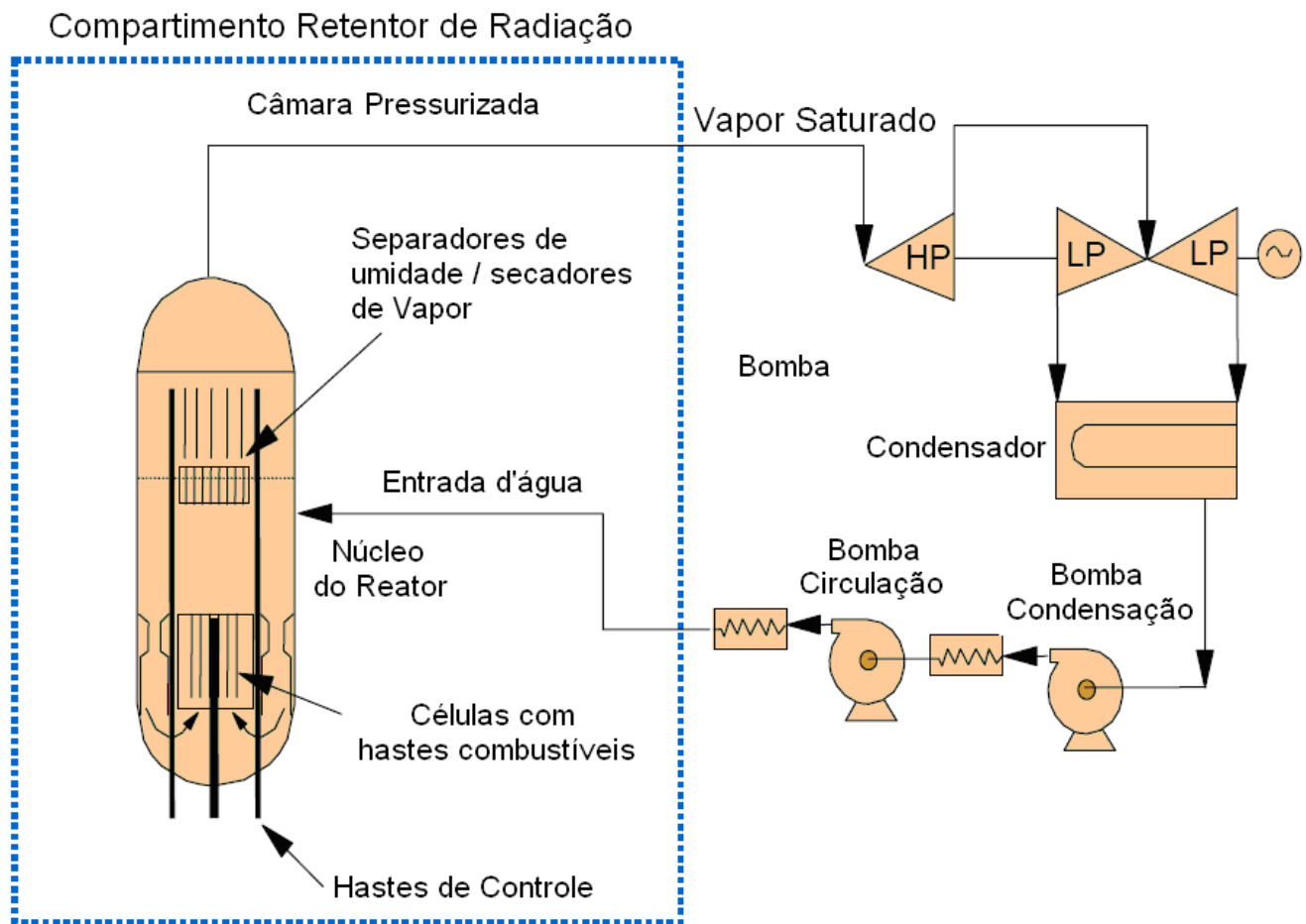


Figura 1.27.b: Esquema BWR (adaptado de Kansas State UniversityEnergy, Environmental Impacts and Sustainability, Intersession Course Workshop, Nuclear Energy, Dr. Lawrence F. Drbal)

A principal vantagem das centrais nucleares está no consumo de combustíveis. Como exemplo, a título comparativo, considere uma central térmica de 1000 MW cujo combustível utilizado seja por exemplo o carvão. Nesta tem-se um consumo anual de cerca 2000000 milhões de toneladas de carvão. Uma central de mesma potência á óleo combustível apresentaria um consumo anual de 1960000000 galões de óleo. Uma central de mesma potência, porém com tecnologia nuclear consumiria cerca de 30 milhões de toneladas de urânio, ou alternativamente, 600 mil toneladas de tritium e hidrogênio.

Técnicas modernas possibilitam o uso de projetos de reatores avançados (ABWR – “Advanced Boiling Water Reactors”), com sistemas de segurança ativos adicionais de modo a diminuir a probabilidade de acidentes, ou ainda sistemas de segurança passivos com sistemas de isolamento do reator em situações de acidentes nucleares. Nestes últimos utilizam-se técnicas modernas também permitem projetos de reatores mais econômicos (ESBWR – “Economic Simplified Boiling Water Reactor”). No que se refere a sistemas pressurizados pode-se citar os reatores com tecnologia européia (EPR – “Areva European Pressurized Reactor”), com tecnologia Westinghouse (AP – “Advanced Passive”). Muitas outras tecnologias podem ainda ser citadas como a AGR (“Advanced Gás Reactor”), ATR (“Advanced Thermal Reactor”), FBR (“Fast Breeder Reactor”), GLWR (“Graphite Light Water Reactor”), HTGR (“High Temperature Graphite Reactor”), HTR (“High temperature Reactor”), HWBLWR (“Heavy Water Boiling Light Water Reactor”), HWGCR (“Heavy Water Gás Cooled Reactor”), HWLWR (“Heavy Water Light Water Reactor”), LMR (“Liquid Metal Reactor”), LWBR (“Light Water Breeder Reactor”) e LWCHWR (“Light Water Coolant Heavy Water Reactor”). Estas tecnologias alcançaram níveis satisfatórios, graças a experiência adquirida ao longo de mais de 80 anos de desenvolvimento da tecnologia nuclear. Os reatores modernos apresentam atualmente um período de vida útil de até 60 anos de operação. No entanto esta tecnologia não é totalmente dominada no Brasil, ficando restrita aos países do primeiro mundo. No entanto, mesmo nestes países, permanece ainda sem solução definitiva o problema dos resíduos nucleares. Outra desvantagem se refere as vulnerabilidades que estas instalações apresentam à ataques terroristas. Na figura 28 a seguir ilustram-se alguns dos esquemas básicos destas tecnologias.

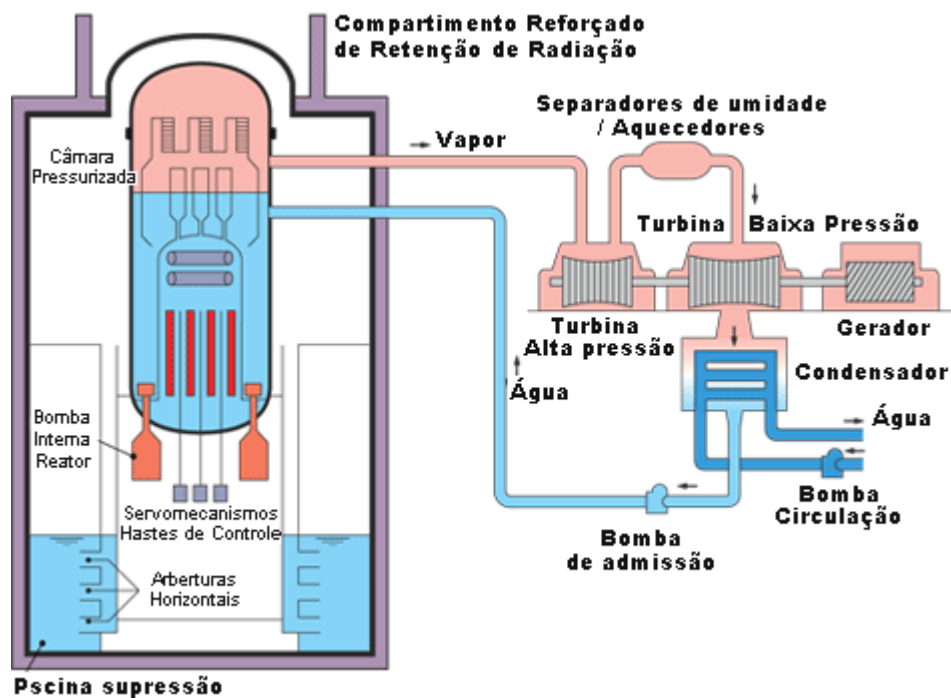


Figura 1.28.a: Esquema ABWR (adaptado do sitio “Tokyo Electric Power Company”)

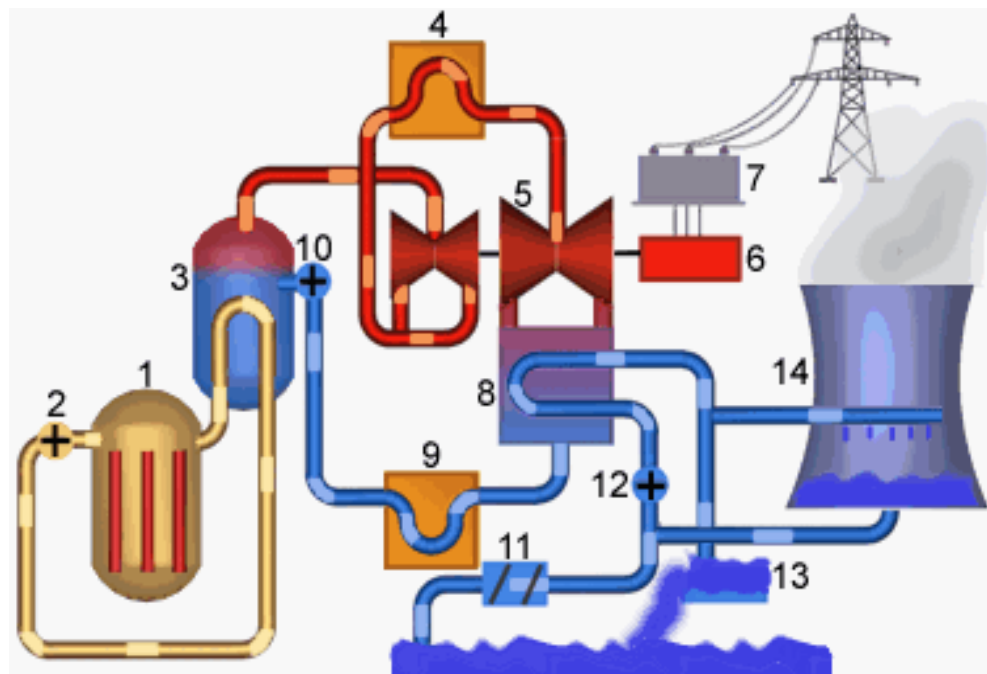


Figura 1.28.b: Central nuclear EPR (adaptado do sitio “Areva NP”)

Nesta figura 1.28.b, a numeração corresponde a:

- 1-Reator
- 2-Bombas de Refrigeração do Reator
- 3-Gerador de Vapor
- 4-Reaquecedor
- 5-Turbinas
- 6-Geradores
- 7-Subestação
- 8-Condensador
- 9-Sistema reaquecedor
- 10-Bomba de condensação
- 11,13-Sistema de refrigeração à água
- 12-Bombas de refrigeração
- 14-Torre de refrigeração

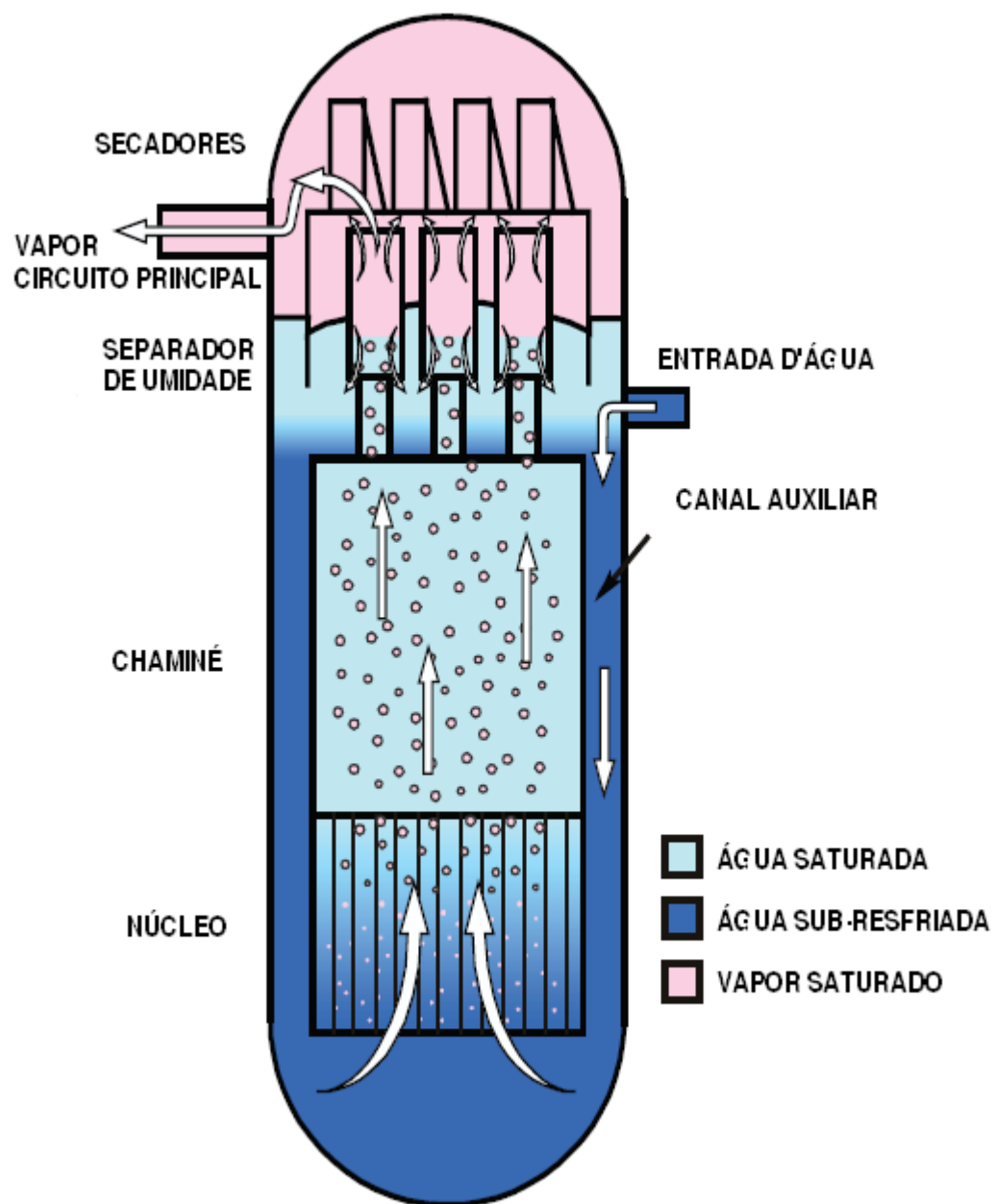


Figura 1.28.c: Reator ESBWR (adaptado de “fact sheet – GE Energy Natural Circulation in ESBWR)

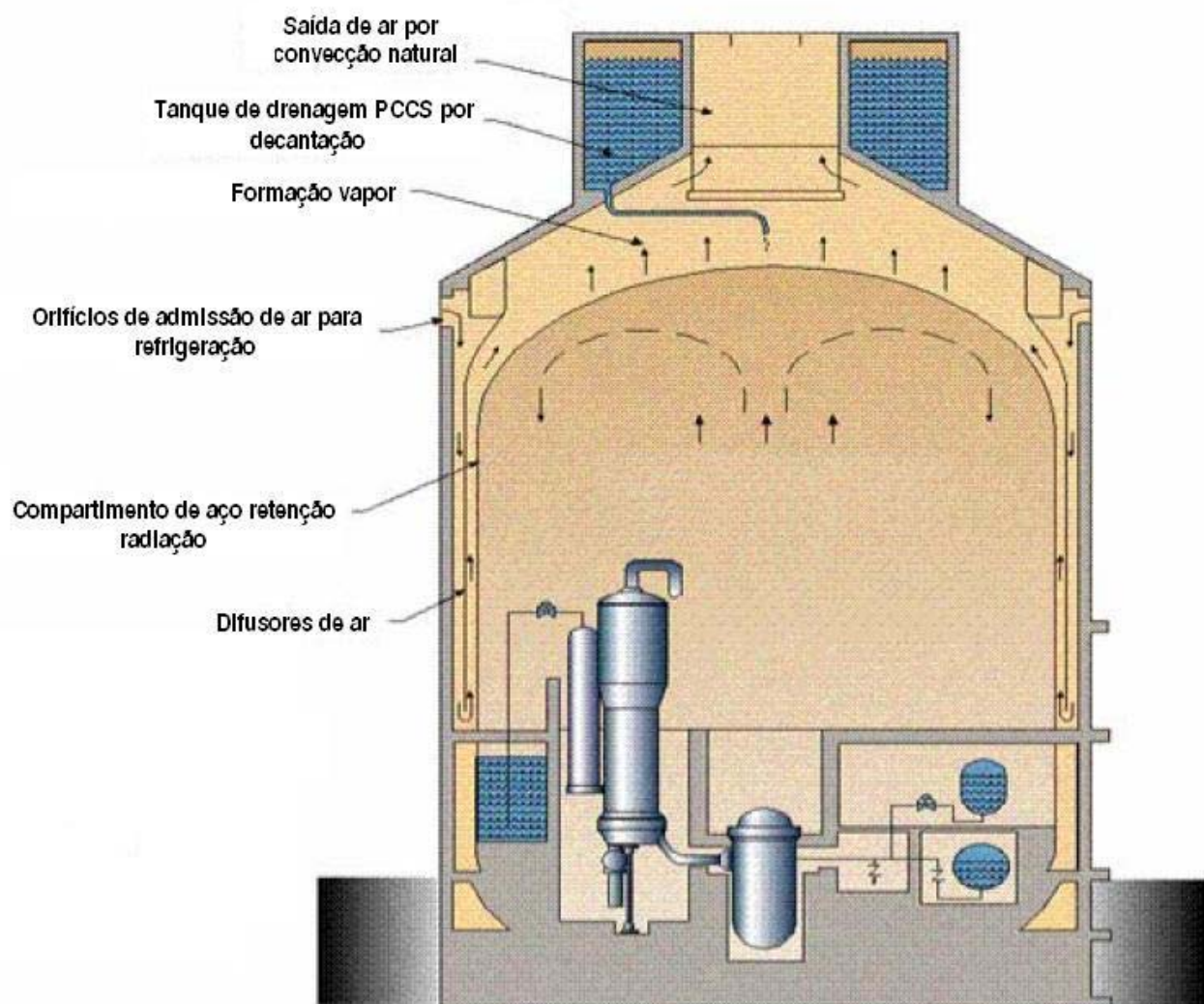


Figura 1.28.d: Reator AP (adaptado de Kansas State UniversityEnergy, Environmental Impacts and Sustainability, Intersession Course Workshop, Nuclear Energy, Dr. Lawrence F. Drbal)

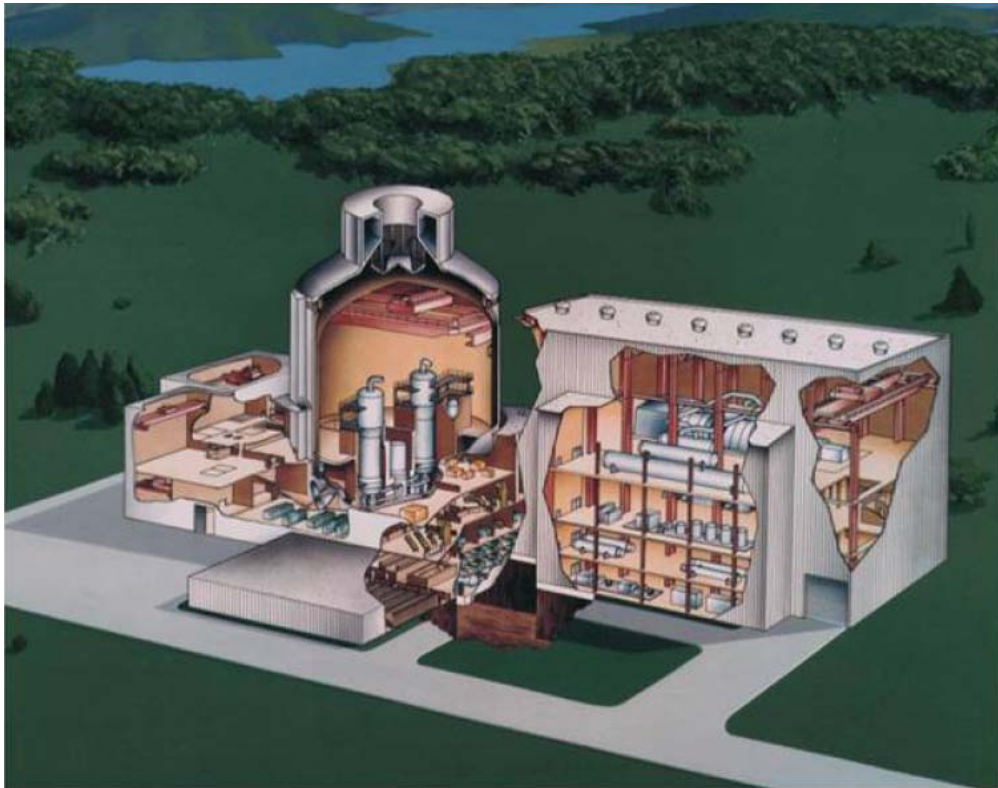


Figura 1.28.e: Central nuclear AP1000 (adaptado de Kansas State UniversityEnergy, Environmental Impacts and Sustainability, Intersession Course Workshop, Nuclear Energy, Dr. Lawrence F. Drbal)

Centrais com Turbinas á Gás

O gás natural, que também é uma fonte não renovável de energia tem níveis baixos de reservas na américa latina, no entanto, na última década tem se apresentado como competitiva face a construção do gasoduto Brasil-Bolívia e as regulamentações governamentais de incentivo a novos empreendimentos de aproveitamento energético. Do ponto de vista ambiental apresenta como vantagem a baixa emissão de poluentes quando comparada com outras centrais termoelétricas..Porém demandam grandes volumes de água necessárias em processos de resfriamento. O desenvolvimento recente de turbinas á gás também tem contribuído para a

crescente ênfase que o gás natural tem alcançado. No Brasil haviam até 2003 56 centrais termoelétricas à gás, com potência instalada de 5581 MW, muitas delas em esquemas de co-geração. Também há forte incentivo do governo Brasileiro no que diz respeito a instalações bicom bustíveis, aproveitando não somente o fornecimento de gás como também a queima de óleo mineral, de modo a aumentar a flexibilidade operativa e a diversificação de fontes geradoras, conforme diretrizes do programa PROINFA.

Embora o desenvolvimento de turbinas a gás remonte à mais de 150 anos atrás, somente agora, se tornou viável a sua aplicação. Este cenário só foi possível graças ao desenvolvimento de materiais termicamente resistentes para operação em temperaturas superiores a 500°C e ao desenvolvimento de tecnologias ligadas a aeronáutica, como consequência do desenvolvimento de turbinas a jato para aeronaves. Atualmente este tipo de central vem ganhando espaço devido a incentivos governamentais e disponibilidade de recursos naturais como o gás natural.

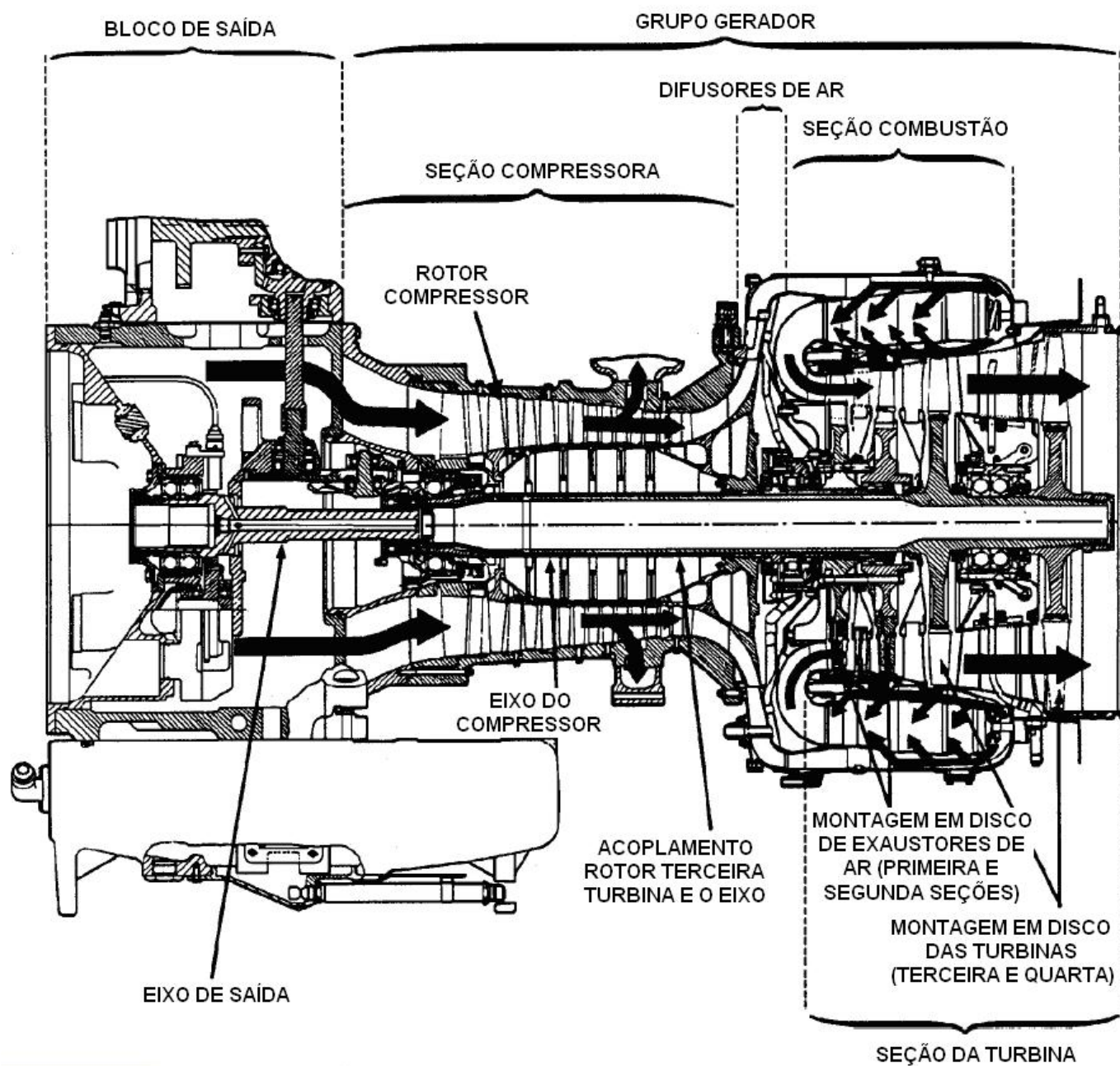


Figura 1.29.a: Turbina à gás (adaptado de "Combined-Cycle Gás & Steam Turbine Power

Plants; Kehlhofer, R.; PennWell, Tulsa; Oklahoma;1997")

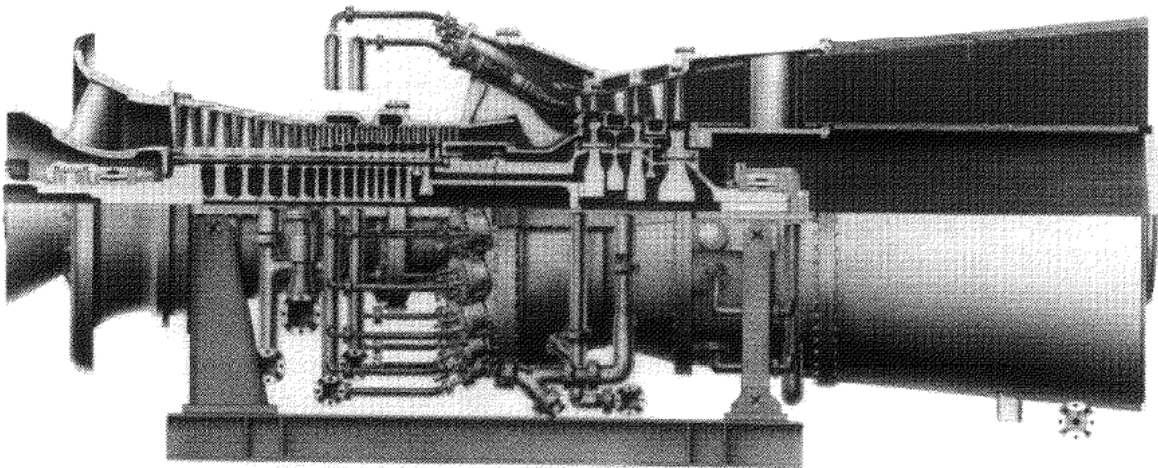


Figura 1.29.b: Turbina à gás (adaptado de “Combined-Cycle Gás & Steam Turbine Power Plants; Kehlhofer, R.; PennWell, Tulsa; Oklahoma;1997”)

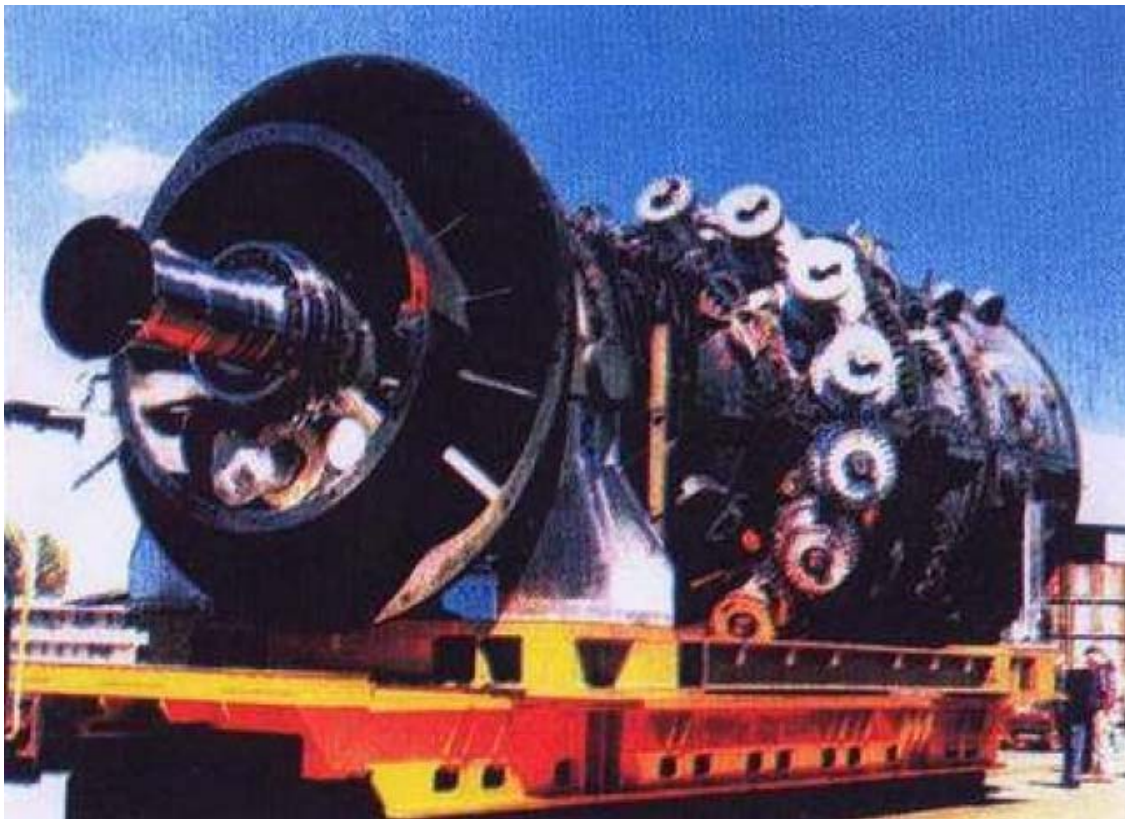


Figura 1.29.c: Turbina à gás

950 à 1150°C, com vazões na faixa de 30 à 500 Kg/s, potências na faixa de 1 à 150 MW, com rendimentos na faixa de 28 à 35%. Contudo, em uma comparação das turbinas estacionárias à gás com turbinas à jato, observa-se que estas últimas, o fator limitante é a dimensão física da turbina, enquanto nas turbinas estacionárias à gás, que demandam operação satisfatória em longos períodos, o fator limitante é o custo. Devido a este fato, as turbinas à jato, tem obtido desenvolvimento mais rápido, no que se refere a operação com maiores densidades de potência e temperaturas internas que as turbinas estacionárias à gás. As turbinas à gás podem ser classificadas em três categorias, as turbinas industriais à gás com tecnologia derivada de turbinas à vapor, as turbinas industriais à gás com tecnologia das turbinas à jato e turbinas à jato. As turbinas industriais à gás foram inicialmente desenvolvidas a partir da tecnologia das turbinas à vapor, para serem empregadas em instalações de ciclo único, porém devido aos custos dos combustíveis, esta alternativa não se mostrou viável. As turbinas à jato apresentam dois eixos, com velocidades variáveis. Este sistema apresenta como vantagem o baixo consumo de ar em rotações baixas, adequado a aplicações de aeronáutica, porém, na operação como gerador, apresenta como desvantagem a inexistência de compressores para promover a frenagem da turbina. Desta forma, as turbinas à gás de dois eixos são usadas normalmente como compressores ou bombas. Desta forma, as turbinas à gás empregadas como unidades geradores apresentam apenas um eixo de rotação. A operação com altas temperaturas que as turbinas à gás atualmente operam contribuem positivamente sobre a continuidade de serviço das instalações à gás, contribuindo assim para melhorar a confiabilidade destes sistemas, que hoje estão nos mesmos níveis das centrais à vapor.

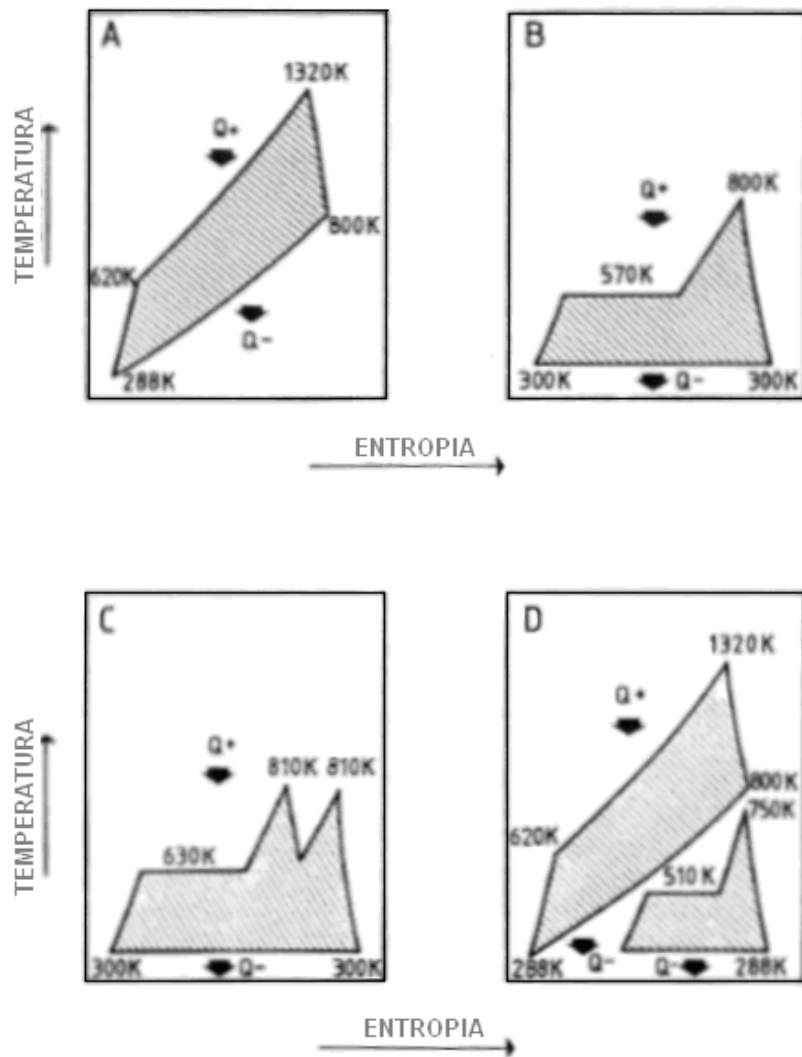


Figura 1.30.a: Ciclos termodinâmicos superior e inferior, com e sem recuperação



Figura 1.30.b: Central de ciclo combinado 664MW Doswell, Virgínia, EUA

Outro ponto que requer grande atenção se refere a sujeira produzida no compressor e na turbina à gás. No compressor, a sujeira ocorre devido a operação em ciclo aberto, expelindo massas de ar que jamais poderão ser totalmente limpas. Na turbina à gás, a sujeira somente ocorre caso se utilizem combustíveis “sujos” como óleo cru e óleo reciclado. No intuito de minimizar os problemas de poluição do compressor, geralmente se utilizam sistemas de filtros sobredimensionados de dois estágios ou com sistema auto-limpante pulsado, sendo este último mais indicado para climas secos. A sujeira produzida no compressor prejudica a eficiência da central à gás, pois causam aumento das perdas na potência de saída. Estas perdas são menores em centrais de ciclo combinado, pois as perdas do ciclo à gás podem ser reaproveitadas no ciclo à vapor. Mesmo com filtros sobredimensionados em centrais de ciclo combinado, espera-se que a cada período de 1000 à 2000 horas com combustíveis “limpos”, ocorram perdas da ordem de 3 à 6% na potência de saída, e conseqüentemente uma redução de 2 à 3% no rendimento da central. Um sistema de limpeza por lavagem é sempre mais

eficiente que o sistema de limpeza a seco, contudo requer que a central fique fora de operação, no mínimo 24 horas. Na turbina à gás, a presença de sujeira também causam perdas na potência de saída e no rendimento. Para operação com óleos pesados ou óleo cru, no mesmo intervalo de 1000 à 2000 horas, as perdas ficam na faixa de 5 à 10% na potência de saída e 3 à 5% no rendimento da central de ciclo combinado. Uma limpeza por lavagem pode eliminar entre 50 à 80% destas perdas. A lavagem das turbinas deve se processar em baixas velocidades de rotação. Porém, na turbina à gás deve-se levar em conta ainda problemas de corrosão devido a sujeira, problema que até recentemente se consistia na maior causa de falhas nas centrais à gás. As turbinas à gás são afetadas principalmente por cinzas provenientes de combustíveis secos e aditivos usados para se evitar corrosão em altas temperaturas. Contudo, atualmente estes problemas foram praticamente solucionados graças ao desenvolvimento de novos materiais para revestimento superficial.

Nas centrais de ciclo combinado, as turbinas à vapor utilizadas, diferem ligeiramente das turbinas à vapor dos ciclos térmicos convencionais citadas. Estas turbinas à vapor devem apresentar altos índices de rendimento e intervalos de tempo de partida reduzidos. As turbinas à vapor empregadas em centrais térmicas convencionais operam com pressões da ordem de 140 à 250 Bar, com temperaturas na faixa de 520 à 540 °C, enquanto as turbinas à vapor empregadas em centrais de ciclo combinado operam na faixa de 30 à 80 Bar e temperaturas na faixa de 450 à 520 °C. Turbinas à vapor convencionais geralmente utilizam recuperação com seis a oito pontos de sangria, porém em centrais de ciclo combinado não se utilizam ciclos com recuperação, ficando assim o número de sangrias limitado a unidade.

A conexão entre os ciclos de uma central de ciclo combinado é realizada por meio de uma caldeira. Assim de acordo com o tipo de caldeira, pode-se classificar esta conexão em caldeiras com fornalha suplementar, caldeiras sem fornalha suplementar e geradores de vapor com fornalha suplementar maximizada. No caso do uso de caldeiras sem fornalha suplementar,

freqüentemente empregadas em centrais de médio porte, sujeitas a partidas e desligamentos diários, os requisitos de intervalos de tempo de partida da turbina à vapor são mais críticos. Quando se utiliza fornalha suplementar, as turbinas à vapor podem ter intervalos de tempo de partida iguais as turbinas à vapor convencionais.

Os geradores empregados nas centrais de ciclo combinado consistem de turbogeradores, com dois ou quatro pólos, como nas centrais térmicas convencionais. Assim como nestas centrais também é comum a utilização de sistemas de refrigeração dos geradores que podem ser a ar, em circuito fechado ou aberto ou ainda à hidrogênio.

Sistemas de pequeno porte (isolados)

Alguns sistemas de geração apresentam natureza muito específica, o que torna o seu aproveitamento difícil. Nesta categoria se enquadra por exemplo a energia eólica, geotérmica, das marés, etc. Diferentemente das outras fontes de energia citadas, a energia eólica não pode ter suas características como intensidade e dinâmica controladas. Impactando desta forma, o fluxo de energia gerado por estes sistemas. Até bem pouco tempo atrás estes sistemas só poderiam ser idealizados, pois não se dispunha de tecnologia para sua viabilização. Esta só ocorreu graças ao desenvolvimento da eletrônica de potência. O aproveitamento da energia eólica é um caso clássico de operação com rotação ajustável. Desta forma, será abordado com maiores detalhes no capítulo 2.

Neste tópico se dará especial atenção a aproveitamentos convencionais de pequeno porte, os quais muitas vezes tem operação não interligada aos sistemas de potência de geração de energia elétrica. Nesta categoria temos os geradores de emergência, geradores de instalações de celulose, geradores solares, entre outros. Os geradores solares apresentam

tecnologia totalmente diversa da apresentada neste trabalho, pois operam em corrente contínua. Desta forma o seu tratamento não será abordado, pois foge aos objetivos deste trabalho.

Os geradores de emergência consistem basicamente de centrais diesel de pequeno porte. Recentemente também tem crescido o uso de centrais com turbinas à gás para operação como geradores de emergência. Os geradores de emergência são concebidos para operarem sem qualquer conexão a outros sistemas de geração. A operação isolada dos sistemas de geração trazem problemas adicionais de operação, que estão diretamente ligados a qualidade da energia elétrica. Desta forma, estes sistemas apresentam em geral características mais flexíveis quanto a variação da frequência e da tensão. Contudo, os equipamentos das instalações elétricas, para os quais este tipo de sistema de geração fornece energia se constitui de uma instalação convencional, concebida para operação com o sistema interligado, onde as características de qualidade de energia são bem superiores.

Análises dinâmicas dos sistemas interligados - estabilidade

Na operação do sistema interligado muitas vezes se fazem necessários estudos do comportamento dinâmico, de modo a fornecer dados, mesmo que aproximados, para controle da operação do sistema interligado, de tal forma que as conexões entre sistemas de distribuição e geração sejam mantidas mesmo na eventualidade de contingências específicas em determinadas “barras” do sistema. Esta análise pode ser efetuada, utilizando-se modelos matemáticos representativos do sistema interligado. Como o sistema elétrico interligado tem características distribuídas, este modelamento por vezes é falho, uma vez que normalmente emprega características concentradas. No entanto, uma outra dificuldade se impõe dificultando

ainda mais estes estudos. Esta dificuldade está relacionada com a quantidade de “barras” consideradas para análise. Por exemplo, imagine um sistema com três “barras”, com linhas interligando-os, como ilustrado na figura 31 a seguir.

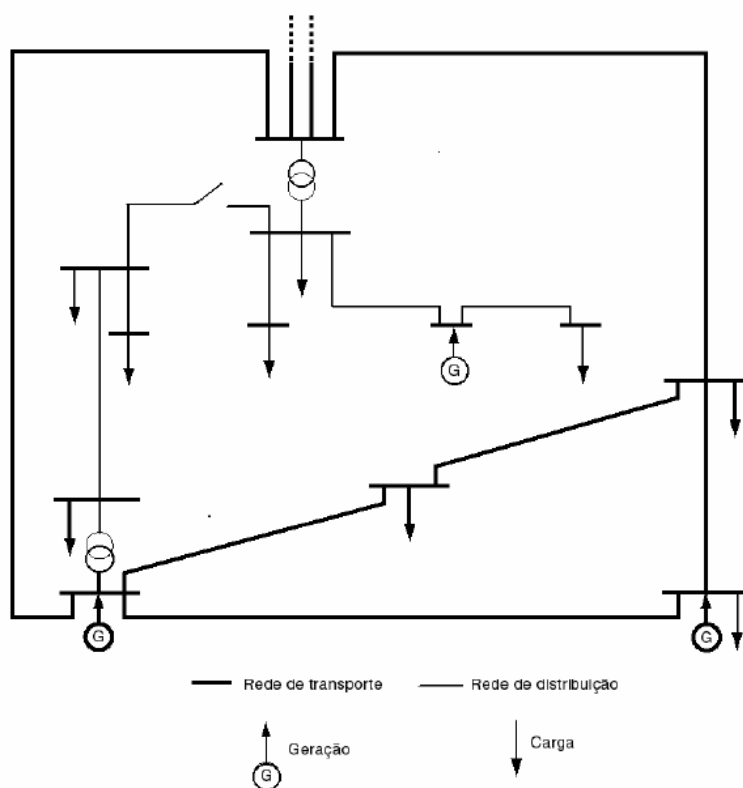


Figura 1.31.a: Representação do sistema interligado

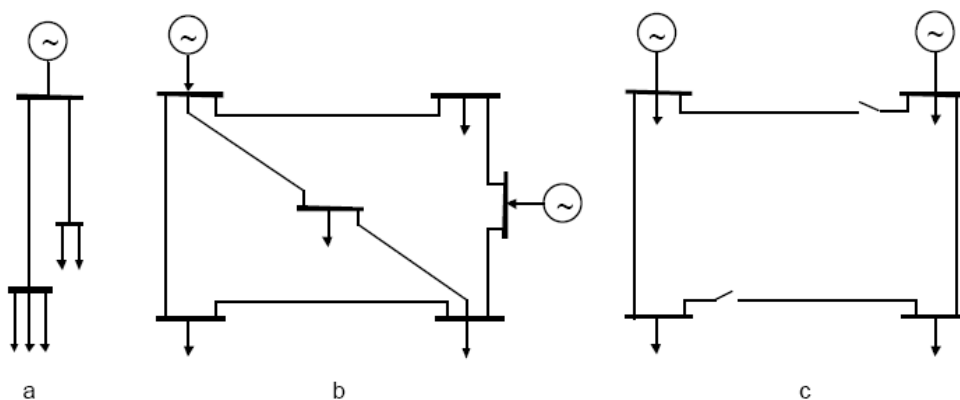


Figura 1.31.b: Sistema radial (a), sistema em malha (b) e sistema em anel (c)

Este sistema pode ser modelado por através de um elemento de interligação entre cada uma das “barras” como ilustra a figura, bem como por elementos que interligam a “barra” à terra. Para caracterizar este sistema utiliza-se uma matriz de três colunas por três linhas, onde os elementos da diagonal da matriz representam as conexões à terra e os elementos fora da diagonal representam as conexões entre as “barras”. A análise dinâmica destes sistemas requer muitas vezes o uso do modelo de componentes simétricas, onde se empregam 3 matrizes para cada sistema, um para componente de seqüência zero, outro para componente de seqüência positiva e outro para componente de seqüência negativa. Considerando este exemplo teríamos por exemplo 3 matrizes de três linhas por três colunas. No caso do sistema interligado brasileiro, dependendo do número de “barras” a ser considerado, pode-se ter um número superior à 1000 “barras”, que gerariam três matrizes (uma para cada seqüência) de mil linhas por mil colunas, considerando ainda que para cada contingência, isto é, contingências nas “barras” (falha em subestações), contingências nas interligações (desconexão entre “barras”, caso existam), ou ainda combinações de duas, três ou mais contingências, pode-se ter uma idéia dos requisitos de memória e velocidade de cálculo que são solicitados por uma simulação deste tipo.

No entanto, um outro estudo dinâmico pode ser realizado. Neste os resultados obtidos fornecem subsídios para os sistemas de controle de um único conjunto de geração (turbina e gerador síncrono), de modo que a velocidade e o fluxo de potência do conjunto seja automaticamente corrigidos, mantendo assim sua conexão ao sistema interligado. Assim as informações do estado e controle do sistema interligado são colocadas de lado. O sistema interligado passa a ser considerado como um “barramento infinito”, isto é, tanto a tensão quanto a freqüência são invariantes no tempo. Neste estudo, pode-se no entanto admitir variações da potência consumida, bem como variações de rotação do eixo do conjunto de geração. Estas

últimas estão associadas a variação de vazão admitida nas turbinas. O sistema de controle deve ser ágil de tal forma a compensar os desvios entre a potência hidráulica de entrada, e a potência consumida, bem como, em um nível mais crítico a diferença entre as velocidades do eixo e velocidade síncrona. Este monitoramento pode ser melhor compreendido através do ângulo de carga, discutido anteriormente.

Desta forma, fica claro que para o efeito de dinâmico há de se estabelecer modelos dinâmicos de comportamento dos sistemas hidráulicos, mecânicos e elétricos envolvidos. Desta forma cabem alguns estudos de ordem dinâmica dos componentes envolvidos.

O regulador de velocidade do sistema de geração afeta diretamente a regulação do sistema interligado. Porém, neste componente age seguindo as influências dos sistemas hidráulicos (ou térmicos) e elétricos. No sistema hidráulico por exemplo, um fechamento ou abertura brusca do sistema de admissão de água das turbinas pode causar ondas de subpressão e sobrepressões que percorrem toda a tubulação, estas provocam golpes de aríete, que podem levar o sistema a danos irreversíveis ou mesmo provocar alterações dinâmicas na potência hidráulica gerada pela turbina. Estas alterações por sua vez interferem na operação do regulador de velocidade, que atua de modo não previsto, aumentando as oscilações nos sistemas associados. Para evitar estes inconvenientes, no projeto do regulador devem considerar as constantes de tempo do sistema hidráulico (ou térmico) bem como a constante de tempo do sistema elétrico. No caso particular dos sistemas hidráulicos, deve-se empregar reguladores com estatismo transitório, que admitem uma queda “provisória” na rotação.

A constante de tempo hidráulica depende das características do aproveitamento, e pode ser determinada com auxílio da seguinte equação 1.20.

Já para o sistema elétrico, deve-se levar em conta os períodos necessários a aceleração e desaceleração requeridos pelo conjunto turbina-gerador. Este período pode ser estimado pela seguinte expressão:

$$t_a = \frac{GD^2 . n_n^2}{91,2 . P_n} \quad (\text{eq. 1.50})$$

Onde:

t_a – Tempo de atuação

n_n – Velocidade nominal em rpm

P_n – Potência nominal em kW

GD^2 – momento de inércia do conjunto turbina-gerador

A característica GD^2 representa o momento de inércia do conjunto turbina-gerador. Por vezes, em centrais de pequeno porte, os conjuntos turbina-gerador apresentam baixos valores de GD^2 , o que indica que estes conjuntos podem ser acelerados ou desacelerados facilmente. No entanto, como a constante de tempo dos sistemas hidráulicos são maiores, e deseja-se, que a velocidade permaneça constante é usual, nestes casos a utilização volantes de inércia acoplados ao conjunto turbina-gerador.

A operação de uma central de geração de energia elétrica não pode ocorrer sem a presença de um sistema de controle de velocidade. Este consiste de um sistema de controle mecânico responsável por manter a velocidade de rotação constante face as variações de potência de saída e a potencia de entrada dos sistemas de geração. O primeiro regulador de velocidade foi o regulador da máquina de Watt, este dispositivo estava baseado na ação de um regulador centrífugo.

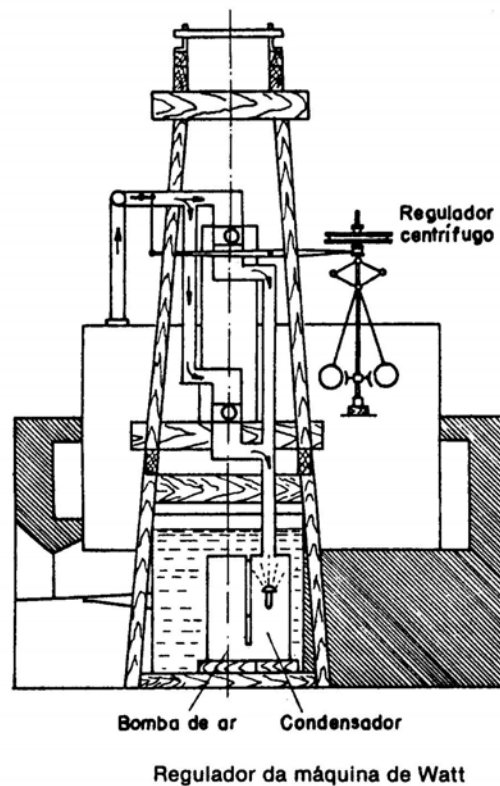


Figura 1.32: Máquina de Watt (adaptado de Centrais Hidro e Termelétricas, Souza, Z, Fucks, R, Santos, A. M.; Edgar Bücher; São Paulo; 1983)

Nas centrais de geração de energia elétrica empregam-se reguladores isócronos, com queda de velocidade ou com estatismo transitório, todos estes também estão baseados na ação de um regulador centrífugo. No regulador isócrono, a condição de regime permanente só é alcançada quando a velocidade é constante e igual a velocidade síncrona. No regulador com queda de velocidade são admitidas pequenas variações de velocidade, neste caso, definem-se os conceitos de estatismo e regulação para melhor caracterizar estes reguladores. O estatismo representa a variação de velocidade, e pode ser expressa pela equação 1.51, indicada a seguir. Já a regulação, tem o mesmo valor numérico, mas está associada a variação de frequência decorrente para o gerador. A equação 1.52 representa esta variação.

$$\zeta = \frac{\omega_0 - \omega_{\max}}{\omega_n} \quad (\text{eq. 1.51})$$

Onde:

ζ – Estatismo

ω_0 – Rotação da máquina à vazio

ω_{max} – Rotação da máquina com a máxima carga

ω_n – Rotação nominal da máquina

$$R = \frac{f_0 - f_{max}}{f_n} \quad (\text{eq. 1.52})$$

Onde:

R – Regulação

f_0 – frequência a vazio

f_{max} – frequência com a máxima carga

f_n – frequência nominal

O regulador com estatismo transitório é semelhante ao regulador com queda de velocidade, porém tem resposta dinâmica mais lenta de modo a comportar a dinâmica dos dispositivos hidráulicos da instalação, que do contrário seriam afetadas com oscilações abruptas de pressão, causando instabilidade.

É importante notar que os sistemas de regulação devem apresentar respostas dinâmicas adequadas pois durante um transitório, caso contrário, os sistemas podem apresentar instabilidade. No entanto, se esta resposta dinâmica for demasiadamente rápida ou demasiadamente lenta, este problema pode ocorrer. Na verdade, os transitórios do sistema de geração podem ter origens diversas.

O transitório pode ter sua origem no sistema elétrico pela variação de uma carga elétrica. Neste caso, as constantes de tempo envolvidas são as constantes do sistema elétrico que estão na faixa de milésimos de segundo. Já um transitório mecânico, que está relacionado com a velocidade de atuação do regulador de velocidade pode ser superior a alguns segundos. Porém um transitório originado pela variação de vazão no sistema hidráulico pode ser superior a dezenas de minutos.

Os reguladores para turbinas a vapor se baseiam em três tipos, a saber: por estrangulamento, por controle de injetores e misto. O regulador por estrangulamento está baseado na variação da queda entálpica. O regulador por controle de injetores se baseia na variação da vazão em massa. O regulador misto se baseia tanto na variação da vazão em massa quanto na queda entálpica. No regulador por estrangulamento é possível se obter variações contínuas de potência na turbina. Por sua vez o regulador por injetores apresenta menor consumo de vapor. O regulador misto reúne as vantagens deste dois reguladores.

A implementação dos reguladores para turbinas à vapor tem sua complexidade aumentada a medida que se aumentam os pontos de extração de vapor. Em geral estes reguladores empregam servomecanismos que podem tomar como base a pressão na entrada da turbina, para ciclos fechados e na saída da turbina, no caso de ciclos abertos.

Nos reguladores para turbinas à gás é importante não somente o controle da velocidade, como também o controle da temperatura do produto da combustão.

Os reguladores para motores de combustão interna, ao contrário dos outros tipos de reguladores, não necessitam de estágios de amplificação de potência nos dispositivos atuadores, agindo diretamente sobre o circuito hidráulico. A regulação se dá através do controle da quantidade de combustível admitida nos cilindros do motor. Existem dois mecanismos para se efetuar este controle, um através de bombas injetoras com vazão

controlável e outro através de válvulas agulha que desviam o combustível para retornar ao conduto de aspiração.

Além dos tipos principais de reguladores comentados pode-se encontrar ainda outros tipos de reguladores, que combinam elementos hidráulicos, mecânicos e eletrônicos. Atualmente, com o desenvolvimento de sensores eletrônicos mais sofisticados tornou-se possível a execução de reguladores quase totalmente eletrônicos, exetutando-se o dispositivo de atuação. Estes reguladores podem ser implementados através de programação usando dispositivos padronizados de “hardware”, aumentando assim a flexibilidade destes sistemas.

Análise Dinâmica de Sistemas Hidráulicos

A simulação em Matlab/ Simulink de um sistema de geração hidroelétrico, baseado no trabalho de Louis-A. Dessaint & R. Champagne ; Ecole de Technologie Superieure (ETS), Montreal, que apresenta um sistema convencional constituído por turbina e regulador de velocidade, como descrito na figura 1.33, a seguir exemplifica os limites operativos deste sistema.

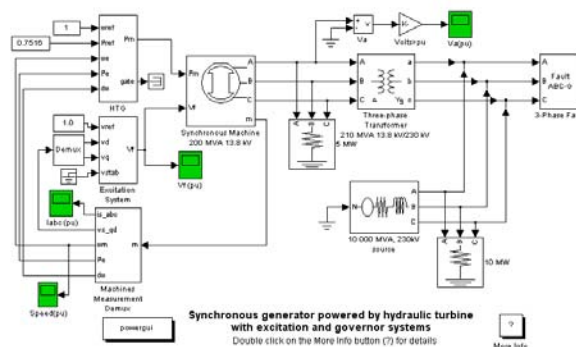
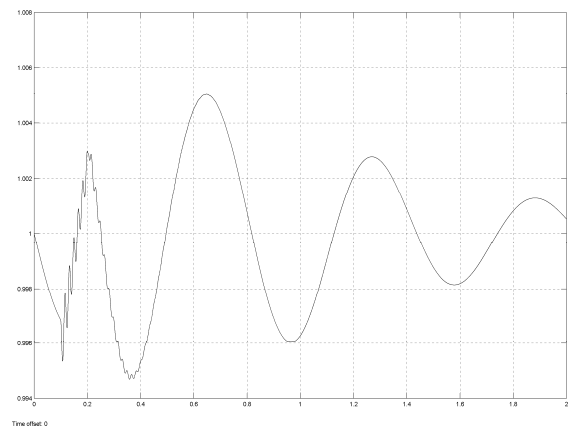
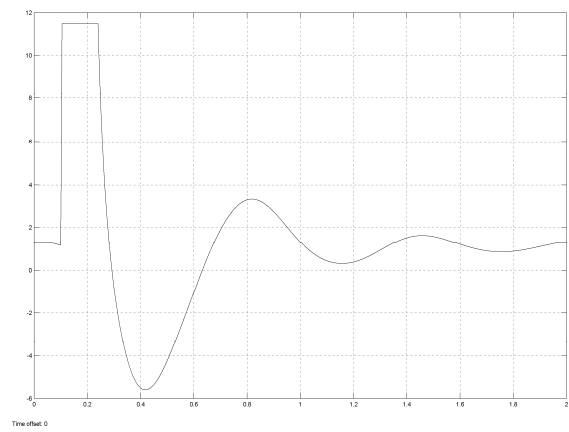


Figura 1.33: Sistema Matlab/ Simulink

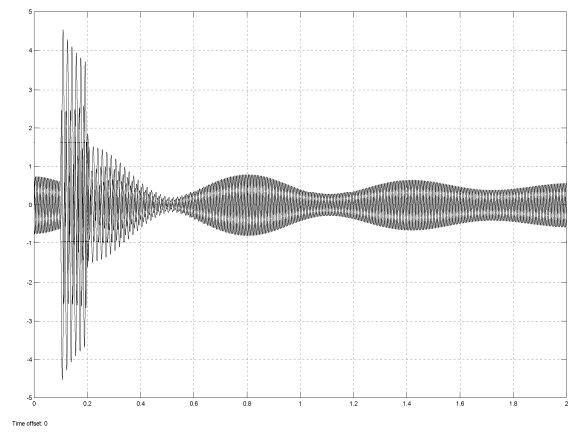
Os resultados desta simulação são apresentados nos gráficos à seguir.



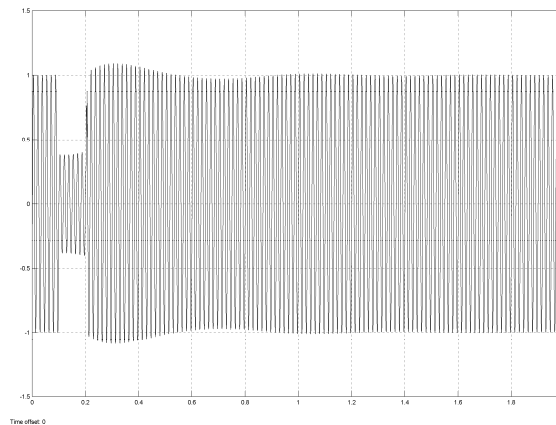
Velocidade turbina



Corrente de excitação



Corrente de linha



Tensão terminal

Figura 1.34: Resultados da simulação

Nestes resultados, uma falta trifásica foi simulada no instante $t=0,1s$ e no instante $t=0,2s$ esta foi eliminada. Observe que os resultados mostram a variação de velocidade no eixo da turbina. Uma vez que este eixo é solidário ao da máquina síncrona geradora, a velocidade mecânica desta também é alterada. No entanto, a velocidade do campo magnético e do sistema elétrico (no interior da máquina síncrona) permanecem praticamente inalteradas. Na verdade, nestas situações a máquina opera ora fornecendo, ora consumindo energia reativa, porém, se a diferença entre a velocidade mecânica e do sistema elétrico forem excessivas, o gerador perderá o sincronismo e deixará de gerar energia, através da atuação da proteção do sistema elétrico. Os valores máximo e mínimos de velocidade podem ser determinados em função do ângulo de carga do gerador, exemplificado nas figuras a seguir.

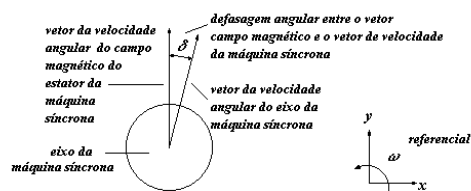


Figura 1.35: Ângulo de carga

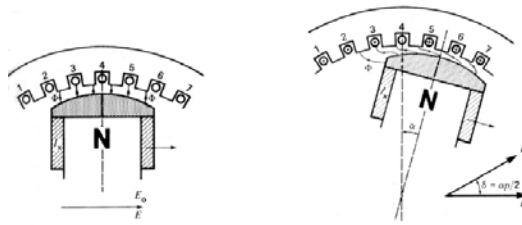


Figura 1.36: Ângulo de carga

Enquanto as oscilações do sistema elétrico estão na faixa de alguns milissegundos, as oscilações mecânicas estão na faixa de alguns segundos ou mesmo dezenas de segundos, e as oscilações hidráulicas podem ir de alguns minutos até na casa de horas. Uma perturbação típica do sistema elétrico é a uma falta trifásica como a exemplificada na simulação. Outros tipos de perturbações no entanto podem atingir os sistemas mecânicos ou os sistemas hidráulicos. Por exemplo uma falha mecânica pode ocorrer no eixo das máquinas devido a impactos de objetos. No sistema hidráulico pode ocorrer a atuação de válvulas de bloqueio, provocando oscilações de massa nas tubulações. Neste último caso, caso as oscilações sejam de alta duração, pode-se concluir que durante as mesmas a eficiência global do sistema de geração será reduzido, tendo em vista a queda no rendimento da turbina, que deverá trabalhar com diferentes velocidades durante as oscilações.

Análise Dinâmica dos Sistemas Termoelétricos

Classicamente os estudos dinâmicos de sistemas termoelétricos revelam problemas adicionais de oscilação em massa, como mostrado no trabalho de Louis-A. Dessaint & R. Champagne ; Ecole de Technologie Superieure (ETS), Montreal. Neste trabalho, utilizou-se o seguinte modelo para simulação em Matlab/ Simulink:

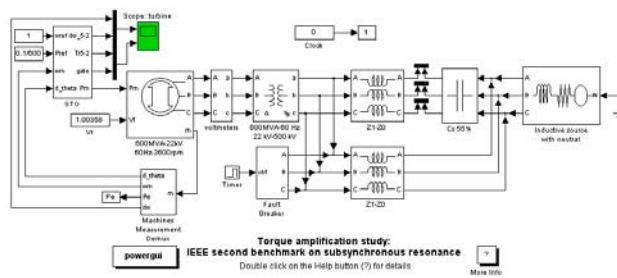
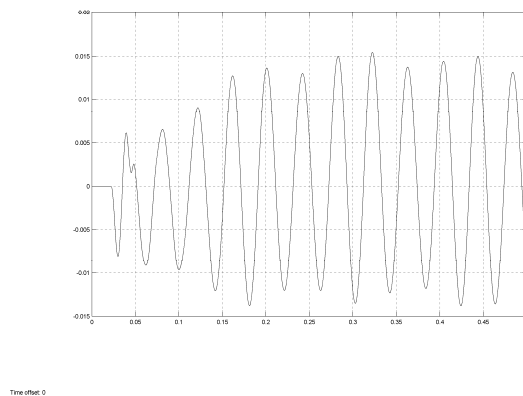
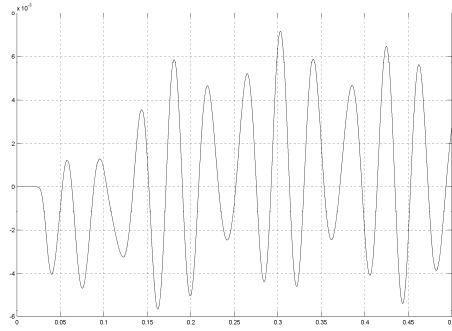


Figura 1.37: Modelo de simulação Matlab/ Simulink

O modelo consiste de um gerador síncrono acionado por um conjunto turbina à gás e seu regulador primário. O gerador é conectado a um barramento infinito através de duas linhas de transmissão, sendo que em uma delas se utiliza capacitores série para compensação de reativos. Uma falta no sistema elétrico é introduzida, surgindo assim uma oscilação com frequência sub-síncrona (27Hz), devido aos capacitores de compensação série de uma das linhas. Logo em seguida a falta é removida, porém as oscilações sub-síncronas acabam provocando modos de oscilação torcionais de múltiplas massas sobre o eixo do conjunto gerador-turbina, resultando num fenômeno de amplificação de torque, que podem ser observados nos gráficos á seguir.

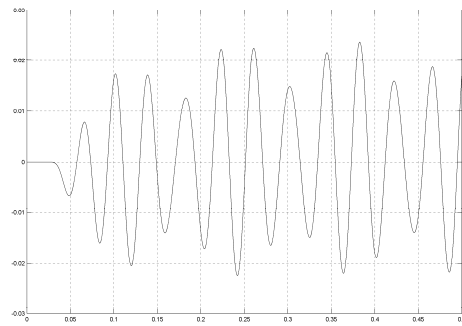


Desvio de velocidade



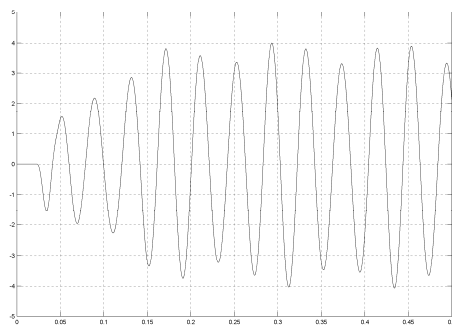
Time offset: 0

Desvio de velocidade – massa alta pressão



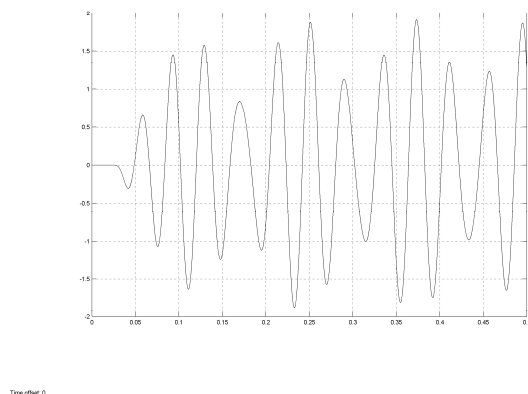
Time offset: 0

Desvio de velocidade – massa baixa pressão



Time offset: 0

Torque - massa alta pressão



Torque – massa baixa pressão

Figura 1.38: Resultados

A massa de alta pressão transfere um torque de pico de 1,91 pu para a massa de baixa pressão, que transfere um torque de pico de 4,05 pu para o eixo do conjunto turbina-gerador. Evidentemente, que as solicitações mecânicas neste exemplo acabariam por danificar a instalação. No entanto, o exemplo também deixa claro que o controle dinâmico destas centrais apresenta sérias restrições.

Análise Dinâmica de Sistemas Isolados

No trabalho de G. Sybille da Hydro-Quebec (IREQ) pode-se ter uma idéia da dinâmica associada a sistemas isolados de fornecimento de energia elétrica. Seu trabalho de simulação em Matlab/ Simulink, fornece informações importantes na dinâmica destes sistemas. A figura 1.39, a seguir ilustra o sistema simulado.

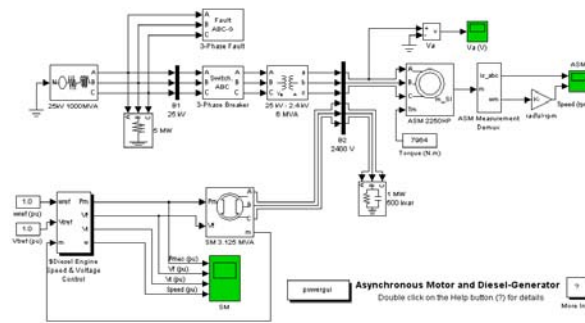
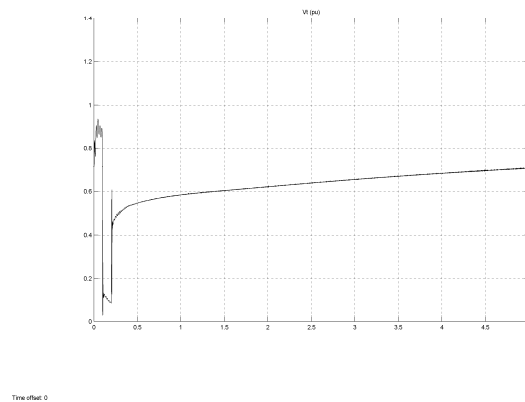
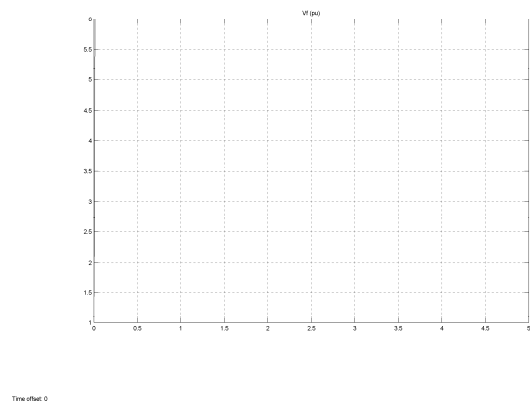


Figura 1.39: Modelo sistema isolado

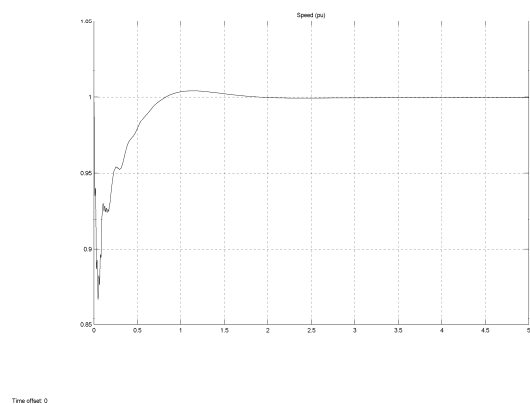
O sistema consiste de um barramento de 2400V, alimentado por meio de um transformador de 6MVA que por sua vez está conectado a um barramento infinito de 25kV. O barramento de baixa tensão fornece energia a uma carga de 1MW, e 500KVAR e também a um motor de indução trifásico de 2250HP. No barramento de baixa tensão também está conectado um gerador síncrono acionado através de um motor diesel e seu regulador primário e secundário (velocidade e tensão). No barramento de alta tensão é simulada uma falta, que provoca a abertura do disjuntor de alimentação do transformador de 6MVA. Após a falta, o sistema opera de forma isolada do barramento infinito. Os gráficos a seguir ilustram os resultados obtidos desta simulação.



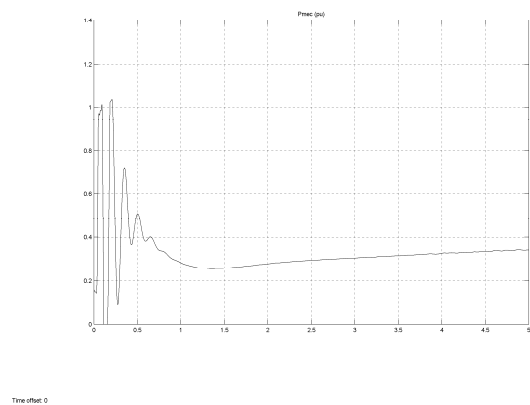
Tensão excitação – gerador síncrono



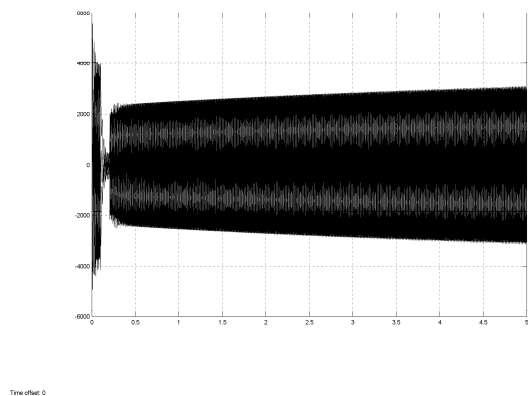
Tensão terminal – gerador síncrono



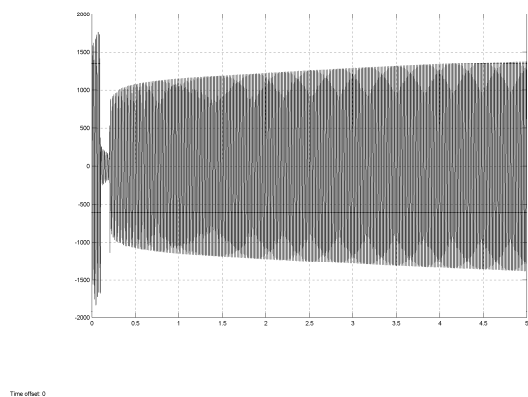
Velocidade – gerador síncrono



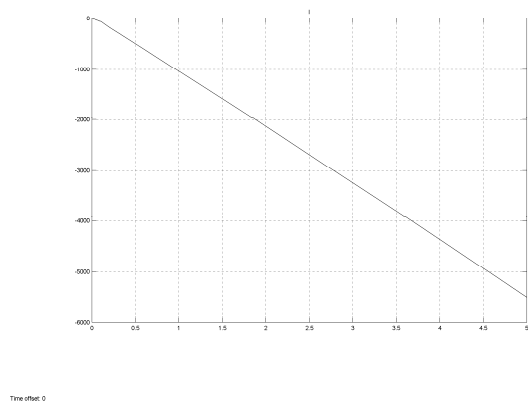
Potência mecânica – gerador síncrono



Correntes de linha – motor indução



Tensão de linha – motor de indução



Velocidade – motor de indução

Figura 1.40: Resultados

Observe que a partida do motor é gradual, e que a estabilização da tensão terminal do gerador e de sua velocidade ocorrem bem antes, em cerca de 2 segundos.

A resposta dos sistemas isolados são relativamente rápidas quando o acionamento primário é realizado por uma máquina à diesel, como ilustrado anteriormente. No caso de máquinas primárias com turbinas à vapor a resposta pode ser um pouco mais lenta, contudo, muito mais rápida que a verificada em sistemas hidráulicos ou de energia nuclear. No entanto, um detalhe importante se refere ao modo de operação da carga, que no caso exemplificado anteriormente pelo motor de indução, cuja partida não pode ser efetuada de forma direta, sob pena de colapso do sistema de geração não interligado.

Capítulo 2

2. Sistemas de Velocidade Ajustável

Caracterização do Sistema de Velocidade ajustável

Aspectos Gerais

O conceito de sistemas de velocidade ajustável já é conhecido há muito tempo. Os sistemas de velocidade ajustável evoluíram ultimamente, viabilizando a geração através de energia eólica ou energia das marés, entre outras. No entanto, nas aplicações onde as fontes convencionais de energia são utilizadas, este sistema também podem ser aplicados. As vantagens, neste caso, são ganhos de eficiência destes sistemas, ou ainda ganhos na resposta dinâmica dos sistemas de geração. Basicamente os sistemas de velocidade ajustável podem ser divididos em duas categorias. A primeira é chamada de conexão unitária, e está baseada na conversão de energia alternada para contínua. A segunda é chamada de rotação ajustável e está baseada na conversão de energia alternada em energia alternada, com frequências diferentes, bem como a utilização de geradores especiais. Neste capítulo, foram utilizados como textos básicos, os trabalhos de Ledesma, P. [29]; Saidel, M. A. [42]; Bose, Bimal K. [23]; Petersson, A. [27].

O sistema de geração hidroelétrico com operação em velocidade ajustável está baseado na utilização de geradores síncronos especiais, cuja característica principal é a geração em

freqüência nominal para qualquer velocidade do eixo. Muito embora o princípio de funcionamento simples desta máquina, já seja conhecido a mais de 60 anos, somente agora com o desenvolvimento da eletrônica de potência e dos sistemas de controle é que esta perspectiva se tornou viável.

A viabilização do sistema de velocidade variável pode trazer uma solução ao problema de operação dos sistemas elétricos interligados ou nos sistemas de geração hidroelétricos uma vez que a sua entrada em operação e os tempos de resposta as solicitações externas são bem menores que o sistema tradicional de hidrogeração, uma vez que a atuação dos sistemas de controle é feita por meio de um conversor eletrônico estático, sem a necessidade da atuação imediata sobre os reguladores de velocidade e admissão da turbina hidráulica.

Esta característica possibilita a utilização das unidades geradoras para o atendimento de ponta do sistema, ou mesmo para atuar como unidades de reserva girante do sistema elétrico de potência. Para unidades de geração e bombeamento (hidroelétricas reversíveis) existe ainda a possibilidade do armazenamento, contribuindo assim para a estabilidade do sistema elétrico de potência, no caso de bombeamento programado e controlado nos horários de subutilização do sistema elétrico de potência (período de estabilidade crítica por subutilização) e também para a operação do sistema de geração hidroelétrico que pode operar com maior folga decorrente do armazenamento energético.

A aplicação de unidades hidrogeradoras com velocidade ajustável para atendimento da demanda de ponta ou reserva girante do sistema elétrico de potência tem como aspecto positivo em relação as outras unidades geradoras para atendimento de ponta ou reserva girante (unidades a óleo diesel, a gás ou unidades termoeletricas convencionais) o fator ecológico, uma vez que não produzem poluição, e os reservatórios (unidades reversíveis) podem ser dimensionados para um impacto ambiental mínimo.

No Brasil ainda pode-se ressaltar a grande disponibilidade de recursos hídricos naturais e as características do parque gerador, constituído em cerca de 90% por hidrogeradores. Neste aspecto, a adoção de um sistema de velocidade variável implicaria na repotenciação da unidade hidrogeradora, i. e., na substituição do gerador síncrono ou na conversão do gerador síncrono convencional para o gerador síncrono com excitação de velocidade ajustável, e na instalação dos sistemas de conversores estáticos de potência (cicloconversor) para o campo do gerador síncrono e o sistema eletrônico de controle (controle vetorial). Como vantagem pode-se citar o completo domínio da tecnologia de hidrogeração atual que o Brasil dispõe, o que levaria ao maior aprimoramento da operação e controle do sistema de geração atual.

Sistemas de Velocidade Variável

As principais tecnologias já disponíveis que permitem a quebra de vínculo entre as frequências de diferentes sistemas são brevemente apresentadas a seguir.

Conexão unitária

O princípio básico da conexão unitária gerador-conversora consiste em conectar diretamente o gerador síncrono (ou mesmo assíncrono) à ponte conversora CA-CC (Corrente Alternada - Corrente Contínua), sem a necessidade de um estágio de transformação anterior. A Figura 2.1 apresenta um diagrama esquemático dessa configuração.

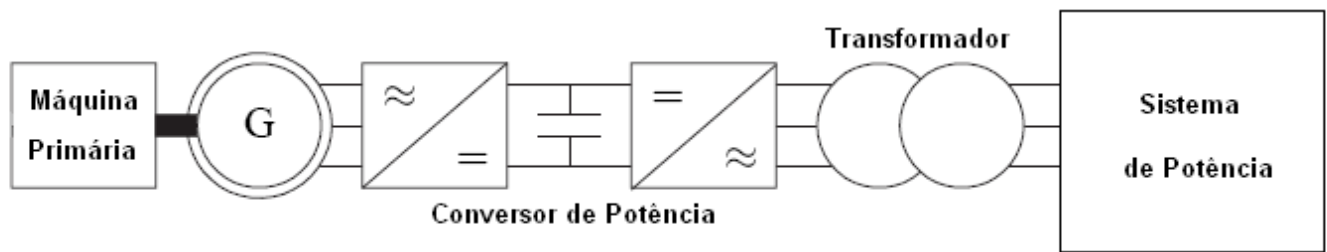


Figura 2.1: Conexão unitária

Nesta configuração, o barramento CA foi eliminado, conectando-se diretamente o conjunto turbina-gerador ao transformador conversor. Assim, no terminal retificador, podem ser dispensados os filtros CA, os elementos de chaveamento CA, bem como os dispositivos de proteção associados, o transformador elevador e o disjuntor do gerador, elementos presentes na configuração convencional.

A representação anterior indica apenas as simplificações impostas a esquemas básicos, visto que, para grandes aproveitamentos, há necessidade de compatibilizar o número de unidades geradoras com o nível de tensão escolhido para transmissão, podendo propiciar arranjos mais complexos.

Este esquema pode ser usado tanto para linhas em corrente contínua a longa distância, como também para sistema sem linha CC. Neste caso seria usado o esquema “back to back”, com retificador e inversor localizados lado a lado e conexão à rede via linha CA.

Sistemas com geradores assíncronos

Uma outra alternativa para operação com velocidade ajustável é a utilização de máquinas assíncronas como geradores. Os geradores assíncronos convencionais podem fornecer potência ativa aos sistemas elétricos, porém necessitam de um fluxo de energia reativa

para sua operação. Normalmente, esta energia reativa é suprida com a adição de elementos capacitivos junto ao gerador. Em aproveitamentos convencionais, o uso dos geradores assíncronos é restrito devido aos custos de sua implantação que em geral são superiores aqueles efetuados com geradores síncronos. A máquina assíncrona porém tem ampla aplicação como motor. Desta forma, em instalações hidráulica reversíveis estas máquinas passam a ter viabilidade, quando associadas a sistemas de rotação ajustável. A seguir são abordados alguns aspectos genéricos da operação destas máquinas, direcionados a aplicações com rotação ajustável.

Máquina assíncrona

As máquinas assíncronas ou máquinas de indução já são empregadas a muito tempo principalmente como unidades motoras, contudo sua utilização em sistemas de rotação ajustável requer cuidados operativos especiais. As máquinas assíncronas podem apresentar rotor em gaiola ou rotor bobinado. No primeiro caso não se tem acesso elétrico ao circuito do rotor, enquanto no segundo caso este acesso é efetuado através de anéis. A máquina com rotor em gaiola é geralmente empregada como motor uma vez que é mais robusta, de menor custo, e requer menos manutenção devido a ausência de anéis. Já a máquina com rotor bobinado, também é geralmente usada como motor, tem custo superior e requer maior manutenção que a máquina de rotor em gaiola, no entanto este tipo de máquina apresenta vantagens no que se refere ao controle de velocidades, devido a possibilidade de se atuar no circuito rotórico da mesma. A máquina assíncrona é caracterizada por apresentar escorregamento s , i. e., a velocidade do campo girante do estator da máquina é diferente da velocidade de rotação do

rotor (eixo), que normalmente é inferior a velocidade do estator. A figura 2.2 a seguir ilustra uma máquina assíncrona típica.

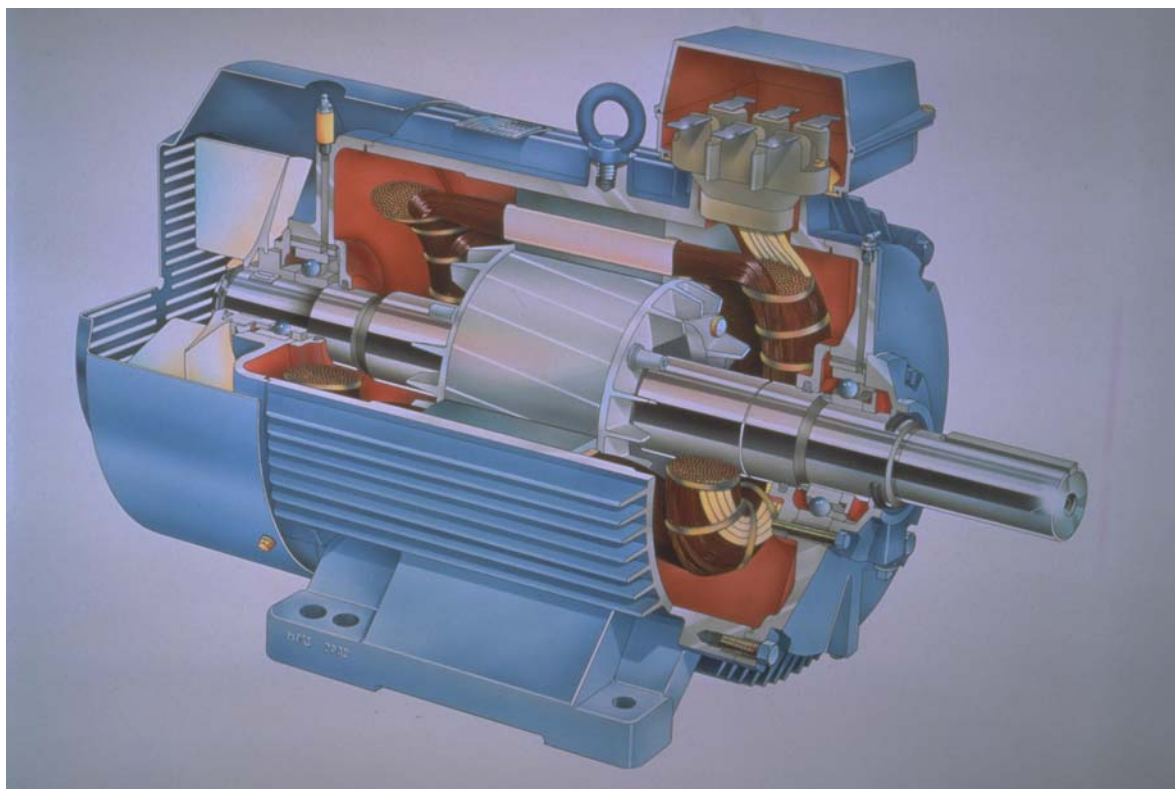


Figura 2.2.a: Máquina assíncrona de rotor em gaiola de esquilo

Rotor Gaiola de Esquilo

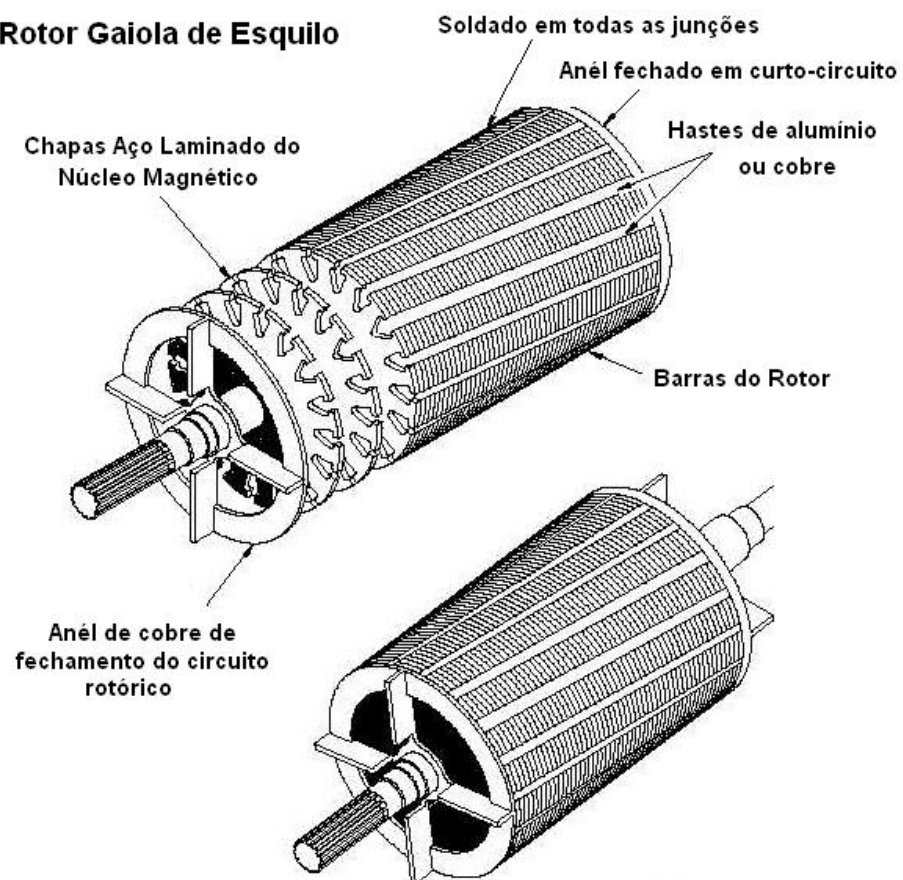


Figura 2.2.b: Rotor gaiola de esquilo (adaptado do sitio “Integrated Publishing”)

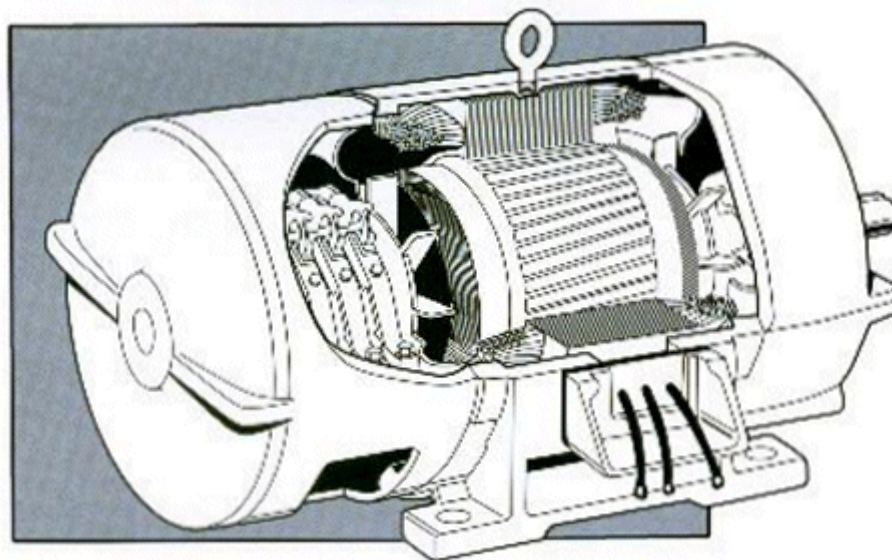


Figura 2.2.c: Máquina assíncrona com rotor bobinado

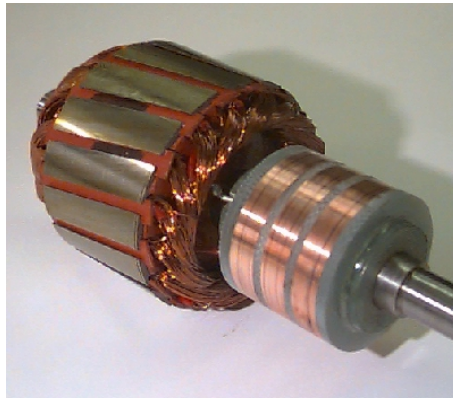


Figura 2.2.d: Detalhe de rotor bobinado trifásico

A máquina assíncrona também está baseada na ação de um campo girante, que se estabelece no estator da máquina. Porém no caso da máquina assíncrona, como a velocidade de rotação do rotor é sempre diferente da velocidade de rotação do campo girante (velocidade síncrona), surgem tensões e correntes induzidas no enrolamento do rotor. Estas correntes são responsáveis pela formação do torque no caso da operação como motor. A análise da máquina assíncrona em regime permanente está baseada no circuito equivalente da máquina, indicado na figura 2.3, a seguir.

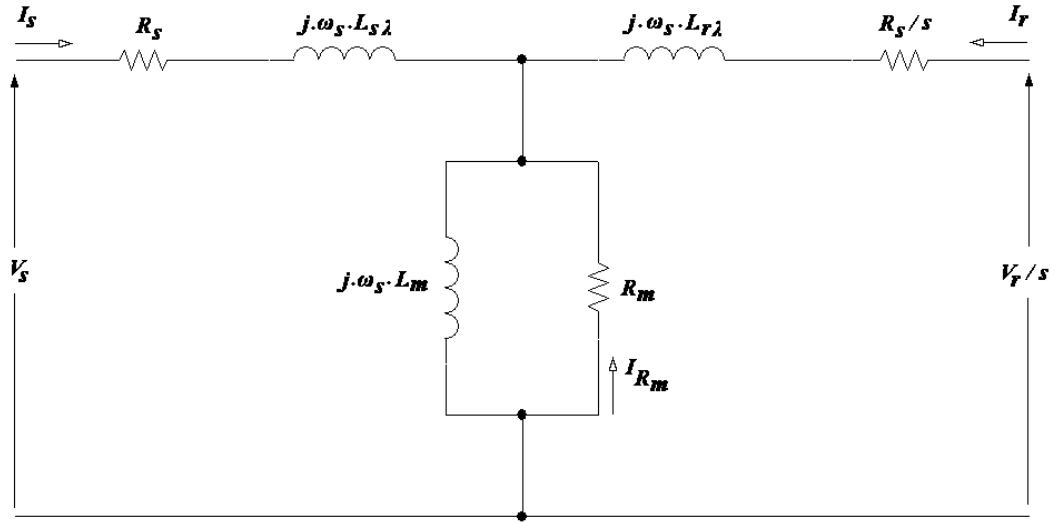


Figura 2.3: Circuito equivalente de máquina assíncrona

Tomando como base o circuito equivalente da figura 2.3, pode-se extrair as seguintes expressões:

$$V_s = R_s \cdot I_s + j \cdot \omega_s \cdot L_{s\lambda} \cdot I_s + j \cdot \omega_s \cdot L_m \cdot (I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (\text{eq. 2.1})$$

$$\frac{V_r}{s} = \frac{R_r}{s} \cdot I_r + j \cdot \omega_s \cdot L_{r\lambda} \cdot I_r + j \cdot \omega_s \cdot L_m \cdot (I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (\text{eq. 2.2})$$

$$0 = R_m \cdot I_{Rm} + j \cdot \omega_s \cdot L_m \cdot (I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (\text{eq. 2.3})$$

$$\varphi_m = L_m \cdot (I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (\text{eq. 2.4})$$

$$\varphi_s = L_{s\lambda} \cdot I_s + L_m \cdot (I_s + I_r + I_{Rm}) = L_{s\lambda} \cdot I_s + \varphi_m \quad (\text{eq. 2.5})$$

$$\varphi_r = L_{r\lambda} \cdot I_r + L_m \cdot (I_s + I_r + I_{Rm}) = L_{r\lambda} \cdot I_r + \varphi_m \quad (\text{eq. 2.6})$$

$$T_e = 3 \cdot p \cdot \text{Im}[\varphi_m \cdot I_r^*] = 3 \cdot p \cdot \text{Im}[\varphi_r \cdot I_r^*] \quad (\text{eq. 2.7})$$

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (\text{eq. 2.8})$$

$$f_r = s \cdot f_s \quad (\text{eq. 2.9})$$

A máquina assíncrona pode operar como motor, gerador ou ainda no modo freio, como ilustrado na figura 2.4 a seguir. Se o escorregamento estiver entre 1 e 0, a máquina opera como motor se estiver entre 0 e -1, opera como gerador e se for maior que 1 a máquina opera como freio.

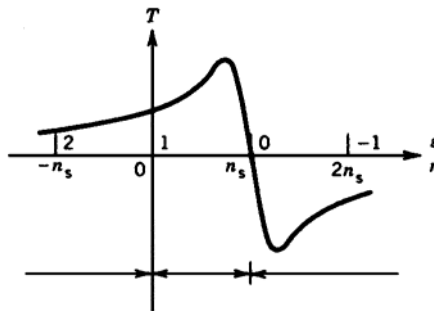


Figura 2.4: Modos de operação da máquina assíncrona

Operação com dupla excitação da máquina assíncrona

A máquina assíncrona no entanto admite ainda modos de operação especiais, chamados de dupla excitação, geralmente não utilizadas na operação como motor ou mesmo em geradores assíncronos convencionais. Uma máquina assíncrona é duplamente excitada quando o fluxo de energia entregue a máquina se dá por duas vias distintas. Destaca-se neste caso que o princípio de operação desta máquina não difere da máquina síncrona com sistema de excitação dimensionado para operação com velocidades ajustáveis. Embora o princípio de funcionamento seja o mesmo, a máquina assíncrona apresenta algumas diferenças de ordem prática, como as características de rendimento e de projeto mecânico dos componentes da máquina.

A operação com dupla excitação exige a utilização de máquinas assíncronas com rotor bobinado. Na máquina assíncrona de rotor em gaiola não se pode extrair ou inserir potência no circuito rotórico, ficando o fluxo de potência limitado ao circuitos estatórico e ao eixo da máquina, sendo que, neste caso não se pode inserir ou extrair potência simultaneamente destes. A máquina assíncrona de rotor bobinado, também conhecida como máquina de indução trifásica de rotor bobinado é formada por uma parte fixa chamada estator, onde se localizam os enrolamentos trifásicos do estator e por uma parte móvel fixada ao eixo da máquina onde se localizam os enrolamentos do rotor. Estes enrolamentos podem ser executados de modo a formar enrolamentos monofásicos bifásicos, porém para este tipo de aplicação é necessário que estes sejam trifásicos. Mesmo em circuitos rotóricos trifásicos pode-se ter ainda conexões em estrela ou em triângulo (delta), sendo que muitas vezes estas não estão acessíveis externamente.

A operação com dupla excitação admite várias possibilidades, isto é, pode-se inserir energia simultaneamente nos circuitos de rotor e de estator, enquanto se extrai energia mecânica do eixo da máquina, neste caso a máquina opera como motor obrigatoriamente. No entanto pode-se inserir energia mecânica no eixo da máquina e simultaneamente no circuito do estator, enquanto se extrai energia do circuito rotórico. Em outra alternativa semelhante pode-se inserir energia no eixo da máquina e simultaneamente no circuito rotórico, enquanto se extrai energia do circuito estatórico. Nestas últimas a operação da máquina se dá como gerador. No entanto a opção de se extrair energia através do circuito rotórico não é usual, uma vez que os enrolamentos do rotor tem sérias limitações de potência, limitando severamente os níveis de energia que se podem extrair. A figura 2.5 a seguir ilustram estas possibilidades de operação.

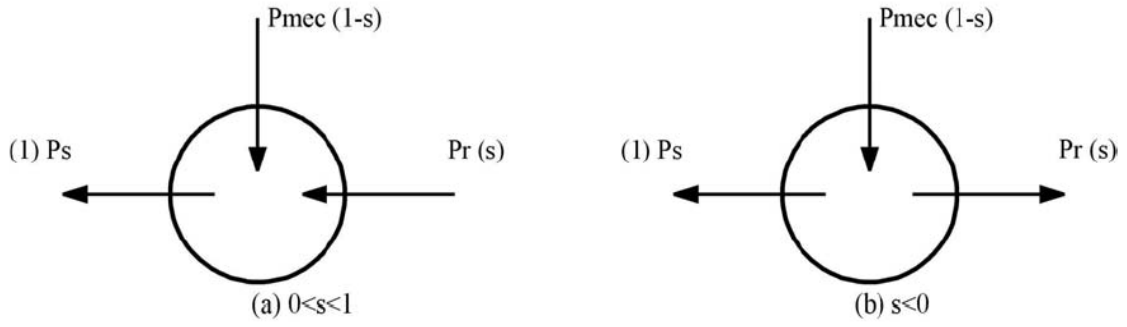


Figura 2.5: Fluxo de potência com dupla excitação

Para efeito dinâmico, o modelamento da máquina assíncrona efetuado nas coordenadas d - q e pode ser expresso pelas seguintes equações:

$$v_{d_s} = -R_s \cdot i_{d_s} - \omega_s \cdot \varphi_{q_s} + \frac{d}{dt} \varphi_{d_s} = -R_s \cdot i_{d_s} + \omega_s \cdot [(L_s + L_m) \cdot i_{q_s} + L_m \cdot i_{q_r}] \quad (\text{eq. 2.10})$$

$$v_{q_s} = -R_s \cdot i_{q_s} + \omega_s \cdot \varphi_{d_s} + \frac{d}{dt} \varphi_{q_s} = -R_s \cdot i_{q_s} - \omega_s \cdot [(L_s + L_m) \cdot i_{d_s} + L_m \cdot i_{d_r}] \quad (\text{eq. 2.11})$$

$$v_{d_r} = -R_r \cdot i_{d_r} - \omega_r \cdot \varphi_{q_r} + \frac{d}{dt} \varphi_{d_r} = -R_r \cdot i_{d_r} + \omega_r \cdot [(L_r + L_m) \cdot i_{q_r} + L_m \cdot i_{q_s}] \quad (\text{eq. 2.12})$$

$$v_{q_r} = -R_r \cdot i_{q_r} + \omega_r \cdot \varphi_{d_r} + \frac{d}{dt} \varphi_{q_r} = -R_r \cdot i_{q_r} - \omega_r \cdot [(L_r + L_m) \cdot i_{d_r} + L_m \cdot i_{d_s}] \quad (\text{eq. 2.13})$$

$$\varphi_{d_s} = -(L_s + L_m) \cdot i_{d_s} - L_m \cdot i_{d_r} \quad (\text{eq. 2.14})$$

$$\varphi_{q_s} = -(L_s + L_m) \cdot i_{q_s} - L_m \cdot i_{q_r} \quad (\text{eq. 2.15})$$

$$\varphi_{d_r} = -(L_r + L_m) \cdot i_{d_r} - L_m \cdot i_{d_s} \quad (\text{eq. 2.16})$$

$$\varphi_{q_r} = -(L_r + L_m) \cdot i_{q_r} - L_m \cdot i_{q_s} \quad (\text{eq. 2.17})$$

$$\omega_r = \omega_s + p \cdot \omega_m \quad (\text{eq. 2.18})$$

$$\frac{d}{dt} \omega_m = \frac{1}{J} (T_m - T_e) \quad (\text{eq. 2.19})$$

$$T_e = p \cdot (\varphi_{d_r} \cdot i_{q_s} - \varphi_{q_r} \cdot i_{d_s}) \quad (\text{eq. 2.20})$$

O Gerador Síncrono com Sistema Excitação voltado a operação em velocidades Ajustáveis

Basicamente o sistema de velocidade ajustável difere do sistema convencional de hidrogeração pelo gerador síncrono utilizado, pelos conversores estáticos (cicloconversores) e pelo sistema de controle associado. A seguir cada um deles são comentados. Estes tipos de geradores seguem as mesmas características da máquina assíncrona de rotor bobinado, porém geralmente são otimizadas para operação na velocidade síncrona, ou próxima a esta.

O gerador síncrono utilizado no sistema de velocidade ajustável é composto por um estator trifásico idêntico ao analisado na figura 1.9 para o hidrogerador convencional. Sendo constituído por três enrolamentos uniformemente distribuídos sobre a carcaça de material ferromagnético (constituindo três circuitos), podendo ser representados para efeitos didáticos conforme ilustrado na figura 1.9. Porém o rotor difere totalmente da máquina síncrona convencional. Este se assemelha ao da máquina assíncrona de rotor bobinado.

Enquanto a máquina síncrona convencional possui apenas um circuito rotórico para aplicação de um campo elétrico contínuo que “varre” os circuitos estatóricos, a máquina síncrona de velocidade variável possui um rotor composto por três enrolamentos uniformemente distribuídos da mesma forma que no circuito estatórico. Estes enrolamentos formam um circuito trifásico fechado em estrela, para aplicação de um campo elétrico girante (ver item 1.1.1) ao circuito estatórico da máquina síncrona. Assim tanto o estator como o rotor possuem características semelhantes.

Rotor da Máquina Síncrona

O Rotor da máquina síncrona de velocidade variável segue uma tecnologia de fabricação totalmente nova e especialmente desenvolvida para este tipo de máquina. Esta técnica se baseia na execução de rotores de máquinas assíncronas de rotor bobinado. Na máquina síncrona convencional, existe uma estrutura de montagem dos pólos sobre o rotor sendo suas conexões elétricas externas efetuadas por meio de dois anéis coletores (todos os pares de pólos são ligados ao anel). A força centrífuga resultante do movimento do eixo atua sobre cada pólo da máquina. Neste caso o ponto crítico é a fixação dos pólos. No caso da máquina síncrona de velocidade variável, a estrutura rotórica é diferente, e é composta por uma estrutura com ranhuras semelhante a estrutura do estator.

Neste caso não há problemas para fixação da estrutura estatórica. No entanto as conexões elétricas devem ser feitas por meio de 4 anéis coletores. As cabeças das bobinas dos enrolamentos, bem como as conexões aos anéis coletores é que são afetadas pela ação da força centrífuga da rotação do eixo. Para contornar este problema a TOSHIBA utiliza um sistema de fixação especial chamado U-BOLT que está ilustrado na figura 2.6.a. Na figura 2.6.b podemos ver uma comparação do sistema de fixação da máquina síncrona convencional.

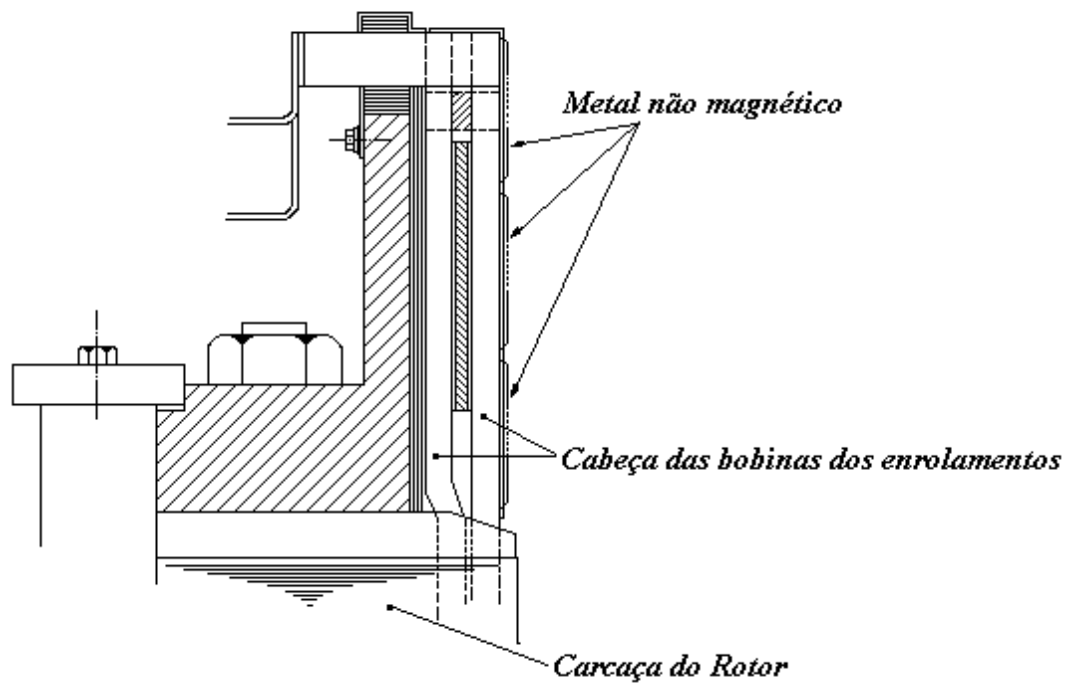


Figura 2.6.a: Sistema de fixação convencional

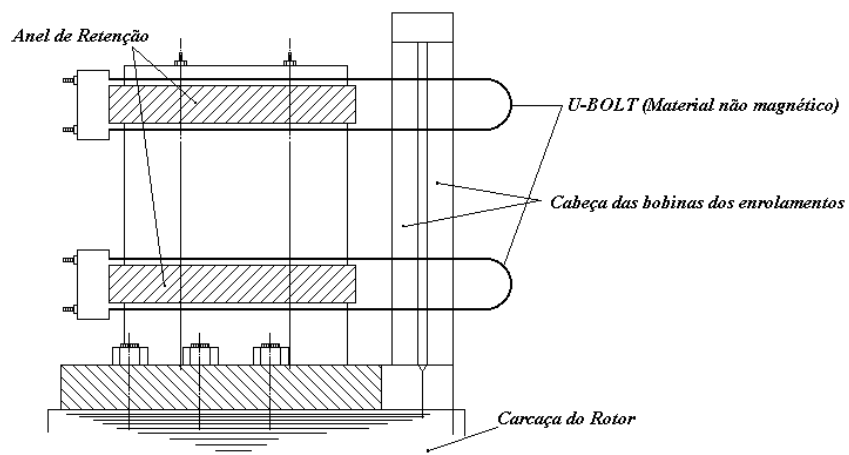


Figura 2.6.b: Sistema de fixação U-BOLT

Princípio de funcionamento da Máquina Síncrona de Velocidade Ajustável

O princípio de funcionamento da máquina síncrona de velocidade ajustável está baseado na aplicação de uma excitação adequada aos circuitos rotóricos de excitação da máquina síncrona. Para que sua operação seja estável como máquina síncrona é necessário que a frequência da corrente alternada gerada nos circuitos estatóricos sejam constantes e igual a velocidade síncrona. Na máquina síncrona convencional isto é feito por meio de um regulador de velocidade que mantém a velocidade do eixo constante, uma vez que esta é proporcional a frequência gerada. Na máquina síncrona de velocidade ajustável não há essa necessidade, resultando em reguladores mais flexíveis.

A excitação da máquina síncrona de velocidade ajustável deve ser regulada de modo a proporcionar uma frequência gerada constante. Para isto esta excitação deve ser adequada, i. e., deve consistir de um sistema capaz de fornecer corrente alternada trifásica conforme detalhado no item 1.1.1. Este sistema trifásico de excitação deve ainda ser capaz de variar a frequência desta corrente alternada produzida.

Enquanto na máquina síncrona convencional o campo elétrico produzido no rotor se torna girante por meio da rotação do eixo da máquina, o campo elétrico da máquina síncrona de velocidade ajustável pode se tornar campo elétrico girante sem que o eixo da máquina necessite entrar em rotação. Basta que a frequência do sistema trifásico de excitação seja diferente de zero. Neste caso a frequência gerada no estator da máquina será igual a frequência do sistema de excitação. Desta forma porém nenhuma energia é convertida a partir do eixo da máquina, e conseqüentemente transmitida ao circuito estatórico.

Com a rotação do eixo da máquina síncrona de velocidade ajustável, a velocidade do campo elétrico girante produzido pelo sistema de excitação trifásico é acrescida pela velocidade do eixo da máquina, resultando em:

$$N_g = N_{EX} + N_R \quad (\text{eq. 2.21})$$

Onde:

n_g - rotação do campo elétrico girante no estator da máquina síncrona

n_{EX} - rotação do campo elétrico produzido pelo sistema de excitação ($\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ [rad/s])

n_R - rotação mecânica do eixo da máquina síncrona

Sendo a frequência gerada dada conforme a equação (eq. 1.7) substituindo-se n por n_g .

A figura 2.7 ilustra os princípios básicos da máquina síncrona de velocidade ajustável.

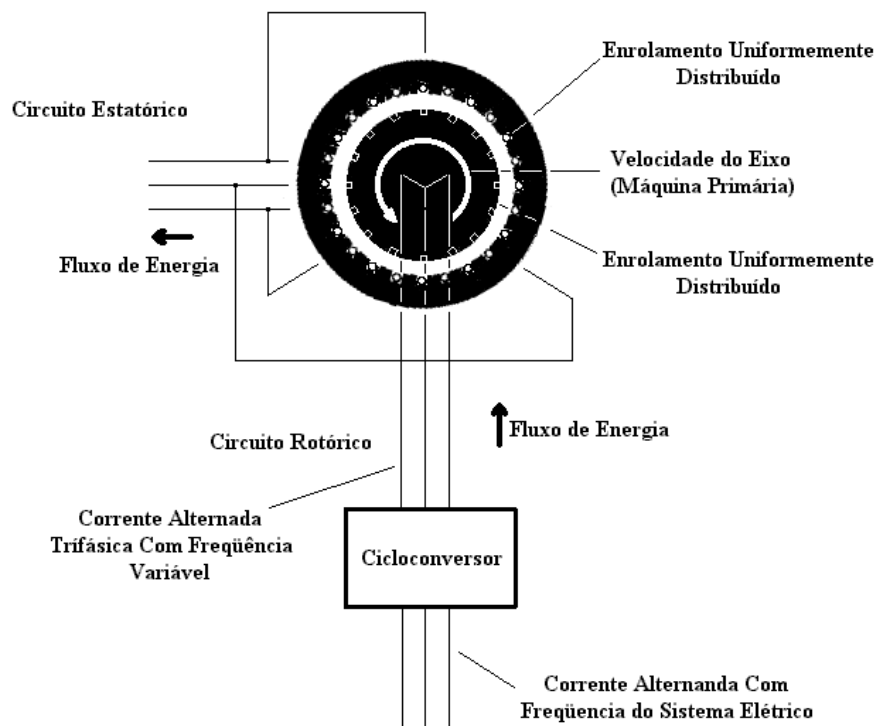


Figura 2.7.a: Conexão de cicloconversor de fluxo unidirecional

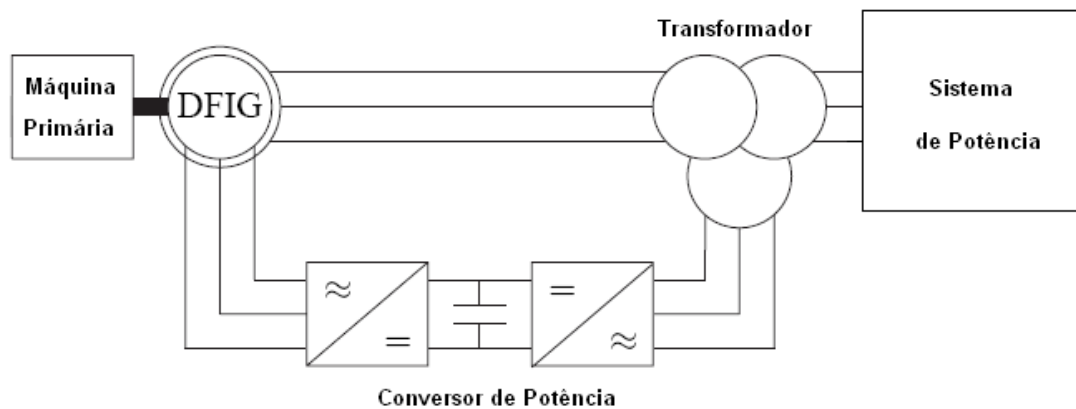


Figura 2.7.b: Sistema Rotação Ajustável com Cicloconversor

Sistema de Excitação

O sistema de excitação da máquina síncrona de velocidade ajustável é composto por conversores estáticos denominados cicloconversores de frequência, que é responsável pelo fornecimento de corrente alternada trifásica de frequência variável, a partir do sistema trifásico de potência a frequência constante, ou de um sistema auxiliar. Graças os avanços da eletrônica de potência o uso destes equipamentos ser tornou viável, e com perspectivas de custos cada vez mais baixos. Neste aspecto grande esforço ainda tem sido empreendido no sentido de padronização de equipamentos e componentes.

Embora ainda não se tenha disponível uma padronização para os sistemas de excitação, podemos citar os mais utilizados. Os primeiros cicloconversores utilizados como sistema de excitação eram a base de tiristores com gatilhamento convencional. Atualmente tem sido mais empregado o GTO ('Gate Turn Off') tiristor de 6000V -2500A com gatilhamento óptico com grande sucesso. Estes últimos apresentam velocidades de resposta mais rápida além de proporcionar circuitos de disparo mais robustos devido ao acoplamento óptico.

Dependendo ordem de potência envolvida os custos poderão ser bastante representativos. No entanto o uso dos geradores síncronos de velocidade variável geralmente não requer o uso de conversores ligados diretamente ao sistema de potência, i. e., não necessitam trabalhar com potência igual a potência nominal da máquina síncrona, situando-se na faixa de 10% desta no caso de aproveitamentos hidráulicos. O custo do conversor está ligado a potência que este deve manipular. Neste sentido o cicloconversor apresenta vantagens sobre o esquema de conexão unitária discutido anteriormente uma vez que no esquema de conexão unitária o conversor tem que manipular um valor de energia proporcional a energia gerada pela máquina.

Como exemplo do sistema de conexão unitária ressalta-se as empregadas com sucesso como por exemplo no 'link DC' ITAIPU, que converte energia elétrica a 50Hz para 60Hz por meio de conversão e transmissão em corrente contínua. Este sistema opera atualmente com potências da ordem de 12.000 MW. Outros sistemas também tem empregado conversores estáticos associados a geradores convencionais para operação em velocidades diferentes da síncrona, como na experiência de Eugene Water and Electric Board no projeto Blue River, estado de Oregon EUA.

O princípio de operação dos conversores estáticos variam bastante conforme a sua concepção. Os sistemas denominados de cicloconversores são uma categoria especial de conversor estático no qual a frequência de saída é inferior a frequência de entrada.

Sistemas de Controle

Os sistemas de controle associados devem atuar sobre os conversores estáticos cicloconversores de modo a ajustar a frequência da corrente alternada de saída destes de

acordo com a frequência gerada verificada. Caso haja uma tendência de aumento da frequência gerada o sistema de controle atua no sentido de diminuir a frequência de saída do cicloconversor, e quando a frequência gerada tem uma tendência de diminuir, o sistema de controle atua no sentido de aumentar a frequência de saída do cicloconversor. Deve-se ressaltar neste ponto que sobre o circuito rotórico da máquina, de característica indutiva ocorrem fenômenos de acoplamento magnético entre os circuitos, surgindo assim forças contra eletromotriz que no caso de conversores de estado sólido não contribuem para dificultar o controle, no entanto requerem a aplicação de medidas de proteção do circuito rotórico muito mais apuradas, devido as sobretensões resultantes.

O sistema de controle é do tipo vetorial, i. e., o controle da máquina efetuado pela decomposição das componentes de tensão, frequência e campo magnético nos respectivos eixos direto e em quadratura da máquina síncrona, sendo o eixo direto aquele equivalente ao qual diâmetro total do rotor no qual se tem núcleo ferromagnético, e o eixo em quadratura encontra-se deslocado de 90° mecânicos deste e corresponde a direção radial ao eixo de direto no qual se tem o enrolamento do rotor conforme a máquina da figura 2.8.

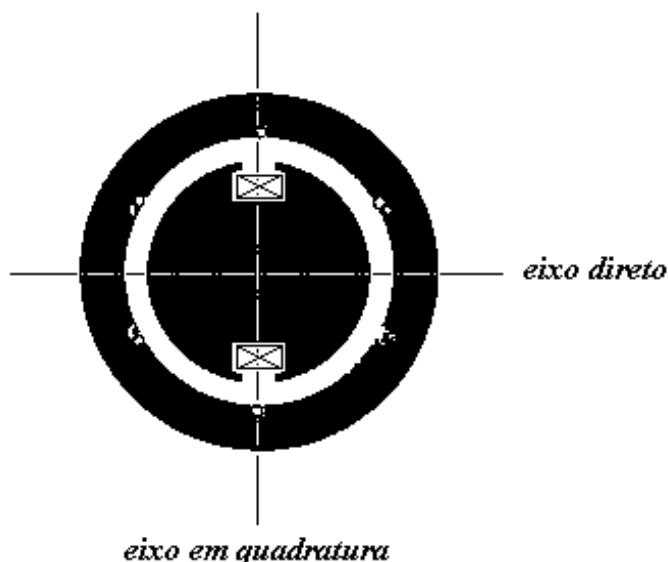


Figura 2.8: Equivalente de indutâncias de eixo em quadratura

Usando transformada de Park podemos decompor e controlar o comportamento em termos de eixo direto e eixo em quadratura. Estão incorporados também no sistema o controle de potência ativa, potência reativa e o de velocidade, de acordo com o sistema de admissão da turbina.

Cicloconversor

O cicloconversor é um conversor de freqüências que opera com energia alternada tanto na entrada quanto na saída, porém com freqüências diferentes. Nas aplicações de rotação ajustável pode ser acoplado por meio de anéis ao rotor bobinado da máquina assíncrona, alimentando-a com tensão na freqüência equivalente à diferença entre a rotação síncrona e a rotação mecânica do rotor (Figura 2.7) ou pode ainda ser conectado ao estator de uma máquina síncrona convencional. O primeiro cicloconversor utilizado comercialmente foi utilizado para conversão de um sistema de 50 Hz para 16 2/3 Hz em uma aplicação de tração em ferrovias. Este cicloconversor utilizava retificadores valvulados de arco de mercúrio controlados pela grade. Outras aplicações no mesmo período nos Estados Unidos da América utilizavam válvula thyatron à gás, com potências em torno de 400 HP (298,4 KW). Atualmente, os cicloconversores evoluíram significativamente, podendo empregar dispositivos de chaveamento mais eficientes baseados em IGBT's, tiristores ou GTO's, dependendo da velocidade requerida no chaveamento e das potências máximas requeridas. As principais aplicações deste tipo de conversor estão em acionamentos de moinhos de cimento, moinhos com rolantes, sistemas de geração para aeronaves com freqüência de 400 Hz (sistemas de geração com velocidade ajustável) e acionamentos "Scherbius" para restabelecimento de "black-out's" de energia.

(Arthur Scherbius – Engenheiro Eletricista alemão, usou princípios de acionamentos de máquinas rotativas no desenvolvimento de máquinas de criptografia de mensagens que culminaram no desenvolvimento do sistemas enigma da segunda guerra mundial)

A principal diferença entre o cicloconversor e um inversor de frequência é que o primeiro converte energia alternada de determinada frequência de entrada para energia alternada de frequência diferente usando somente um processo de conversão com um único estágio. Os IGBT's, "Insulated Gate Bipolar Transistors" são empregados em cicloconversores com "link" de alta frequência, no entanto tem potências limites inferiores. O IGBT é um dispositivo de chaveamento que emprega tecnologia de dispositivos bipolares (transistores bipolares) convencionais em associação com elementos de tecnologia MOS, "Metal Oxide Silicon". Já os cicloconversores que empregam tiristores (SCR's – "Semiconductor Controlled Rectifier") atuam como retificadores controlados, podem ser aplicados quando os requisitos de potência são mais elevados, no entanto atuam com velocidades de chaveamento inferiores ao IGBT. Finalmente os GTO's, "Gated Turn-Off Thyristors" atuam também como retificadores, porém apresentam vantagens em relação ao SCR no que se refere ao controle de chaveamento e na velocidade de chaveamento, que no entanto ainda é inferior aquelas verificadas em IGBT's. Muitos destes dispositivos como no caso do GTO, há a possibilidade de chaveamento óptico, de modo a isolar eletricamente os circuitos de alta e baixa potência (circuitos de controle), facilitando a concepção destes. A figura 2.9 a seguir ilustra o princípio básico do cicloconversor e do conversor de frequências convencional, onde o processo de conversão se dá em dois processos, a saber, primeiro a energia alternada com determinada frequência de entrada é convertida em energia contínua (DC), através de um sistema retificador controlado, formando assim o chamado "link" DC, que atua como entrada de um sistema inversor, que converte a energia contínua em energia alternada com frequência diferente da frequência de entrada. No cicloconversor, com "link" de alta frequência a energia alternada de entrada de determinada

freqüência é convertida em energia alternada de alta freqüência, formando o “link” de alta freqüência, por meio da ação de um cicloconversor elevador de freqüências. Em seguida, um cicloconversor abaixador, cuja entrada consiste do “link” de alta freqüência, converte a energia alternada de alta freqüência em energia alternada com freqüência diferente da freqüência de entrada.

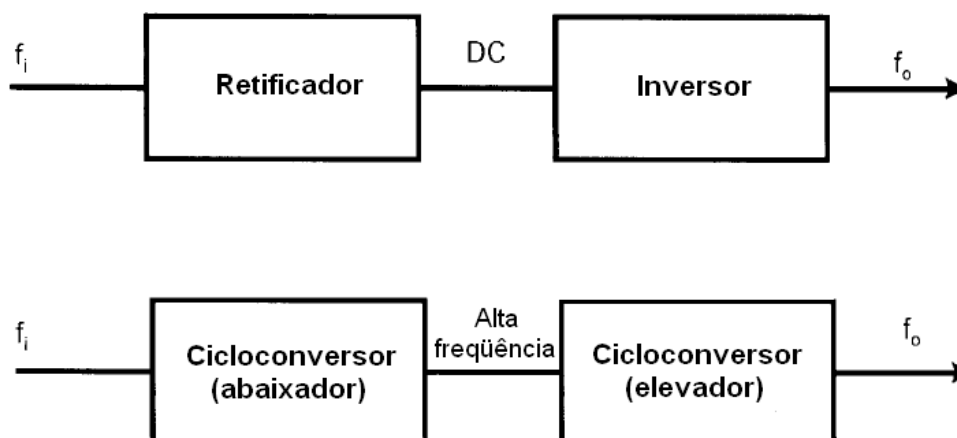


Figura 2.9: Cicloconversores básicos

A operação dos cicloconversores pode ser melhor compreendida pela análise de cicloconversores mais simples como o cicloconversor monofásico ilustrado na figura 2.10. De acordo com a estratégia de chaveamento definida pelo sistema de chaveamento (controle dos dispositivos de chaveamento), pode-se por exemplo ter, no primeiro semiciclo do sinal de entrada a condução de X1, enquanto os outros são mantidos em bloqueio. No segundo semiciclo X3 pode conduzir enquanto os outros são mantidos no bloqueio. No segundo ciclo do sinal, terceiro semiciclo, X1 conduz novamente enquanto os outros são mantidos no bloqueio. No próximo semiciclo, X2 conduz, enquanto os outros são mantidos no bloqueio. No quinto semiciclo X4 conduz, enquanto os outros são mantidos no bloqueio. E finalmente no sexto semiciclo, X2 conduz novamente, enquanto os outros são mantidos no bloqueio. O resultado desta sistemática de chaveamento é a forma de onda ilustrada na figura . A freqüência do sinal

de saída neste caso será três vezes menor que a frequência de entrada. Generalizando pode-se ter na saída uma frequência $f_o = (1/n)f_i$, sendo i designador de entrada, o designador de saída e n o número de semiciclos do sinal de entrada presente em cada semiciclo do sinal de saída, número este definido pela estratégia de controle adotada. Caso os SCR's recebam comandos de disparo com fases variadas, algo semelhante ao ilustrado na figura 2.11.b será obtido. Neste último caso, observa-se claramente que não somente a frequência do sinal de saída é alterada, i. e., os níveis de tensão também podem ser controlados.

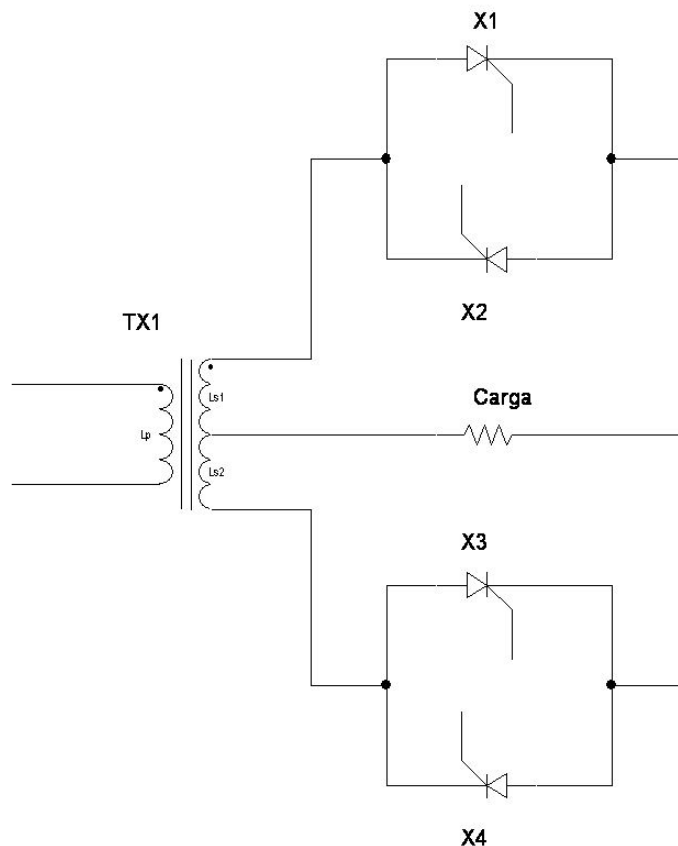


Figura 2.10: Cicloconversor monofásico básico

O exemplo anterior ilustra a operação de um cicloconversor abaixador, onde a frequência de saída é menor que a frequência de entrada, porém, com o mesmo circuito da figura 2.10, é possível, alterando-se a estratégia de disparo dos SCR's produzir na carga uma

forma de onda semelhante a indicada na figura 2.11.c. Neste caso, cada SCR é chaveado em um período bem inferior ao período do sinal de entrada, resultando assim em um cicloconversor elevador de freqüências. Deve-se ter em mente que em ambos os casos, o sinal de saída deve passar por um filtro de modo a extrair somente a fundamental.

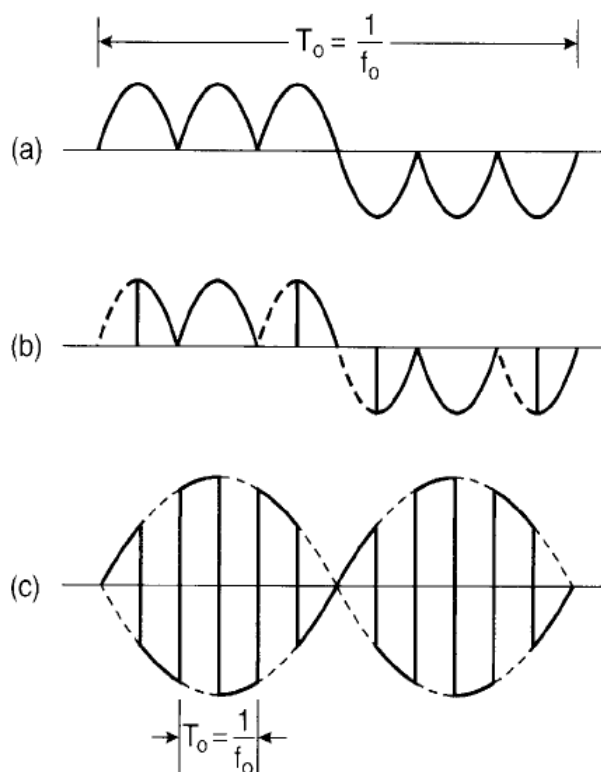


Figura 2.11: Formas de ondas de saída do cicloconversor monofásico

Na figura 2.12.a a seguir ilustra-se um cicloconversor trifásico de meia onda. Na figura 2.12.b tem-se um conversor trifásico convencional com “link” DC para efeito de comparação. Na figura 2.26 é apresentado um cicloconversor trifásico para cargas trifásicas, mais adequado as aplicações abordadas neste trabalho.

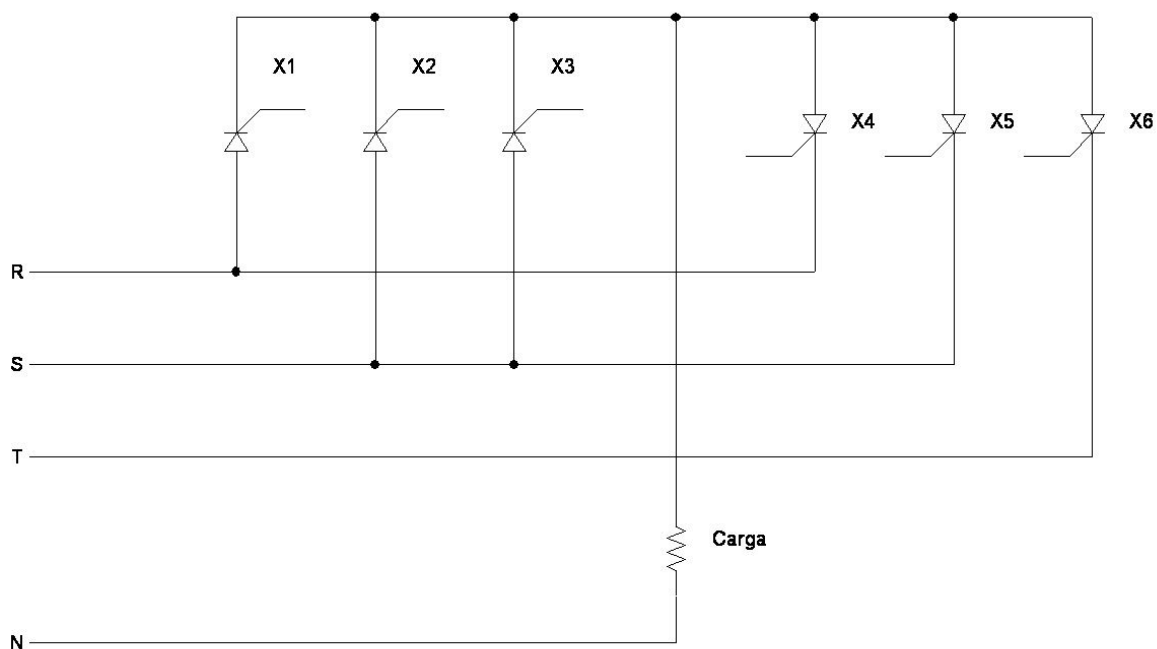


Figura 2.12.a: Cicloconversor trifásico de meia onda

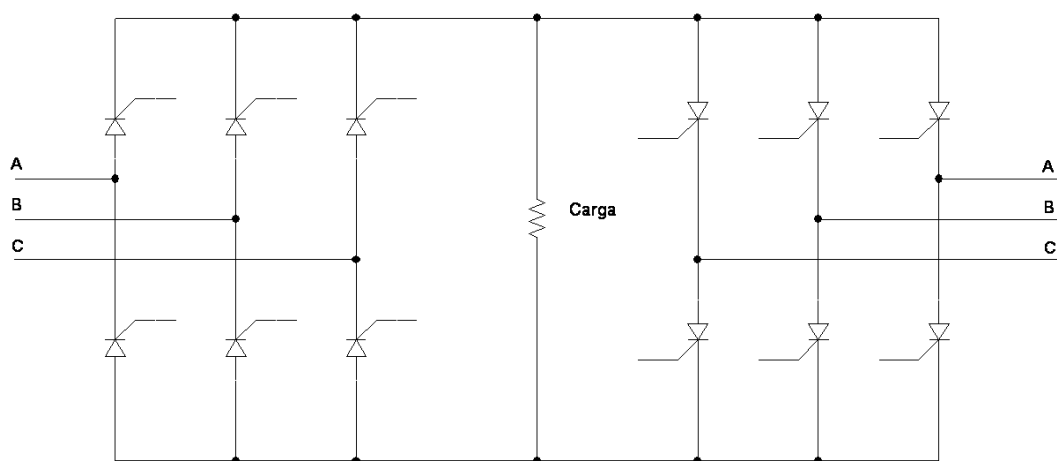


Figura 2.12.b: Cicloconversor trifásico com “link” DC (carga)

A operação do cicloconversor trifásico de meia onda pode ser melhor compreendida através da análise do circuito equivalente thevenin pode ser visto na figura 2.13.a . Nesta análise considera-se inicialmente o modo de operação em corrente contínua.

As impedâncias e os harmônicos de cada um dos componentes do conversor foram desprezadas. As duas fontes de tensão são controladas de modo que a tensão de saída $V_o = V_d$ seja equilibrada e a corrente I_d na carga possa fluir em ambos os sentidos.

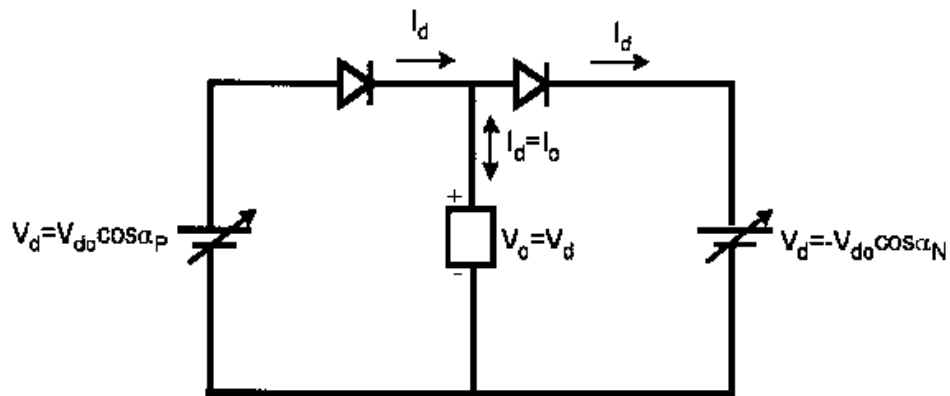


Figura 2.13.a: Circuito equivalente thevenin

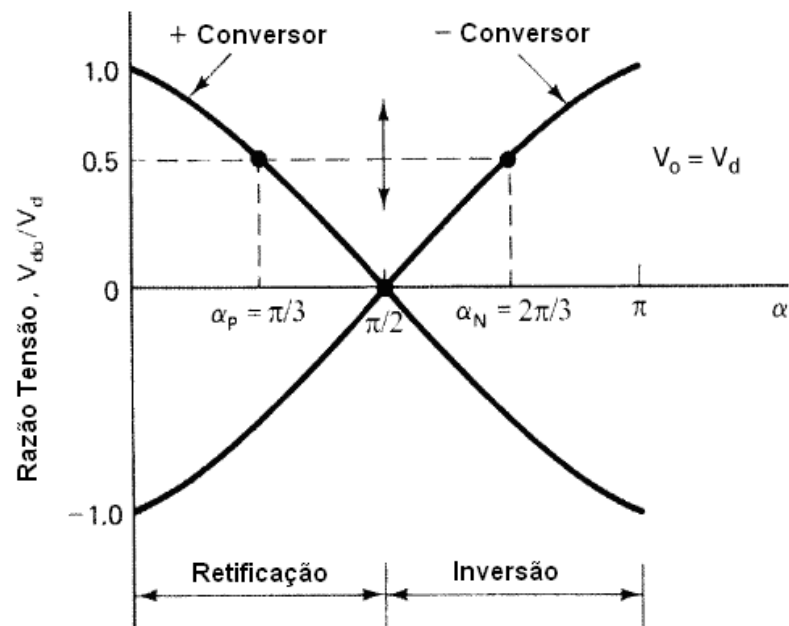


Figura 2.13.b: Controle de chaveamento no conversor com "link" DC relações de ângulos de disparo

$$V_0 = V_d = V_{d0} \cdot \cos \alpha_P = -V_{d0} \cdot \cos \alpha_N \quad (\text{eq. 2.22})$$

Onde:

V_{d0} – tensão de saída DC de cada conversor com ângulo de disparo igual a zero

α_P e α_N – são os respectivos ângulos de disparo

Para o conversor trifásico de meia onda, $V_{d0}=0,675 \cdot V_L$, Onde V_L é a tensão de linha do sistema trifásico, no caso do conversor da figura 2.12.b, $V_{d0}=1,35 \cdot V_L$. O controle da tensão em cada um dos dois conversores pode ser explicado através figura 2.13.b. Nesta as características de transferência de cada conversor são representadas em função do ângulo de disparo. As linhas horizontais pontilhadas indicam que a tensão de saída podem variar de polaridade de modo a produzir um sinal alternado na saída. A modulação correta dos ângulos de disparo podem ser controladas produzindo assim um sinal senoidal na saída v_o . Para tanto é necessário que:

$$\alpha_P + \alpha_N = \pi \quad (\text{eq. 2.23})$$

Para a condição específica ilustrada na figura, $V_d/V_{d0}=0,5$, $\alpha_P=\pi/3$ e $\alpha_N=2\pi/3$.

A figura 2.24 a seguir ilustra o circuito equivalente thevenin, onde as fontes de corrente contínua variáveis foram substituídas por fontes senoidais alternadas.

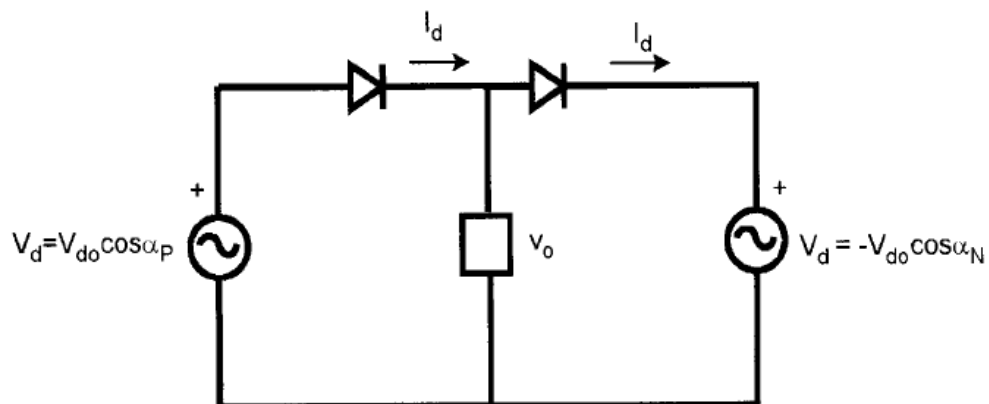


Figura 2.24: Circuito equivalente thevenin com fontes senoidais

Através desta análise pode-se concluir que a operação do cicloconversor pode ocorrer em qualquer um dos quatro quadrantes de operação, como ilustrado na figura 2.25 a seguir.

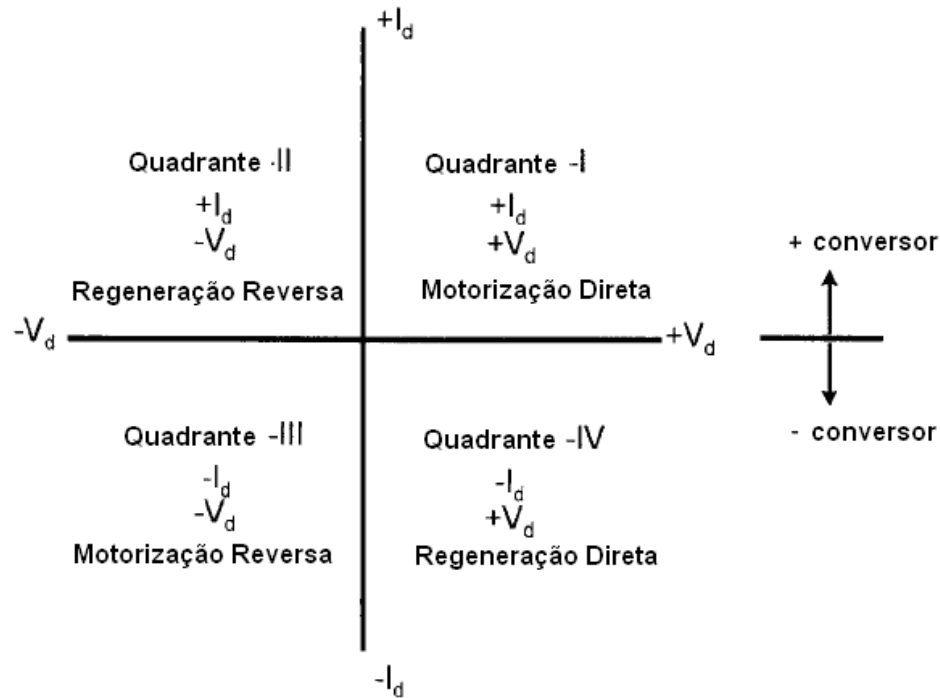


Figura 2.25: Quadrantes de operação

Para o circuito trifásico da figura 2.26, dotado de 18 SCR's, formado por três cicloconversores de meia onda, apresentando como carga uma máquina alternada genérica, conectada em ligação estrela. O terminal neutro da carga geralmente não é conectado, como indicado, caso contrário, cada um dos grupos cicloconversores de meia onda ficará livre para operar de forma independente, gerando altas correntes de neutro, prejudicando a operação da máquina AC. No caso deste circuito trifásico, o ângulo de modulação deve ser $2\pi/3$ de modo a produzir formas de ondas trifásicas na saída. Os indutores IGR ("Inter-Group Reactors") inseridos entre os grupos anti-paralelos de SCR's de cada fase tem a função de restringir a circulação de corrente, fato que será melhor detalhado mais tarde. A figura 2.27, a seguir ilustra

a forma de onda de saída do circuito trifásico, em cada fase. A frequência e a tensão de saída podem ser alteradas através da modulação do ângulo de disparo α . Os harmônicos presentes na tensão de saída podem ser filtrados pela própria indutância mútua da máquina AC, resultando no valor médio senoidal indicado na figura 2.27.

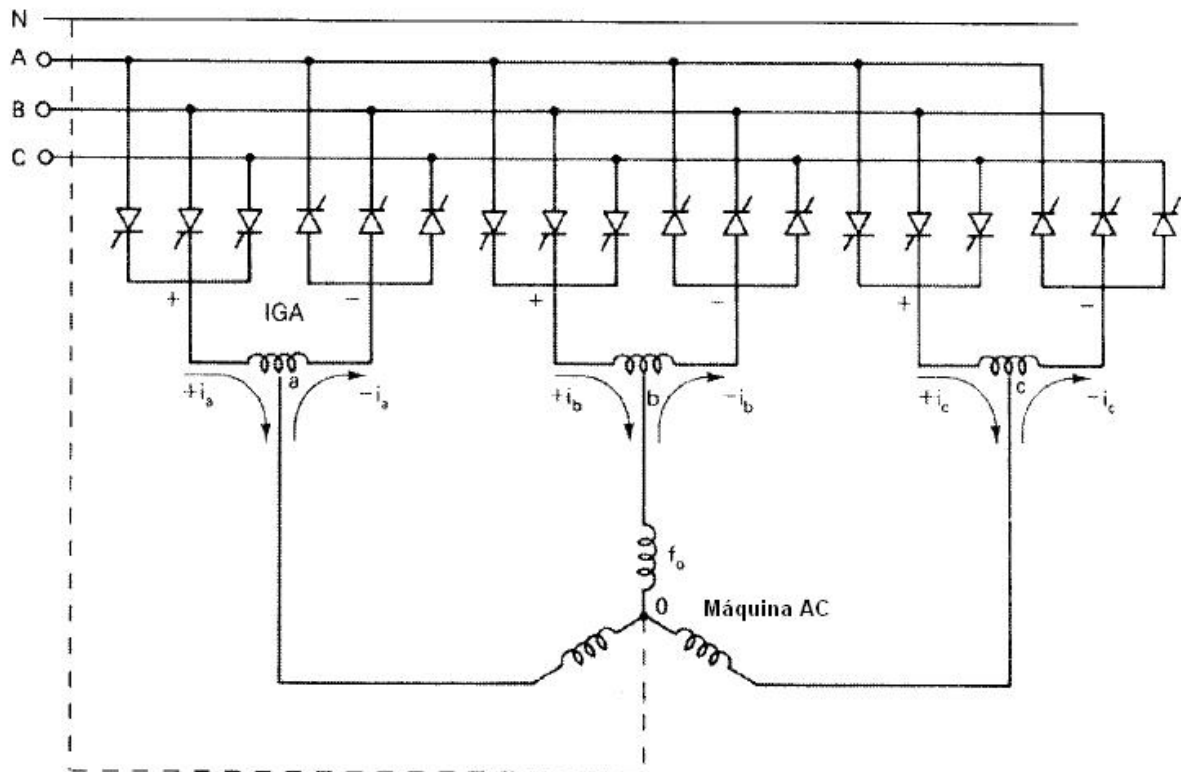


Figura 2.26: Cicloconversor trifásico com 18 tiristores

O cicloconversor trifásico da figura 2.26, pode ainda trabalhar um fator de potência arbitrário, indicado na figura 2.28, a seguir pelo ângulo ϕ . Na figura 2.28.a, quando as polaridades da corrente e tensão são iguais o conversor opera como retificador, e quando estas são diferentes, o conversor opera como inversor. Como ambos os componentes que constituem uma dada fase do conversor podem ser controlados simultaneamente de modo a produzir a tensão de saída, permitindo assim fluxos de corrente bidirecionais em cada um deles, gerando

ângulos de fase bidirecionais. Logicamente que diferenças de potencial instantâneas surgirão entre duas fases do conversor, porém estes efeitos são discutidos posteriormente.

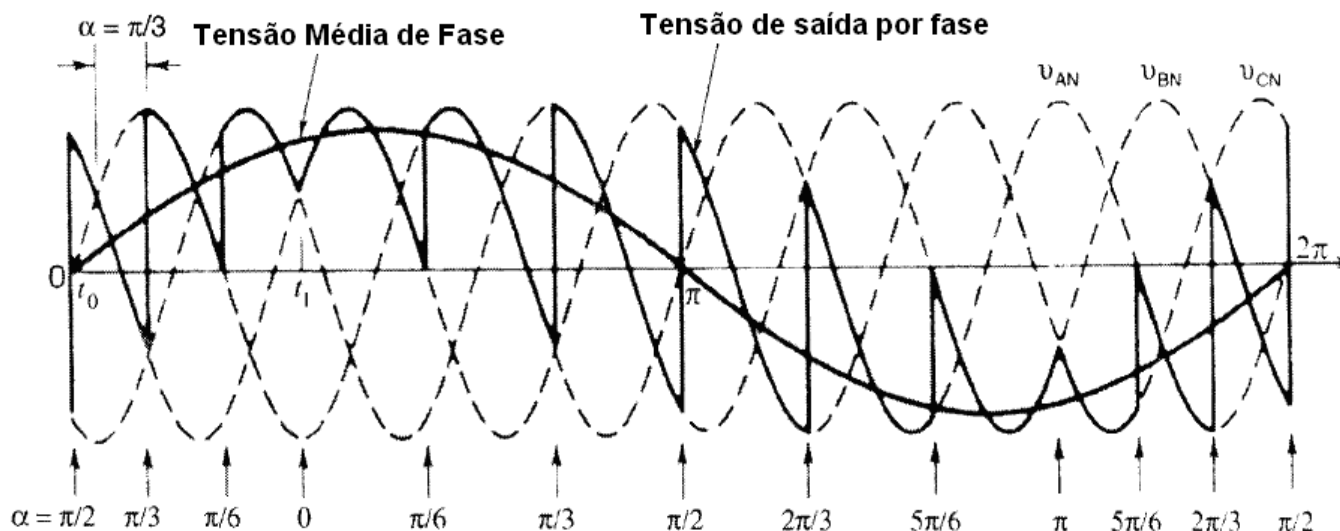


Figura 2.27: Formas de ondas de saída do cicloconversor trifásico de 18 tiristores

Outra topologia de cicloconversor é mostrada na figura 2.29, a seguir. Esta consiste de uma configuração de três pontes trifásicas de seis pulsos, com 36 SCR's, bastante empregada em aplicações de alta potência (vários megawatts). Cada ponte é conectada através de um transformador isolador trifásico, não sendo necessário um transformador isolador para máquina, caso esta apresente enrolamentos isolados. Neste esquema também não se incluiu indutores IGR, que no entanto poderiam estar presentes. A operação deste circuito é similar ao circuito com 18 SCR's, porém neste caso nível de componentes harmônicos esperados é bem menor.

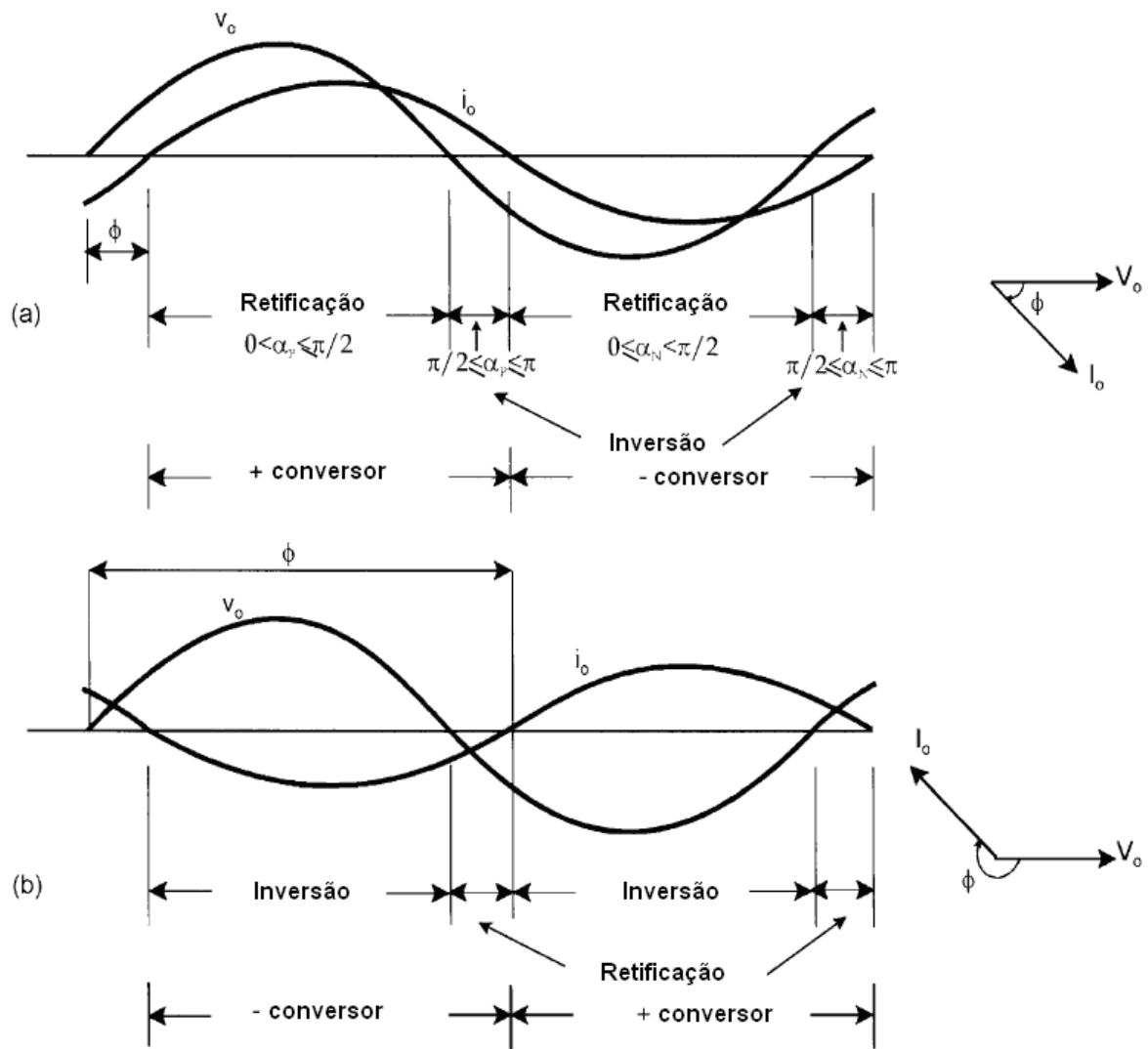


Figura 2.28: Influência do fator de potência na carga

A tensão de saída dos cicloconversores, obtida em função do fator de modulação pode ser determinada pelas seguintes relações:

$$v_o = \sqrt{2} \cdot V_o \cdot \sin \varpi_0 t \quad (\text{eq. 2.23})$$

Onde:

V_o – tensão eficaz (RMS) de saída

ϖ_0 - frequência de saída = $2 \cdot \pi \cdot f_0$

Desde que $\alpha_P + \alpha_N = \pi$, tem-se:

$$v_0 = V_{d0} \cdot \cos \alpha_P = -V_{d0} \cdot \cos \alpha_N = m_f \cdot V_{d0} \cdot \sin \omega_0 t \quad (\text{eq. 2.24})$$

Onde:

m_f – fator de modulação

V_{d0} – pode ser $=0,675 \cdot V_L$ para cicloconversor de 18 SCR's ou $=1,35 \cdot V_L$ para o cicloconversor de 36 SCR's

Pelas equações e o fator de modulação pode ser determinado pela relação:

$$m_f = \frac{\sqrt{2} \cdot V_0}{V_{d0}} \quad (\text{eq. 2.25})$$

E pelas equações e o ângulo de disparo pode ser determinado por:

$$\alpha_P = \cos^{-1} [m_f \cdot \sin \omega_0 t] \quad (\text{eq. 2.26})$$

$$\alpha_N = \pi - \alpha_P \quad (\text{eq. 2.27})$$

Os cicloconversores citados podem operar basicamente no modo de corrente de circulação e no modo não circulante de corrente, ou modo de bloqueio. No modo de corrente de circulação, sempre existe corrente fluindo entre um conversor positivo e um negativo, componentes do cicloconversor. Em todos os casos a componente fundamental da tensão de saída permanece a mesma, porém as harmônicas causam diferenças de potenciais instantâneas, provocando curto circuitos, a menos que seja introduzido um indutor IGR, como indicado na figura 2.30, a seguir.

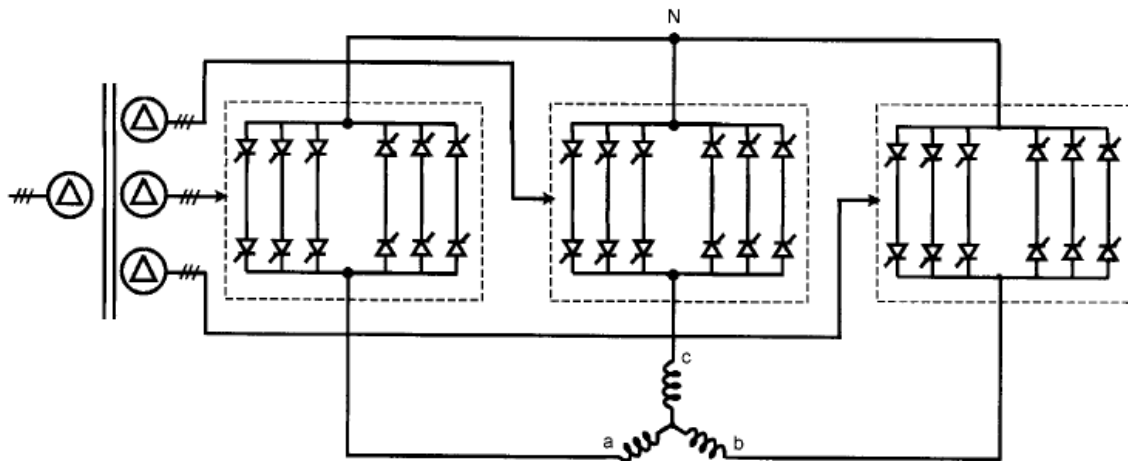


Figura 2.29: Cicloconversor trifásico com 36 tiristores

Trata-se do circuito equivalente, onde incluiu-se a auto-indutância IGR. Pode ser demonstrado que a corrente de circulação de circulação entre o conversor positivo e o negativo é desenvolvida através da indutância IGR. As formas de ondas resultantes podem ser vistas na figura 2.31 a seguir.

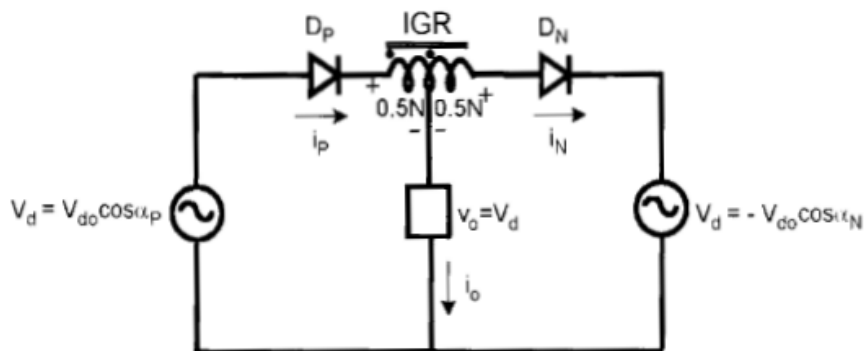


Figura 2.30: Indutor de comutação IGR

Assumindo que a carga tem características altamente indutivas, a corrente de carga é restringida a formas senoidais pela tensão v_0 aplicada e que em $t=0$ a corrente é chaveada para positiva na carga, como mostra a figura 2.31. A corrente na carga é mantida somente pelo conversor positivo (desde que $i_p=i_0$). O aumento da corrente de carga no intervalo angular de 0

à $\pi/2$ provoca uma queda da tensão positivo $v_L = di_o/dt$ no segmento primário da auto-indutância IGR. Considerando a polaridade indicada no circuito, a tensão induzida pela auto-indutância IGR no segmento secundário terá polaridade oposta, polarizando reversamente o diodo D_N . Desta forma, qualquer corrente de circulação para o conversor negativo fica inibida. Contudo se no ângulo $\pi/2$, $V_L=0$ então i_o responderá com um pico de valor I_m . A partir deste ponto v_L tende a inverter sua polaridade, o que irá induzir uma corrente no conversor negativo, grampeando a tensão sobre IGR para zero. Neste intervalo a tensão sobre IGR permanece grampeada em zero e a força magneto motriz igual à $0,5.N.I_m$ (Onde N é o número de espiras de IGR) ficará fixada neste valor. Como resultado deste processo, surgirá uma corrente auto induzida circulando entre o conversor positivo e o conversor negativo, como mostra a figura 2.31. Desde que a força magneto motriz (ou fluxo mútuo) na indutância IGR permaneça constante ($0,5.N.I_m$) em qualquer instante (conservação da energia magnética ou fluxo mútuo), pode-se escrever as seguintes equações de balanço:

$$0,5.N.i_p + 0,5.N.i_N = 0,5.N.I_m \quad (\text{eq. 2.28})$$

ou

$$i_p + i_N = I_m \quad (\text{eq 2.29})$$

Mas,

$$i_p - i_N = i_o = I_m.\text{sen}\omega_0.t \quad (\text{eq. 2.30})$$

Das equações e , pode-se resolver para determinar i_p e i_N :

$$i_p = 0,5.I_m + 0,5.I_m.\text{sen}\omega_0.t \quad (\text{eq. 2.31})$$

$$i_N = 0,5.I_m - 0,5.I_m.\text{sen}\omega_0.t \quad (\text{eq. 2.32})$$

Observando a figura 2.31, nota-se que a forma de onda da corrente auto induzida de circulação consiste da diferença entre as formas de ondas da corrente no conversor e a corrente da carga. No circuito real, deve-se obviamente considerar o “ripple” inerente das

componentes harmônicas de chaveamento. Outro ponto a se observar é que estas formas de ondas supõem a operação em regime permanente, sendo que na ocorrência de transitórios de carga, os níveis dinâmicos tenderão aos níveis de regime permanente, pois a conservação da energia magnética nas indutâncias IGR prevalecerão. A figura 2.32, a seguir ilustra as formas de ondas para um cicloconversor de 36 SCR's. Na figura 2.32.a, tem-se a forma de onda produzida na saída do conversor positivo, por uma modulação apropriada do ângulo de disparo dos SCR's. Na figura 2.32.b, tem-se a respectiva saída para o conversor negativo. Na figura 2.32.c, tem-se a tensão média de saída na indutância IGR, com oscilações mais suaves que as produzidas em cada conversor (menor índice de harmônicos). Na figura 2.32.d, observa-se a diferença de potencial instantânea entre os conversores positivo e negativo. Na figura 2.32.e, f e g mostram as correntes no conversor positivo, no conversor negativo e na carga, respectivamente

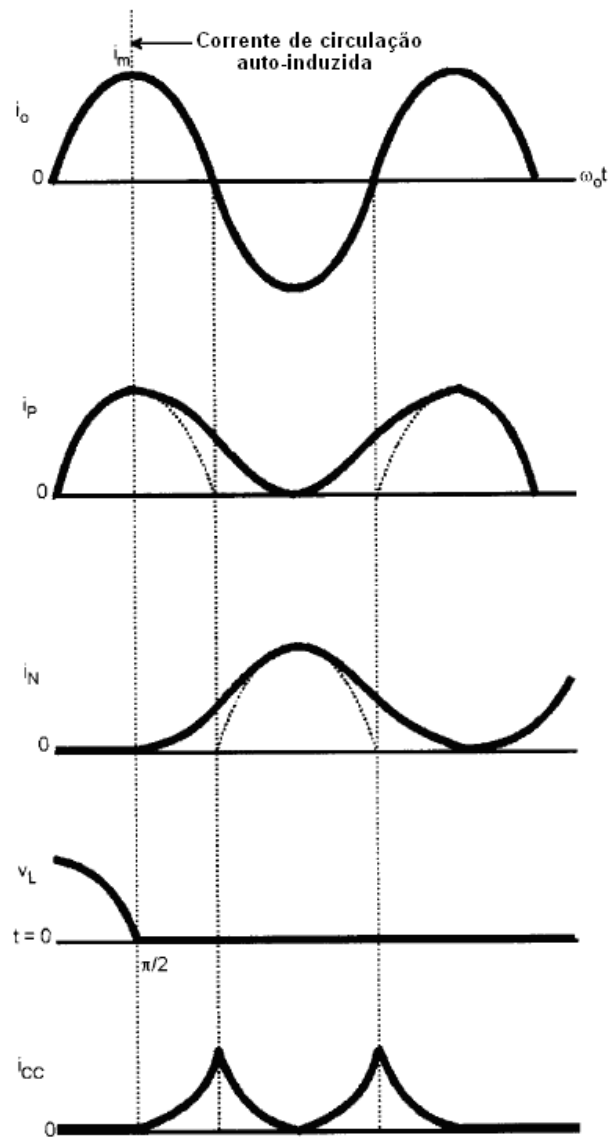


Figura 2.31: Formas de onda com indutor IGR

O modo de operação com corrente de circulação apresenta vantagens e desvantagens em relação ao modo não circulante ou bloqueado. A seguir tem-se a lista destas vantagens e desvantagens.

Vantagens:

- A tensão de fase de saída v_o é apresenta transições mais suaves, gerando menos harmônicos na corrente de carga.

- A faixa de frequências de saída é maior.
- Os requisitos de fator de potência da carga não afetam os harmônicos da tensão de saída.
- Há menores problemas com sub-harmônicos na carga.
- Os harmônicos injetados na rede elétrica de entrada são menores
- O controle intencional da corrente de circulação habilita adicionalmente um método de controle do fator de potência demandado da rede elétrica.
- O controle é mais simples.

Desvantagens:

- Grandes indutores IGR aumentam os custos, aumentando também as perdas de energia.
- As correntes de circulação comportam-se como cargas adicionais para os SCR's, aumentando suas perdas.
- O custo total do projeto é elevado.

Embora a operação no modo de correntes de circulação apresente muitas vantagens, na prática, não se constitui do modo mais utilizado devido aos elevados custos. No modo de não circulação de corrente, ou modo bloqueado, não se utiliza indutâncias IGR. Neste caso, somente um dos conversores (positivo ou negativo) pode conduzir em cada instante da operação. Neste caso, o papel de proteção fica a cargo do controle de disparo dos SCR's que é responsável por manter a tensão de saída nos níveis apropriados, neste caso deve-se ter $\alpha_P + \alpha_N = \pi$. A figura 2.33, a seguir ilustra a seleção dos conversores, de acordo com informações do detector de passagem por zero na corrente de carga. O princípio básico utilizado é que a corrente positiva na carga é fornecida somente pelo conversor positivo, sendo que este só será

habilitado quando a corrente for positiva na carga, i. e, o conversor é desabilitado quando se teria início uma corrente de circulação. O mesmo ocorre com o conversor negativo. Como a tensão de saída do cicloconversor é senoidal, a corrente de carga tende a ser também senoidal, e a seleção entre conversor positivo e negativo não representa maiores dificuldades. Neste processo utiliza-se um sensor de diferenças de polaridade na corrente, de modo a identificar o instante no qual a corrente de carga muda de sentido. O sinal deste sensor é utilizado para comandar o acionamento dos conversores positivo ou negativo. Neste processo, um dos conversores é inibido, sem que o outro conversor entre em operação, resultando em um intervalo de tempo t_g , no qual nenhum dos conversores atua. Este período t_g previne a ocorrência de curto-circuitos, proporcionando aos SCR's tempo suficiente para o chaveamento. Evidentemente, que teremos distorções de cruzamento de zero ("cross-over") nas formas de onda de saída neste caso.

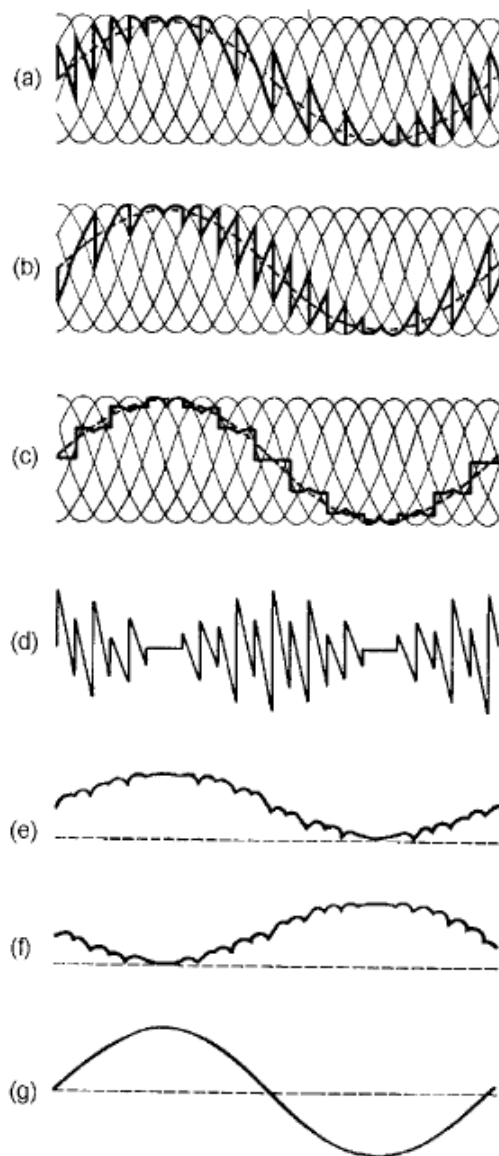


Figura 2.32: Formas de onda de saída do cicloconversor trifásico de 36 SCR's

A forma descrita até aqui tem como desvantagem adicional a possibilidade de entrada do cicloconversor no modo de operação descontinuo, que pode ser resultado da ação da tensão contra-eletromotriz da máquina AC utilizada como carga. No modo descontinuo cada um dos conversores pode ser desabilitado prematuramente, introduzindo distorções adicionais nas formas de onda de saída. Na prática utilizam-se outros métodos mais eficazes de chaveamento

para operação no modo de bloqueio. Porém todos utilizam a técnica de “banda morta” descrita (com t_g).

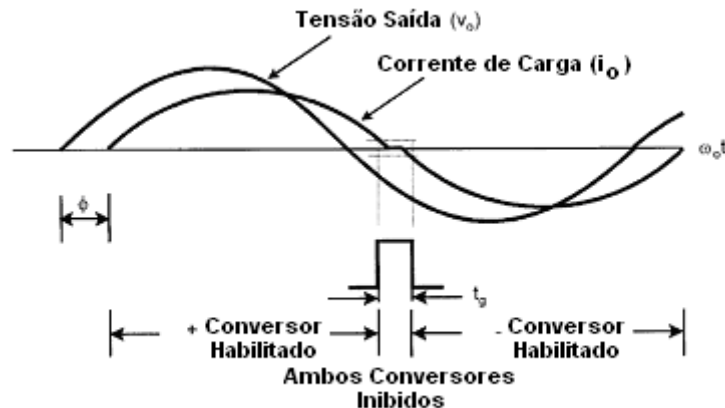


Figura 2.33: Exemplo de comando de inibição de comutação dos conversores

Os cicloconversores introduzem harmônicos tanto no sistema ligado a sua entrada quanto em sua saída. Estes harmônicos deveriam ser filtrados, por meio de filtros conectados a entrada e a saída do cicloconversor, porém, na prática a saída do cicloconversor normalmente é ligada diretamente a máquina AC. A indutância mútua da máquina atua como filtro passa baixas, de modo que a corrente e tensão na saída tendem a formas de ondas senoidais. Contudo componentes de “ripple” da corrente poderão causar aquecimento extra e pulsações no torque eletromagnético. Em geral a produção de harmônicas são influenciadas pelos seguintes fatores

- Modo de operação: com corrente de circulação ou modo de bloqueio de correntes de circulação.
- Número de pulsos (P).
- Fator de modulação da tensão de saída (m_f).
- Relação entre as frequências de saída e de entrada (f_o/f_i)

- Fator de potência demandado.
- Modo de condução contínuo ou descontínuo.
- Efeitos de comutação forçada.
- Controle realimentado e sua largura de faixa.

O estudo dos efeitos harmônicos é muito complexo tanto do ponto de vista gráfico quanto do ponto de vista analítico. Por este motivo é usual se recorrer a programas de simulação de modo a efetuar análises com base em ferramentas como a FFT, “Fast Fourier Transformer”. Vários estudos envolvendo cicloconversores indicam sérios problemas com relação a presença de sub-harmônicos, bem como pela presença de número elevado de componentes harmônicas, a relação entre as freqüências de saída e de entrada ficam restritas a uma faixa que vai de 0 à 1/3 (0 à 20 Hz, caso a freqüência de entrada seja 60 Hz).

Qualquer conversor controlado por fase com comutação pela rede elétrica, demanda desta correntes reativas. O cicloconversor é basicamente um conversor controlado por fase com comutação pela rede elétrica e portanto apresenta correntes reativas de entrada. Assim o próprio processo de chaveamento dos SCR's podem afetar o fator de potência demandado da rede elétrica. Este efeito, em associação com as componentes harmônicas, contribuem para que o fator de potência alcance níveis muito baixos, o que se constitui a principal desvantagem do cicloconversor em relação aos demais conversores. Considerando um cicloconversor operando com baixas freqüências de saída, condução no modo contínuo, com carga altamente indutiva, pode-se facilmente chegar a seguintes expressões para determinação da potência reativa e ativa demandadas da rede elétrica.

$$P_i' = 3.V_s \cdot \left[\frac{\sqrt{3}.i_0}{\sqrt{2}.\pi} \right] \cdot \cos \alpha_p \quad (\text{eq. 2.33})$$

$$Q_i' = 3.V_s \cdot \left[\frac{\sqrt{3}.i_0}{\sqrt{2}.\pi} \right] .sen\alpha_p \quad (\text{eq. 2.34})$$

Onde:

V_s – tensão (rms) de linha

Adicionalmente, tendo como base as potências ativa e reativa de entrada, considerando-se ainda $P_o=P_i$, pode-se determinar o potência reativa na carga, bem como o fator de potência, através das seguintes relações:

$$Q_0' = V_0.I_0.sen\phi \quad (\text{eq. 2.35})$$

$$DPF = \frac{m_f}{\left| 1 + j \frac{2}{\pi} .(1 + \phi . \tan \phi) \right|} \quad (\text{eq. 2.36})$$

Onde:

DPF – Fator de potência

ϕ – ângulo de fator de potência da carga

Devido a extrema complexidade dos circuitos de controle de chaveamento de cicloconvertidores, apenas uma análise elementar será efetuada destes. O esquema mais empregado no controle de cicloconvertidores consiste de um sistema de frequência constante com velocidade variável (VSCF – “Variable-Speed, Constant-Frequency”). O diagrama de blocos típico deste sistema pode ser visto na figura 2.34.a, a seguir. Um barramento gerador fornece frequências variáveis (numa faixa que vai de 1333 Hz à 2666 Hz) que alimenta as fases do cicloconvertor. É assumida uma variação de velocidade está numa taxa de 2:1, neste caso. Cada conversor apresenta um filtro passa baixas na saída. O bloco modulador α recebe um sinal polarizado cossenoidal do barramento gerador e um sinal senoidal de controle para gerar os ângulos de disparos dos SCR's. O sinal senoidal trifásico de controle pode ser obtido do

ramo de realimentação primário de tensão, representado por V_R ("Vector Rotator"), que recebe a posição angular θ , obtido do sinal de frequência. A tensão de realimentação V_S pode ser obtida das tensões de fase de saída. Na figura 2.34.b, pode-se observar com maiores detalhes o processo usado no modulador. O método da forma de onda cossenoidal com $\alpha_P + \alpha_N = \pi$, assegura uma característica de transferência linear entre o sinal de controle e a tensão de saída.

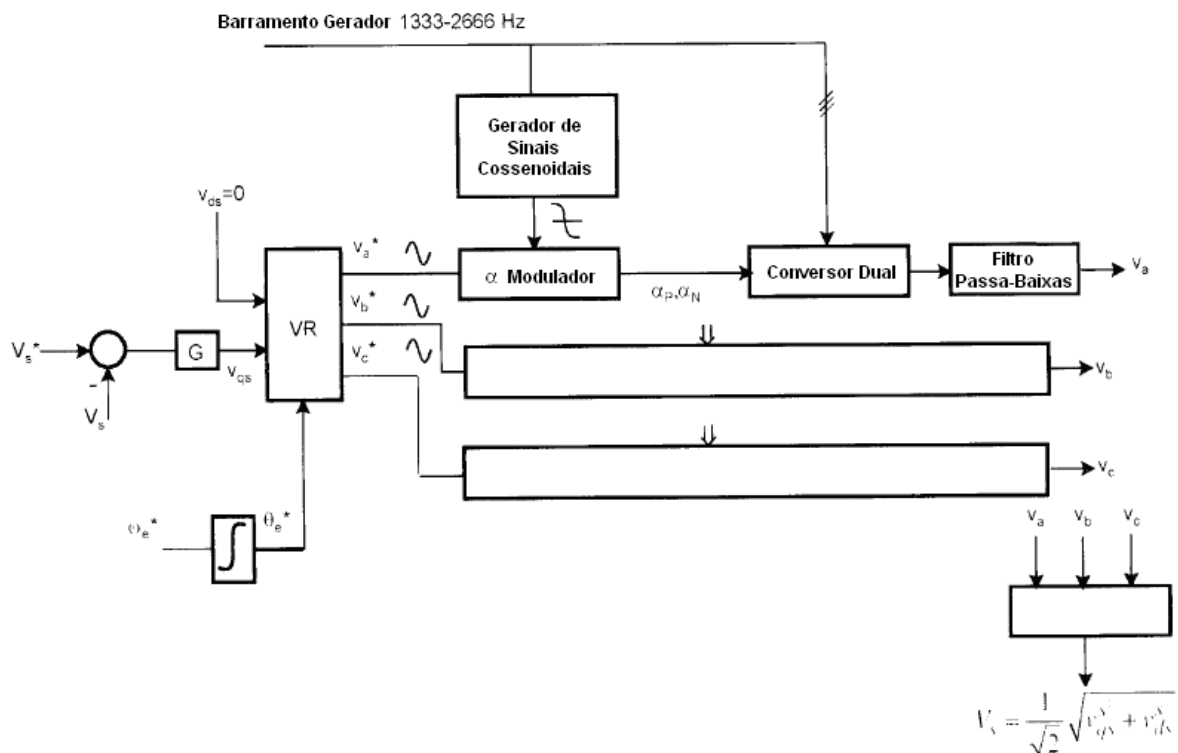


Figura 2.34.a: Diagrama de blocos de sistema de controle de cicloconversor

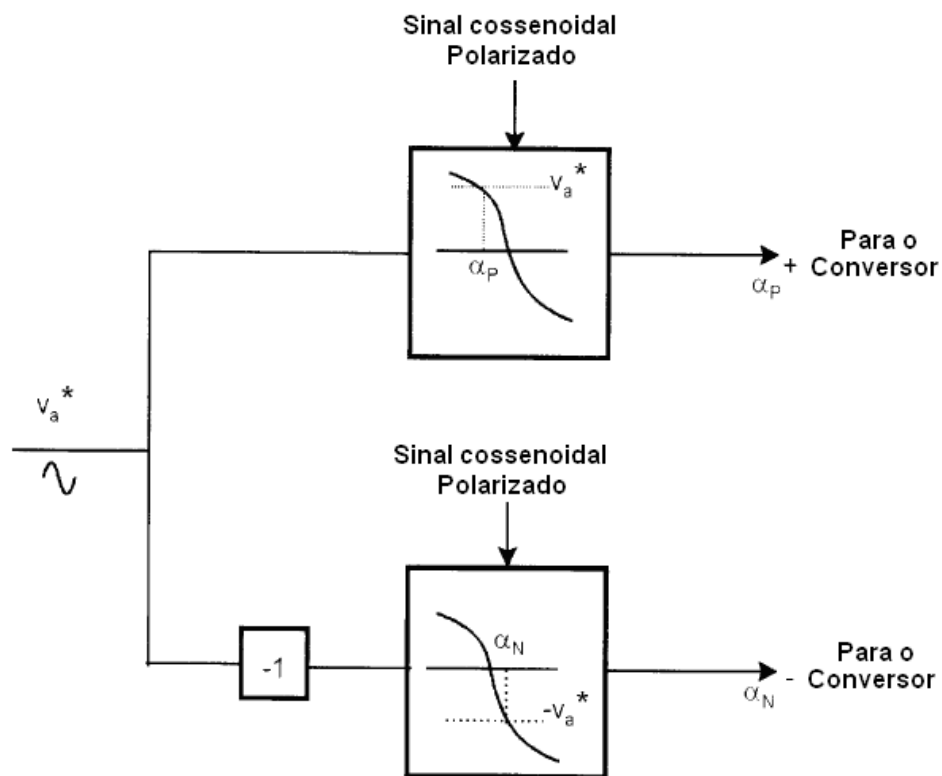


Figura 2.34.b: detalhes do modulador

Caso a opção de controle seja dada para corrente em vez da tensão, o princípio passa a ser representado pela figura 2.35, indicada a seguir. A corrente demandada é comparada com a corrente realimentada (sintetizadas para cada uma das fases) e através de um controlador PI (Proporcional Integrativo) obtém-se o sinal de tensão com rotação síncrona.

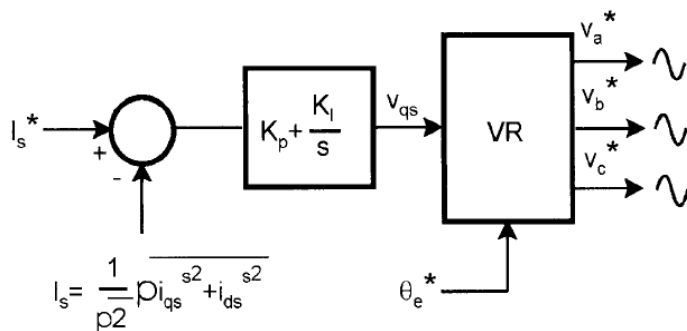


Figura 2.35: Controlador acionado pela corrente

Pode-se incorporar ainda vários métodos adicionais de modo a melhorar o fator de potência, um deles consiste na operação com formas de ondas quadradas de saída, o uso de ângulos de disparo assimétricos, controladores de corrente de circulação e uso de compensadores estáticos de reativos.

Os cicloconvertidores com “link” de alta frequência com chaves do tipo IGBT não são abordados visto que atuam com potências de saída muito baixas, não adequadas a aplicações de geração. Outra observação importante é que em todos os esquemas observados pode-se efetuar a substituição dos elementos SCR's por elementos GTO's, sendo que neste caso pode-se ter ainda ganhos operativos tendo em vista a possibilidade extra do gatilhamento forçado no desligamento das chaves.

Devido as características citadas o cicloconversor geralmente é empregado de modo a se conectar aos enrolamentos rotóricos trifásicos de uma máquina síncrona especial, ou ainda de uma máquina assíncrona de rotor bobinado. No caso da máquina síncrona especial é importante lembrar, no entanto, que esse esquema apresentará custos superiores no que se refere ao gerador, devido à necessidade de enrolamento trifásico no rotor, afetando também as dimensões do próprio estator.

Conversores convencionais podem ser empregados como no caso da conexão unitária, porém os custos deste tipo de conversor são mais altos devido a maior potência requerida, porém nestes casos as técnicas de chaveamento e controle apresentam maior facilidade de implementação.

Capítulo 3

3. Aplicações de Sistemas de Rotação Ajustável

Aplicações em sistemas hidroelétricas

A crescente adoção de sistemas de bombeamento em redes de abastecimento de água é um exemplo prático de aplicação das novas tecnologias de controle de velocidade de bombas. Tais sistemas tem contribuído em muito para aumentar a flexibilidade operativa dos sistemas de abastecimento, bem como contribuído para diminuir o consumo de energia elétrica no bombeamento. Desta forma, percebe-se que o uso de tecnologias de eletrônica de potência é a chave para se otimizar a eficiência global tanto de sistemas de abastecimento como de sistemas de geração, contribuindo na equalização do consumo, e da oferta de energia, associado ainda a uma maior flexibilidade de operação.

Nos casos em que se justifica a transmissão em corrente contínua, acima de 1000 quilômetros, a conexão unitária se impõe quase que automaticamente, devido à economia que traz à casa de máquinas e às estações conversoras. Mesmo que haja cargas a serem alimentadas em CA próximas à geração, deve ser avaliada a possibilidade de dedicar um ou mais geradores (de qualquer porte) a essas cargas e construir o restante da geração no esquema da conexão unitária.

A aplicação de máquinas assíncronas (ou geradores síncronos especiais) com uso de cicloconvertidores, geralmente se baseiam numa variação de velocidades que vai de 90% da velocidade síncrona à 100% da velocidade síncrona. Em termos de escorregamento s , o valor pode variar de 0,9 à 1. Na operação abaixo da velocidade síncrona a máquina opera em velocidades sub-síncronas e o fluxo de potência é dado conforme a figura a. No caso da utilização de conversores de quatro quadrantes com fluxo de energia bidirecional, poderia-se ainda operar com velocidades super-síncronas, neste caso o fluxo de potência seria o indicado na figura b. Neste último caso também seria necessário também que a máquina tivesse um ligeiro sobredimensionamento.

Nos casos em que não há linha de transmissão CC, a avaliação da viabilidade do uso da rotação ajustável com relação ao sistema tradicional, de uma maneira simples, pode ser vista como uma comparação dos custos adicionais (eletrônica de potência, rotores maiores e mais potentes, eventuais sobrecapacidades necessárias, etc.) na geração com os benefícios de maior produção de energia e/ou ganhos ambientais. Devido às características específicas de cada aproveitamento, a análise deverá ser efetuada considerando operação com rotação fixa ou com rotação ajustada, avaliações deste tipo são apresentadas a seguir.

Os benefícios energéticos decorrentes da operação em rotação ajustável foram estimados a partir de um programa computacional que simula a operação de uma usina hidrelétrica em ambos os regimes de rotação. Simulação realizada por Lineu Bélico dos Reis [76], do Departamento de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Para avaliar os benefícios da rotação ajustável em aproveitamento de médio porte, foram utilizados os dados da Usina Hidrelétrica (UHE) Caconde. Esta usina tem potência instalada total de 80 MW, com duas unidades, queda de referência de 101 m, vazão nominal 94 m³/s, variação operativa da cota de 24,3% e fator de capacidade 0,65.

A escolha desse aproveitamento justifica-se, pois a utilização de regimes de operação com rotação ajustável são potencialmente maiores em aproveitamentos com grande variação da altura de queda. A princípio, procurou-se avaliar a possibilidade de ganho energético frente à operação em rotação ajustável, quando comparada com a forma convencional de operação. Assim, para vários padrões de curvas de carga, com diferentes valores máximos, o aproveitamento foi simulado operando no regime de rotação fixa e, a seguir, mantendo-se no mínimo as mesmas condições de solicitação, operando no regime de rotação ajustável. A Tabela 1 resume os principais resultados obtidos nessa simulação. Nela, a coluna "Energia Diária" indica a solicitação diária imposta ao aproveitamento, tomada como referência para a operação em rotação fixa.

Na operação em rotação ajustável, é possível gerar mais energia com a mesma quantidade de água. O "Ganho Anual de Energia" foi obtido comparando-se a energia gerada em ambas as condições, procurando igualar a quantidade de água turbinada nos dois modos, durante o intervalo de simulação.

Esses resultados mostram que o ganho anual de energia obtido pode ser bastante significativo, acima de 4,1% do total da energia transmitida. A integração ambiental foi analisada qualitativamente, como se demonstra a seguir. Para isso, avaliou-se a possibilidade de redução dos níveis operativos do reservatório. Foi simulada a operação da usina, sob rotação ajustável, com valor da cota máxima do reservatório inferior àquele adotado na rotação fixa, porém, com a mesma solicitação energética.

RESULTADO UHE CACONDE				
Energia Diária Rotação Fixa (MWh)	Fator de Carga	Ganho Anual de Energia (%)	Faixa de Variação da Rotação (%)	
			Superior	Inferior
1443	0,75	3,2	-6,1	-17,0
1224	0,75	4,1	-5,5	-17,0
1251	0,65	3,7	-3,9	-17,0
1062	0,65	3,0	-2,4	-17,0
1059	0,65	1,6	-0,2	-12,7

Tabela 1 – Fonte: Geração de Energia Elétrica [1]

Os resultados obtidos são dependentes das características físicas do reservatório representadas pelas funções que relacionam a cota do reservatório com seu volume e com a área ocupada pelo espelho d'água. As simulações apontam, neste caso, possível redução de até 6% da área alagada com o mesmo valor de energia gerada.

Esse quadro mostra o quão significativa pode ser a redução da área alagada no caso da usina de Caconde. Convém lembrar que, para uma usina em fase de projeto, a redução do nível do reservatório implica uma redução dos custos da obra civil. Além disso, outras simulações foram implementadas a fim de verificar a influência de diferentes tipos de turbinas no aumento de eficiência da usina de Caconde, segundo em turbinas, se a turbina foi projetada desde o início para trabalhar com rotação ajustável, é plenamente possível obter curvas de eficiência com valores máximos mais elevados e mínimas características desfavoráveis. Assim, simulou-se uma situação, considerando o uso das curvas de eficiência com valores máximos mais elevados do que as características usuais (acréscimo de 1,5%).

Os resultados mostram que ganhos acima de 1% podem ser obtidos e convertidos numa redução do nível da área alagada do reservatório. Verifica-se que, neste caso, a redução da área alagada pode chegar a mais 8,5% do total.

Vários outros exemplos de aplicação, principalmente no Japão e EUA tem destacado o desenvolvimento de sistemas de rotação ajustável na geração hidroelétrica. Estes trabalhos surgem da necessidade de maior flexibilização da operação do sistema elétrico de potência

associado como ressaltado [16] e em [17], Frank S. Fisher [5], Fred R. Harty Jr. [7], K. Kundo [14], Tanaka H. [18], John B. Yale [12].

Muito embora, as particularidades dos sistemas elétrico de potência Japonês não sejam as mesma verificadas nos EUA, é possível estabelecer, através dos trabalhos citados, importantes relações na operação do sistema elétrico de potência dos dois países.

No caso do Japão, a operação do sistema elétrico de potência nos períodos de ponta e fora de ponta de consumo, requerem uma rápida atuação do controle automático de frequência do sistema para estabilização do sistema. O controle automático de frequência atua coordenando a entrada de unidades de reserva para atendimento de um crescimento súbito de consumo. Estas unidades devem responder rapidamente a esta solicitação para evitar o colapso no abastecimento. Um sistema elétrico de potência bem dimensionado deve contar com unidades para atendimento de ponta, chamadas de centrais de ponta, esta matéria encontra-se em maiores detalhes na referência [22]. Os trabalhos anteriormente citados demonstram que no Japão é crescente a necessidade destas centrais de ponta.

A realidade do sistema de potência nos EUA (costa leste) é um pouco diferente, com ressalta os trabalhos de John Yale e Frank S. Fisher anteriormente citados. Neste caso, o sistema de transmissão encontra-se sobrecarregado. Sendo que a instalação de unidades geradoras com altas velocidades de resposta, pode contribuir muito para o aumento da capacidade de transmissão do sistema atual. Além disso a utilização do sistema de rotação ajustável, não existem problemas de estabilidade na operação a serem considerados, uma vez que, o sistema de controle tem resposta rápida para uma variação qualquer na frequência gerada.

Em ambos os casos tem-se a necessidade da atuação rápida das unidades hidroelétricas no sistema, levando assim a adoção do sistema de rotação ajustável associado a

centrais reversíveis, tornando disponível o armazenamento de energia nos períodos fora de ponta para sua utilização nos períodos de maior de consumo.

Embora o conceito dos sistemas de rotação ajustável tenham funções semelhantes no Japão e EUA, do ponto de vista do sistema elétrico de potência, a concepção dos sistemas não segue o mesmo princípio. Estes conceitos são derivados dos dois tipos básicos de sistemas de rotação ajustável, discutido de forma sistemática por S. Furuya [17].

Neste trabalho, S. Furuya divide os sistemas de rotação ajustável em sistema com conversão de frequência gerada e sistema com conversor de excitação para máquinas de rotação ajustável.

No primeiro, o gerador consiste de uma máquina síncrona concebida com padrões convencionais, responsável pela geração de energia com uma frequência qualquer determinada pela rotação do eixo (diferente da síncrona). Esta energia é então convertida para frequência padronizada (50 ou 60 Hz) por meio de conversores de frequência estáticos, que são instalados entre o sistema elétrico de potência e o gerador.

No segundo caso, o gerador consiste de uma máquina síncrona projetada para operação em diferentes rotações do eixo, produzindo uma frequência de saída constante, mediante a uma excitação adequada, determinada por um sistema de conversão acoplado ao circuito rotórico da máquina síncrona, especialmente concebido para este fim.

Segundo S. Furuya este sistema foi adotado no Japão devido ao seu custo normalmente inferior, quando comparado ao primeiro. Isto se deve ao fato de que no sistema de conversão da frequência gerada, os conversores devem ter a mesma capacidade instalada que o gerador, implicando em elevados investimentos devido ao custo elevado dos mesmos. Sendo a capacidade dos conversores estáticos no segundo caso da ordem de 15 a 20% da capacidade

do gerador (hidrelétricas), optou-se no Japão pelo sistema de conversão na excitação de máquinas de rotação ajustável.

Nick Butler [13] faz uma análise geral da questão. No seu trabalho, que visa dar conceitos básicos de aplicação das hidroelétricas reversíveis e sua relação com sistema de rotação ajustável. Neste trabalho destaca-se a operação da bomba/turbina em velocidades ótimas, com um melhor rendimento hidráulico. E como vantagens adicionais, temos a contribuição destas unidades para a estabilidade do sistema elétrico e eliminação das flutuações do sistema, graças ao sistema de conversão de frequência. No trabalho também são apresentadas outras opções, como a utilização de máquinas de pólos variáveis, operando em duas velocidades de rotação do eixo, mais indicadas a operação com reservatórios de possuem cotas máximas e mínimas que se alternam periodicamente.

O sistema de rotação ajustável, através de máquinas de rotação ajustável é mais indicado para aquelas situações onde as cotas dos reservatórios se modificam continuamente numa faixa maior que 30%. Segundo N. Butler, o custo da máquina de rotação ajustável está situado em cerca de 28% acima de uma máquina convencional. Sendo o ganho de energia gerada em relação a uma central reversível convencional de aproximadamente 1% para cada variação de 10% nos níveis dos reservatórios.

Finalmente temos o trabalho de D. Levy [11] apresentando outros tipos de máquinas de rotação ajustável para geração em frequência constante. D. Levy apresenta mais três tipos de máquinas rotativas de velocidade variável. A primeira consiste de uma máquina síncrona com excitação CA (Corrente Alternada) mediante o uso de comutador, seu princípio de funcionamento assemelha-se a máquina de corrente contínua. A segunda consiste em um conjunto formado por uma máquina de indução, atuando como gerador, mediante a ligação a um compensador síncrono. A terceira máquina (Roesel Generator) consiste de uma máquina síncrona de pólos variáveis, o que é possível através de comutação elétrica do circuito de

excitação da máquina. No entanto, a aplicação destas máquinas consiste apenas em alternativas teóricas, uma vez que, não há atualmente aplicação prática.

As experiências Japonesas e dos EUA apontam para as seguintes alternativas:

Sistema com variação da frequência gerada.

John B. Yale [12] relata a experiência de Eugene Water and Electric Board no projeto Blue River, estado de Oregon EUA, sendo o primeiro a considerar controle de velocidade variável na América do Norte. A operação da turbina hidráulica em diferentes velocidades segue, neste caso, uma política de operação que tem por finalidade a extensão da máxima eficiência da turbina as diversas condições operativas da central.

O projeto foi concebido a partir de um reservatório já existente, implantado pelo Corpo de Engenharia do Exército Americano, para controle de enchentes. O projeto visou a obtenção de uma melhor eficiência global, através de uma extensão da curva de eficiência sobre a operação em rotação constante.

O sistema de velocidade variável é composto basicamente pelo conversor de frequência estático e das máquinas que podem operar como gerador ou como motor. Estas máquinas principais são síncronas.

Um gerador síncrono produz uma frequência de saída que depende do número de pólos do gerador e da velocidade de rotação. Enquanto um gerador convencional é projetado para trabalhar com uma determinada rotação e frequência, determinada pelo sistema elétrico, com o uso dos sistemas de controle de velocidade ajustável, o projeto do gerador pode considerar uma faixa diferente de operação, porém sem alteração da estrutura básica da máquina síncrona [21].

Adotou-se como velocidade de operação velocidades subsíncronas. No entanto, a operação acima da velocidade síncrona também é possível. Esta opção foi feita com base nos

dados de comportamento do reservatório e dados de atendimento de prevenção de cheias, perfeitamente conhecidos através do Corpo de Engenharia do Exército Americano.

Desta forma, a operação durante determinado período do ano se dá em velocidades não síncronas, com a atuação do sistema de conversão. No resto do ano, a operação se dá em velocidade síncrona, sem a atuação do sistema de conversão. Isto se deve as perdas verificadas no sistema de conversão, que nestes casos, eram superiores ao ganho de eficiência verificado pela bomba/turbina.

O sistema elétrico associado é composto pelo sistema conversor de potência (gerador - turbina), sistema conversor estático de frequências (inversores), conversores de tensão (transformador elevador), equipamentos auxiliares (controle e sistemas de serviço). O gerador possui dois circuitos estatóricos, que são conectados ao transformador elevador de três circuitos, por meio dos conversores de frequência, que consiste de 4 pontes trifásicas de 12 pulsos com tiristores, totalmente controladas, semelhante a utilizada em transmissão CC (Corrente Contínua). Esta ligação tem por finalidade a eliminação do terceiro harmônico (ver análise de Fourier).

O sistema de controle, composto de controladores digitais de semicondutores em estado sólido, pode operar o sistema de dois modos, um com atuação do conversor e outro modo 'By Pass', sem atuação do sistema conversor.

Devido a utilização do sistema conversor, há grande produção de harmônicos indesejáveis no sistema elétrico de potência, o que pode ser eliminado mediante a utilização de filtros apropriados.

A proteção elétrica do gerador porém deve ser dada atenção especial, cujos equipamentos não podem ser os de indução convencionalmente utilizados, uma vez que, a frequência de operação do gerador se dá em frequências não padronizadas.

Dr. Lucien Terens [2] traça os principais aspectos dos sistemas de conversão da frequência gerada. A utilização de sistemas com bombas/turbinas, isto é, com sistema de aproveitamento reversível, requer habilidades especiais das instalações deste tipo de aproveitamento, não encontradas nas centrais convencionais. A principal habilidade que este sistema deve apresentar é de responder mais rapidamente que os sistemas não reversíveis. Para isto é necessário o emprego de tecnologia “Softstart” nos acionamentos, baseada em conversores de frequência estáticos.

Diante do recente desenvolvimento da tecnologia de semicondutores, contribuindo com dispositivos semicondutores de elevada potência e com respostas rápidas às solicitações e com custos reduzidos, a opção das centrais reversíveis pôde ser viabilizada. No entanto, é necessário por parte do projetista o correto entendimento dos sistemas de conversão de frequência estáticos, para determinação da melhor opção do ponto de vista técnico/econômico. Os sistemas de acionamento eletromecânicos atualmente empregados nas centrais devem seguir critérios rígidos dentre os quais ressaltam-se a tensão, frequência e fase na conexão do gerador/motor ao sistema elétrico, o que é realizado através de sincronizadores automáticos [3], que consistem de equipamentos de controle, responsáveis pela conexão entre gerador e sistema elétrico de potência, desde que satisfeitas as condições de mesma sequência de fase, mesma frequência e defasagem nula entre os sistemas elétricos trifásicos do gerador e do sistema de potência. Muito embora a resposta relativa destes seja rápida, os sistemas baseados neste acionamento não realizam intercâmbio de energia durante a partida do sistema devido a diferença de frequências.

Assim, a escolha do sistema de conversão de frequência estático deve levar em consideração principalmente quanto ao método de partida do gerador/motor, que pode ser assíncrono com tensão nominal, assíncrono com tensão reduzida, nestes dois casos é necessário que o sistema elétrico esteja em operação normal (frequência e tensões nominais).

Pode ser também através de acionamento síncrono, neste a instalação deve contar com uma máquina adicional, operando como gerador, fornecendo tensão e frequência necessária a partida da outra máquina, que opera como motor.

Outro acionamento possível é através de métodos semi-síncronos, onde o gerador não excitado é acionado até atingir a faixa 20 a 80% da sua velocidade nominal, quando a excitação é aplicada, e a conexão do gerador e do motor pode ser efetuada, porém a excitação do motor só se realiza quando as velocidades são igualadas. Existem ainda outros dois métodos, em um deles o acionamento é realizado por um motor externo acoplado ao eixo da máquina principal, este motor faz com que a máquina principal seja acionada até sua velocidade nominal, e no outro acionamento esta função é realizada por uma pequena turbina auxiliar, porém este método só é praticável no caso desta estar considerada nas obras civis da instalação.

Cada um dos sistemas de acionamento acima descritos, tem um sistema conversor estático particular. O sistema conversor estático de partida tem como principal função o controle dos intercâmbios de energia entre o sistema de potência e o sistema gerador/motor que opera sob condições variáveis de frequência e tensão durante estes intercâmbios.

Em seu trabalho Terens propõe a padronização dos conversores estáticos de frequência baseado em estruturas modulares, como meio de otimização da implementação dos sistema estático de partida para obtenção de uma melhoria global do desempenho do processo, com evidente ênfase a aplicação em centrais reversíveis.

A padronização traria ainda benefícios técnico-econômicos, pela diminuição global dos custos a nível de projeto, manutenção e montagem. Esta padronização estaria dividida em três níveis:

- Os módulos de potência (tiristores, reatores DC, dispositivos eletromecânicos, etc)
- Os módulos dos equipamentos de processamento de sinal (dispositivos de controle)

- Os módulos supervisão (“Software” associados ao controle)

G. Patel [1] faz uma comparação entre um sistema conversor concebido segundo estes novos conceitos, face a equipamentos anteriormente concebidos para central reversível de Raccoon Mountain, em Chattanooga, Tennessee, USA, com capacidade de 1530 MW. A utilização destes novos conversores pode proporcionar maior continuidade de serviço, promovendo um aumento de flexibilidade do sistema aliado a custos de manutenção menores.

No projeto Mt. Hope [5] [9] (em estudo) prevê a construção de uma central reversível a 35 milhas de Nova York como meio de criar nova capacidade de transmissão, no sistema elétrico existente. Outro estudo [8] sobre o projeto referem-se aos impactos ambientais da central reversível de Mt. Hope, indicando resultados favoráveis a este tipo de aproveitamento. Outros fatores analisados pelos Norte Americanos [10] referem-se a análise de vibrações de eixo em mancais de suporte em instalações reversíveis, demonstrando cuidados especiais devido a vibrações causadas pelo uso dos conversores, que produzem oscilações indesejáveis.

No trabalho realizado por Fred R. Harty, Jr, et. ali. [7], se analisa os aspectos mais importantes para atualização de centrais reversíveis já existentes, com vistas ao aumento da capacidade de geração e otimização do desempenho dos sistemas bomba/turbina.

Dados relativos a interferência nos sistemas elétricos causados pelos harmônicos decorrentes da aplicação de eletrônica de potência também são analisados [20], revelando a necessidade de proteção adicional de sobretensão, que surge devido ao chaveamento dos circuitos indutivos.

Kenji Kudo [14] apresenta em seu trabalho o sistema de conversão de excitação com máquinas de rotação ajustável. O sistema está baseado na máquina síncrona de rotação ajustável, que tem como componente principal um rotor composto por enrolamentos

distribuídos ligados em conexão estrela, para ligação a um sistema trifásico equilibrado. Com o rotor parado, estes enrolamentos podem produzir um campo girante com velocidade determinada pela frequência do sistema trifásico aplicado ao conjunto de enrolamentos do rotor. Com o eixo da máquina em movimento, a velocidade de rotação do eixo soma-se a velocidade do campo girante, de modo que a frequência gerada pela máquina síncrona fique constante.

Muito embora o sistema tenha sido estabelecido a mais de 60 anos atrás, somente agora, devido ao rápido desenvolvimento no campo dos sistemas de potência, se tornou possível a sua utilização prática. A seguir temos uma breve histórico dos desenvolvimentos que contribuíram para realização do sistema.

- Primeiramente temos o desenvolvimento da eletrônica de potência, responsável pela implementação dos conversores de frequência em estado sólido de alta capacidade (altas escalas de corrente e tensão) aliados a um rápido tempo de resposta. Consistindo inicialmente por tiristores convencionais, passando ao desenvolvimento do GTO ('Gate Turn Off') tiristor de 6000V -2500A, ambos com estruturas compactas.
- Tecnologia de produção de máquinas síncronas de rotação ajustável. O desenvolvimento das máquinas de rotação ajustável com segurança e confiabilidade pode ser alcançado, após solucionado o problema de suporte da estrutura de enrolamentos do rotor, que tem, devido aos enrolamentos grande projeção periférica, ocasionando problemas com relação a força centrífuga durante a rotação. Isto foi resolvido mediante a utilização de estrutura 'U-Bolt' para suporte dos enrolamentos ao rotor.
- O estudo de controle vetorial que é essencial neste tipo de aplicação. O controle vetorial consiste em um método sofisticado que pode controlar fácil e precisamente o torque do motor através do controle de excitação e potência da máquina.

- Tecnologia de microprocessadores, sem os quais o controle do sistema não pode ser realizado, devido a complexidade do mesmo.

Em outro trabalho [15] Kenji Kundo relata a experiência do Japão na utilização do sistema de velocidade ajustável. O trabalho tem por base a operação da unidade 2, Yagisawa da central de Takami (Hokkaido Electric Power Co), próxima a Honshu, Japão, com capacidade total de 240 MW (100MW-GTO), primeira aplicação do sistema de rotação ajustável, e da unidade 4, da central de Oukawachi, com capacidade de 320 MW (Kansai Electric Power) (320MW-'Cycloconverter System').

As vantagens verificadas pela operação destas centrais estão no ajuste de potência durante o modo de operação de bombeamento, para auxílio do controle automático de frequência do sistema elétrico de potência; no aumento da eficiência de cerca de 10% do conjunto bomba/turbina, através da operação em velocidades ótimas; eliminação de flutuações no sistema elétrico, contribuindo para estabilidade do mesmo (esta se deve ao controle do ângulo de fase da máquina ser diretamente controlado pelo conversor de frequência, controle indisponível no sistema convencional); partida suave no modo bomba hidráulica; e outras como a extensão das escalas de alturas de bombeamento e queda líquida, melhor uso da água, e fatores ambientais (considerando a substituição de centrais termelétricas/gás para atendimento da ponta).

S. Furaya apresenta em seus trabalhos [16] [17] importantes dados relativos ao comissionamento da unidade 2, Yagisawa. Inicialmente a configuração do sistema é apresentada, bem como as considerações de projeto. O sistema consiste do reaproveitamento de uma instalação reversível, com um conjunto bomba/turbina, um conjunto motor/gerador associado, um sistema conversor usando ciclonconversores e o sistema de controle associado.

O conjunto bomba/turbina utilizado no sistema apresenta características convencionais, não diferindo do sistema de velocidade constante. A máquina elétrica porém o campo girante é

produzido através do conceito de máquina de rotação ajustável. Para isto, o núcleo do rotor, os enrolamentos rotóricos e os suportes (U-bolt) necessitaram ser refeitos durante longo período e demandando a ocupação de grande espaço físico para realização do trabalho. Sendo utilizadas para isto técnicas de montagem já conhecidas na confecção de máquinas de indução. O sistema de conversão, composto por um cicloconversor de 12 pulsos sem correntes de circulação de 25,8MVA (4000V-3000A), com disparo ótico (o que representou 20% de redução no custo do sistema de disparo), refrigeração a água, com proteção de sobretensão, capaz de gerar uma frequência de 50 Hz para partida da bomba hidráulica. O conjunto de proteção contra sobretensões consiste de um método de proteção de dois passos, o primeiro com um diodo supressor, e o segundo com tiristores conectados em delta.

O sistema de controle é hierárquico, utilizando um microprocessador de alta velocidade em cada controle. Coordenando o controle de seqüencial do sistema todo, o controle de regulação da potência ativa (eixo d) e reativa (eixo q) e velocidade de rotação, e o controle secundário de excitação (disparo do cicloconversor), este último com sistema de reserva para atuação sob condições de emergência.

Todos os testes de comissionamento, realizados com sensores eletrônicos mostraram resultados satisfatórios, demonstrando a viabilidade do sistema. Os resultados mais importantes da análise da operação mostram um acréscimo entre 3 a 10% na eficiência da turbina.

H. Tanaka e K. Mukai em seus trabalhos [18] [19] fazem uma análise positiva do comissionamento de Yagiawa, citando ainda mais benefícios decorrentes da utilização do sistema de rotação ajustável, como a eliminação de equipamento auxiliar de partida da máquina síncrona quando operando como motor. Isto é possível, graças ao sistema de controle, que é responsável pela partida da máquina em modo assíncrono, com os enrolamentos rotóricos curto-circuitados.

Outra central reversível de maior potência instalada é analisada por K. Hachiaya [6], em fase de construção, consiste de uma nova unidade da central de Okukiyotsu, localizada nas proximidades de Tokyo, Japão, com. Com potência instalada superior, esta unidade foi concebida dentro do projeto de sistemas de rotação ajustável, e consiste de um conjunto bomba/turbina do tipo Francis, semelhante ao convencional, O conjunto motor/gerador do tipo rotor cilíndrico, para operação em rotação ajustável, e sistema de conversão com GTO.

Em publicação mais recente [4], K. Harada avalia a experiência da central reversível de Chaira. Localizada em Sestrimo, Bulgária, Chaira representa a instalação de maior desnível até então comissionada. Cada máquina tem capacidade de 235MW, com altura de bombeamento de 701 m. Constituindo-se na maior hidroelétrica da Bulgária, com 846MW de geração. Os testes de comissionamento, com ênfase nas características de resistência estrutural e controle operacional mostram níveis de “stress” dinâmicos muito mais baixos do nível esperado no sistema adutor. O mesmo ocorrendo para a pressão de pulsação gerada pela diferença de frequências entre partes fixas e as partes rotativas das máquinas. As figuras 3.1 pode-se observar esta central.

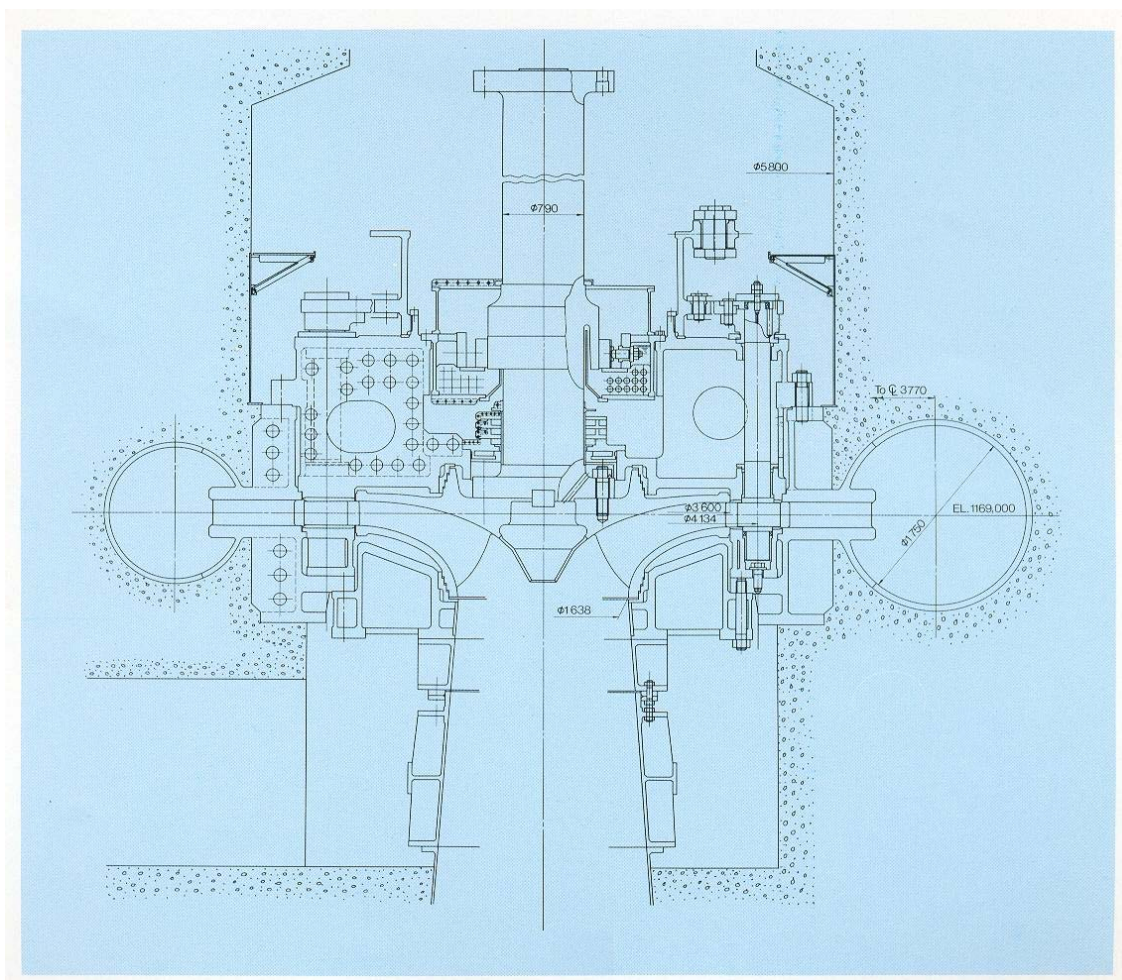


Figura 3.1: Central hidrelétrica reversível Chaira, Bulgária, 235MVA

Aplicações mais recentes incluem ainda aproveitamentos reversíveis com água do mar, como no caso da central reversível de Okinawa, no Japão. Esta central pode ser observada na figura 3.2 e 3.3 a seguir. Neste caso específico o desenvolvimento de materiais de revestimento das turbinas tem sido pesquisados de modo a minimizar os efeitos de corrosão. Neste mesmo sentido também pode-se citar as centrais de aproveitamento da energia das mares, que hoje contam com algumas centrais em operação no Canadá e na França.



Figura 3.2: Central reversível Okinawa, Japão

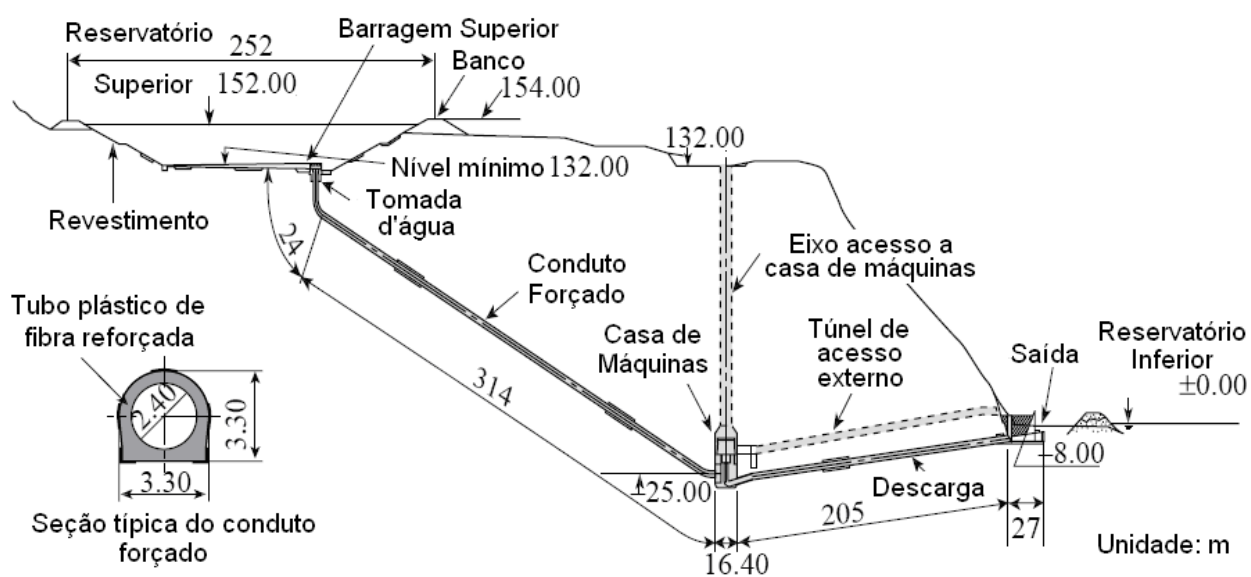


Figura 3.3: Central reversível Okinawa, Japão

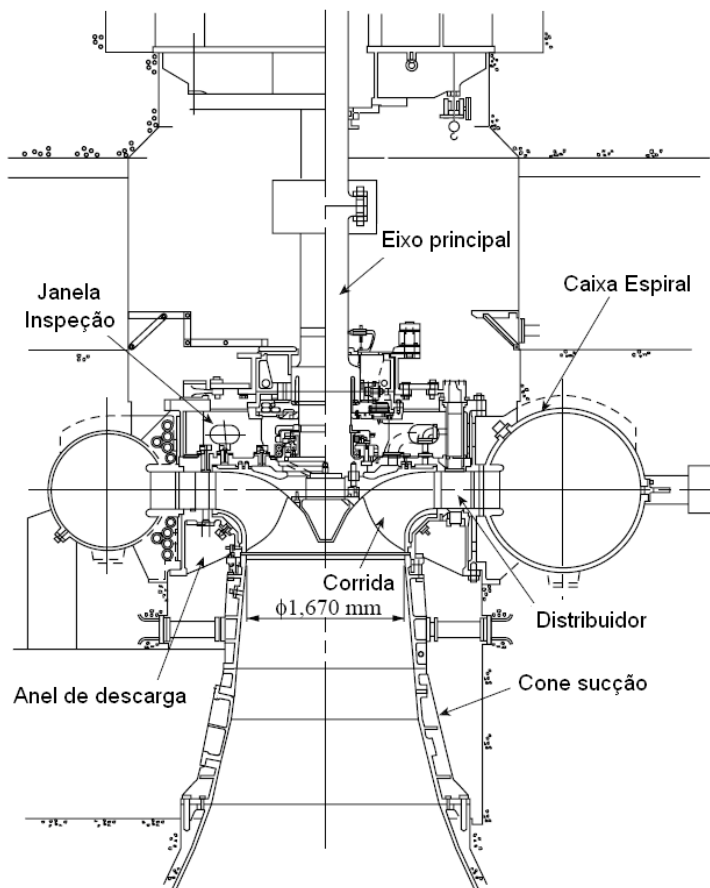


Figura 3.4: Central reversível Okinawa, Japão

Aplicações em Sistemas Térmicos

As termoelétricas baseadas em turbinas à vapor empregam turbogeradores, que consistem de geradores síncronos, cuja velocidade de rotação é superior a 600 rpm, e possuem número de pares de pólos bastante inferior aos hidrogeradores. Construtivamente esta diferença no número de pares de pólos se reflete no dimensionamento mecânico dos elementos do rotor. De fato um dos principais inconvenientes nos hidrogeradores se refere a ação da força centrífuga que tende a afetar os suportes de fixação dos pólos, sendo necessária a adoção de sistemas especiais de fixação destes no caso de máquinas síncronas de excitação trifásica.

Nos turbogeradores porém, não há necessidade desse tipo de solução mecânica pois os pares de pólos são em número reduzido e por isso podem ser executados em estruturas monobloco, juntamente com o rotor da máquina. Desta forma os turbogeradores teriam custo inferior no que se refere a montagem. As vantagens citadas para hidrogeração permanecem neste caso, isto é, as vantagens de maior eficiência operativa e benefícios ao sistema interligado, além das diferenças de custo entre centrais termoelétricas convencionais e centrais termoelétricas de rotação ajustável, neste caso bem inferior ao verificado com centrais hidráulicas.

As centrais de ciclo combinado que atualmente vem ganhando destaque devido aos rendimentos superiores e possibilidade de redução de emissões de poluentes empregam turbinas à gás de apenas um eixo devido as limitações de controle de velocidade das turbinas de dois eixos concêntricos, conforme abordado no capítulo 1. Também foi abordado no capítulo 1 os problemas referentes a manutenção destas centrais, que deve ser realizado a cada 2000 horas, e em alguns casos, a limpeza da turbina à gás envolve a operação desta em baixa velocidade. No sistema convencional, a rotação com velocidade diferente da síncrona inibe o fornecimento de energia, devido a perda de sincronismo. Contudo, com sistema de rotação ajustável, o fornecimento de energia nos processos de limpeza das turbinas à gás por exemplo poderiam ocorrer com potência de fornecimento inferior à nominal. Outra vantagem no caso das centrais de ciclo combinado é a possibilidade de se utilizar turbinas de dois eixos concêntricos, já empregadas em aplicações aeronáuticas, que apresentam vantagens nas densidades de potência e rendimentos, porém só operam com velocidades variáveis. Neste caso, com um estudo mais detalhado, poderia-se verificar o impacto da adoção de sistema de rotação ajustável de geração juntamente com emprego de turbinas à gás de eixo duplo, no rendimento destas centrais de ciclo combinado. Atualmente a tecnologia de rotação ajustável não é empregada em centrais de ciclo combinado, e as turbinas à gás possuem apenas um eixo.

Aplicações em Sistemas Eólicos e Sistemas Isolados

Os aproveitamentos de energia eólica, que também é um recurso natural renovável, ganharam grande destaque nas últimas décadas, embora a energia eólica seja usada desde a antiguidade em moinhos, bombeamento, etc.. seu aproveitamento como fonte de energia elétrica só se tornou possível graças ao desenvolvimento de sistemas avançados de transmissão, novas estratégias de controle e operação de turbinas e novos dispositivos de acionamento. O primeiro gerador eolielétrico foi instalado em 1976 na Dinamarca, deste momento em diante sua participação no mercado europeu vem crescendo de forma mais rápida do que as inicialmente previstas. Em 1996 a europa já contava com 4000 MW em aproveitamentos eolielétricos instalados (meta prevista para o ano 2000) e em 2001 já contava com 11500 MW (meta prevista para o ano 2005). Para ser considerada como economicamente viável, é necessário que a energia eólica tenha densidade igual ou superior a 500 W/m^2 , a uma altura de 50 m, o que implica em velocidades mínimas de deslocamento de ar da ordem de 7 m/s. Estes fatores acabam restringindo as áreas geográficas onde este tipo de aproveitamento pode ocorrer. Estes aproveitamentos são devido a própria característica da fonte primária casos típicos de aproveitamentos com rotação variável, sendo impossível seu aproveitamento sem o uso destas técnicas. Estima-se que no Brasil o potencial de energia deste tipo de aproveitamento gire em torno de 20000 à 60000 MW (outros estudos apresentam valores maiores como 163 GW), concentrados principalmente na região nordeste.

Outros recursos apresentam características não renováveis, entre eles está o petróleo e seus derivados. Sendo por muitas décadas o principal energético, propulsor da economia mundial, o petróleo se constitui uma fonte com reservas limitadas de energia. No entanto, o petróleo ainda é o principal responsável pela geração de energia elétrica em diversos países. A produção de energia elétrica utilizando o petróleo como fonte primária de energia tem como vantagens a maior flexibilidade com relação a escolha do local da central termoeletrica

associada, requerendo também uma área menor de implantação, quando comparada as centrais hidroelétricas (considerando a área alagada), porém tem como inconveniente a emissão de poluentes decorrentes do processamento do combustível. O impacto ambiental destas emissões é considerável uma vez que se tratam dos chamados gases de efeito estufa. Até 2003 o Brasil contava com 412 usinas à diesel, com capacidade instalada de 4193,2 MW, localizadas principalmente na região norte, para atendimento de comunidades isoladas. O Brasil não possui grandes reservas de petróleo, sendo que a construção de termoeletricas usando como combustível derivados do petróleo apresentam baixa representatividade no planejamento da expansão do sistema interligado, porém estas centrais desempenham um papel muito importante dentro do sistema devido a suas peculiaridades que permitem atender a demandas de ponta aliadas a maior flexibilidade de operação e planejamento que agregam ao sistema.

A geração eólica não seria possível sem a aplicação direta de um sistema de rotação ajustável. São empregados três alternativas, que dependem do tipo de turbina eólica adotado. As turbinas eólicas podem ser de velocidade fixa, estas só operam se o vento apresentar uma velocidade mínima pré-determinada, após a qual, atingem uma rotação fixa. Neste tipo de turbina são empregados sistemas de compensação mecânica de velocidade, com sistema de freios, com geradores síncronos convencionais ou ainda geradores de pólos variáveis, que em ambos os casos são ligados diretamente (quando há vento) ao sistema elétrico interligado. Outra alternativa que suporta o uso de turbinas eólicas de velocidade fixa é o gerador assíncrono convencional, que opera com uma ou duas velocidades pré-determinadas e com banco de capacitores para fornecimento de reativos ao gerador assíncrono. No entanto, as alternativas mais difundidas utilizam turbinas eólicas de velocidade variável. A figura a seguir ilustra o comportamento típico de turbinas de velocidade variável.

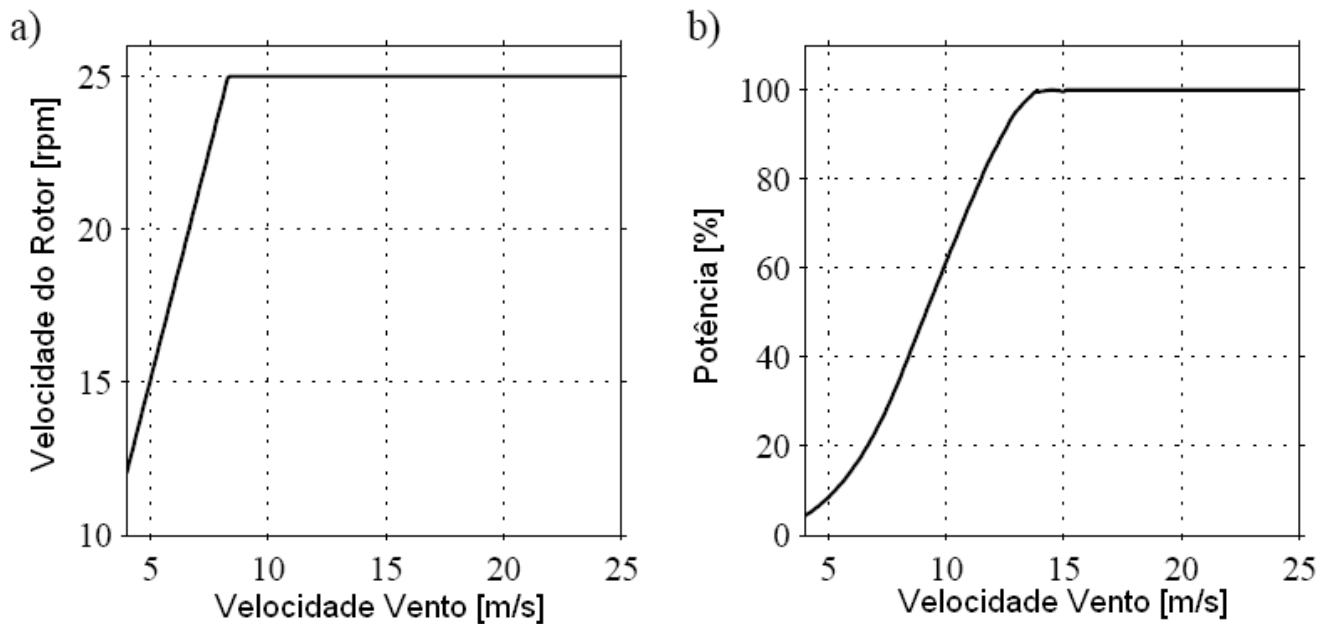


Figura 3.13: Turbinas eólicas de velocidade variável (adaptado de

A potência eólica, de uma turbina de velocidade variável pode ser estimada através da seguinte expressão:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_r \cdot C_p(\lambda_w, \beta) \cdot \omega^3 \quad (\text{eq. 5.1})$$

$$\lambda_w = \frac{\Omega_r \cdot r_r}{\omega} \quad (\text{eq. 5.2})$$

Onde:

P - potência

$C_p(\lambda_w, \beta)$ – Coeficiente de potência representado pela curva de coeficiente de potências indicada na figura 3.14 a seguir

β - ângulo de ataque

ω – velocidade do vento

Ω_r – velocidade mecânica do eixo

r_r – raio do rotor

ρ – densidade do ar

A_r – área varrida pelo rotor

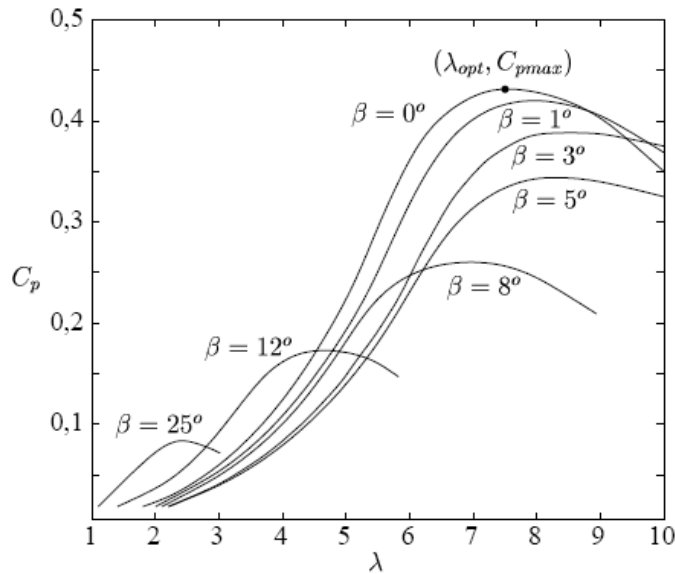


Figura 3.14: Curva $C_p(\lambda_w, \beta)$ (adaptado de

Dentro das alternativas de turbinas com velocidade variável pode-se ainda apresentar duas sub-divisões, dependendo do gerador empregado. Pode-se empregar geradores síncronos convencionais em arranjos semelhantes ao da conexão unitária comentada anteriormente ou ainda pode-se utilizar geradores assíncronos duplamente excitados por cicloconversores de quatro quadrantes. Esta última alternativa é a mais usual. No caso dos geradores assíncronos eólicos, é comum se trabalhar com variações de velocidades superiores aquelas verificadas em sistemas hidráulicos. Esta faixa gira em torno de 30% da velocidade síncrona. Neste caso, sempre se utilizam cicloconversores de fluxo bidirecional, possibilitando variações de escorregamento desde 0,7 até 1,3. Como consequência normalmente as máquinas empregadas apresentam ligeiro sobredimensionamento, ou ainda sistemas com compensadores estrela-triângulo.

As centrais de emergência o ganho se verifica na qualidade de energia produzida que pode se aproximar as do sistema interligado, uma vez que, o incremento devido a melhor dinâmica do sistema contribui diminuir as eventuais tolerâncias na frequência de saída. Aliado a este fato está a adoção de máquinas assíncronas convencionais como elementos geradores, que embora tenham eficiência ligeiramente menor que os geradores síncronos normalmente empregados, diferenças que são compensadas devido ao ganho de eficiência global, incluindo-se aí a o aumento da eficiência da máquina primária.

Capítulo 4

4. Resultados e Conclusões

Conclusões

A aplicação de sistemas de rotação ajustável agregou grandes evoluções não somente ao sistemas elétricos interligados, como também tem proporcionado ganhos ambientais em muitos casos. O exemplo mais evidente neste sentido é o da geração eólica, cujo princípio básico está intimamente ligado a operação com rotação ajustável. Outros exemplos atualmente em operação como no caso das centrais hidroelétricas reversíveis reforçam estas vantagens. As centrais hidroelétricas reversíveis ao contrário das centrais hidroelétricas convencionais podem ser implantadas de forma independente da localização dos recursos hidráulicos naturais. Atualmente encontra-se em fase de desenvolvimento materiais específicos, anti-corrosão, para operação com água salgada, viabilizando assim centrais reversíveis instaladas junto ao litoral. Outro ponto favorável as centrais reversíveis consiste da operação de bombeamento controlada da máquina hidráulica atuando como bomba, em situações de armazenamento de energia. O controle desta operação de bombeamento (controle energético) só é possível graças aos sistemas eletrônicos de potência do sistema de rotação ajustável, que nestes casos são ligeiramente diferentes do sistemas de rotação ajustável com fluxo unidirecional de potência. Este controle da energia consumida no bombeamento pode ser planejado de modo a contribuir para estabilidade do sistema elétrico de potência.

Apesar destes ganhos com geração hidráulica e eólica, a aplicação dos sistemas de rotação ajustável ainda é restrita, tendo em vista por exemplo que todos os sistemas de geração teriam no mínimo um ganho referente a energia gerada durante o processo de partida. Independentemente do tipo de central de geração, nos sistemas convencionais, a energia gerada durante a partida dos grupos de geradores não é injetada no sistema de potência uma vez que no processo de partida a velocidade é variável. Evidentemente, com o sistema de rotação ajustável, esta energia, mesmo que inferior a nominal poderia ser aproveitada, além de ser possível neste caso o aproveitamento da energia em situações de manutenção e no desligamento dos grupos geradores. Como estimativa pode-se citar os exemplos das instalações hidroelétricas reversíveis de Tianhuangping China, US\$1.08bilhões, com capacidade total 1800MW e o projeto no Vietnã, onde os planos são para 3 centrais reversíveis de 1200MW cada e com custo total estimado US\$2.3bilhões.

No caso específico das centrais térmicas, destaca-se a aplicação em centrais de ciclo combinado, cuja tecnologia avançou drasticamente nos últimos anos, mas que ainda hoje não incorporam os benefícios do sistema de rotação ajustável. Entre estes benefícios está a possibilidade de maiores evoluções tecnológicas, mediante a aplicação de turbinas à gás de eixo duplo, que hoje apresentam problemas devido a sua característica de operação com velocidades variáveis. Possivelmente estas centrais de ciclo combinado poderiam evoluir para sistemas de maior eficiência.

Outro fator relativo a tecnologia de rotação ajustável está no ganho referente a dinâmica dos sistemas de geração que podem atuar mais rapidamente de modo a suprir variações rápidas de demanda, com ganhos de estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico interligado. Este fator é particularmente interessante também em sistemas de geração de emergência, onde a operação é isolada do sistema interligado. Atualmente os sistemas de geração de emergência apresentam desempenho inferior no que se refere a qualidade de

energia elétrica produzida. Estes problemas derivam do controle dinâmico destes geradores, que em geral são menos estáveis que o sistema elétrico interligado, e operam com especificações de variações de frequência mais flexíveis que o sistema elétrico interligado. Contudo, as cargas atendidas pelos sistemas de emergência são muitas vezes projetadas para operação com o sistema elétrico interligado, e no caso destas cargas serem atendidas pelo gerador de emergência, podem ocorrer danos ou ainda diminuição do tempo de vida útil destes equipamentos. Com a tecnologia de rotação ajustável porém é possível se dimensionar sistemas de geração com dinâmica superior aos sistemas convencionais de modo a diminuir as variações da frequência gerada.

Neste contexto de geração de emergência, as potências são bem inferiores, inviabilizando muitas vezes a utilização de geradores síncronos especiais. No entanto, como nestes casos, o principal ganho está na qualidade do fornecimento de energia pode-se empregar máquinas assíncronas como geradores. Porém a título demonstrativo procurou-se investigar através de ensaios com máquinas assíncronas se efetuar uma avaliação dos rendimentos desta máquina de modo a estabelecer um comparativo com a sua operação como motor e ainda na comparação com geradores síncronos.

No sistema de rotação ajustável é possível a operação, mesmo em regime permanente com velocidades mecânicas daquelas definidas no sistema convencional. Porém, a maior vantagem do sistema de rotação variável está no ganho da resposta dinâmica do sistema. De fato, como a atuação primária se dá através do controle do cicloconversor em vez da atuação do regulador de velocidade, a ordem de resposta passa a ser determinada em função do tempo de resposta do sistema de controle e do cicloconversor, isto é, com constantes de tempo da ordem de milissegundos. No caso do regulador de velocidades, as constantes de tempo estariam na faixa de segundos a dezenas de segundos, uma vez que o controle é mecânico. Assim, uma

usina hidroelétrica concebida com tecnologia de rotação ajustável pode se equiparar com uma usina à diesel em termos de resposta dinâmica.

A tecnologia de rotação ajustável permite que o desempenho dinâmico das usinas hidrelétricas seja significativamente melhorado. Também permite alterar a política de operação da usina de modo a operar com velocidades de rotação ajustadas de modo a obter o máximo rendimento do conjunto de geração, contribuindo assim para otimização energética do sistema de geração.

Os projetos de instalações hidroelétricas podem ainda incorporar vantagens adicionais, no que se refere a área dos reservatórios, que pode ser minimizada, evitando assim maiores impactos ambientais. Considerando ainda outras opções de projeto, em particular o esquema de centrais hidroelétricas reversíveis, tem-se ainda vantagens adicionais. Entre elas, a possibilidade de se conceber instalações desvinculadas dos recursos hídricos naturais, de modo que estas instalações possam ter sua localização determinada pelo mapeamento de demanda de energia. Considerando ainda os recentes desenvolvimentos no que se refere a utilização de água salgada, estas vantagens acabam se evidenciando ainda mais.

As centrais termoelétricas tem incorporado avanços tecnológicos dos estudos termodinâmicos, contribuindo assim para o aumento de eficiência e a diminuição da emissão de poluentes, no entanto, as características operativas destas centrais ainda utilizam a tecnologia de controladores primários convencionais. Estes controladores apresentam baixa eficiência dinâmica, devido principalmente a dificuldade de frenagem das turbinas à gás (à jato) de único eixo. Assim o uso de turbinas à gás (à jato) com múltiplos eixo é praticamente inviável com a tecnologia convencional.

O sistema de rotação ajustável, a medida que admite solicitações dinâmicas maiores de velocidade pode se adequar a estas condições, contribuindo para utilização de turbinas à gás (à

jato) de múltiplos eixos, com potências características superiores, aumentando ainda mais a eficiência global destas instalações.

A adoção de sistemas de velocidade ajustável nestas aplicações contribuem não somente para uma resposta dinâmica melhor, como também tendem a garantir menores variações na tensão e freqüência do sistema, quando em regime permanente de operação. A resposta dinâmica superior advém do desacoplamento entre as variações de freqüência e as variações de velocidade do gerador.

Resultados

Avaliando-se as diferenças de custos e rendimentos em aplicações de “baixa” potência (1MVA) citada em Cicloconversores, aproveitando uma máquina assíncrona usada no lugar de uma máquina síncrona, resultando nas seguintes informações. Todas obtidas no laboratório de eletrônica industrial do Centro UNISAL, unidade de Americana, campus “Dom Bosco”, para o qual presto os meus sinceros agradecimentos.

Para um melhor entendimento dos ensaios, é descrita uma visão geral dos experimentos, onde o primeiro ensaio, análise do desempenho da máquina assíncrona, em conjunto com o freio eletrodinamométrico, obteve-se o desempenho da máquina assíncrona. No segundo ensaio, Máquina assíncrona duplamente excitada, obteve-se o rendimento do conjunto, pois não foi possível separar o rendimento da máquina assíncrona da máquina de corrente contínua. No terceiro ensaio, Conjunto motor assíncrono e gerador DC, obtivemos o rendimento normal do gerador DC.

Combinando os três ensaios, poderemos descobrir o rendimento da máquina assíncrona individualmente como motor, comparando-a com a situação de dupla excitação.

Ensaio 1 – Análise de desempenho de uma máquina assíncrona

Um motor assíncrono de 220V/60Hz está ligado diretamente à rede com partida direta, mantendo as bobinas do rotor “curto-circuitadas” e em seu eixo foi acoplado o freio eletrodinamométrico, cuja função foi simular uma carga de valor crescente no eixo do motor, onde esses incrementos são controlados através de chaves. Montagem vide figura 4.1.

O painel do freio eletrodinamométrico indica a velocidade angular do conjunto em RPM e uma célula de carga acoplada à carcaça do freio indica o torque em Kgf. Para a medição das demais grandezas necessárias para esse experimento, utiliza-se dois Power Meter da Fluke para medir as tensões, correntes e potências ativas nas fases “R” e “T”.

A potência elétrica trifásica foi obtida através do Teorema de Blondel [5], onde uma carga alimentada por um sistema polifásico a “m” fases e “n” fios, a potência total absorvida pela carga é a soma obtida das leituras em (n-1) wattímetros ligados de modo que cada uma das bobinas de corrente estejam colocadas num dos (n-1) fios e as bobinas de potencial estejam ligadas tendo um ponto comum com a bobina de corrente e o outro terminal de todas as bobinas de potencial sobre o n-ésimo fio. Desta forma adotou-se a fase “S” com sendo a fase comum para ambos os wattímetros, sendo então tomadas às medidas nas fases “R” e “T”.

Obteve-se as curvas de desempenho na máquina assíncrona, levantando as potências mecânicas (P_{mec}) e elétrica (P_{elet}) comparando-as com a velocidade angular e entre si, principalmente o rendimento versus velocidade, conforme figuras 4.2, 4.3 e 4.4 respectivamente. A Tabela 2 mostra todo o levantamento prático.



Figura 4.1: Arranjo de ensaio com freio eletrodinamométrico

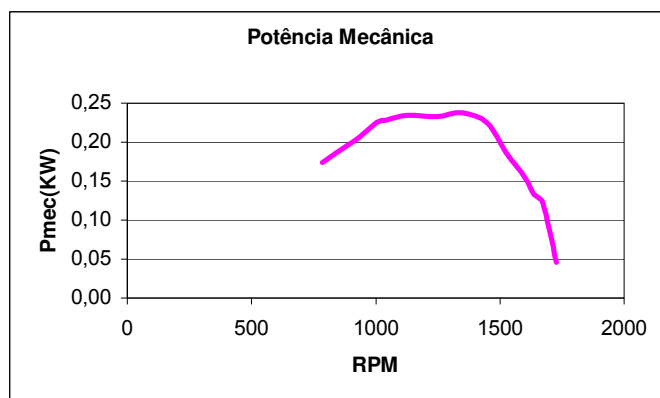


Figura 4.2: Curva de potência mecânica obtida

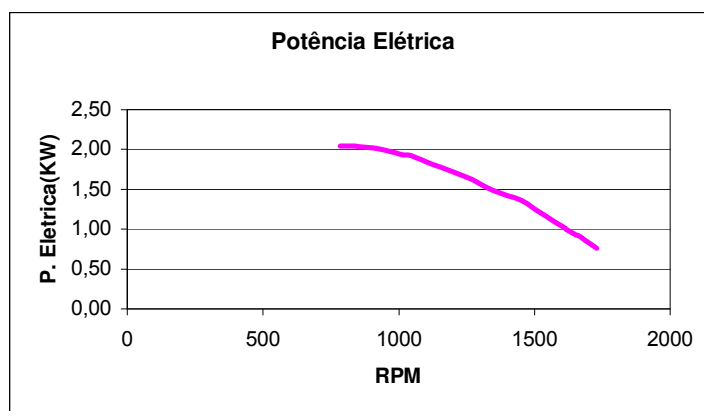


Figura 4.3: Curva de potência elétrica obtida

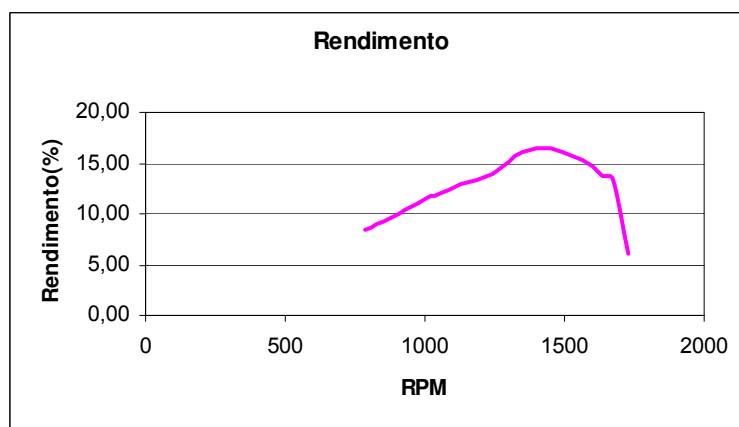


Figura 4.4: Curva de rendimento obtida

Máquina Assíncrona em Conjunto com o Freio Eletrodinamométrico											
RPM	Vr	Vt	Ir	It	Pr	Pt	F(Kgf)	Pmec(Kw)	Pelet(Kw)	Carga	Rend. %
1728	222	222	2,20	2,40	0,37	0,39	0,050	0,05	0,76	VAZIO	6,07
1672	225	225	2,40	2,59	0,45	0,45	0,136	0,12	0,90	1	13,48
1636	225	225	2,47	2,64	0,47	0,49	0,152	0,13	0,96	2	13,82
1600	223	224	2,62	2,80	0,51	0,53	0,180	0,15	1,04	3	14,78
1525	222	224	2,90	3,05	0,60	0,60	0,230	0,19	1,20	5	15,60
1450	222	223	3,20	3,37	0,66	0,70	0,290	0,22	1,36	7	16,50
1350	218	220	3,50	3,60	0,73	0,75	0,330	0,24	1,48	9	16,06
1245	218	220	3,88	4,05	0,81	0,85	0,350	0,23	1,66	11	14,01
1127	218	220	4,20	4,40	0,89	0,92	0,390	0,23	1,81	13	12,96
1047	219	220	4,40	4,60	0,94	0,98	0,410	0,23	1,92	15	11,93
1005	218	219	4,44	4,64	0,95	0,99	0,420	0,23	1,94	17	11,61
932	219	220	4,57	4,77	0,98	1,02	0,414	0,21	2,00	19	10,30
830	219	220	4,65	4,85	1,00	1,04	0,414	0,18	2,04	21	8,99
785	219	220	4,67	4,88	1,00	1,04	0,414	0,17	2,04	23	8,50

Tabela 2: Valores obtidos no ensaio 1

Ensaio 2 – Máquina assíncrona duplamente excitada

Com o auxílio de uma maleta para disparo dos SCR's, acoplado a uma ponte tiristorizada, controlou-se os ângulos de disparo dos mesmos, variando a velocidade do motor CC, que acoplado a um motor síncrono, alimentado por uma tensão trifásica 220V/60Hz e uma fonte CC regulada para 42V e 1,3A, ligada a seu campo elétrico, fornecia uma tensão e uma frequência variável devido à variação de velocidade.

O processo descrito para acionar o motor de corrente contínua foi repetido em outro conjunto mecanicamente isolado, acoplado a uma máquina de indução trifásica, operando como gerador e tendo seu rotor alimentado pela tensão e frequência fornecida pelo gerador síncrono descrito anteriormente, sendo seu estator ligado a três reostatos com fechamento estrela simulando uma carga. Assim sendo a máquina assíncrona passa a trabalhar como um gerador duplamente excitado, onde o controle é realizado na velocidade do motor de corrente contínua acoplado, juntamente com a tensão e frequência fornecida pelo gerador síncrono (fazendo às vezes de um cicloconversor). Diagrama da montagem pode ser visto na figura 4.5.

As medições das grandezas pertinentes a esse ensaio estão na tabela 3, utiliza-se dois Power Meter da Fluke (aplicando o teorema de Blondel já descrito no primeiro ensaio) para medir-se as tensões, correntes, potência ativa, potencia reativa e frequência dos conjuntos (motores) e para medir a velocidade real dos conjuntos foi utilizado um tacômetro digital tipo infravermelho.

Três medições distintas são necessárias, sendo estas demonstradas nas Tabelas 3 “a”, “b” e “c”.



MIT: Motor de Indução Trifásico – Máquina Assíncrona

MEDIÇÃO 1					
GERADOR 1		GERADOR 2			
MOTOR CC		MOTOR CC			
U (V)	36,8	U (V)	110		
n (RPM)	800	I (A)	0,19		
f (Hz)	26	n (RPM)	1525		
		f (Hz)	51		
MÃO. SÍNCRONA		MÃO. ASSÍNCRONA			
I campo (A)	1,3	ESTATOR		ROTOR	
U campo (V)	42,3	U (V)	69	U (V)	10,5
		I (A)	0,2	I (A)	3
		P (W)	9	P (W)	15
		P _R (Var)	7	P _R (Var)	26
		f (Hz)	78	f (Hz)	26

Tabela 3.a

MEDIÇÃO 2					
GERADOR 1		GERADOR 2			
MOTOR CC		MOTOR CC			
U (V)	35	U (V)	85		
n (RPM)	695	I (A)	0,2		
f (Hz)	23	n (RPM)	1340		
		f (Hz)	44		
MÃO. SÍNCRONA		MÃO. ASSÍNCRONA			
I campo (A)	1,3	ESTATOR		ROTOR	
U campo (V)	42,3	U (V)	60	U (V)	9
		I (A)	0,2	I (A)	3
		P (W)	6	P (W)	13
		P _R (Var)	4	P _R (Var)	17
		f (Hz)	67	f (Hz)	23

Tabela 3.b

MEDIÇÃO 3					
GERADOR 1		GERADOR 2			
MOTOR CC		MOTOR CC			
U (V)	34,6	U (V)	58		
n (RPM)	660	I (A)	0,22		
f (Hz)	23	n (RPM)	1120		
		f (Hz)	37		
MÃO. SÍNCRONA		MÃO. ASSÍNCRONA			
I campo (A)	1,3	ESTATOR		ROTOR	
U campo (V)	42,3	U (V)	52,5	U (V)	9
		I (A)	0,2	I (A)	3
		P (W)	3	P (W)	13
		P _R (Var)	3	P _R (Var)	17
		f (Hz)	60	f (Hz)	23

Tabela 3.c

Tabela 3: Valores do ensaio 2

Através dos dados da tabela 3, é possível calcular o rendimento do conjunto duplamente excitado, conforme equação (4.1). A potência no estator é considerada a de saída, já a de entrada utiliza-se a potência da máquina de corrente contínua (que foi empregada no eixo), somando com a potência vinda da máquina síncrona e entrava no rotor da máquina assíncrona. Com os rendimentos obtidos, encontra-se a média das três medições, conforme Tabela 4.

$$\eta = \frac{P_{est}}{P_{cc} + P_{rot}} \quad (\text{eq. 4.1})$$

Onde:

η - Rendimento;

P_{est} - Potência no estator;

P_c - Potência da máquina de corrente contínua e

P_{rot} - Potência do rotor.

	MAQ. CC	ROTOR			ESTATOR			
MEDICÃO	$P_{MOTOR\ CC}(W)$	$P_{ROTOR}(W)$	$S_{ROTOR}(VA)$	$Q_{ROTOR}(Var)$	$P_{ESTATOR}(W)$	$S_{ESTATOR}(VA)$	$Q_{ESTATOR}(Var)$	Rend.(%)
1	20,9	15	31,5	26	9	13,8	7	25,07
2	17	13	27	17	6	12	4	20,00
3	12,76	13	27	17	3	10,5	3	11,65
MÉDIA =								18,91

Tabela 4: Resultados de rendimentos do conjunto

Ensaio 3 – Conjunto Motor Assíncrono e Gerador DC

No terceiro ensaio utiliza-se um motor assíncrono alimentado com tensão 220V/60Hz, e seu rotor “curto-circuitado” (operação semelhante ao tipo “gaiola”). Acoplado a ele, um gerador de corrente contínua com seu campo elétrico alimentado com 304Vcc fornecido pela ponte retificadora trifásica, liga-se em sua armadura uma lâmpada incandescente de 220V, 60W simulando uma carga (Figura 4.6). Com o conjunto (motor assíncrono acoplado ao gerador CC) na sua velocidade nominal, efetua-se as medições utilizando dois Power Meter da Fluke (aplicando o teorema de Blondel já descrito no primeiro ensaio) para medir as tensões, correntes, potência ativa, potência reativa e frequência do motor assíncrono. Utilizando um tacômetro digital tipo infravermelho, mediu-se a velocidade angular no eixo do conjunto e com um multímetro em escala de corrente contínua ligado em série com a carga e outro em paralelo com a mesma, mediu-se a tensão, corrente e calculou-se a potência ativa gerada. Na Tabela 5, encontram-se os dados deste ensaio, juntamente com o cálculo do rendimento do conjunto.

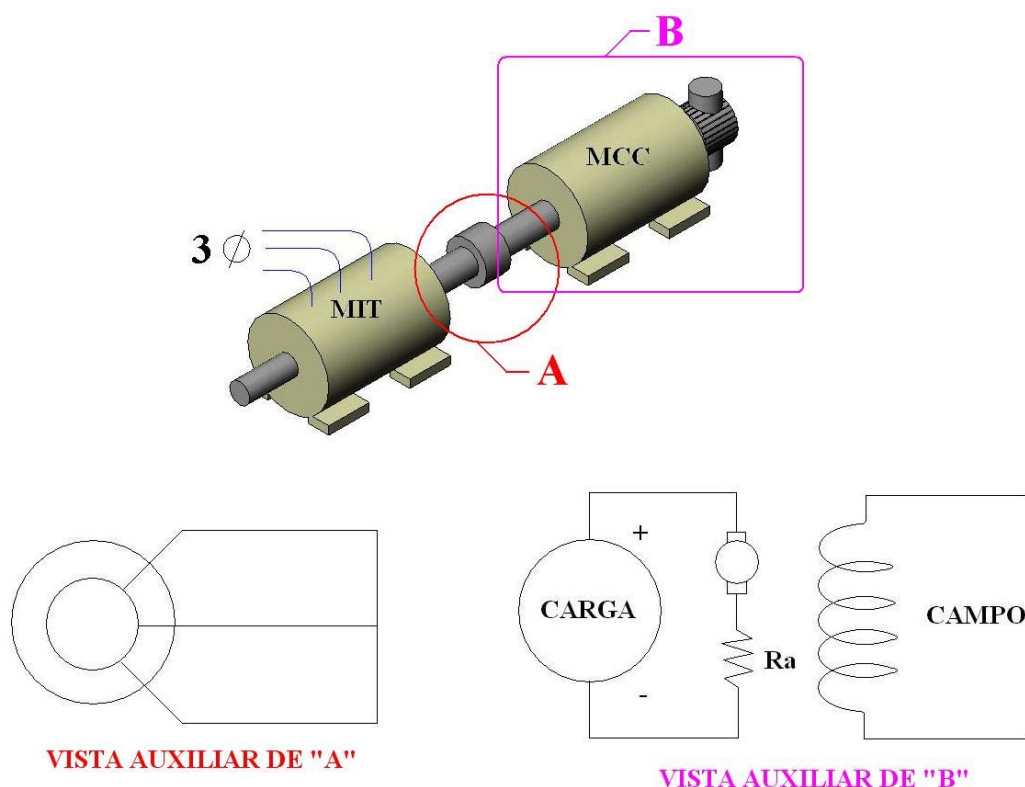


Figura 4.6: Arranjo do ensaio 3

Onde:

MIT: Motor de indução trifásico – motor assíncrono e

MCC: Máquina de corrente contínua – gerador DC.

CONJUNTO MOTOR ASSÍNCRONO - GERADOR DC					
MOTOR CC		$\eta = \frac{PM_{cc}}{PM_{it}}$	$\eta = \frac{44,7}{3820} \cong 1,17\%$	MÁQ. ASSÍNCRONA	
U (V)	170			U (V)	220
I (A)	0,263			I (A)	5,8
f (Hz)	29,5			PMit (W)	3820
PMcc (W)	44,7			Q (Var)	750
n (RPM)	1770			S (VA)	4500
CARGA	56,7 Ohms			f (Hz)	60
				n (RPM)	1770

Tabela 5: Valores do ensaio 3

Conclusões dos Ensaiois

Com os dados obtidos nos três ensaios descritos, pode-se agora descobrir o rendimento da máquina assíncrona operando com dupla excitação, conseguindo excluir o rendimento da máquina de corrente contínua que estava acoplada ao eixo da máquina assíncrona, conforme descrito no ensaio 2.

De acordo com a equação (4.2), obter-se-á o rendimento da máquina de corrente contínua.

$$\eta(3) = \eta(MIT) \times \eta(Mcc) \quad (\text{eq. 4.2})$$

Onde:

$\eta(3)$ - Rendimento do ensaio 3 = 1,17%;

$\eta(MIT)$ - Rendimento do ensaio 1, onde a velocidade angular se aproxima da velocidade angular do ensaio 3 = 6,07 %;

$\eta(Mcc)$ - Rendimento da máquina de corrente contínua que através de cálculos foi encontrado um valor de 19,3%.

Com o valor do rendimento da máquina de corrente contínua, pode-se finalmente encontrar o rendimento do gerador assíncrono duplamente excitado, segundo a equação (4.3).

$$\eta(2) = \eta(?) \times \eta(Mcc) \quad (\text{eq. 4.3})$$

Onde:

$\eta(2)$ - Rendimento médio do ensaio 2 = 18,91%;

$\eta(?)$ - Rendimento procurado do gerador assíncrono operando com dupla excitação □ 98%;

$\eta(Mcc)$ - Rendimento da máquina de corrente contínua = 19,3%.

Através dos cálculos, chega-se ao rendimento do gerador assíncrono duplamente excitado em 98%, porém nesta condição, entre o enrolamento do rotor e estator o acoplamento se dá como em um transformador, de modo que o rendimento deve ficar maior, mas na operação como máquina síncrona, a potência injetada no rotor é limitada a 10%, logo nesta condição o rendimento seria menor. No ensaio a potência injetada no rotor foi maior que 10%.

Na operação com dupla excitação, quanto maior a potência injetada no rotor, em relação à potência de saída, maior será o rendimento. No caso particular de 10% da potência injetada através do rotor, o rendimento poderá até ser melhor que o esperado.

Deve-se destacar que muitos valores foram extrapolados, e uma determinação mais refinada poderia ser elaborada, desde que os desempenhos das máquinas fossem perfeitamente definidos, o que não foi propriamente o realizado.

Bibliografia:

- [1] 'Replacement of the Static Frequency Converter Starting Equipament at The Raccoon Mountain Pumped Storage Plant'; Patel G, Deckman J. T.; Waterpower 95, San Francisco, CA, USA
- [2] 'Application Aspects of The Static Frequency Converter System in Pumped Storage Power Plants'; Terens L., Neudörfler W.; Waterpower 95, San Francisco, CA, USA
- [3] 'New Automatic Synchronizer'; Malm C. F.; Waterpower 95, San Francisco, USA
- [4] 'Chaira Pumped Storage Now in Operation'; Harada K., et. al.; Waterpower 95, San Francisco, CA, USA
- [5] 'Advanced Pumped Storage Creates New Transmission Capacity on Existing Conductors'; Fisher F. S., et. al.; Waterpower 95, San Francisco, CA, USA
- [6] 'The World Highest Head Ajustable-Speed Pumped Storage Okukiyotsu N°2 Hydro Project, Japan'; Hachiya K., et. al.; Waterpower 95, San Francisco, CA, USA
- [7] 'Pumped Storage Upgrades - Items to Consider'; Harty F. R. Jr., et. al.; Waterpower 95, San Francisco, CA, USA

- [8] 'Improved air Quality Through the Application of Advanced Pumped Storage'; Fisher F. S., et. al.; Waterpower 95, San Francisco, CA, USA
- [9] 'The Mt. Hope Waterpower Project: A Pumped Storage Facility That Enhances the Environment while Supplying on-Demand Electrical Needs'; Shiers P. F, Fisher F. S., Kosberg J. A.; Waterpower 95, San Francisco, CA, USA
- [10] 'Influence of Bearing Support Structures on Shaft Vibration of Large Hydraulic Pump/Turbines'; Pistner C. A., et. al.; Waterpower 95, San Francisco, CA, USA
- [11] 'Stand Alone Variable Speed Constant Frequency Generators'; Levy D.; Waterpower 95, San Francisco, CA, USA
- [12] 'Electrical Considerations of a Variable Speed Project'; John B. Yale; Waterpower 95, San Francisco, CA, USA
- [13] 'Reviewing the Advantages of Adjustable-Speed Hydraulic Turbine and Pump-Turbines Units'; Butler N.; Hidro Review, Feb, 1994
- [14] 'Application of Double-Fed Adjustable Speed Machines on Utility Power Systems'; Kudo K., Mukai K.; International Joint Power Generation Conference & Exposition; Phoenix, Arizona, USA, Oct 3-5, 1994
- [15] 'Japanese Experience with a Converter-Fed Variable Speed Pumped-Storage System'; Kudo K.; The International Journal on Hydropower & Dams, Vol 1, I 2, Mar, 1994
- [16] 'Successful Achievement in a Variable Speed Pumped Storage Power System at Yagisawa Power Plant'; Furuya S., et. al.; Proceedings of Power Conversion Conference - Yokohama; Yokohama, Japan 1993

- [17] 'Development and Achieved Commercial Operation Experience of the World's First Commissioned Convert-Fed Variable - Speed Generator - Motor for a Pumped Storage Power Plant'; Furuya S., et. al.; Cigré 1992, Aug 30 - Sep 5
- [18] 'An 82 MW Variable Speed Pumped-Storage System'; Tanaka H.; Water Power & Dam Construction, Nov 1991
- [19] 'Variable Speed Pumped Storage System Fed by Large-Scale Cycloconverter'; Taguchi T., et. al. ; EPE; Firenze 1991
- [20] 'Overvoltage Protection Analysis on Variable Speed Pumped Storage Systems'; Sasa C., et. al.; IPEC; Tokyo 1990
- [21] 'Máquinas Elétricas e Transformadores'; Irving Kosow; Ed. Globo; São Paulo; 1995.
- [22] 'Centrais Hidro e Termelétricas'; Zulcy de Souza; Ed. Edgard Bücher; São Paulo; 1983.
- [23] 'Modern Power Electronics and AC Drivers'; Bose, Bimal K.; Prentice Hall; Upper Saddle River; New Jersey; 2002.
- [24] 'Principles of Electric Machines and Power Electronics'; Sen, P. C.; John Wiley & Sons; New York; 1997.
- [25] 'Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants'; Kehlhofer, Rolf; PennWell; Tulsa; Oklahoma; 1997.
- [26] 'Instructor's Manual to accompany Electric Machinery Fundamentals'; McGraw-Hill; 2004.
- [27] 'Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines'; PhD Thesis; Petersson, A; Chalmers University; Suécia; 2005.
- [28] 'Development of Pump Turbine for Seawater Pumped- Storage Power Plant'; Fujihara, T.; Imano, H.; Oshima, K.; Hitachi Review, vol. 47; 1998.

- [29] 'Comparison Between Control Systems in a Doubly Fed Induction Generator Connected to an Electric Grid'; Ledesma, P.; Usaola, J.; Rodriguez, J. L.; Burgos, J. C.; Universidad Carlos III de Madrid; Madrid; Espanha.
- [30] 'Adjustable speed Asynchronous Machine in Hydro Power Plants and its Advantages for Electric Grid Stability'; Swiss Federal Institute of Technology & ABB Power Generation; Schafer, D.; Simond, J. J.; Suíça.
- [31] 'Induction Motor Control Strategies: Past and Present'; Okoro, O.; Agu, M. U.; Departamento de Engenharia Elétrica, universidade da Nigéria; Nsukka; Estado Enugu; 'The Pacific Journal of Science and Tecnology', vol. 6, number 1; maio 2005.
- [32] 'Avaliação da Estabilidade Transitória de Aerogeradores Assíncronos Interligados à Rede Elétrica'; Vieira, J. P. A.; Barros, R. G.; Nunes, M. V. A.; Bezerra, U. H.; Branco, T. M. M.; VI Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica SBQEE, Belém, Pará, Brasil; 2005.
- [33] 'Modeling and Real-Time Simulation of a Doubly-Fed Induction Generator Driven by a Wind Turbine'; Gagnon, R.; Sybille, G.; Bernard, S.; Paré, D.; Casoria, S.; Larose, C.; 'International Conference on Power System Transients IPST'05'; Montreal, Canada; 2005.
- [34] 'Avaliação de Transitórios Eletromecânicos Produzidos por Aerogeradores de Magneto Permanente em Sistemas de Energia Elétrica'; Santos, F. M. C. S.; Nunes, M. V. A.; Branco, T. M. M.; Pinho, J. T.; Araújo, R. G.; Souza, H. M. S.; VI Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica SBQEE; Belém, Pará, Brasil; 2005.
- [35] 'Expected benefits of adjustable speed pumped storage in the European network'; Swiss Federal Institute of Technology & ABB Power Generation; Schafer, D.; Simond, J. J.; Suíça.
- [36] 'Gas Turbine Engineering Handbook'; Boyce, M. P.; Gulf Professional Publishing; Boston; 2002.

- [37] 'Geração de Energia a partir de Fonte Eólica com Gerador Assíncrono conectado a Conversor Estático Duplo'; Campos, F. G. R.; Dissertação de mestrado; Escola Politécnica, USP; São Paulo; Brasil; 2004.
- [38] 'Grid Power Quality with Variable Speed Wind Turbines'; Chen, Z.; Spooner, E.; IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 16, número 2; 2001.
- [39] 'New Representation of the Variable Speed Wind Generators in Transient Stability Studies'; Nunes, M. V. A.; Zürn, H. H.; Bezerra, U. H.; Vieira, J. P.A.; Medeiros Jr., M. F.; Machado, R. N. M.; Silva, S. R.; Pinheiro, R. F.; Oliveira, J. T.; Santos, F. M. C. S.; VI Induscon, Joenvile, Brasil, 2004.
- [40] 'Wind and Solar Power Systems'; Patel, M. R.; CRC Press, New York; 1999.
- [41] 'Catálogos de geradores (Toshiba) e turbinas hidráulicas de rotação ajustável'.
- [42] 'Rotação Ajustável em Usinas Hidrelétricas: novas Premissas para o Planejamento Energético'; Saidel, M. A.; Tese de Mestrado, Escola Politécnica, USP; São Paulo; Brasil, 1995.
- [43] 'Reactive Power Control of Wind Farm made up with Doubly Fed induction Generators'; Tapia, A.; Tapia, G.; Ostolaza, X.; Saenz, J. R.; Criado, R.; Berasategui, J. L.; 'Porto Power Tech Conference IEEE, 10th-10th; Porto, Portugal, 2001.
- [44] 'Application of the Double Fed Asynchronous Motor (DFAM) in Variable Speed Drivers'; Lecocq, D.; Lataire, P.; Wymeersch, W.; 'The European Power Electronics Association'; 1993.
- [45] 'Power Control of Doubly Fed Induction Machine Without Rotacional Transducers'; Kim, E.; Oh, S.; Kim, Y.; Kim, C.; 'Faculty of Electrical & Electronic Engineering, Institute of Industry Tech., Cheju National University; Cheju; Korea.
- [46] 'Control Systems of Doubly Fed Induction Machine Supplied by Current Controlled Voltage inverter'; Bogalecka, E.; Krzeminski, Z.; 'The Electrothechnical Institute', Polônia.

- [47] 'Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to Rotor'; Müller, S.; Deicke, M.; Doncker, R. W.; IEEE, 2000, pg 2249-2254.
- [48] 'Steady State Analysis and Experimental Investigation of Doubly Fed Induction Machine Supplied by a Current-Source Cycloconverter in the Rotor'; Machmoum, M.; Cherkaoui, M.; Doeuff, R.; Sargos, F. M.; 'Groupe de Recherches en Electrotechnique de Nancy'; França.
- [49] 'Control of Doubly Fed Wind Generators connected to the Grid by Asymetric Transmission Lines'; Rubira, S. D.; McCulloch, M. D.; University of Oxford Department of Engineering Science, Electric Power Group; Oxford; Reino Unido.
- [50] 'Decoupled Control of Active and Reative Power for Grid-connected Doubly-fed Wound Rotor induction Machine without Position Sensors'; Datta, R.; Ranganathan, V. T.; IEEE, 1999, pg 2623-2630.
- [51] 'A Novel Control Strategy for Rotor Side Control of a Doubly-Fed Induction Machine'; Panda, D.; Benedict, E. L.; Vendkataramanan, G.; Lipo, T. A.; IEEE, 2001, pg 1695-1702.
- [52] 'Torque and Reactive Power Control of a Doubly-Fed Induction Machine by Position Sensorless Scheme'; Cheng, W.; Xu, L.; IEEE, 1994, pg 496-502.
- [53] 'Optimal Active and Reactive Power Control with the Doubly-Fed Induction Generator in the MW Class Wind-turbines'; Rabelo, B.; Hofmann, W.; IEEE, 2001, pg 53-58.
- [54] 'A modular Approach to the Simulation of Doubly-Fed Induction Machines Systems'; Vasudevan, K; Rao, P. S.; Department of Electrical Engineering Indian Institute of Technology Madras, Índia.
- [55] 'Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation'; Pena, R.; Clare, J. C.; Asher, G. M.; IEE Proceedings Power Appl., vol. 143, número 3, maio 1996.

- [56] 'Dynamic Performances of Doubly-fed Induction Machine for Variable-speed Wind Energy Generation'; Machmoum, M.; Poitiers, F.; Darengosse, C.; Queric, A.; IEEE, 2002, pg 2431-2436.
- [57] 'Variable-Speed Wind power Generation Using Doubly Fed Wound Rotor Induction Machine – A Comparison With Alternative Schemes'; Datta, R; Ranganathan, V. T.; IEEE Transactions on Energy Conservation, Vol. 17, número 3, setembro, 2002.
- [58] 'Power Factor Control of Doubly Fed Induction Machine using Fuzzy Logic'; Kim, E; Kim, J; Lee, G.; Cheju National University, Cheju, Korea.
- [59] 'Ajuste de Reguladores de Turbinas Hidráulicas com Técnicas de Estimacion de Parâmetros'; Rouco, L; Zamora, L.; González, M; Universidad Pontificia Comilas, Madrid, Espanha.
- [60] 'Development of Advanced Light Water Reactors'; Rao, A. S; General Electric, Nuclear Energy, USA.
- [61] 'An Introduction to Vector Control of AC Motors Using the V850'; Application Note; NEC.
- [62] 'Estado da arte e tendências tecnológicas para energia'; Macedo, I. C.; Centro de Gestão e Estudos Estratégicos Ciência, Tecnologia e Inovação CTEneg Secretaria Técnica do Fundo Setorial de Energia.
- [63] 'Generator Over Excitation Capability and Excitation System Limiters'; Murdoch, A; . Boukarim, G. E.; D'Antonio, M. J.; Lawson, R. A.; Panel Session Summary for the IEEE/PES 2001 WPM, Columbus, Ohaio, USA.
- [64] 'A Operação de Usinas Hidrelétricas em Rotação Ajustável: Perspectivas de Melhor Integração Ambiental do Aproveitamento'; Saidel, M. A.; Reis, L. B.; XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica SNPTEE GPH; Belém, Pará, Brasil, 1997.

- [65] 'Modelling of a wound rotor salient pole synchronous machine and its converter in the constant power zone'; Friedrich, G.; Université de Technologie de Compiègne (UTC) Laboratoire d'électromécanique; França.
- [66] 'O Provimento de Potência Reativa como um Serviço Ancilar'; E.L.Silva; XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica SNPTEE GPH; Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, 1999.
- [67] 'Modelagem e Aplicação de Técnicas de Controle Moderno a Sistemas Reguladores de Velocidade e Tensão de Máquinas Síncronas de Pequenas Centrais Hidrelétricas'; Silva, C. H. F.; Dissertação de Mestrado Faculdade de Engenharia Química, Uberlândia, Brasil, 2002.
- [68] 'Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais'; Veiga, J. R. C.; Dissertação de Mestrado; USP, São Paulo, Brasil, 2001.
- [69] 'Upgrading Generator Protection using Digital Technology'; Mozina, C. J.; Beckwith Electric Company; Largo, FL, USA.
- [70] 'Atlas de Energia Elétrica do Brasil segunda edição'; ANAEEL; Brasília; 2005.
- [71] 'Turbinas de Vapor'; Díez, P. F.; Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética; Universidad de Cantabria.
- [72] 'Elements of Power System Analysis', Four Ed.; Stevenson Jr., W. D.; McGraw-Hill, New York, 1982.
- [73] 'Electrical Power Systems'; El-Hawary, M. E.; IEEE Press Power Systems Engineering Series'; New York, 1995.
- [74] 'Um Porto de Destino para o Sistema Elétrico Brasileiro, Características dos Sistemas Elétricos Integrados do Brasil e sua Projeção até o Horizonte de 2035'; Carlos Feu Alvim; José

Israel Vargas; Othon Luiz Pinheiro da Silva; Omar Campos Ferreira; Frida Eidelman; Revista Economia e Energia; número 49, abril-maio 2005.

[75] 'Produção Termoelétrica à Carvão'; EDP Conferência "Energia e Desenvolvimento Regional", 17/01/2006; Teixeira, A. S.; Sines, Portugal.

[76] Reis, L. B. ; Ellery Filho, E. H. ; Galvão, L. C. R. et al. A conexão unitária gerador conversora em CCAT: características e vantagens da operação com rotação variável. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 11, 1991, Rio de Janeiro. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 11, 1991. p. 1-6.

[77] Luiz, A. M. ; Aplicações da Supercondutividade. Editora Edgard Blücher, São Paulo, SP, 1992.