



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADEMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aluna: Dayanne Rocha Barbosa

Matrícula: 20421224

Professor Orientador: Leimar de Oliveira

Campina Grande, Paraíba.

Março de 2010

DAYANNE ROCHA BARBOSA

USINAS TERMOELÉTRICAS – UTE MURICY I

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Campina Grande, Paraíba.

Março de 2010

DAYANNE ROCHA BARBOSA

USINAS TERMOELÉTRICAS – UTE MURICY I

Data de Aprovação: __ / __ / __

BANCA EXAMINADORA:

Leimar de Oliveira
Universidade Federal de Campina Grande
Professor Orientador

Professor Convidado
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Campina Grande – Paraíba
Março de 2010

Dedico este trabalho aos meus queridos pais e irmãs.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe e meu pai, pelo exemplo de vida e família, e por todo apoio dado durante toda graduação.

Às minhas irmãs, por toda a amizade e companheirismo.

À Ruy, que esteve ao meu lado durante as etapas finais do curso, me ajudando sempre nos momentos mais difíceis.

À todos os meus amigos que direta ou indiretamente contribuíram para o meu êxito na graduação, com um agradecimento especial para Giovanna Feitosa, Maiara Jihane, Lilian Guimarães, Bruno Cláudio, Manoel Ramos, Wellinsilvio Santos, Marcos Aurélio, entre outros.

E ao professor Leimar Oliveira, pela orientação e pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

O Brasil sempre concentrou sua produção energética nas usinas hidrelétricas, responsáveis por 71% da energia gerada no país, e a necessidade de explorar outras fontes é antiga. Apesar de ser uma fonte de energia limpa, as usinas hidrelétricas causam danos ao meio ambiente imensuráveis, destruindo a fauna e a flora da região onde foi construída.

Uma das maneiras para solucionar esse problema seria investir em usinas nucleares: uma idéia que começou a ser explorada, mas que nunca obteve os resultados esperados. Uma segunda opção seria aproveitar os ventos do nordeste, mas que ainda é inviável devido ao alto custo de instalações de usinas eólicas.

Assim, como a demanda energética requerida aumenta a cada dia no Brasil, as usinas hidrelétricas, sozinhas, não conseguem supri-la, tornando as usinas termoelétricas essenciais.

Devido à crescente importância deste tipo de usina, este trabalho optou por explorar seu funcionamento, tendo como estudo de caso a Usina Termoelétrica Camaçari Muricy I.

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 2.1 – Participação na geração de energia por fonte energética	15
Figura 2.2 – Ciclo do funcionamento de usinas termelétricas	16
Figura 2.3 – Geração de energia elétrica por tipo de combustível	17
Figura 2.4 – Geração de eletricidade no mundo por combustível	17
Figura 2.5 – Combustíveis utilizados na geração termelétrica	18
Figura 2.6 – Ciclo de Rankine	21
Figura 2.7 – Ciclo de Brayton	22
Figura 2.8 – Ciclo Otto	23
Figura 2.9 – Ciclo Diesel	23
Figura 3.1 – Processo de produção de energia a partir do carvão mineral	25
Figura 3.2 – Usinas à óleo diesel no Brasil	28
Figura 3.3 – Geração Termelétrica a gás em ciclo simples aberto	29
Figura 3.4 – Geração Termelétrica a gás com múltiplos estágios	30
Figura 3.5 – Fontes Alternativas	32
Figura 3.6 – Usina Termelétrica à biomassa	33
Figura 4.1 – UTE Muricy I	35
Figura 4.2 – Motor da MAN	36
Figura 4.3 – Foto do Gerador Indar	36
Figura 4.4 – Baía de descarregamento do óleo pesado	37
Figura 4.5 – Sala de Bombas.....	38
Figura 4.6 – Tanque de Óleo.....	38
Figura 4.7 – Trocador de calor (á esquerda) e Separadoras (á direita)	39
Figura 4.8 – Transformadores Auxiliares	40
Figura 4.9 – Gerador de emergência STEMAC	40
Figura 4.10 – Painel CCM DAS 1	41
Figura 4.11 – Painel CCM DASR 5	41
Figura 4.12 – Painel CCM CAS	42
Figura 4.13 – Painel CCM FTS e Painel UOS	43
Figura 4.14 – Painéis de 13,8 kV.....	43
Figura 4.15 – Subestação elevadora da UTE Muricy I	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Potência gerada no Brasil e porcentagem por fonte energética	15
Tabela 2.2 – Potência gerada no Brasil e porcentagem por combustível utilizado	18
Tabela 2.3 – Comparação entre os ciclos de Otto e Diesel	24
Tabela 3.1 – Geração de energia elétrica a partir do carvão no mundo	26
Tabela 3.2 – Países que mais utilizam derivados do petróleo para geração de energia elétrica	28

SUMÁRIO

	Pág.
CAPÍTULO I – Introdução.....	11
1.1 Apresentação.....	11
1.2 Organização do trabalho	12
CAPÍTULO II – Termelétricas.....	13
2.1 Histórico no Brasil	13
2.2 Funcionamento geral	15
2.3 Eficiência das máquinas térmicas	19
2.4 Ciclos Termodinâmicos	20
2.4.1 Ciclo de Rankine	20
2.4.2 Ciclo de Brayton	21
2.4.3 Ciclo Otto e Diesel	23
CAPÍTULO III – Combustíveis Utilizados	25
3.1 Carvão Mineral	25
3.2 Óleo derivado de petróleo	27
3.3 Gás Natural	29
3.4 Fontes Alternativas	31
3.4.1 Biomassa	31

CAPÍTULO IV – UTE Muricy I.....	34
4.1 A Usina Termelétrica Camaçari Muricy I	34
4.2 Descrições do funcionamento geral	35
4.3 Baixa Tensão	39
4.3.1 Diesel Auxiliary Service (DAS)	41
4.3.2 Diesel Auxiliary Switchboard Radiator (DASR)	41
4.3.3 Common Auxiliary Service (CAS)	42
4.3.4 Fuel Treatment System (FTS)	42
4.3.5 Unloading Oil System (UOS)	42
4.4 Sala de Média Tensão	43
4.5 Subestação Elevadora	44
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	45
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	46

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 – Apresentação

Apagão, metas de consumo, racionamento, sobretaxas, são tantas as preocupações que surgiram junto com a crise energética que a busca por soluções para o problema voltou a ser questionada no país.

O potencial energético economicamente explorável dos rios encontra-se praticamente exaurido, tornando inviável a construção de novas usinas hidrelétricas. Por esse motivo se torna essencial à construção de usinas termelétricas, que apresentam a vantagem de poderem ser instaladas mais próximas dos centros consumidores. Dessa forma diminui-se a extensão das linhas de transmissão, minimizando conseqüentemente as perdas ao longo das mesmas.

Uma usina térmica convencional utiliza carvão, gás ou óleo para aquecimento da água da caldeira. O funcionamento dessas usinas é semelhante, independentemente do combustível utilizado. O combustível é armazenado em parques ou depósitos adjacentes, de onde é enviado para a usina, onde será queimado na caldeira. Esta gera vapor a partir da água que circula por uma extensa rede de tubos que revestem suas paredes. A função do vapor é movimentar as pás de uma turbina, cujo rotor gira juntamente com o eixo de um gerador que produz a energia elétrica.

Outra maneira de funcionamento é utilizando os grupos motores-geradores. Nessa configuração o combustível é utilizado na combustão interna dos motores, que uma vez acionados, acionam os geradores.

O presente relatório tem por objetivo descrever o funcionamento das usinas termelétricas, detalhando o processo utilizado com cada tipo de combustível e mostrar o funcionamento com os motores-geradores, utilizados na Usina Termoelétrica Camaçari Muricy I.

1.2 – Organização do trabalho

No Capítulo 2 será feita um breve histórico sobre as termelétricas no Brasil, descrevendo seu funcionamento em geral, a sua eficiência e os ciclos termodinâmicos que fazem parte do processo de geração.

O terceiro capítulo irá abordar os combustíveis utilizados na geração, detalhando cada processo, e descrever fontes alternativas utilizadas a fim de diminuir os custos do processo e os efeitos causados ao meio ambiente.

A UTE Muricy I e uma descrição detalhada do seu funcionamento serão descrita no Capítulo 4.

CAPÍTULO 2

TERMOELÉTRICAS NO BRASIL E NO MUNDO

2.1 – Histórico no Brasil

A primeira usina elétrica instalada no Brasil foi uma usina termelétrica, em 1883, na cidade de Campos (RJ), com potência de 52kw. Pouco depois, no município de Diamantina (MG) foi construída a primeira hidrelétrica, aproveitando as águas do Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha. Mas a primeira hidrelétrica do Brasil para serviços de utilidade pública foi a do rio Paraibúna, produzia energia para a cidade de Juiz de Fora (MG).

Era muito difícil naquela época construir uma usina elétrica, o Brasil não tinha nenhuma fábrica de máquinas térmicas, nem possuía grandes reservas exploradoras de carvão ou petróleo, que são os combustíveis mais utilizados nessas máquinas. O panorama só começou a mudar realmente a partir da 1ª Guerra Mundial, pois, com a grande dificuldade para importação de produtos em geral, muitos produtos começaram a ser produzidos internamente. Essa necessidade fez com que numerosas indústrias se instalassem no Brasil, principalmente em São Paulo, todas elas precisando consumir grandes quantidades de energia elétrica. Diante de tal mudança o governo resolveu incentivar empresas de energia elétrica a se instalarem no Brasil. A mais importante foi a *band and Share*, norte-americana que organiza dez empresas de energia elétrica, localizada em nove capitais brasileiras e na cidade de Pelotas (RS).

Em 1930, o Brasil já possuía 891 usinas, sendo 541 hidrelétricas, 337 térmicas e 13 mistas. Com a 2ª Guerra Mundial voltou o problema de importação e de racionamento de carvão e petróleo, nessa época a usina elétrica já era utilizada para outras finalidades, além da indústria da iluminação pública e doméstica, uma delas era o transporte elétrico no Brasil, por isso, eles ficaram conhecidos com o nome de "bondes".

Mas o crescimento da capacidade instalada continuava pequeno. Em 1940 tínhamos 1.243MW e, em 1945 havíamos aumentado para apenas 1.341MW. O governo decidiu intervir para aumentar a taxa de crescimento e disciplinar melhor à produção e distribuição de energia elétrica que até então estava nas mãos das empresas estrangeiras. Um dos primeiros passos foi a criação da Companhia Hidrelétrica de São Francisco (CHESF) que

imediatamente começou a construir a usina de Paulo Afonso. Em 1952 foram organizadas as centrais de Minas Gerais (CEMIG) com cinco empresas regionais e suas subsidiárias. Em 1957, foram criadas as centrais elétricas de Furnas, que comandou a construção das usinas de Porto Colômbia, Marimbondo, Estreito, Volta Grande e Água Vermelha. Em 1966, foram reunidas as centrais elétricas do Rio Pardo CHERP as usinas elétricas de Paranapanema (USEIPA) e as centrais elétricas de Urubupunbá (CELUSA), para formar as centrais elétricas de São Paulo (CESPE).

Já em 1954 o presidente Getúlio Vargas sentira necessidade de criar uma grande empresa estatal para planejar e coordenar a construção das usinas produtoras de energia e sistematizar sua distribuição. No entanto sua idéia só vingou em 1963 no governo de Jânio Quadros. A partir daí, o panorama da energia elétrica brasileira mudou radicalmente. Enquanto entre 1940 e 1945 a capacidade instalada aumentara apenas 1,5%. Entre 1962 e 1976 ela triplicou passando de 5.729MW para 17.700MW.

Aliado a isso, no decorrer da década de 70, ocorreram mudanças significativas no setor elétrico e nas atividades de planejamento energético em todo o mundo, entre elas o choque mundial do petróleo, em 1973. Algumas dessas transformações tiveram reflexo direto no Brasil, com isso o governo percebia a escassez de recursos e visualizava maneiras para solucionar a questão, a demanda de energia continuava crescendo e o país não havia se preparado para supri-la. Foi somente na segunda metade da década de 90 que o governo decidiu elaborar um plano de emergência para ampliar a oferta. Entre as medidas previstas, estava a construção de várias usinas térmicas a gás natural em estados como Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Rio de Janeiro e São Paulo.

O governo esperava que tais ações pudessem despertar o interesse da iniciativa privada, o que não ocorreu naquele momento. Foi somente em 1999 que as discussões com empreendedores e investidores dispostos a participar de projetos prioritários de geração termoelétrica tomaram fôlego.

Lançado em fevereiro de 2000 pelo presidente Fernando Henrique Cardoso e pelo então ministro de Minas e Energia Rodolpho Tourinho, o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) surgiu com o intuito de aumentar a oferta de energia elétrica no país. A meta do plano era atingir, até 2003, a marca de 36 usinas termelétricas, instaladas em 14 Estados, acrescentando ao parque gerador brasileiro 12.018 MW.

Com isso, as usinas térmicas (já existentes e as do PPT) representariam 20% da matriz energética nacional. Em um momento de crise no fornecimento de energia, este programa era fundamental para trazer mais confiabilidade ao parque gerador, evitando o risco de déficit

energético pela redução do nível de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Além disso, a medida garantiu também o aumento do crescimento industrial e econômico do País. Na Figura 2.1 é mostrado o gráfico da distribuição de geração de energia por fonte energética, e a Tabela 2.1, suas respectivas porcentagens atuais na capacidade de geração de energia no Brasil.

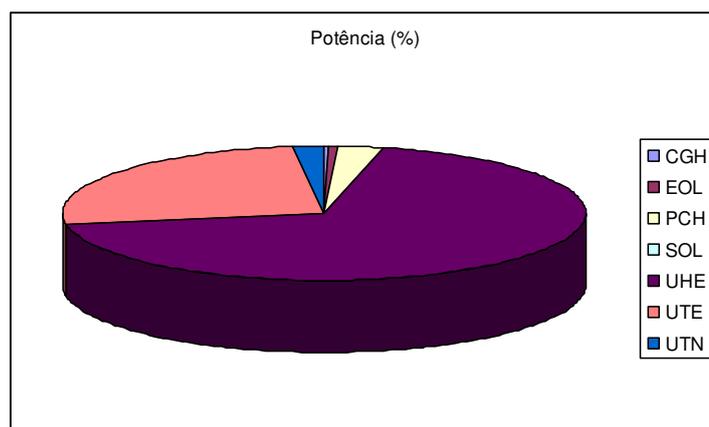


Figura 2.1 – Participação na geração de energia por fonte energética (Fonte: Aneel)

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	316	182.551	180.950	0,17
EOL	38	712.880	709.284	0,66
PCH	357	3.017.339	2.973.182	2,77
SOL	1	20	20	0
UHE	165	75.471.427	75.646.599	70,54
UTE	1.324	28.417.637	25.723.687	23,99
UTN	2	2.007.000	2.007.000	1,87
Total	2.203	182.551	107.240.722	100

Tabela 2.1 – Potência gerada no Brasil e porcentagem por fonte energética (Fonte: Aneel)

2.2 – Descrições do funcionamento

As usinas termelétricas são as preferidas no mundo todo pela sua versatilidade. São de construção simples e rápida, podem ser instaladas junto aos centros de consumo e dispensam

linhas de transmissão de longo percurso. Nos países de primeiro mundo, cerca de 70% da energia elétrica é produzida em usinas desse tipo. O custo de produção do kilowatt é maior que o de uma usina hidroelétrica, porém bem menor que o de uma usina nuclear.

Usinas termelétricas produzem energia a partir da queima de carvão, óleo combustível e gás natural em uma caldeira, ou pela fissão de material radioativo (como o urânio). O calor gerado a partir destes elementos transforma em vapor a água presente em tubos localizados nas paredes da caldeira. Tal vapor, em condições de alta pressão, faz girar uma turbina, que aciona o gerador elétrico. Deste, a energia é conduzida até um transformador para ser distribuída para consumo, enquanto a água é resfriada em um condensador e redirecionada aos tubos da caldeira, para repetir o ciclo. Esse ciclo está representado na figura 2.2.

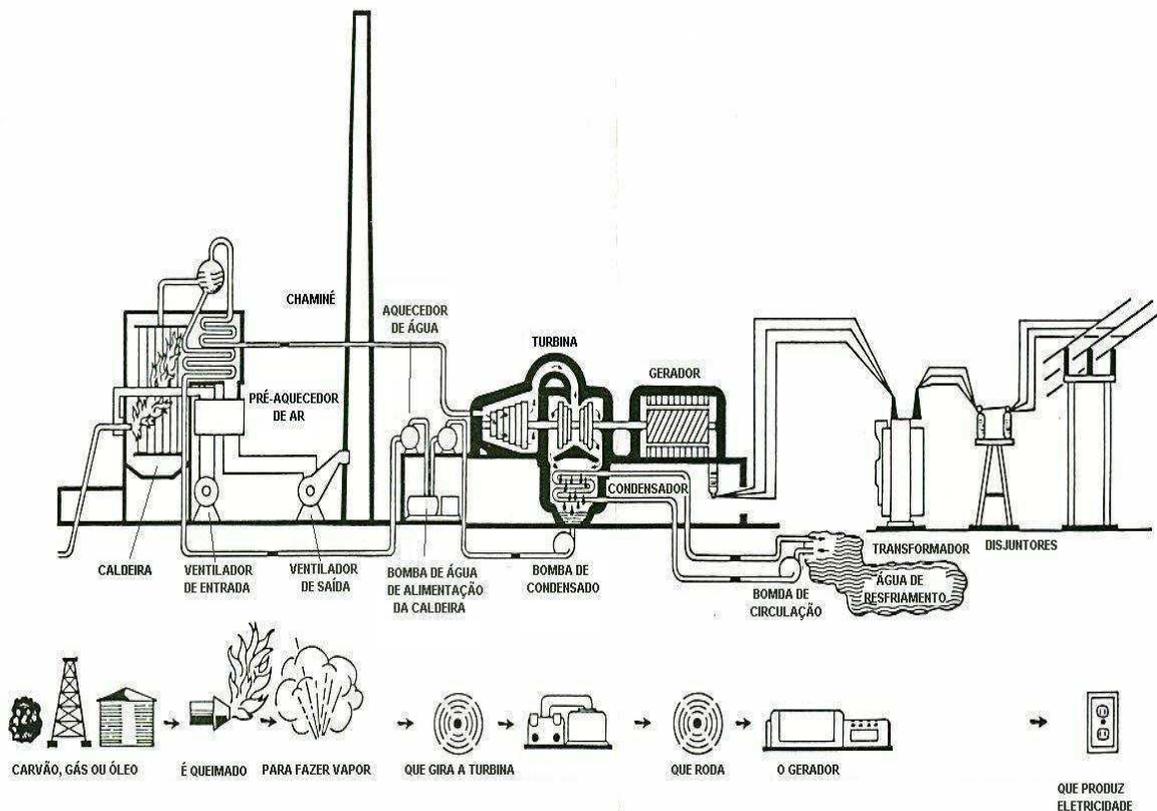


Figura 2.2 – Ciclo do funcionamento de usinas termelétricas

A grande maioria das usinas térmicas no mundo usa combustível fóssil, apenas cerca de 20% da eletricidade produzida no mundo provêm de usinas hidrelétricas enquanto 81,3% de usinas termelétricas (40% carvão, 10% óleo, 15% gás natural, acima de 15% nuclear, outros 1,3%). O carvão é a fonte energética mais usada no mundo para geração de energia

elétrica por sua abundância (Figura 2.3), pela distribuição de jazidas no mundo e suas vantagens econômicas e também a fonte que mais contribui com emissões atmosféricas.

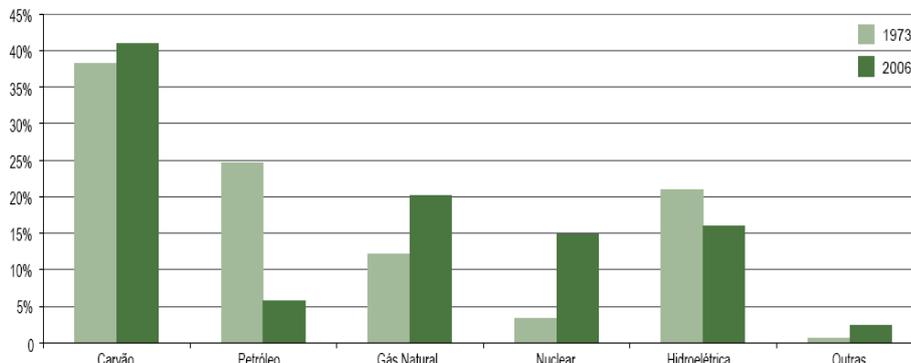


Figura 2.3 – Geração de energia elétrica por tipo de combustível (Fonte : IEA, 2008)

A projeção de geração de eletricidade por combustível no mundo é mostrada na Figura 2.4. A geração de eletricidade a carvão aproximadamente dobra no período de projeção de 2006 (7,4 trilhões kWh) a 2030 (13,6 trilhões kWh). A permanência de preço elevado para o óleo e o gás natural torna a geração a carvão mais atrativa economicamente, em especial em nações que são ricas em reservas de carvão, como China, Índia, e EUA. A perspectiva para a geração a carvão pode ser alterada consideravelmente por acordos internacionais para reduzir as emissões de gás de efeito estufa. O setor elétrico oferece algumas das oportunidades de maior custo-benefício para reduzir as emissões de dióxido de carbono em muitos países. Se um custo, explícito ou implícito, fosse aplicado às emissões de dióxido de carbono, existem várias alternativas de baixa ou sem emissão que atualmente estão comercialmente testadas ou em desenvolvimento, as quais poderiam ser usadas para substituir algumas plantas a carvão.

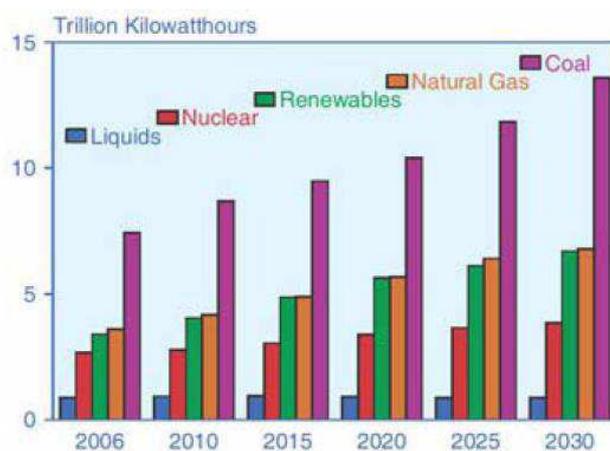


Figura 2.4 – Geração de eletricidade no mundo por combustível (Fonte: IEA, 2009)

No Brasil, 25,86% da produção de eletricidade é térmica, sendo 72,01% fóssil, 24,21% biomassa, e 3,77% nuclear. Os combustíveis fósseis que contribuem para a produção de eletricidade estão mostrados na Figura 2.5 e suas respectivas porcentagens na Tabela 2.2.

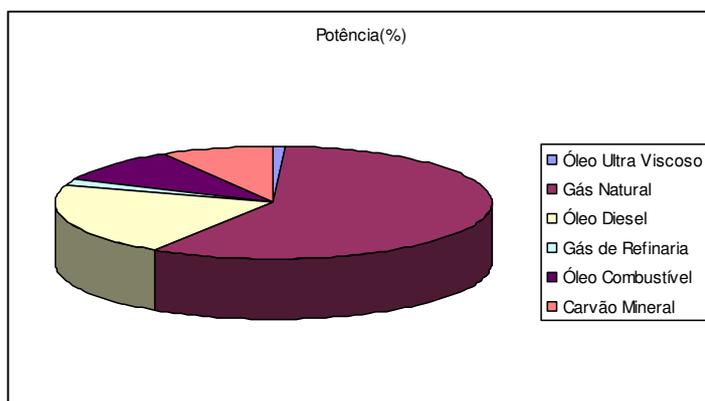


Figura 2.5 – Combustíveis utilizados na geração termelétrica (Fonte:Aneel)

Atualmente há empreendimentos utilizando os seguintes combustíveis - Operação			
Combustível	Quantidade	Potência (kW)	%
Óleo Ultra Viscoso	1	131.000	0,70
Gás Natural	93	10.859.812	58,40
Óleo Diesel	805	3.871.104	20,82
Gás de Refinaria	8	305.000	1,64
Óleo Combustível	24	1.899.403	10,21
Carvão Mineral	9	1.530.304	8,23
Total	940	18.596.623	100

Tabela 2.2 – Potência gerada no Brasil e porcentagem por combustível utilizado (Fonte: Aneel)

Nas usinas térmicas a energia elétrica gerada a partir do calor da combustão é produzida pela queima de:

- ✓ Carvão mineral
- ✓ Óleo derivado de petróleo
- ✓ Gás natural
- ✓ Resíduos agroindustriais

Uma completa análise do tipo de combustível deve preceder qualquer decisão quanto à construção ou modificação de uma usina térmica, pois dele depende o custo de operação e a especificação dos componentes da usina.

2.3 – Eficiência das máquinas térmicas

A eficiência de uma usina térmica é baixa devido à baixa eficiência das turbinas. Uma eficiência inferior a 100% é evidenciada na 2ª Lei da Termodinâmica que estabelece que “nenhum dispositivo pode operar de modo que seu único efeito seja converter completamente calor absorvido em trabalho” ou “todo sistema que sofre algum processo espontâneo, muda para uma condição na qual sua habilidade de realizar trabalho diminui”.

A eficiência máxima de máquinas térmicas é definida para a máquina de Carnot (sistema fechado) como:

$$\eta(\%) = [1 - (T_1/T_2)] \times 100$$

em que :

η é a eficiência da máquina térmica em % ;

T_1 é a temperatura (°K) do fluido na entrada da máquina, na qual a máquina começa a conversão da energia térmica contida nos produtos da combustão em trabalho.

T_2 é a temperatura (°K) do fluido na saída da máquina, na qual os produtos de combustão são rejeitados na atmosfera ou temperatura na qual termina o processo de conversão.

Em uma termelétrica, quanto maior a temperatura T_1 e quanto menor a temperatura T_2 (mais próxima à temperatura ambiente) maior é a eficiência de conversão.

Para obter uma alta eficiência a relação T_2/T_1 deve ser a menor possível. Entretanto, a temperatura T_2 não poderá ser inferior à temperatura do ambiente. Para uma temperatura ambiente de 30°C, T_2 não poderá ser menor que:

$$T_2 = 30 + 273 = 303^\circ \text{ K}$$

Isto significa que T_2 deve ser a mais alta possível. O problema está em que o aço e outros metais não suportam temperaturas tão elevadas, considerando ainda a pressão do vapor correspondente. A maior temperatura T_1 possível é de cerca de 550 ° C. Isto significa que a eficiência máxima de uma turbina a vapor com:

$$T_2 = 303^\circ \text{ K}$$

$$T_1 = 550 + 273 = 823^\circ \text{ K}$$

$$\eta = (1 - 303/823) \cdot 100 = 63.18\%$$

Devido às perdas, algumas das mais eficientes turbinas a vapor apresentam eficiência de 45%. Isto significa que 55% da energia térmica são perdidos durante o processo de conversão térmico-mecânico. A enorme perda de calor e como dispô-lo, rejeitando ou reaproveitando, representam um dos maiores aspectos de uma usina térmica.

2.4 – Ciclos Termodinâmicos

Os principais ciclos que uma central termelétrica pode operar são:

- ✓ Ciclo Rankine
- ✓ Ciclo Brayton
- ✓ Ciclo Combinado

Um ciclo termodinâmico se constitui de uma sequência de processos após os quais a matéria que o experimentou retorna ao estado inicial. Esses ciclos têm por objetivo representar as transformações dos fluidos, que são determinadas pela temperatura, pressão e volume, sendo que dois destes são escolhidos para serem controlados, dependendo do processo.

As plantas em ciclo combinado representam a integração dos dois ciclos: Rankine da turbina a vapor e Brayton da turbina a gás. Os ciclos de operação mais comumente utilizados em máquinas de combustão interna são:

- ✓ Ciclo Diesel e
- ✓ Ciclo Otto.

2.4.1 – Ciclo de Rankine

O ciclo Rankine descreve a operação de turbinas a vapor comumente encontrada em estações de produção de energia. Existem quatro processos num ciclo Rankine (Figura 2.6):

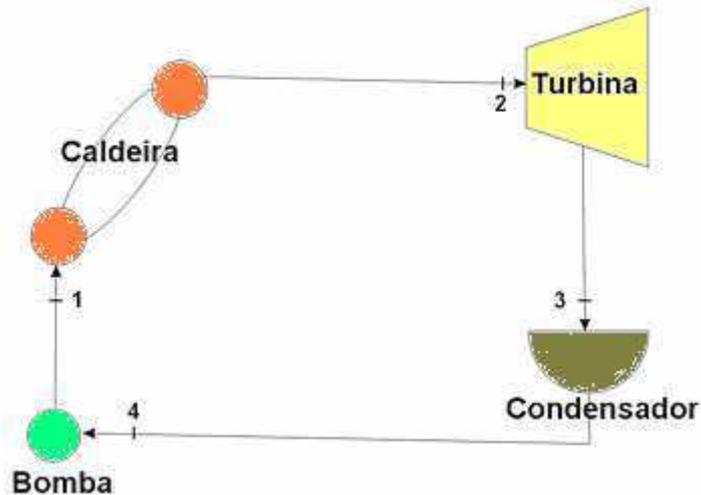


Figura 2.6 – Ciclo de Rankine

A fase entre bomba e caldeira é chamada de compressão. Nela o fluido é bombeado de uma pressão baixa para uma pressão alta utilizando-se uma bomba. O bombeamento requer algum tipo de energia para se realizar.

A fase entre caldeira e turbina é chamada de transferência de calor isobárica. Nela o fluido pressurizado entra na caldeira, onde é aquecido a pressão constante até se tornar vapor superaquecido.

A fase entre turbina e condensador é chamada de expansão. Nela o vapor superaquecido expande através de uma turbina para gerar trabalho. Idealmente, esta expansão é isentrópica. Com esta expansão, tanto a pressão quanto a temperatura se reduzem.

A fase entre condensador e bomba é chamada de transferência de calor. Nela o vapor então entra num condensador, onde ele é resfriado até a condição de líquido saturado. Este líquido então retorna à bomba e o ciclo se repete.

Uma característica importante desse sistema é a diversidade dos combustíveis utilizados (carvão, óleo combustível), pois a queima dos combustíveis será utilizada apenas para geração de vapor, sendo que o fluido de trabalho utilizado é a água.

2.4.2 – Ciclo de Brayton

O ciclo Brayton se constitui de quatro etapas (Figura 2.7):

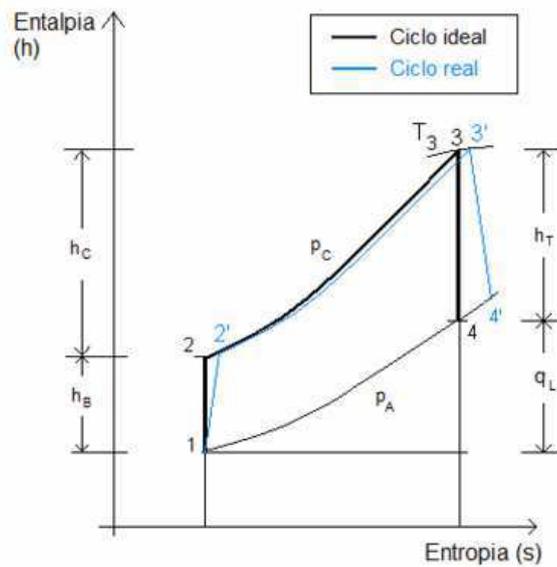


Figura 2.7 – Ciclo de Brayton

A fase 1-2 é chamada de compressão adiabática e isentrópica. Nela o ar em condição ambiente passa pelo compressor, onde ocorre compressão adiabática (não há trocas de calor com o ambiente) e isentrópica (entropia constante), com aumento de temperatura e conseqüente aumento de entalpia (medida da energia do sistema que está disponível na forma de calor).

A fase 2-3 é chamada de transferência de calor isobárica da fonte quente (câmara de combustão). Nela o ar comprimido é direcionado às câmaras, onde mistura-se com o combustível possibilitando queima e aquecimento, à pressão constante.

A fase 3-4 é chamada de expansão adiabática e isentrópica. Nela, ao sair da câmara de combustão, os gases, à alta pressão e temperatura, se expandem conforme passam pela turbina, idealmente sem variação de entropia (mede a parte da energia que não pode ser transformada em trabalho). Na medida em que o fluido exerce trabalho sobre as palhetas, reduzem-se a pressão e temperatura dos gases, gerando-se potência mecânica. A potência extraída através do eixo da turbina é usada para acionar o compressor e eventualmente para acionar outra máquina.

A fase 4-1 é chamada de transferência de calor isobárica para a fonte fria (ambiente). Essa quarta etapa não ocorre fisicamente, se tratando de um ciclo termodinâmico aberto. Conceitualmente, esta etapa representa a transferência de calor do fluido para o ambiente.

2.4.3 – Ciclo Otto e Diesel

Os ciclos de operação mais comumente utilizados em máquinas de combustão interna são: ciclo Diesel e ciclo Otto.

O Ciclo Otto (Figura 2.8) é um ciclo termodinâmico, que idealiza o funcionamento de motores de combustão interna de ignição por centelha. Nos motores Otto, a mistura combustível e comburente é preparada fora do motor, pelo carburador, e injetada no cilindro.

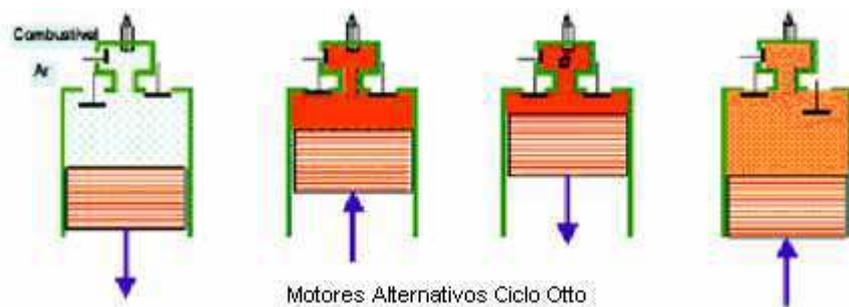


Figura 2.8 – Ciclo Otto

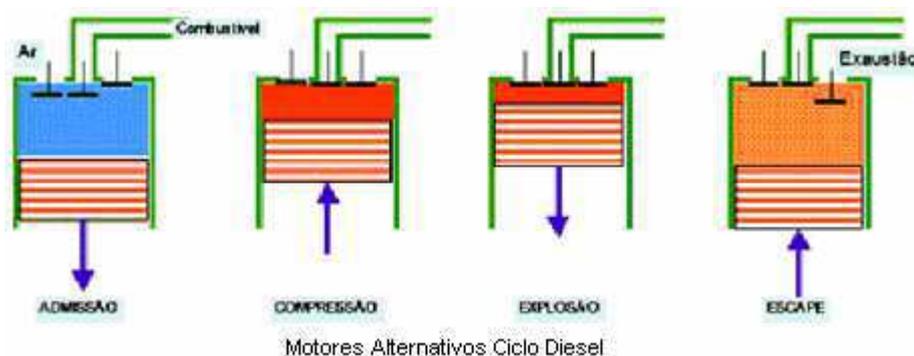


Figura 2.9 – Ciclo Diesel

No ciclo Diesel (Figura 2.9) a combustão se dá pelo aumento da temperatura provocado pela compressão da mistura inflamável. No motor diesel não existe uma aspiração, mas sim uma injeção de óleo (combustível) no momento de máxima compressão, a alta taxa de oxigênio faz com que o óleo entre em combustão, produzindo a explosão sem a necessidade da ignição elétrica. Na Tabela 2.2 é mostrado um comparativo entre os dois ciclos.

Comparação entre os ciclos de Otto e Diesel		
	Otto	Diesel
Tempo de formação da mistura	Antes da combustão	Simultânea á combustão
Volatilidade do combustível	Alta	Baixa
Temperatura dos gases de descarga	800° C	600° C
Custo de fabricação	Baixo	Alto
Rendimento térmico	Menor	Maior
Ignição	Centelha elétrica	Compressão

Tabela 2.3 – Comparação entre os ciclos de Otto e Diesel

Os motores de combustão interna a pistão acionam diretamente os geradores de eletricidade. Essa forma de geração é comumente usada para fornecer energia elétrica às localidades isoladas ou como fonte alternativa de emergência se ocorrer uma interrupção no fornecimento normal.

CAPÍTULO 3

COMBUSTÍVEIS UTILIZADOS E FORMAS ALTERNATIVAS

3.1 – Termelétricas a carvão mineral

Atualmente, a principal aplicação do carvão mineral no mundo é a geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas. Este processo se dá, em resumo, da seguinte maneira: o carvão é extraído do solo, fragmentado e armazenado em silos para, posteriormente, ser transportado à usina, onde novamente será armazenado. Em seguida, é transformado em pó, o que permitirá melhor aproveitamento térmico ao ser colocado para queima nas fornalhas de caldeiras. O calor liberado por esta queima é transformado em vapor ao ser transferido para a água que circula nos tubos que envolvem a fornalha. A energia térmica (ou calor) contida no vapor é transformada em energia mecânica (ou cinética), que movimentará a turbina do gerador de energia elétrica, este esquema está representado na Figura 3.1.

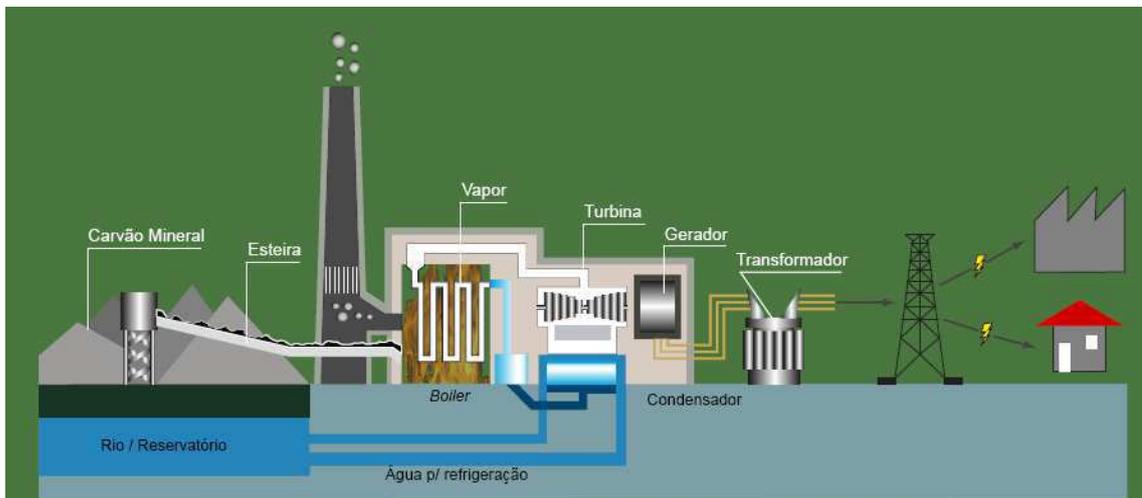


Figura 3.1 – Processo de produção de energia a partir do carvão mineral

O carvão responde pela maior parte da produção da eletricidade em vários países. Por exemplo, China e Estados Unidos que, segundo a IEA, em 2006 produziram mais da metade dos 7.775 terawatts-hora (TWh) gerados no mundo. Além disso, países como Alemanha, Polônia, Austrália e África do Sul usam o carvão como base da geração de energia elétrica

devido à segurança de suprimento e ao menor custo na comparação com outros combustíveis, como pode ser visto na Tabela 3.1 .

Geração de energia elétrica a partir do carvão no mundo em 2006	
País	TWh
China	2.301
Estados Unidos	2.128
Índia	508
Alemanha	302
Japão	299
África do Sul	236
Austrália	199
Rússia	179
Coréia do Sul	153
Reino Unido	152
Outros Países	1.298
Mundo	7.755

Tabela 3.1 – Geração de energia elétrica a partir do carvão no mundo (Fonte: IEA 2008)

No Brasil, o minério representa, no entanto, pouco mais de 1,5% da matriz da energia elétrica. Em 2007, ano em que 435,68 TWh foram produzidos no País, o carvão foi responsável pela geração de 7,9 TWh, a partir da operação de usinas termelétricas que estão localizadas na região Sul, nas proximidades das áreas de mineração.

Essa aplicação restrita é resultante de fatores como a vocação brasileira para utilização de fontes hídricas na produção de energia elétrica e a baixa qualidade da maior parte do carvão nacional, o que impede o seu transporte por grandes distâncias e afeta o grau de rendimento da usina termelétrica – uma vez que a quantidade de energia produzida é inferior àquela obtida com carvões de alto poder calorífico. Além disso, também há restrições de natureza geopolítica (dependência de importações, por exemplo) e entraves tecnológicos e econômicos que se refletem no custo da geração da eletricidade. Há 20 anos, as pesquisas na área do carvão no Brasil estão virtualmente paralisadas.

3.2 – Termelétricas a óleo derivado de petróleo

A geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo ocorre por meio da queima desses combustíveis em caldeiras, turbinas e motores de combustão interna. O caso das caldeiras e turbinas é similar ao dos demais processos térmicos de geração e mais usado no atendimento de cargas de ponta e/ou aproveitamento de resíduos do refino de petróleo. Os grupos geradores a diesel são mais adequados ao suprimento de comunidades e de sistemas isolados da rede elétrica convencional.

Com exceção de alguns poucos países, o uso de petróleo para geração de eletricidade tem sido decrescente desde os anos 1970. O obsolescimento das plantas de geração, os requerimentos de proteção ambiental e o aumento da competitividade de fontes alternativas são os principais responsáveis por isso. Contudo, o petróleo continua sendo muito importante na geração de energia elétrica nesses países, principalmente no suprimento de cargas de pico e no atendimento a sistemas isolados.

Entre 1960 e 1973, o uso de petróleo na geração termelétrica cresceu a uma taxa média de 19% ao ano, chegando a constituir 26% de toda geração de eletricidade no mundo. Em alguns países (Japão, Dinamarca, Itália, Irlanda e Portugal), chegou a representar 60%. Com a crise do petróleo, nos anos 1970, o carvão voltou a ocupar maior expressividade na geração de eletricidade, e fontes alternativas, como o gás natural, tornaram-se mais atrativas. Aproximadamente 47% da energia elétrica gerada em plantas termelétricas que utilizam derivados de petróleo estão concentrados em seis países (Tabela 3.2).

País	Energia Gerada(TWh)	Parcela da Geração Mundial (2001)
Estados Unidos	134	11%
Japão	117	10%
México	93	8%
Arábia Saudita	87	7%
Itália	75	6%
China	47	4%
Outros Países	615	53%
Mundo	1168	100%

Tabela 3.2 – Países que mais utilizam derivados do petróleo para geração de energia elétrica

Nos anos 80, a geração termelétrica a óleo foi muito importante, em vários países (Holanda, Reino Unido, Irlanda etc.) para a provisão de flexibilidade de operação e planejamento do sistema. Atualmente, as principais funções de um sistema termelétrico a óleo são as seguintes:

- ✓ Atendimento da demanda de ponta;
- ✓ Provisão de flexibilidade de operação e planejamento;
- ✓ Atendimento a sistemas remotos e/ou isolados;
- ✓ Provisão de carga básica ou intermediária, quando não há alternativas mais econômicas.

No caso do Brasil, onde historicamente a geração de energia elétrica é predominantemente hídrica, a geração térmica, particularmente com derivados de petróleo, é pouco expressiva no âmbito nacional. Contudo, tem desempenhado um papel importante no atendimento da demanda de pico do sistema elétrico e, principalmente, no suprimento de energia elétrica a municípios e comunidades não atendidos pelo sistema interligado.

Quanto à geração termelétrica a óleo diesel, existem 805 usinas em operação no Brasil. Esses empreendimentos são predominantemente formados por pequenos grupos geradores destinados ao atendimento de comunidades isoladas da rede elétrica, principalmente na região Norte do País, como ilustrado na Figura 3.2

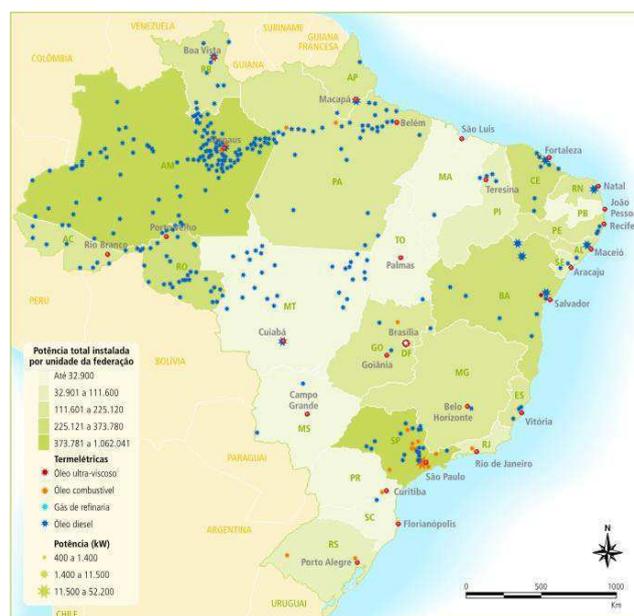


Figura 3.2 – Usinas à óleo diesel no Brasil

3.3 – Termelétricas a gás natural

As turbinas a gás necessitam da injeção de ar comprimido a alta pressão na câmara de combustão ou combustor, obtido através de um turbo compressor acionado pelo próprio eixo da turbina.

Em seu funcionamento, o ar é aspirado da atmosfera, filtrado e comprimido, passando para a câmara de combustão, onde se mistura com o combustível. Nesta câmara ocorre a reação de combustão, produzindo gases quentes (fluido de trabalho), que se escoam através da turbina, onde se expandem, movendo rodas com palhetas e produzindo potência mecânica para acionar o eixo do compressor e da carga, freqüentemente um gerador elétrico (Figura 3.3).

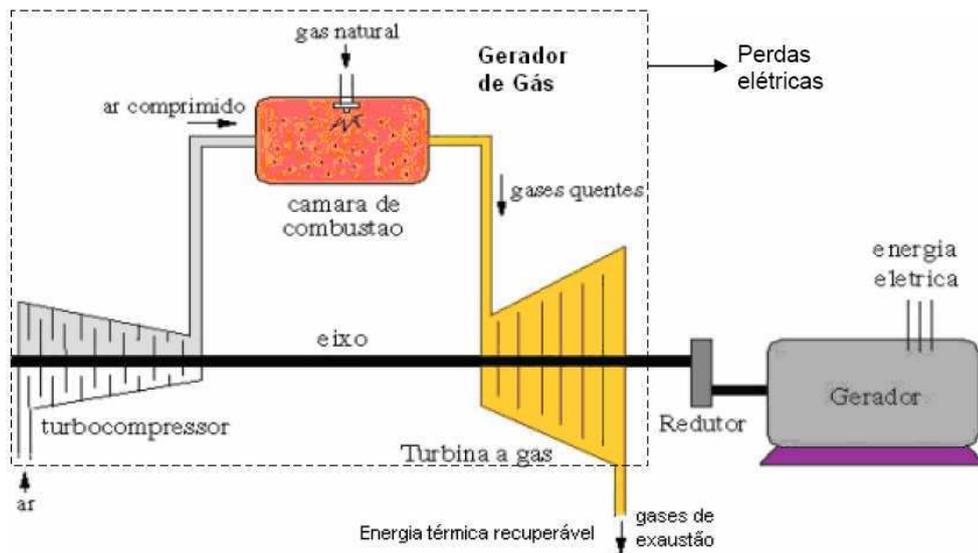


Figura 3.3 - Geração Termelétrica a gás em ciclo simples aberto

Por serem máquinas de combustão interna as turbinas a gás realizam o processo de conversão da energia do combustível a altas temperaturas começando com temperaturas da ordem de 1000°C e terminando em temperaturas próximas de 500°C. A maior parcela da energia do combustível que não é aproveitada está nos gases de exaustão ainda a altas temperaturas.

As turbinas a gás funcionam com um elevado excesso de ar, para que a temperatura dos produtos de combustão ao incidir nas palhetas da turbina não seja excessiva e não provoquem excessivos problemas de corrosão ou fadiga na parte quente da turbina e mantenha os efeitos derivados da deformação plástica dentro de limites aceitáveis. Os níveis

de excesso de ar com que trabalham as turbinas costumam estar compreendidos entre 250 e 500% em relação ao ar teórico para combustão completa.

Os combustíveis das turbinas a gás podem ser basicamente de dois tipos:

- ✓ Gasosos: gás natural, gases de exaustão de processos e combustíveis sólidos gaseificados (carvão, biomassa, etc.)
- ✓ Líquidos: gás liquefeito de petróleo (GLP), diesel, querosene e em alguns casos, óleos combustíveis de baixo teor de enxofre.

Os combustíveis empregados devem estar livres de partículas e impurezas sólidas para evitar qualquer tipo de erosão nas palhetas da turbina. A ausência de enxofre na composição do combustível permitirá um nível de recuperação da energia térmica dos gases de escape superior ao que se pode conseguir com outros combustíveis cujo ponto de orvalho eventualmente é elevado. Por este motivo e por razões econômicas, um combustível muito adequado para as turbinas a gás é o gás natural, sempre que esteja disponível.

Os combustíveis líquidos apresentam face aos gasosos algumas desvantagens, entre as quais se podem destacar a maior complexidade do sistema de filtragem e pré-tratamento do combustível.

Uma concepção construtiva freqüente nestes equipamentos divide a expansão dos gases entre uma turbina de alta pressão, empregada para acionar o compressor e uma turbina de baixa pressão, que aciona a carga. Para este tipo de montagem denominam-se usualmente *gerador de gás* ao conjunto formado pelo compressor, queimador e a turbina de alta pressão, enquanto a parte restante se conhece como *turbina de potência* (turbina de baixa pressão + gerador elétrico).

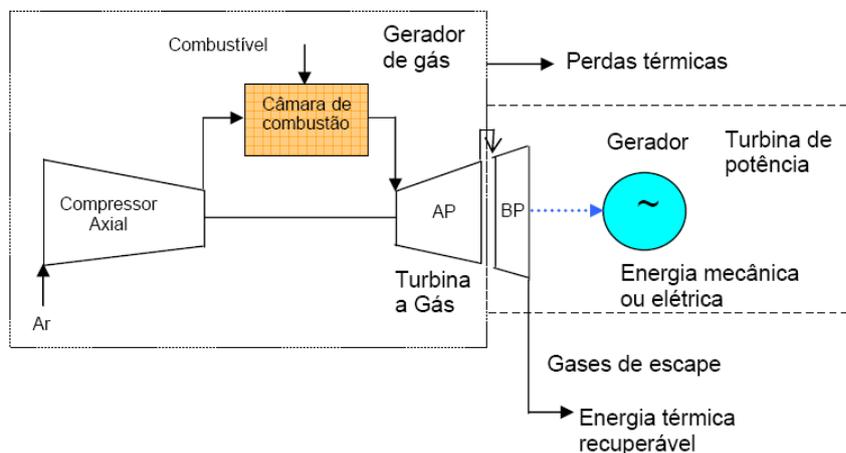


Figura 3.4 - Geração Termelétrica a gás com múltiplos estágios

3.4 – Termelétricas a fontes alternativas

Uma das grandes discussões da atualidade em âmbito tecnológico, gira em torno das fontes alternativas de energias, uma vez que a energia elétrica é considerada a maior de todas as inovações tecnológicas produzidas pelo homem, sem ela não seria possível presenciar o enorme desenvolvimento em diversas áreas do conhecimento humano. A eletricidade gerada de várias formas, mas, é sempre resultado da transformação de outros tipos de energia.

Algumas formas de energias que consumimos são renováveis, nas quais se incluem a energia solar, eólica, hídrica e a da biomassa. A utilização das energias renováveis em substituição aos combustíveis fósseis é uma direção viável e vantajosa, pois, além de serem praticamente inesgotáveis apresenta num baixo impacto ambiental ou quase nulo, sem afetar o balanço térmico ou composição atmosférica do planeta. Graças aos diversos tipos de manifestações, disponibilidade de larga abrangência geográfica e variadas possibilidades de conversão, as renováveis são bastante próprias para geração distribuída e autônoma.

3.4.1 – Biomassa

Em um processo chamado fotossíntese, as plantas capturam energia do sol e transformam em energia química. Esta energia pode ser convertida em eletricidade, combustível, calor por vários processos. As fontes orgânicas que são usadas para produzir energias usando estes processos são chamadas de biomassa. A utilização da energia da biomassa é considerada estratégica para o futuro, pois ao contrario de outras energias fósseis, a de biomassa é um recurso natural renovável, ela também é derivada da vida vegetal (carvão mineral) ou animal (petróleo e gás natural), com seus principais componentes de origem orgânica, mas é resultado de várias transformações que requerem milhões de anos para acontecerem.

A biomassa é utilizada na produção de energia a partir de processos como a combustão de material orgânico, produzida e acumulada em um ecossistema, porém nem toda a produção primária passa a incrementar a biomassa vegetal do ecossistema. Parte dessa energia acumulada é empregada pelo ecossistema para sua própria manutenção. Suas vantagens são o baixo custo, é renovável, permite o reaproveitamento de resíduos e é menos poluente que outras formas de energias como aquela obtida a partir de combustíveis fósseis. Entre os materiais utilizados para a produção de energia por biomassa, se destaca os seguintes:

- ✓ A lenha é muito utilizada para produção de energia por biomassa. No Brasil, já representou 40% da produção energética primária. A grande desvantagem é o desmatamento das florestas;
- ✓ Bagaço de cana-de-açúcar;
- ✓ Pó de serra;
- ✓ Papel já utilizado;
- ✓ Galhos e folhas decorrentes da poda de árvores em cidades ou casas;
- ✓ Embalagens de papelão descartadas após a aquisição de diversos eletrodomésticos ou outros produtos.
- ✓ Casca de arroz.
- ✓ Capim-elefante.



Figura 3.5 – Fontes alternativas

No Brasil a lenha ocupa a terceira posição em fonte de energia utilizada, sendo extraída das poucas reservas que restam no país. Dois bilhões de pessoas dependem da lenha como fonte de energia, e o consumo mundial é de 1,1 bilhão de metros cúbicos (a maior parte nos países em desenvolvimento). A lenha pode ser aproveitada de duas maneiras diferentes, a combustão que é o processo mais antigo para produção de calor doméstico e industrial, sendo que 94% do seu valor calórico é perdido no uso doméstico, o uso ineficiente representa um encargo de 30% no balanço energético do país, e a pirólise que é o processo de queima da madeira a temperaturas 160 a 430 grau C, na ausência de ar.

Apesar da energia de biomassa ser considerada uma energia limpa e não causar tantos danos a natureza como às energias sujas, ocorre à formação de desertos pelo corte não planejado ou incontrolado de árvores; destruição do solo pela erosão; a poluição da própria queima da biomassa, como a emissão de gases tóxicos e desprendimento de consideráveis quantidades de calor. O Brasil ocupa o primeiro lugar em emissão de gases oriundos do desmatamento: Petróleo 58%; Lenha 16%; Carvão Vegetal 10% Carvão Mineral 12% e Gás Natural 4%. O reflorestamento é uma saída para a diminuição de CO₂, pois florestas plantadas fixam CO₂ durante o período de crescimento.

O princípio de funcionamento é praticamente o mesmo de uma usina termelétrica. A biomassa (casca de arroz, cavaco de madeira, produtos e resíduos agrícolas, resíduos florestais, resíduos pecuários, lixo) é queimada na caldeira, aumentando a temperatura da água até a formação de vapor que, conduzido até a turbina, a faz girar. A turbina a vapor está acoplada a um alternador que, girando seu rotor imerso, gera um campo magnético que, por sua vez, gera corrente elétrica (Figura 3.6).

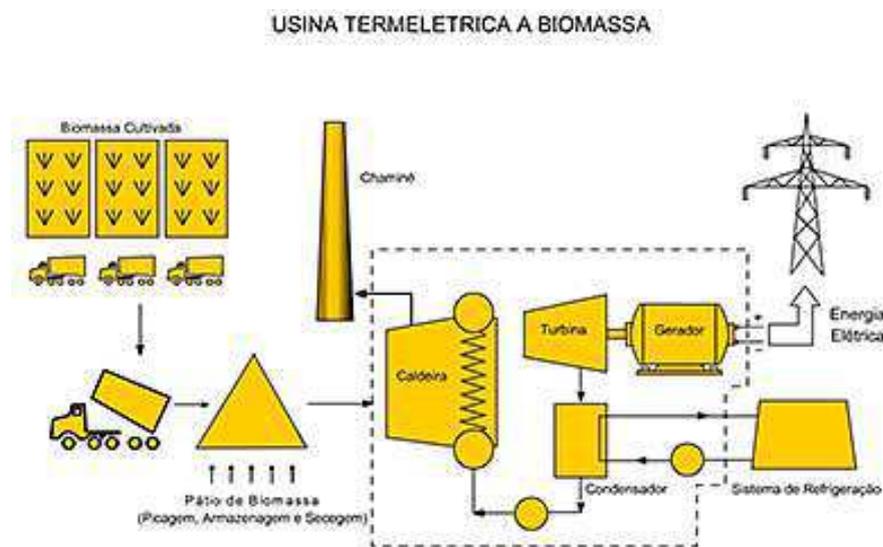


Figura 3.6 – Usina Termelétrica à biomassa

CAPÍTULO 4

UTE MURICY I

4.1 – A Usina Termoelétrica Camaçari Muricy I

A Usina Termoelétrica (UTE) de Muricy I é constituída de oito geradores acionados por motores a óleo combustível. Cada um deles tem potência nominal de 23, 125 MVA, fator de potência 0,8, tensão nominal de 13,8 kV e excitação por meio de ponte rotativa de diodos com retificação por coletor sem escovas (*brush-less*).

Os geradores são agrupados em dois conjuntos de manobra de 13,8 kV, cada um com quatro geradores, sendo estes conectados em paralelo a uma barra de 13,8 kV.

A energia elétrica disponível em cada conjunto de geradores, na tensão de 13,8 kV, terá o seu nível de tensão elevado para 230 kV por intermédio de um transformador-elevador com potência nominal de 80 MVA podendo atingir até 95 MVA através da ventilação forçada. Após a tensão elevada, é diretamente entregue ao barramento da subestação (SE) de 230 kV da UTE Muricy I.

O barramento da referida subestação na tensão de 230 kV terá uma barra principal normalmente em operação e uma barra de transferência, que somente será energizada quando o disjuntor de interligação de barras estiver substituindo qualquer um dos demais. A subestação é dividida em quatro vãos, cada vão de 230 kV conterá três chaves seccionadoras motorizadas, sendo duas isoladoras do disjuntor e uma para transferência de barras. O vão do disjuntor de interligação de barras que terá apenas as duas chaves isoladoras.

A partir do barramento principal de 230 kV da SE e por meio de uma linha de transmissão relativamente curta (6 km), a energia gerada pela UTE Muricy I será transportada até a SE Pólo de Camaçari, integrante da rede básica do Sistema Interligado Nacional, operado pelo ONS.



Figura 4.1 – UTE Muricy I

4.2 – Descrições do funcionamento geral

A Usina Termoelétrica Camaçari Muricy I é constituída de oito conjuntos motores-geradores, acionados por óleo combustível HFO. Os motores são de fabricação da empresa alemã MAN e estão acoplados a quatro geradores síncronos ABB de 23, 125 MVA e quatro geradores síncronos INDAR de 23, 125 MVA, sendo cada conjunto com potência de 18,5MW, totalizando uma potência gerada de 148MW.

Diferentemente das usinas tradicionais, os geradores são acionados pelos motores e não pela movimentação das pás das turbinas. A partida dos motores se dá através de ar comprimido, em seguida, após tirá-los da inércia o combustível passa a ser óleo diesel, quando é atingida certa temperatura, o combustível passa a ser o HFO (*heavy fuel oil*), essa mudança acontece porque quando o motor ainda encontra-se em uma temperatura baixa o HFO pode se solidificar causando “entupimento” nos bicos injetores, danificando os motores. Na parada dos motores o procedimento é semelhante, ocorre a troca do combustível, passando de HFO para diesel.



Figura 4.2 – Motor da MAN

Cada gerador possui uma potência aparente de 23, 125 MVA, fator de potência de 0,8, tensão nominal 13,8kV e excitação por meio de pontes rotativas de diodos com retificação por coletor sem escovas. Os geradores estão dispostos em dois conjuntos de manobra de 13,8 kV, cada um com quatro geradores, sendo estes conectados em paralelo numa barra de 13,8 kV por meio de cada respectivo disjuntor de máquina, através do qual será possível sincronizar cada gerador com o sistema.

Para limitação de corrente de curto-circuito fase-terra, todos os geradores possuem seus neutros aterrados através de resistores. Os resistores de aterramento são constituídos de um armário metálico no interior do qual está montado um conjunto de resistores fixado sobre isoladores. Em série com os resistores temos transformadores de corrente para proteção em caso de alguma falta.



Figura 4.3 – Foto do Gerador Indar

O processo de geração de energia se inicia com a chegada dos caminhões carregados de óleo pesado, que descarregam na baía de descarregamento de óleo pesado. Nessa baía encontram-se oito bombas, quatro bombas que são utilizadas para descarregar nos tanques e outras quatro que são utilizadas para recirculação do HFO no tanque (Figura 4.4).



Figura 4.4 – Baía de descarregamento de óleo pesado

O armazenamento de HFO é feito através de seis tanques, quatro tanques são utilizados para o óleo pesado bruto (sem tratamento nenhum) e os outros dois são utilizados no processo de purificação do combustível. Os tanques de armazenagem bruta possuem capacidade total de 3.600.000 litros, sendo três tanques de 800.000 litros e um de 1.200.000 litros. Já os tanques de processo possuem capacidade de 200.000 litros, sendo um de 130.000 e outro de 70.000 litros, totalizando cerca de 3.800.000, com isso a usina é capaz rodar por cerca de 120 horas, considerando um consumo específico de 212 kg/MWh e rodando a 100% de carga.

Além da baía de descarregamento do HFO, a usina possui a baía de descarregamento do óleo diesel e óleo lubrificante. O diesel não precisa de tratamento nenhum, o armazenamento dele é feito apenas em um tanque, com capacidade de 65.000 litros. Além de ser utilizado como combustível na rampa do motor (partida/parada), o diesel é utilizado para servir de combustível para as caldeiras e servir de combustível para a bomba de diesel utilizada no sistema de combate a incêndio.



Figura 4.5 – Sala de bombas



Figura 4.6 – Tanque de óleo

Depois que os tanques estão abastecidos com HFO o óleo é transferido para a casa de tratamento de óleo.

Na casa de tratamento de óleo, bombas são utilizadas para transferir o óleo pesado do tanque de armazenamento bruto para o tanque de buffer, que irá transferir o óleo para as separadoras, de onde o mesmo sairá purificado. Antes de chegar ao tanque de buffer, o óleo precisa passar por um trocador de calor (Figura 4.7) para ser aquecido, para, então, entrar nas separadoras (Figura 4.7). Ao chegar às separadoras, são retirados do óleo a água e os metais

pesados (como o alumínio), tornando-o mais puro. Depois do tratamento do óleo pesado, este é transferido para o tanque diário de óleo combustível, de onde será bombeado para o motor.



Figura 4.7 – Trocador de calor (à esquerda) e Separadoras (à direita)

A caldeira é usada exclusivamente pra produzir vapor. Na casa de tratamento de óleo (FTS), duas bombas têm a função de transferir o óleo (HFO) já purificado para a caldeira, onde o mesmo será queimado. Esse vapor produzido nas caldeiras circula através do steam trace (traço de vapor), que é uma tubulação mais fina, por todas as tubulações que passam o HFO, mantendo-o aquecido. A usina é composta por 3 caldeiras de 5, 3 e 2 toneladas.

4.3 - Baixa Tensão

A energia necessária aos serviços auxiliares de toda a usina será distribuída pelo centro de distribuição de cargas (CDC). O CDC é composto por três transformadores auxiliares, sendo dois transformadores conectados aos barramentos de 13,8 kV de cada conjunto de quatro motores-geradores. Cada transformador com uma potência nominal de 2,5 MVA é responsável pelo rebaixamento da tensão de 13,8 kV para 480 V e pela alimentação de quatro painéis, conhecidos por DAS (*Diesel Auxiliary Service*) que possuem a função de comandar e controlar todas as cargas auxiliares dos motores-geradores.

O terceiro transformador auxiliar é responsável por rebaixar a tensão de 13,8kV proveniente da COELBA(rede básica) para 480 V e alimentar painéis responsáveis por comando e controle de cargas essenciais da usina, entre elas o painel FTS (*Fuel Treatment System*) que é a estação de tratamento do óleo combustível e o CAS (*Commum auxiliary Service*) que alimenta o sistema de ar comprimido para partida dos motores. Além dessas

principais cargas, o barramento alimentado pelo transformador auxiliar da COELBA, alimenta os carregadores de bateria dos retificadores de 24 Vcc e 125 Vcc, alguns quadros de iluminação.



Figura 4.8 – Transformadores Auxiliares

Se por acaso ocorrer alguma falta de distribuição de energia por parte da COELBA, o barramento que é alimentado pelo transformador auxiliar 3 será alimentado por um gerador de emergência.



Figura 4.9 – Gerador de emergência STEMAC.

No centro de distribuição de cargas, encontram-se também os retificadores, responsáveis por retificar a tensão de 480 Vac para 24 Vcc e 125 Vcc e distribuir tensão contínua para algumas cargas da usina, como relés digitais, CLPS, entre outras.

4.3.1 – Diesel Auxiliary Service (DAS)

Cada conjunto motor-gerador possui um painel responsável pelo comando e controle de cargas auxiliares dos mesmos, entre elas motores para lubrificação de cilindros, lubrificação de mancais, entre outras.



Figura 4.10 – Painel CCM DAS 1.

4.3.2 - Diesel Auxiliary Switchboard Radiators (DASR)

Alimentados pelos DAS, os painéis DASR são responsáveis pela alimentação dos radiadores dos motores. Cada conjunto motor-gerador possui 16 radiadores.



Figura 4.11 – Painel CCM DASR 5.

4.3.3 – Common Auxiliary Service (CAS)

O Painel CAS tem alimentação proveniente do CDC, e é responsável pela alimentação de periféricos que estão relacionados com os processos comuns entre áreas. É responsável também pela alimentação do sistema de ar comprimido, utilizado na partida dos motores.



Figura 4.12 – Painel CCM CAS.

4.3.4 – Fuel Treatment System (FTS)

O painel FTS é responsável pela alimentação de cargas utilizadas nos processos de carregamento, descarregamento, tratamento de óleo diesel, óleo lubrificante e do óleo combustível, além de alimentar algumas cargas utilizadas em algumas estações da usina, como por exemplo, estação de tratamento de água, combate a incêndio, unidade de separação de água e óleo, entre outras.

4.3.5 – Unloading Oil System (UOS)

O painel UOS é alimentado pelo FTS e tem como principal função alimentar bombas de descarregamento e recirculação do óleo combustível.



Figura 4.13 – Painel CCM FTS e Painel UOS

4.4 – Sala de Média Tensão

Como dito anteriormente, os geradores serão agrupados em dois conjuntos de manobra de 13,8 kV, cada um com quatro geradores, sendo estes conectados em paralelo a uma barra de 13,8 kV.

A UTE Muricy I possui uma sala de média tensão com painéis que são responsáveis pela interligação dos geradores aos barramentos de 13,8 kV, dos barramentos com os enrolamentos primários dos transformadores elevadores e dos transformadores auxiliares. Na sala são encontrados dois painéis, cada painel possui seis cubículos, um cubículo que comporta o disjuntor de saída do barramento para o transformador elevador, quatro cubículos que estão os disjuntores de interligação dos geradores ao barramento de 13,8 kV e no último cubículo os disjuntores que interligam o barramento aos transformadores auxiliares.



Figura 4.14 – Painéis de 13,8 kV

4.5 – Subestação Elevadora

O processo de geração acaba na subestação, a UTE Muricy I possui uma subestação elevadora, responsável por elevar o nível de tensão de 13,8 kV para 230 kV. A tensão é elevada para facilitar o transporte da energia, diminuição das perdas do sistema e melhorias no processo de isolamento dos condutores.



Figura 4.15 – Subestação Elevadora da UTE Muricy I.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Vimos que, conforme aumenta a demanda por eletricidade, o Brasil e o restante do mundo caminham em busca de formas alternativas para a geração de energia. No caso do Brasil, com potencial energético economicamente explorável dos rios cada vez mais escasso, à construção de usinas termelétricas se tornou uma saída para a solução do problema. Com isso os investimentos em geração termelétrica vêm crescendo progressivamente.

Da análise dos sucessos e insucessos na geração de eletricidade a partir de biomassa no Brasil, ressalta a importância de se equacionarem adequadamente os problemas associados ao suprimento estável e sob custos razoáveis, de combustível para as unidades de geração. Existe tecnologia no Brasil para a viabilização de áreas de reflorestamento, inclusive para fins energéticos, e com alta produtividade, em função do clima e da experiência adquirida pelas empresas que atuam nos setores de celulosa e siderurgia, conhecimento que necessita ser estendido para a área energética. Do mesmo modo estudos relativos ao manejo sustentável de formações nativas devem ser estimulados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – disponível em www.aneel.gov.br
- [2] Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – disponível em www.epe.gov.br
- [3] International Energy Agency (IEA) – disponível em www.iea.org
- [4] EFACEC & BC Projetos, Especificação Técnica UTE Muricy I, Subestação de 230 kV, 2008.