
CAPÍTULO
16

USINAS DE GERAÇÃO INDUSTRIAL

16.1 INTRODUÇÃO

A crise de energia elétrica em 2002 e a expectativa de novas crises para os anos subsequentes motivaram as indústrias a repensar a sua tradicional forma de contratar a energia que consome, isto é, o suprimento através da concessionária de distribuição local e, mais raramente, no caso de grandes indústrias, diretamente de produtores independentes. No primeiro caso, o consumidor é denominado *cativo*. Já no segundo caso, é denominado *consumidor livre*.

O novo modelo do setor elétrico, que institui o consumidor livre, também ofertou às indústrias novas formas de contratação da energia elétrica. Essas indústrias podem comprar sua energia da concessionária local, da central geradora local ou regional ou de outras fontes distantes da sede de sua unidade industrial.

Essa liberdade oferecida pela legislação fez os empresários buscarem uma alternativa muito conhecida há várias décadas passadas. Naquele tempo, não havia as grandes unidades de geração no Brasil, e a maior parte das indústrias possuía unidades geradoras próprias e ainda forneciam a energia sobejante ao município onde se localizavam.

Atualmente, não só os parques industriais buscam gerar a sua própria energia, mas outros segmentos da atividade econômica também aderem a essa nova forma de autogeração, tais como hotéis, *shopping centers* etc.

Algumas indústrias possuem grupos geradores próprios para operarem na falta do suprimento pela empresa fornecedora de energia. Em geral, a potência dessas unidades supre somente parte da carga, denominada *carga prioritária*, tais como iluminação de emergência, máquinas que operam com materiais plásticos que endurecem no seu interior, sistemas de frio de fábricas de cerveja etc.

O conceito de geração agora tomou nova forma. A indústria pode adquirir a sua unidade de geração com a capacidade superior as suas necessidades atuais, conectando-se ao mesmo tempo à rede elétrica da concessionária. Se o custo da energia gerada por ele for inferior ao valor da energia comprada do seu fornecedor, a indústria deixa de comprar desse fornecedor dentro dos limites contratuais e passa a gerar a sua própria energia vendendo o excesso, se houver, no mercado livre. Caso contrário, a geração própria poderia ser utilizada somente no horário de ponta de carga, reduzindo substancialmente o valor da fatura de energia elétrica. Mas antes de tomar qualquer decisão, o industrial deve consultar a legislação vigente e as expectativas do mercado de energia elétrica.

Os objetivos para a instalação de usinas de geração em uma unidade industrial podem ser definidos como se segue:

- substituir a energia da concessionária de forma permanente (autoprodutor);
- substituir a energia da concessionária na hora de ponta de carga;
- implantar um sistema de co-geração.

No entanto, para o empresário nem sempre é fácil tomar a decisão de investir nesse segmento, considerando os seguintes aspectos:

- a) O investimento inicial é muito elevado.
- b) O tempo de retorno do investimento normalmente varia entre 5 e 8 anos.
- c) A geração de energia elétrica não é o foco do seu negócio.

- d) O preço do combustível permite riscos do negócio.
- e) Se o negócio é co-geração algumas questões podem ser levantadas:
- compatibilizar o consumo de combustível com a geração de energia elétrica e térmica, esta última associada ao calor exausto dos motores ou turbinas;
 - ausência de um mercado de fácil negociação quando houver sobra de energia elétrica;
 - ausência de mercado ou impossibilidade para a venda do excesso de calor produzido pela usina.

16.2 CARACTERÍSTICAS DAS USINAS DE GERAÇÃO

As usinas de geração de energia elétrica localizadas fora ou dentro das instalações industriais podem ser concebidas de diferentes formas, dependendo de sua capacidade nominal, tipo de aplicação etc., recebendo a seguinte classificação:

a) Usinas para a produção de energia elétrica

São aquelas destinadas à geração de energia elétrica em larga escala para venda, normalmente, em grandes blocos de carga. Podem ser utilizados:

- motores a combustível líquido de grande capacidade;
- motores a gás natural;
- turbinas a gás natural;
- turbinas a vapor.

b) Usinas de co-geração

São aquelas destinadas à geração de energia elétrica e térmica, esta última nas suas diversas formas: vapor, água quente e água fria. São mais, freqüentemente, utilizados:

- motores a gás natural;
- turbinas a gás natural.

c) Usinas de autoprodução

São aquelas destinadas à geração de energia elétrica para uso da própria unidade consumidora, podendo vender o excesso de energia produzido para o mercado livre. São mais, freqüentemente, utilizados:

- motores a combustível líquido;
- motores a gás natural;
- turbinas a gás natural;
- turbinas a vapor.

d) Usinas de emergência

São aquelas destinadas ao fornecimento de energia elétrica à unidade consumidora quando há falta de suprimento pela rede pública de energia elétrica. São mais, freqüentemente, utilizados:

- motores a óleo diesel;
- motores a gás natural.

O número de unidades de geração que compõem uma usina termelétrica depende da exigência da carga e do nível de contingência pretendido.

As usinas termelétricas de emergência normalmente utilizam uma ou duas unidades de geração. Para pequenas unidades é dimensionado um grupo gerador, constituído de um motor, gerador, quadro de comando e tanque de combustível.

Já as usinas termelétricas de autoprodução utilizam uma certa quantidade de unidades de geração para atender até a 2.^a contingência, isto é, a usina funcionaria normalmente quando ocorresse um defeito numa unidade de geração no momento em que outra unidade estivesse em manutenção. Ou ainda, a quebra simultânea de duas unidades de geração. O mesmo procedimento é, normalmente, utilizado nas usinas de co-geração.

As usinas de produção de energia, em geral, operam sem nenhuma contingência. No caso de avaria numa máquina, seria contratada energia no mercado para satisfazer às necessidades do cliente, ou outra forma de acordo, conforme estabelece o contrato.

16.2.1 Quanto ao Tipo de Combustível

Existem diferentes possibilidades de utilização de combustível para geração de energia. No entanto, serão tratados apenas aqueles com maior aplicação nas unidades em operação.

16.2.1.1 Óleo diesel

É o combustível mais utilizado nas máquinas primárias destinadas à geração de energia elétrica de pequeno e médio portes. A larga aplicação desse combustível permite fazer a seguinte análise:

a) Vantagens

- facilidade de aquisição;
- relativa estabilidade de preço no mercado;
- praticidade do transporte da base de venda até o ponto de consumo;
- regularidade de suprimento;
- facilidade de estocagem;
- facilidade de manuseio;
- largo conhecimento do produto pelos profissionais da área.

b) Desvantagens

Apesar de todas as vantagens anteriormente mencionadas, o óleo diesel apresenta alguns questionamentos que podem ser assim definidos:

- preço elevado da energia gerada;
- custo de manutenção elevado;
- relação horas de trabalho/horas de manutenção muito baixa;
- emissões de poluentes de natureza tóxica;
- restrição dos órgãos de controle ambiental à aprovação de projetos.

16.2.1.1.1 Características gerais do óleo diesel

O óleo diesel é uma mistura de derivados do petróleo enquadrados em uma faixa de destilação que possui características específicas determinadas segundo a legislação em vigor. São formulados através da mistura de diversas correntes como gasóleos, nafta pesada, diesel leve e diesel pesado, provenientes das diversas etapas de processamento do petróleo bruto.

As especificações dos produtos combustíveis são regulamentadas e fiscalizadas pela ANP – Agência Nacional do Petróleo e os métodos de análise, que fornecem ao produto as características específicas individuais, são normatizadas, em âmbito nacional, pela ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, e a nível internacional, pela ASTM – *American Society for Test and Materials*.

No Brasil, atualmente são especificados os seguintes tipos básicos de óleo diesel para uso em motores de ônibus, caminhões, carretas, veículos utilitários, embarcações marítimas etc.

a) Óleo diesel tipo B

Disponível para uso em todas as regiões do Brasil exceto para as principais regiões metropolitanas onde não é disponibilizado o diesel D. Deve ter o teor de enxofre de até 0,50% m/m.

b) Óleo diesel tipo D

Disponível desde 1.º de janeiro de 1998 para uso em regiões metropolitanas e cujo teor de enxofre deve ser de até 0,20% m/m.

c) Óleo diesel marítimo

Produzido exclusivamente para utilização em motores de embarcações marítimas. Seu teor de enxofre vai até 1,0% m/m.

d) Óleo diesel padrão

Desenvolvido para atender às exigências específicas dos testes de avaliação de consumo e emissão de poluentes pelos motores a diesel. É utilizado pelos fabricantes de motores e pelos órgãos responsáveis pela homologação dos mesmos.

TABELA 16.1

Especificações técnicas do óleo diesel tipo D

Características		Unidade	Métodos		Limites	
			Nacional	Internacional	Mínimo	Máximo
Aparência	Aspecto	-	Visual	Visual	-	-
	cor ASTM	-	MB 351	ASTM D1500	-	3
Composição	Enxofre	% m/m	MB 902	ASTM D1522/D2622/D4294	-	0,2
Volatilidade	Destilação (50% recuperado)	°C	(MB 45) NBR 9619	ASTM D86	245	310
	Destilação (85% recuperado)	°C	(MB 45) NBR 9619	ASTM D87	-	360
	Densidade a 20°C	-	(MB 104) NBR 7148	ASTM D1298/D4052	0,82	0,87
Fluidez	Viscosidade a 40°C	cSt	NBR 10441	ASTM D445	1,6	6
	Ponto de entupimento de filtro a frio	°C	-	IP 309	-	-
Corrosão	Corrosividade ao cobre	-	MB 287	ASTM D130	-	2
Combustão	Cinzas	% m/m	(MB 47) NBR 9842	ASTM D482	-	0,02
	Resíduo de carbono Ramsbottom (10% finais dest.)	% m/m	MB 290	ASTM D524	-	0,25
	Número de cetano	-	-	ASTM D613	42	-
Contaminantes	Água e sedimentos	% v/v	-	ASTM D1769	-	0,05

Na Tabela 16.1, são destacadas as especificações atualmente em vigor para o óleo diesel tipo D, comumente utilizado em usinas termelétricas.

Quanto ao aspecto, o óleo diesel é um líquido límpido (isento de material em suspensão), de cor máxima de 3,0 (método MB351), com odor típico. Possui faixa de destilação de 100 a 400°C a 760 mmHg (método NBR 9619) e densidade variando de 0,82 a 0,88 a 20/4°C (método NBR 10441).

Possui solubilidade em água desprezível e boa solubilidade em solventes orgânicos. Ponto de fulgor entre 0 e 100°C (método MB 48) e temperatura de decomposição de 400°C.

É importante destacar que o combustível em questão é formulado a partir de uma mistura de hidrocarbonetos destilados e/ou craqueados com características variáveis, de forma a atender à especificação da Tabela 16.1.

16.2.1.1.2 Características relevantes de utilização do óleo diesel em motor

O motor a diesel é dito de “ignição por compressão”, o que quer dizer que a mistura combustível é inflamada quando uma nuvem de óleo é injetada pela bomba de alta pressão no ar quente contido no cilindro. O aquecimento do ar deve-se à compressão praticamente adiabática (sem troca de calor com o exterior) efetuada pelo pistão do motor. Ao contrário, no motor do ciclo Otto a ignição é desencadeada pela centelha que salta entre os eletrodos da vela de ignição. Esta diferença entre os modos de inflamar a carga impõe características físico-químicas distintas aos combustíveis usados em um e outro desses motores.

O combustível do ciclo Otto utiliza derivados leves do petróleo (naftas leves, propano, butano etc.), gás natural, álcool e outras substâncias gasosas ou que possam ser facilmente vaporizadas antes de entrar no cilindro do motor. Por outro lado, estes combustíveis devem resistir à compressão moderada típica do ciclo Otto (de 1 para até 12 atmosferas) sem entrar em ignição, que seria, nestes casos, explosiva devido à elevada velocidade de propagação de chama nesses combustíveis e à decomposição e recomposição molecular. O parâmetro que caracteriza a resistência à ignição por compressão é o Número de Octano (NO), sendo desejável para o combustível do ciclo Otto elevado número de octano.

Por outro lado, a facilidade de um combustível entrar em ignição por compressão é expressa pelo Número de Cetano (NC).

O número de cetano do combustível diesel caracteriza, em certa medida, a cinética de combustão e tem, portanto, influência no espectro de substâncias emitidas pelo motor. O combustível diesel é uma mistura de hidrocarbonetos de moléculas mais pesadas do que as dos hidrocarbonetos da gasolina e, em conseqüência, de menor razão de massas hidrogênio/carbono, o que determina elevada emissão de compostos de carbono por unidade de energia final entregue ao motor. Entretanto, as características do ciclo diesel que asseguram rendimento térmico superior ao do ciclo Otto (como o fato de operar com grande excesso de ar) compensam amplamente a desvantagem decorrente da composição do combustível, quando o parâmetro de interesse é emissão de poluentes e energia de utilização.

No Brasil, a partir do início da década de 1990 houve um movimento de melhoria da qualidade do diesel motivado pela legislação sobre a qualidade do ar. Na atualidade, há quatro faixas de especificação do número de cetano para uso rodoviário, urbano, metropolitano, ensaios e outros usos. A faixa de variação vai de $NC = 40$ a 45 . Nos países onde a legislação ambiental é mais rigorosa, o diesel urbano tem $NC = 50$.

Outras características relevantes do combustível diesel (para emissões) são a densidade, a viscosidade, a composição, o teor de enxofre, a presença de contaminantes, o teor de hidrocarbonetos cíclicos (aromáticos, derivados da cadeia fundamental do benzeno) e, obviamente, o poder calorífico.

16.2.1.2 Gás natural

É o combustível que está ganhando mercado crescente na geração de energia elétrica, devido principalmente à política de expansão do produto por parte da Petrobras. Com a implantação da rede de gasodutos da Petrobras nas diferentes regiões do Brasil, o gás natural vem-se popularizando e ganhando a competição com o óleo diesel. Pode ser feita a seguinte análise:

a) Vantagens

- preço relativamente baixo da energia gerada;
- baixo nível de poluição;
- baixa restrição dos órgãos de controle ambiental à aprovação de projetos;
- uso intensivo em vários segmentos do processo industrial;

b) Desvantagens

- ausência de rede de gasodutos em muitas áreas industriais;
- dificuldades no transporte de grandes quantidades do combustível via cilindros especiais; o gás natural não tem boa compressibilidade;
- preço dependente das condições externas e ainda sem uma política confiável no Brasil.

O gás natural fornecido pela Petrobras na Região Nordeste apresenta, em média, a seguinte composição:

- Metano (CH_4): 83,7%
- Etano (C_2H_6): 11,0%
- Propeno (C_3H_4): 0,84%
- Nitrogênio (N_2): 1,51%
- Dióxido de carbono (CO_2): 2,93%
- Ácido sulfídrico (H_2S): 20 mg/m³

16.2.1.3 Biomassa

A biomassa já é muito utilizada como combustível para geração de energia. Existem diferentes tipos de combustível oriundo da biomassa. Os mais conhecidos são:

a) Bagaço da cana de açúcar

Sua utilização é mais intensa na geração de energia na área rural, especialmente nas áreas de produção de açúcar e álcool.

b) Casca da amêndoa do caju

A sua produção está restrita ao Nordeste do Brasil, especialmente nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte.

c) Óleo de mamona

É derivado da mamona encontrada abundantemente no sertão nordestino, já que faz parte da sua vegetação natural. Esse combustível está sendo produzido em escala muito pequena.

16.2.1.4 Gás de processos industriais

Algumas indústrias produzem gases como resultado do seu processo industrial e que, se não aproveitados convenientemente, são liberados para atmosfera. O mais conhecido é o gás de alto-forno produzido pela indústria siderúrgica.

16.2.2 Quanto ao Tipo de Máquina Primária

Existem diferentes tipos de máquinas primárias utilizadas na geração de energia elétrica. As principais são:

16.2.2.1 Motor a ciclo diesel

É um motor a combustão interna que utiliza elevadas taxas de compressão para assegurar a queima do combustível introduzido após a compressão do ar.

O funcionamento dos motores a óleo diesel é explicado através da análise do denominado *ciclo diesel*. Nesse caso, o ar é comprimido a uma pressão e temperatura até atingir a condição de inflamar o combustível que é injetado na câmara ao final do tempo de compressão.

Nos motores a ciclo diesel, é necessário que a taxa de compressão seja muito elevada, bem superior aos níveis utilizados no ciclo Otto, devido à inexistência do combustível durante o tempo de compressão do ar.

A Figura 16.1 mostra uma unidade de geração (motor primário + gerador + quadro de comando), normalmente denominada grupo gerador, e de larga utilização em diferentes atividades econômicas e sociais.

Já a Figura 16.2 mostra o interior (corte transversal) de um motor a ciclo diesel. Há muitos componentes idênticos utilizados também nos motores a gás natural.

16.2.2.2 Motor a gás natural (ciclo Otto)

É um motor a explosão que funciona através da ignição por centelha elétrica ocorrida no meio de uma mistura de ar-combustível no interior da câmara de combustão, onde é comprimida e queimada.

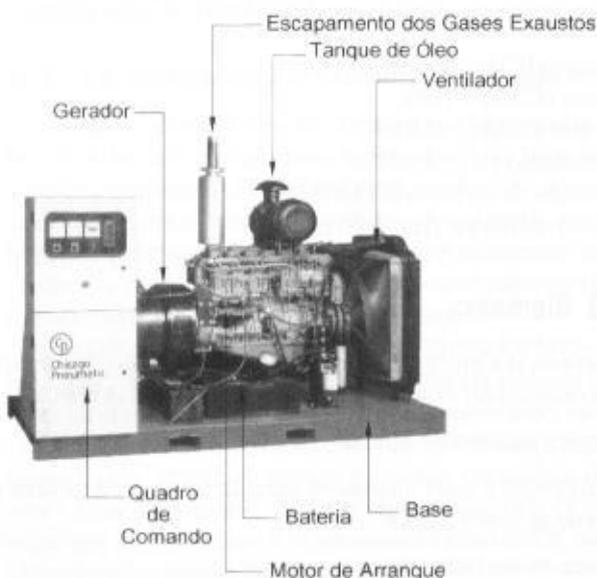
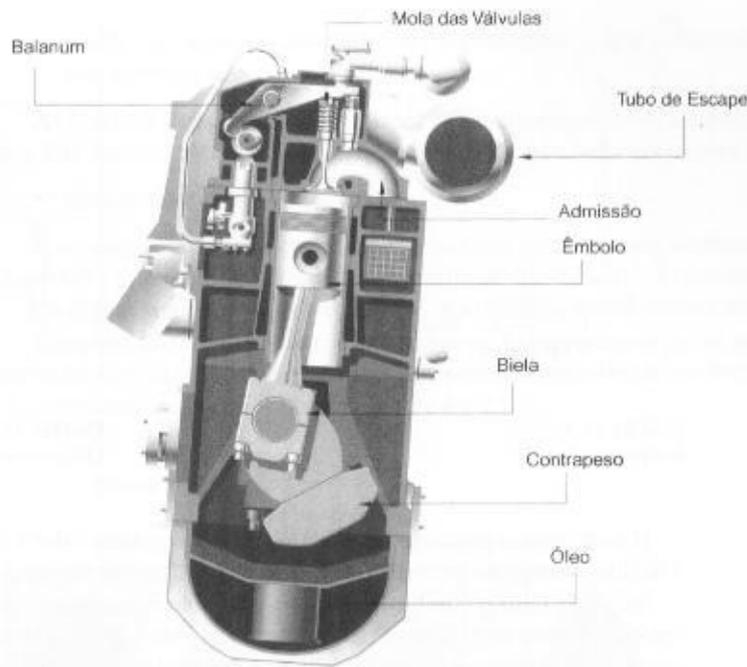


FIGURA 16.1
Unidade de geração (grupo gerador) de pequeno porte

FIGURA 16.2
Vista interna em corte
transversal de um motor a ciclo
diesel



A Figura 16.3 mostra uma vista externa de um motor a gás natural.

Os motores a gás natural operam com uma eficiência que pode variar entre 36% e 48%, superior à eficiência das turbinas a gás natural, normalmente compreendida entre 22% e 35% para turbinas de pequeno e médio portes e de 37% a 40% para turbinas de grande porte, que funcionam a elevadas temperaturas.

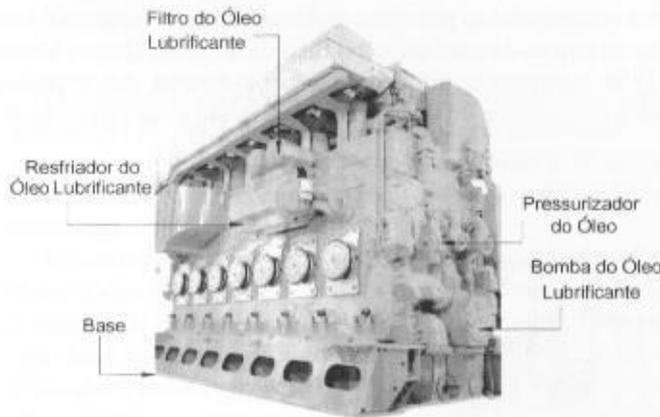


FIGURA 16.3
Vista externa de um motor a gás
natural

Vale salientar que todo calor dos motores que pode ser recuperado está contido no líquido utilizado para resfriar o bloco do motor e o óleo do sistema de lubrificação e no *aftercooler*; o restante é eliminado pelo sistema de exaustão dos gases.

O funcionamento dos motores a gás natural é explicado através da análise do denominado *ciclo Otto*, constituído de quatro processos distintos e mostrados nas Figuras 16.4 e 16.5, respectivamente representadas pelos diagramas $P-V$ e $T-S$.

O gás natural é, inicialmente, introduzido numa câmara de compressão, à pressão constante, na condição do ponto 1, numa quantidade volumétrica dada no ponto 2. Em seguida, o gás é comprimido isentropicamente, passando da condição do ponto 2 ao ponto 3. A seguir, é adicionada uma determinada quantidade de calor a volume constante atingindo o ponto 4 do diagrama $P \times V$. Seguindo o processo, o gás sofre uma expansão isentrópica tendo como resultado a produção de trabalho, o que ocorre no processo de 4 para 5, liberando-se, finalmente, calor a volume constante, no processo de 5 para 2.

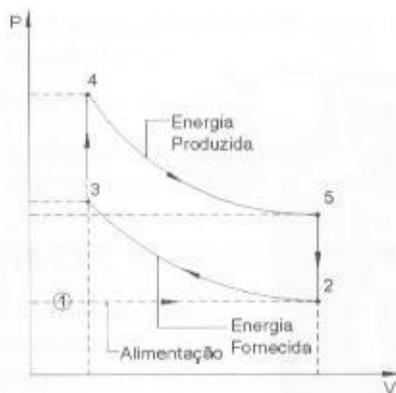


FIGURA 16.4
Diagrama $P \times V$

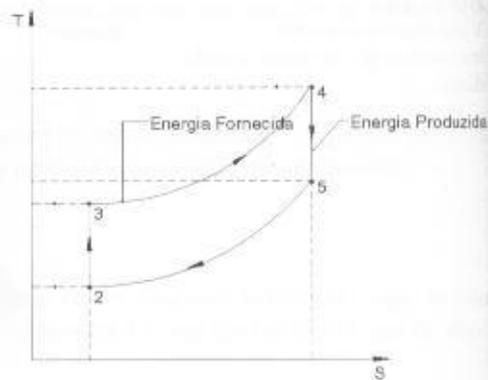


FIGURA 16.5
Diagrama da entropia $T \times S$

Diz-se que um processo é adiabático quando nenhum calor é transferido. O processo isentrópico é definido como no processo adiabático reversível, de entropia crescente.

No ciclo Otto o combustível é misturado ao ar antes que ocorra a compressão, obtendo-se a ignição através da produção de uma centelha elétrica temporizada. Como a mistura do combustível com o ar deve ser comprimida é necessário que o combustível utilizado no processo seja volátil ou de rápida vaporização, como ocorre com o uso do gás natural ou do óleo diesel vaporizado, ambos utilizados nos motores à gás natural.

16.2.2.3 Turbina a gás natural

A primeira turbina a gás na forma que hoje conhecemos foi construída em 1906, apesar de outras tentativas anteriores. Mas as limitações quanto à resistência dos materiais trabalhando em grandes temperaturas foi um obstáculo intransponível até os meados dos anos de 1940, quando então foram empregadas as primeiras turbinas de forma comercial na indústria aeronáutica, que as utilizou em aviões de combate já no final da Segunda Guerra Mundial. Em consequência, na década de 1950, surgiram as turbinas para uso industrial, denominadas aeroderivativas. A Figura 16.6 mostra uma turbina do tipo aeroderivativa utilizada na produção de energia elétrica.

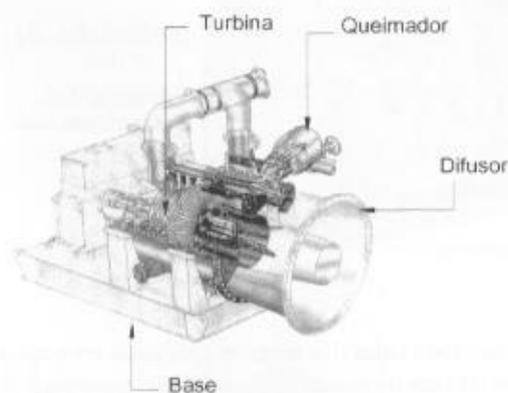


FIGURA 16.6
Vista interna de uma turbina aeroderivativa

No entanto, a indústria de produção de equipamentos de geração, anos mais tarde, desenvolveu um outro projeto de turbina de concepção mais pesada e destinada à geração de grandes blocos de energia. São denominadas *heavy duty*. As turbinas industriais, ou *heavy duty*, apresentam as seguintes diferenças em relação às turbinas aeroderivativas:

- ampla faixa de capacidade, indo desde as microturbinas com potência nominal de 30 kW até grandes turbinas com potência nominal de 250 MW;
- maior flexibilidade quanto ao tipo de combustível; podem queimar, alternativamente, combustíveis mais pesados, facilitando a operação das usinas termelétricas numa eventual falha no fornecimento de gás natural;

- maior facilidade de montagem e desmontagem, o que reduz o tempo de construção de usinas termelétricas.

As turbinas à gás natural são normalmente empregadas em instalações de médio e grande portes. São compostas das seguintes partes principais, conforme mostra a Figura 16.7.

- Compressor de ar

É o equipamento responsável pelo seqüestro do ar do meio ambiente o qual, após filtrado para supressão das partículas sólidas, é comprimido e conduzido à câmara de combustão.

Os compressores podem ser também dos tipos escoamento centrífugo ou de escoamento axial.

Em geral, são empregados compressores do tipo escoamento axial, que é constituído por palhetas de múltiplos estágios, de acordo com a capacidade da turbina, conforme mostrado na Figura 16.7. A quantidade de estágios pode variar de 8 a 25.

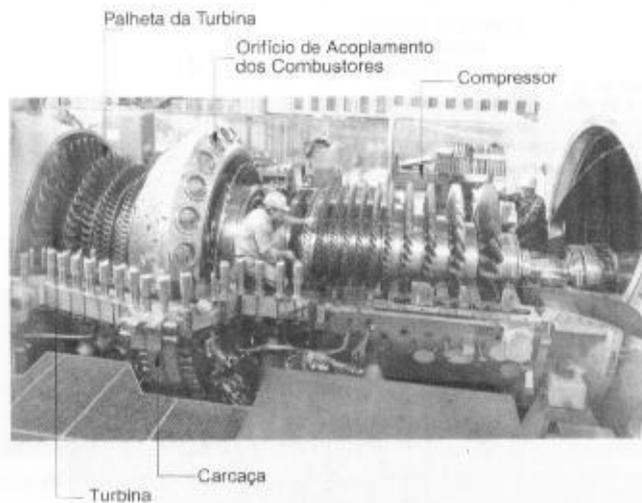


FIGURA 16.7
Vista interna de uma turbina a gás natural

O compressor de escoamento centrífugo retira o ar da atmosfera no centro do rotor, forçando a penetração do mesmo na direção do eixo do compressor, a velocidades muito elevadas, até ser conduzido ao difusor do tipo estacionário, onde é desacelerado obtendo-se como resultado um substancial aumento de pressão. Nas turbinas aeroderivadas, são empregados compressores do tipo centrífugo.

O compressor de escoamento axial é constituído de palhetas em forma de aerofólios e montadas ao longo do eixo do compressor em forma de anéis. Normalmente, cada anel de palhetas móveis é seguida de um anel de palhetas fixas. As primeiras são responsáveis pela aceleração do ar em cada anel móvel no interior do compressor na forma de um movimento helicoidal. Já as palhetas fixas são responsáveis pela formação da pressão do ar no interior do compressor, através de sua desaceleração, a cada anel fixo. Assim, como o volume de ar diminui ao longo do eixo do compressor, devido ao aumento da pressão, então o compressor toma a forma cônica dada na Figura 16.7. Para um compressor de grande porte, isto é, com 25 estágios de compressão, considerando um aumento da pressão de 10%, para cada estágio de compressão, a pressão será aumentada de 10,8 vezes em relação à pressão inicial.

Como a temperatura, pressão e umidade do local onde opera a usina variam de região para região é padrão considerar, para fins comparativos, a temperatura de 15°C, à pressão de 1,013 bar e à umidade de 60%.

- Câmara de combustão ou combustor

A câmara de combustão é a parte da máquina onde é feita a mistura do ar recebido do compressor e do gás natural injetado no seu interior. É composta por vários bicos injetores de gás natural montados em forma de anel, em conformidade com a Figura 16.8.

- Turbina propriamente dita

Seu princípio de funcionamento pode ser entendido através da Figura 16.9, ou seja, o ar atmosférico é sugado para o interior do compressor, à temperatura ambiente e pressão atmosférica, que

FIGURA 16.8
 Detalhe da câmara de combustão de uma turbina a gás natural

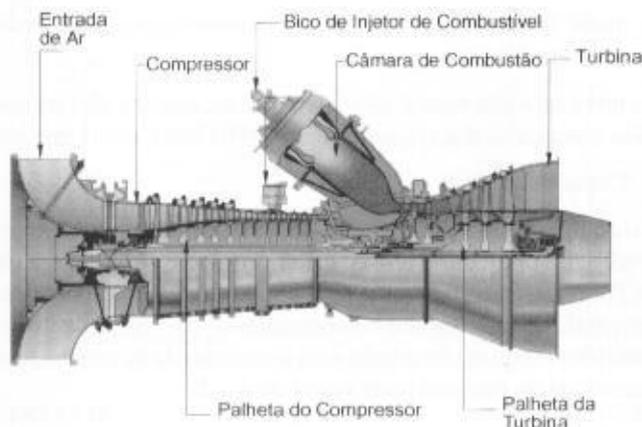
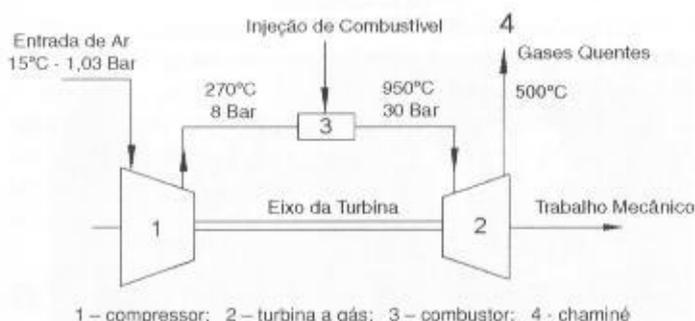


FIGURA 16.9
 Princípio de funcionamento de uma turbina a gás natural



o comprime a uma pressão próxima a 8 bar e eleva a temperatura do ar para cerca de 270°C antes de penetrar no combustor. Parte da massa de ar comprimido que sai do compressor é conduzida para o interior da câmara de combustão onde se mistura com o combustível injetado, e a outra parte é conduzida para o exterior da referida câmara e tem como finalidade resfriá-la. A massa de ar atmosférico oferece o oxigênio necessário ao processo de combustão. Devido à elevação de temperatura dos gases formados pelo combustível injetado (gás natural ou óleo diesel fluido) e da massa de ar no interior da câmara de combustão, há uma grande expansão desses gases, que são conduzidos à turbina a uma temperatura de cerca de 950°C, a uma pressão de 30 bar. Após a sua expansão no interior da turbina em seus vários estágios, os gases são levados ao meio ambiente, já a uma temperatura de cerca de 500°C e à pressão atmosférica. Apenas parte da energia gerada pelos gases aquecidos no interior da turbina é convertida em trabalho mecânico transferido ao gerador de energia elétrica que está acoplado mecanicamente ao eixo da turbina. A maior parte é conduzida à atmosfera em forma de perda.

A Figura 16.10 mostra a vista interna de uma turbina, detalhando a montagem de suas palhetas, em forma de anéis, em torno do eixo da turbina.

Vale salientar que todo calor das turbinas que pode ser recuperado está contido nos gases exaustos.

A pressão do gás natural disponível nos gasodutos normalmente varia entre 20 e 100 bar. Já a pressão necessária ao funcionamento das turbinas de grande porte, por exemplo, é da ordem de 38 bar. Assim, muitas vezes, é necessário instalar uma estação de recompressão nas proximidades da usina. Já para os motores a gás, a pressão necessária é de cerca de 2 a 5 bar, normalmente atendida pela maioria da rede de gasodutos.

A Figura 16.11 mostra a vista externa de uma turbina industrial, detalhando os seus principais elementos.

O comportamento dos gases numa turbina é explicado através da análise do chamado ciclo de Brayton.

16.2.2.3.1 Ciclo de Brayton

O ciclo de Brayton, também denominado ciclo de Joule, é a forma como os gases submetidos a diferenças de pressão e temperatura são capazes de gerar energia mecânica de utilização.

FIGURA 16.10
 Detalhes da posição das palhetas no rotor da turbina a gás natural

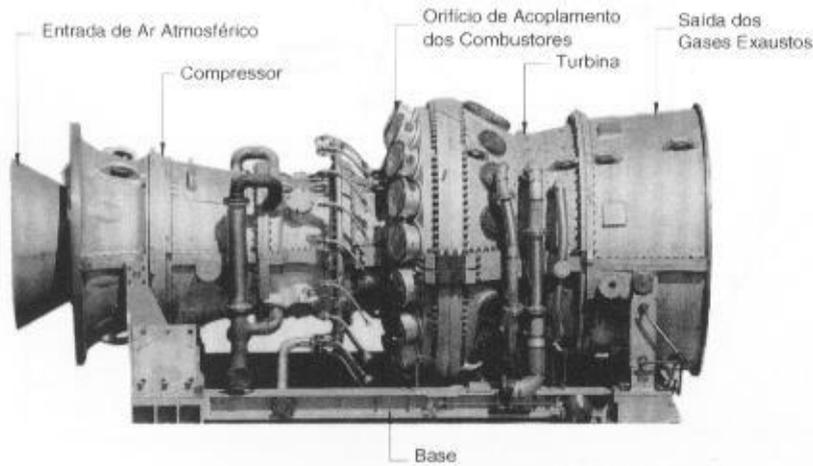
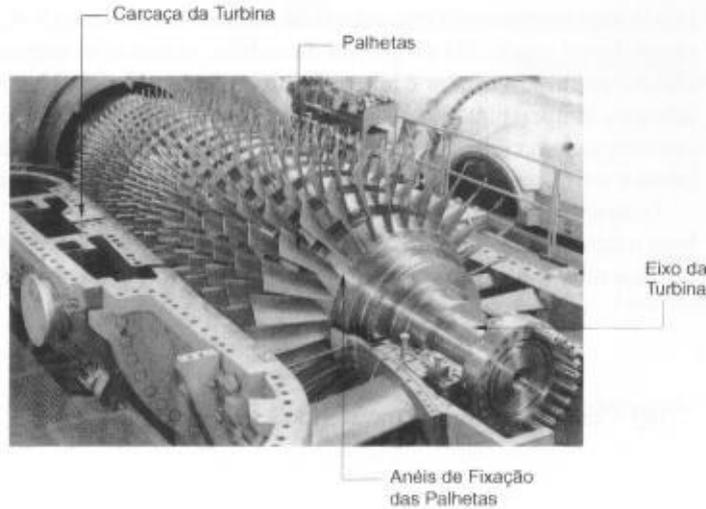


FIGURA 16.11
 Vista externa de uma turbina a gás natural

O gráfico $P-V$ da Figura 16.12 mostra o ciclo de Brayton, a partir do qual será explicado o processo, onde são utilizados três diferentes equipamentos, ou seja, o compressor, a câmara de combustão e a turbina propriamente dita, sendo o compressor e a turbina responsáveis pelo processo de produção de energia. Considerar uma determinada quantidade de ar que é isentropicamente comprimida pelo compressor no processo 1-2 e injetada na câmara de combustão, na qual há uma forte redução do volume e aumento da pressão. Durante esse estágio, será fornecido ao sistema uma determinada quantidade de trabalho. Na câmara de combustão, é fornecido um certo volume de gás, formando uma mistura gás-ar. Ao longo do processo 2-3, à pressão constante, fica adici-

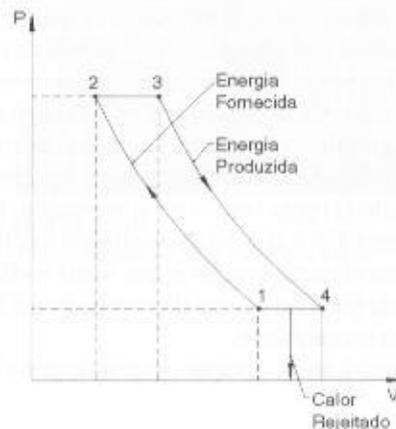


FIGURA 16.12
 Diagrama $P \times V$

onada uma determinada quantidade de calor. Já no processo 3–4, onde a mistura gás-ar (gás superaquecido) é conduzida ao interior da turbina, expande-se isentropicamente até a sua pressão inicial, no ponto 4, e o calor é rejeitado, produzindo trabalho. Num processo fechado, o gás é resfriado até a temperatura inicial, a do ponto 1, onde é reinjetado no compressor, no estado do ponto 1 recomeçando o ciclo. Na prática, o ar de escape não é reconduzido ao compressor, mas o compressor retira constantemente o ar da atmosfera na temperatura do ponto 1.

O mesmo processo é explicado também no diagrama T - S da Figura 16.13, tomando-se como base o conceito de *entropia*. Assim, num processo internamente reversível, a variação da entropia de uma substância, fornecendo ou recebendo calor, pode ser definido pela Equação (16.1).

$$dS = \frac{dQ}{T} \quad (16.1)$$

dQ – representa o calor transferido à temperatura T .

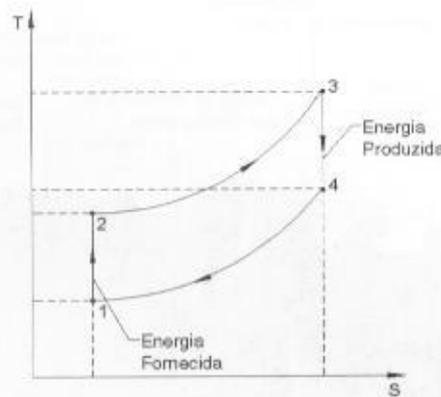


FIGURA 16.13
Diagrama da entropia $T \times S$

16.2.2.4 Turbina a vapor

A produção de energia elétrica ocorrida no final do século XIX e início do século XX foi praticamente dominada pelas turbinas a vapor, utilizando como combustível primário a lenha extraída das florestas ou o carvão vegetal.

Até hoje as turbinas a vapor estão presentes na maioria das grandes unidades de geração a combustível gasoso, aumentando, consideravelmente, a eficiência do ciclo para geração de energia nas suas diversas formas.

O funcionamento das turbinas a vapor é explicado através da análise do denominado ciclo Rankine ou, simplesmente, ciclo a vapor, e que consiste de quatro processos distintos, cujos elementos básicos do ciclo estão contidos na Figura 16.14.

Uma bomba de alimentação de água (2) conduz esse líquido saturado até um gerador de vapor ou, simplesmente, caldeira, para a qual é fornecida uma determinada quantidade de energia em forma de calor Q . A água contida no interior da caldeira toma a forma de vapor (3) e é conduzido (4) a uma turbina a vapor. O vapor expande-se isentropicamente no interior da turbina (5), realizando trabalho mecânico no seu eixo, deixando a mesma e sendo conduzido (6) a um condensador, que tem a função de absorver o calor contido no vapor até condensá-lo. Isso é realizado pela água, à temperatura natural, utilizada pelo condensador para o resfriamento do vapor. Nesse ponto, o vapor condensado é bombeado (1) pela bomba de alimentação, recomeçando todo o processo do ciclo Rankine, cujos diagramas T - S e H - S estão mostrados nas Figuras 16.15 e 16.16.

A perda de energia térmica no condensador e que reduz a eficiência do processo é necessária para evitar que a substância de trabalho que sai da turbina forme bolhas, originando o processo de cavitação da bomba e o dano conseqüente.

A Figura 16.17 mostra uma turbina a vapor de grande porte, indicando-se os seus principais componentes.

FIGURA 16.14
Esquema básico de funcionamento do ciclo Rankine

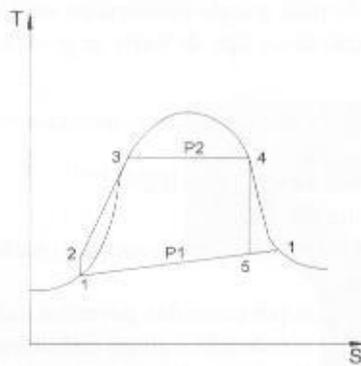
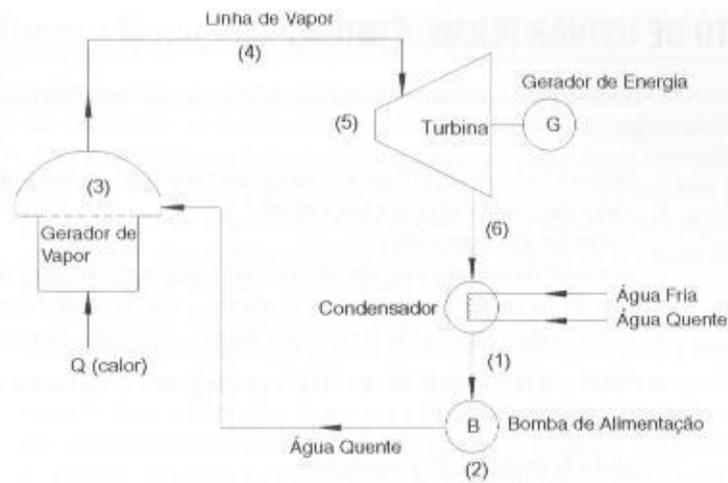


FIGURA 16.15
Diagrama $T \times S$

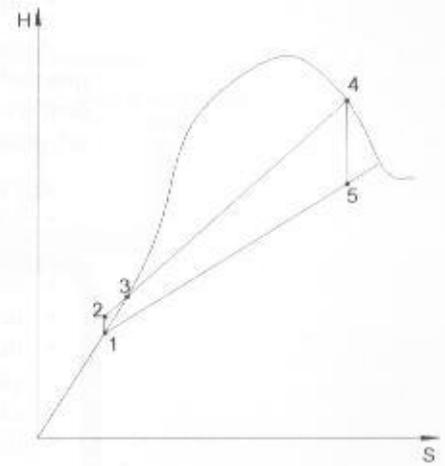


FIGURA 16.16
Diagrama da entropia $H \times S$



FIGURA 16.17
Vista externa de uma turbina a vapor

16.3 DIMENSIONAMENTO DE USINAS TERMELÉTRICAS

O critério para o dimensionamento de uma usina termelétrica está relacionado com os seguintes aspectos:

- necessidade de suprimento do mercado regional de energia elétrica;
- valor da carga elétrica a ser suprida;
- natureza da carga elétrica;
- disponibilidade do tipo de combustível: gás natural, óleo diesel, carvão mineral etc.;
- tipo de usina a ser adotada: ciclo aberto, ciclo fechado, autogeração, co-geração;
- sistema de transmissão de energia para escoamento da energia gerada.

A eficiência das usinas termelétricas empregando turbinas ou motores está intimamente ligada às seguintes condições:

- altitude do local de instalação;
- temperatura ambiente;
- temperatura do meio refrigerante;
- umidade relativa do ar;
- tipo de combustível empregado.

A construção de uma usina termelétrica produtora de energia é precedida de uma série de eventos que pode variar em função das condições econômicas e políticas de cada país. Essas usinas podem ser construídas no interior de uma grande indústria ou em local independente. De forma geral, pode-se roteirizar a construção desse tipo de fonte de geração na seguinte seqüência:

a) Primeira fase

- caracterização do mercado de energia elétrica, quanto a seu crescimento e oferta de geração;
- política tributária do setor de energia elétrica;
- definição da carga a ser suprida;
- definição do financiamento do projeto: financiamento tradicional ou através de uma operação do tipo *project finance*;
- definição dos incentivos fiscais por parte dos governos municipais, estaduais e federal;
- localização da área onde será construído o empreendimento;
- estudo de viabilidade de conexão da usina com a rede elétrica pública;
- elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) ou simplesmente EIA-RIMA.

b) Segunda fase

Se a usina termelétrica for construída para suprimento da unidade industrial e para venda da energia sobejante ao mercado, as seguintes ações devem ser implementadas:

- definição do contrato de fornecimento da energia a ser gerada: contrato de venda de energia para operação contínua (operação *inflexível*) ou para despacho da usina pelo órgão de controle do sistema elétrico por necessidade de geração (operação *flexível*) e que, no Brasil, é de responsabilidade do ONS – Operador Nacional do Sistema;
- definição dos contratos de conexão e uso do sistema: CUSD – Custo do Uso do Sistema de Distribuição e CUST – Custo do Uso do Sistema de Transmissão.

c) Terceira fase

- elaboração do projeto executivo;
- definição do tipo de máquina a ser adquirida: contatos com os fabricantes de turbinas e demais componentes de uma planta termelétrica;
- especificação dos equipamentos empregados;
- aquisição dos equipamentos.

d) Quarta fase

- construção da usina;
- construção do sistema de distribuição ou de transmissão.

e) Quinta fase

- comissionamento;
- operação comercial.

16.3.1 Usinas Termelétricas a Motor com Combustível Líquido

Enquadram-se nessa categoria as usinas termelétricas a motores movidos a óleo diesel ou a óleo combustível ou a outros tipos de óleo mais pesados, como o óleo marítimo.

Com o crescente interesse pela geração distribuída, os motores a combustível líquido, notadamente os motores a óleo diesel, voltaram a ganhar mercado. Sua popularidade é grande devido à flexibilidade de montagem, à instalação em qualquer ponto de utilização, já que só depende do caminho de acesso para o transporte do combustível e ao maior número de profissionais com conhecimento de manutenção e operação etc.

Vale registrar que, nos últimos tempos, os Motores a Combustão Interna, conhecidos também como MCI, sofreram uma grande evolução tecnológica com o emprego da eletrônica de potência, que tornou possível gerenciar o seu funcionamento, tanto no controle das emissões de poluentes e redução do nível de ruído, quanto na introdução de novos componentes mecânicos, como, por exemplo, a substituição do carburador pela injeção eletrônica. Essa evolução tecnológica também trouxe ganhos preciosos no rendimento desses motores, cuja eficiência aumenta quanto maior for sua potência nominal.

A distribuição média de produção e perda de energia de uma usina termelétrica a motor a diesel pode ser conhecida através do gráfico da Figura 16.18.

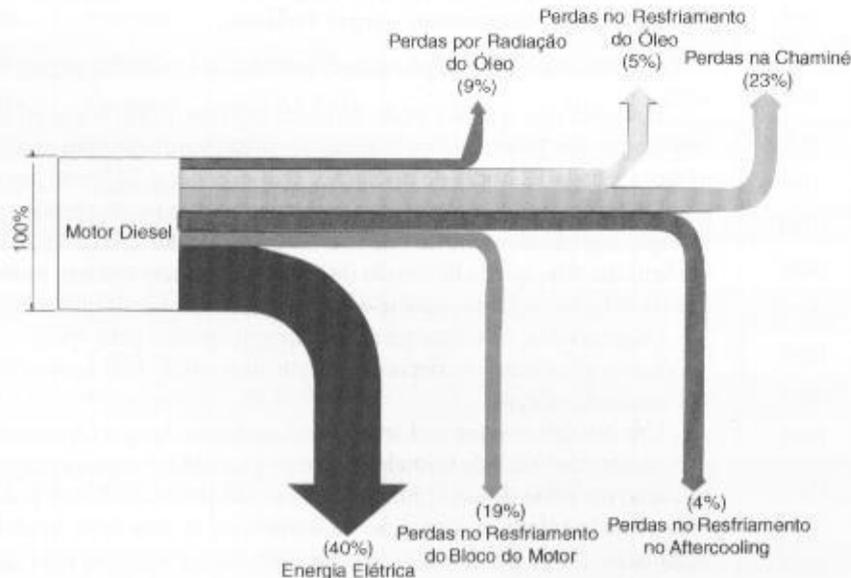


FIGURA 16.18
Gráfico de distribuição média de produção e perda de energia de usina a motor a diesel

16.3.1.1 Determinação da potência nominal

A potência das unidades de geração deve ser definida de forma que a usina termelétrica opere com, pelo menos, 50% da carga nominal. Para níveis de geração inferiores, isto é, fator de carga menor que 30% resulta a operação da máquina primária a temperaturas abaixo da temperatura adequada para a realização de uma combustão completa, provocando a deterioração do óleo lubrificante.

O número de unidades de geração que deve compor uma usina termelétrica é função do nível de contingência requerido, evitando-se, por conseguinte, a rejeição de carga. Para um nível de contingência $N_{ug} - 2$, o maior fator de carga obtido é dado pela Equação (16.2).

$$F_c = \frac{N_{ug} - 2}{N_{ug} - 1} \quad (16.2)$$

N_{ug} – quantidade de unidades de geração que compõe a usina.

Assim, uma usina com 15 unidades de geração pode operar com um $F_c = 0,92$, atendendo à condição para quando duas unidades de geração estiverem fora de operação, ou seja:

$$F_c = \frac{N_{ug} - 2}{N_{ug} - 1} = \frac{15 - 2}{15 - 1} = 0,92$$

A potência da usina é definida a partir do diagrama das potências ativas e reativas. A potência ativa fornecida pela máquina depende das condições locais de sua instalação, conforme já comentado anteriormente, das características da carga, das variações de carga no tempo e da necessidade de sobrecarga durante o regime de operação. A norma ISO 3046-1 para motores a diesel estabelece cinco diferentes valores de potência da máquina, sendo normalmente encontrada no catálogo dos fabricantes, ou seja:

a) Potência nominal

É aquela declarada pelo fabricante da máquina.

b) Potência básica

É aquela que o motor pode fornecer no seu eixo durante um período de tempo não limitado.

c) Potência contínua

É aquela que o motor pode fornecer continuamente operando com carga constante e igual a 100% de sua potência nominal durante um período de tempo limitado, a 8.400 horas por ano sem possibilidade de sobrecarga.

d) Potência de emergência ou standby

É a máxima potência que o motor pode fornecer no seu eixo durante um período limitado a 300 horas por ano, alimentando cargas variáveis.

e) Potência contínua por tempo limitado ou potência prime

É aquela que o motor pode fornecer durante 1.000 horas ao ano e normalmente expressa nos catálogos dos fabricantes alimentando cargas variáveis com capacidade de sobrecarga de 10% por 1 hora a cada 12 horas de operação, sem exceder a 25 horas por ano.

De forma geral, a queda de tensão nos terminais do gerador não deve ser superior a 15% e a frequência não deve variar mais de 10% em relação à frequência nominal. Em alguns casos, pode-se admitir uma queda de tensão de até 20%, quando existem motores elétricos durante o processo de partida. No entanto, podem-se estabelecer valores limites a depender da sensibilidade da carga.

Os geradores, de forma geral, são dimensionados para operar com fator de potência igual a 0,80, podendo alimentar a maioria das cargas industriais sem aplicar banco de capacitores para injeção de potência reativa.

Um dos fatores que influenciam na potência líquida fornecida pela usina de geração é o comprimento dos dutos de tomada de ar e de exaustão dos gases quentes. Muitas vezes, devido à localização da usina de geração, esses dutos são projetados com grandes extensões. Outro cuidado a ser tomado refere-se à posição da tomada de ar que deve ficar distante da posição dos gases de exaustão. Neste caso, a sua localização deve ser definida pela direção dos ventos.

A Tabela 16.2 informa os dados básicos de unidades de geração montadas pela empresa brasileira Stamac – Grupos Geradores.

Cabe salientar que a potência do motor diesel varia de acordo com a velocidade do eixo do motor. No caso de motores diesel aplicados a geradores de corrente alternada, a velocidade do eixo do motor pode variar levemente. No caso de motores diesel aplicados a geradores de corrente contínua, tais como em locomotivas a diesel-elétricas, a velocidade do motor diesel pode variar numa grande faixa de valores. Neste caso, são utilizados motores diesel apropriados. A Tabela 16.3 fornece a variação da potência de um motor diesel de fabricação Guascor, em função da velocidade do eixo.

16.3.1.1.1 Usinas de autoprodução

É por definição a usina de geração concebida para gerar somente energia elétrica para as necessidades próprias do empreendedor, podendo no entanto vender o excesso de energia gerada para terceiros.

O uso de unidades de geração com fornecimento de potência contínua ocorre em locais onde a concessionária não dispõe de rede de energia elétrica pública, ou quando a indústria opta por uma unidade de autogeração.

O dimensionamento de uma unidade de geração para atender cargas variáveis, de tipo e potência, deve observar as seguintes instruções:

TABELA 16.2

Informações técnicas de unidades de geração a óleo diesel

Potência do Gerador				Características do Motor				Dimensões			Peso
Contínua por Tempo Limitado		Emergência ou Intermitente		Fabricante	Modelo	Pot mec.	Núm. de	Comp.	Largura	Altura	
(kVA)	(kW)	(kVA)	(kW)			(cv)	Cilindros	(mm)	(mm)	(mm)	(kg)
10,5	8,4	11,7	9,4	Lombardini	LDW 602	16	2	1120	530	750	120
21	16,8	23,4	18,7	Lombardini	LDW 1204	33,2	4	1270	530	800	185
37	30	40	32	MWM	D229-3	50	3	1745	720	1170	765
50	40	55	44	MWM	D229-4	66	4	1880	720	1170	840
78	62	81	65	MWM	D229-6	99	6	2150	720	1160	1030
77	61,5	86	67	Cummins	4BT3.9-GE	103	4	1730	625	1230	690
106	85	115	92	MWM	TD229EC-6	137	6	2300	720	1310	1140
122	98	135	108	Cummins	6BT5.9-G2	168	6	2240	960	1400	1010
141	113	150	120	MWM	6.10T	180	6	2695	1020	1525	1270
150	120	170	136	Cummins	6CT8.3-G	209	6	2580	960	1400	1280
168	134	180	144	MWM	6.10TCA	215	6	2840	1020	1525	1490
180	144	200	160	Cummins	6CTA8.3-G1	239	6	2720	960	1400	1530
210	168	230	184	Cummins	6CTA8.3-G2	281	6	2720	960	1400	1570
230	184	255	204	Cummins	6CTAA8.3-G	317	6	2720	960	1400	1570
260	208	290	232	Mercedes	OM-447 A	300	6	2690	1110	1870	1510
280	224	310	248	Cummins	NT855-G4	380	6	3260	1000	1800	2650
310	248	340	272	Cummins	NT855-G5	395	6	3260	1000	1800	2820
325	260	360	288	Cummins	NT855-G6	441	6	3260	1000	1800	2820
345	276	380	304	Cummins	NTA855-G2	471	6	3290	1000	1800	2980
405	324	450	360	Volvo	TAD1232BR	533	6	3000	1090	1680	2390
405	324	450	360	Cummins	NTA855-G3	542	6	3290	1000	1900	3140
438	350	500	400	Volvo	TWD1630GE	605	6	3125	1173	1780	2630
505	404	557	445	Volvo	TAD1630GE	672	6	3325	1090	1826	2980
513	450	563	450	Daewoo	P180LE	734	10V	2800	1400	1700	2880
513	410	563	450	Cummins	KTA19-G3	695	6	3962	1524	1971	4672
556	500	625	500	Daewoo	P180LE	734	10V	2800	1400	1700	2880
569	455	625	500	Cummins	KTA19-G4	765	6	3962	1524	1971	4672
569	455	631	504	Volvo	TAD1631GE	759	6	3325	1260	1826	3040
676	541	750	600	Daewoo	P222LE	883	12V	3500	1400	1800	2540
681	545	750	600	Cummins	VTA28-G5	913	12V	4305	1830	2242	7149
900	720	1000	800	Cummins	QST30-G2	1217	12V	4361	1743	2328	7973
1023	818	1125	900	Cummins	QST30-G3	1369	12V	4361	1743	2328	7973
1125	900	1250	1000	Cummins	QST30-G4	1510	12V	4361	1980	2547	7973
1375	1100	1563	1250	Cummins	KTA50-G3	1876	16V	5651	2276	2507	11435
1600	1280	1941	1553	Cummins	KTA50-G9	2251	16V	5651	2276	2507	11553
2000	1600	2188	1750	Cummins	QSK60-G5	2591	16V	6251	2789	3175	15875
2250	1800	2500	2000	Cummins	QSK60-G6	2961	16V	6251	2789	3175	15875

- a) Somar todas as cargas lineares da instalação industrial, dadas em kW.
- b) Somar todas as cargas não-lineares da instalação industrial, dadas em kW.
- c) Medir a distorção harmônica da carga, se houver.
- d) Determinar a corrente de partida do maior motor da instalação.
- e) É aconselhável que o gerador seja dimensionado para uma potência nominal 10% acima dos valores da soma das cargas lineares e não-lineares (para valores inferiores a 20% da carga total e distorção harmônica menor e igual a 5%).
- f) A partida do maior motor não deve provocar uma queda de tensão no gerador superior a 20%.
 - considerar de 20% (quando não conhecido o valor real) a reatância subsíncrona do eixo direto do gerador para cálculo da queda de tensão durante a partida do motor.
- g) Dimensionar o gerador diferentemente para regime intermitente ou standby e para regime contínuo.

A determinação da potência nominal de uma usina termelétrica depende do tipo de carga a ser alimentada e da potência dos motores presentes, notadamente aqueles de grande capacidade nominal, cuja corrente de partida possa provocar uma queda de tensão superior aos limites anteriormente estabelecidos.

A potência nominal de uma usina termelétrica pode ser determinada a partir da Equação (16.3), ou seja:

$$P_{ng} = K \times \Sigma P_{ent} + 1,10 \times \Sigma P_{el} \quad (16.3)$$

P_{ent} – potência das cargas não-lineares;

P_{el} – potência das cargas lineares;

$K = 1$ – quando a distorção harmônica for inferior a 5%;

$K = 1,5$ – quando a distorção harmônica não for conhecida.

TABELA 16.3

Dados de desempenho do motor a óleo diesel para operação com velocidade variável

Velocidade (rpm)	Potência Básica (kW)	Torque (N · m)	BMEP (kPa)	Consumo (L/h)	BSFC (g/kW · h)
1.300	783	5.752	1.397	197,1	211
1.200	676	5.383	1.307	168,4	209
1.100	570	4.948	1.201	142,1	209
1.000	463	4.425	1.075	118,5	215
900	356	3.787	919	98,6	222

16.3.1.1.2 Usinas de co-geração

Este assunto será discutido na Seção 16.5.

16.3.1.1.3 Usinas de emergência

Se a usina termelétrica é destinada a serviço emergencial, deve-se considerar as seguintes condições de projeto:

- estudar e definir um sistema de rejeição de carga para evitar a saída intempestiva da geração;
- dimensionar a máquina considerando a corrente de partida dos motores elétricos acionados em conformidade com o tipo de chave de manobra, ou seja, diretamente da rede, chave *soft-starter* etc.

- dimensionar a máquina para suportar a corrente de magnetização dos transformadores elevadores da unidade de geração;
- definir um sistema de partida rápida e confiável no instante da operação da unidade de geração;
- dimensionar um sistema em rampa para operar, momentaneamente, em paralelo com a rede pública da concessionária quando a unidade de geração também destinar-se a suprir a unidade consumidora durante o período de ponta de carga.

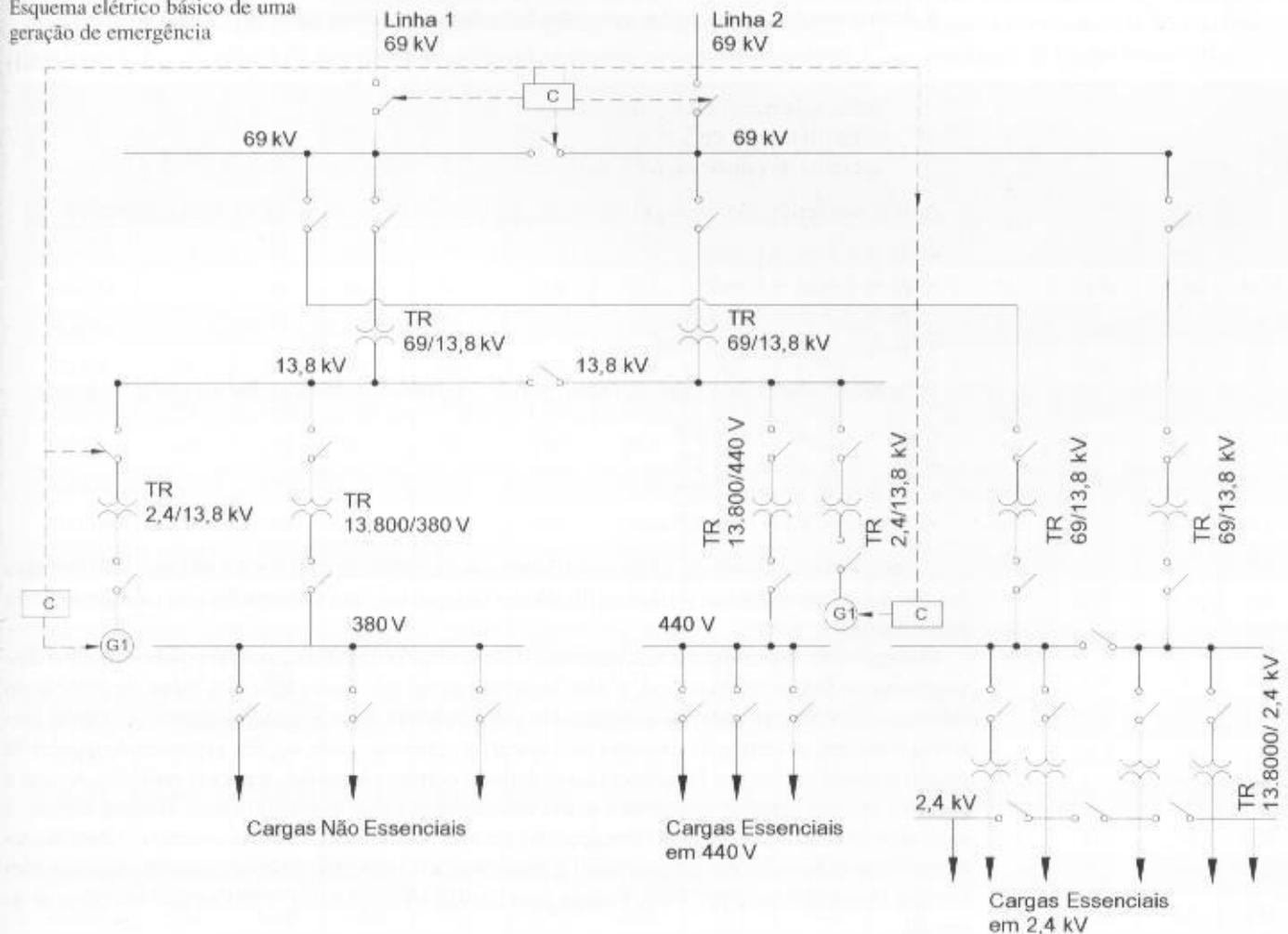
A Figura 16.19 mostra um esquema elétrico básico de uma unidade de geração de emergência. Neste caso, observa-se que as unidades de geração podem operar em paralelo entre si e com a rede pública de energia elétrica.

A geração de emergência pode ser concentrada em um único ponto da planta industrial ou em vários pontos, dependendo do *layout* da indústria. Para indústria de pequeno porte, normalmente a unidade de geração é projetada para fornecer energia em baixa tensão, conectando-se ao QGF da subestação de potência. Para indústria de médio e de grande portes, a unidade de geração é dotada de uma subestação elevadora e conectada ao sistema industrial na média tensão, de acordo com a Figura 16.19. Há grandes vantagens em concentrar a geração de emergência em um único ponto, ou seja:

- custos menores por kVA instalado;
- custos menores para manter uma capacidade de reserva;
- facilidade de reversão da alimentação da concessionária para a unidade de geração;

Muitas aplicações de motores a diesel estão relacionadas ao suprimento de *nobreaks*, denominados UPS, em instalações onde não pode haver a ruptura do ciclo senoidal. Como as UPSs são constituídas de fontes chaveadas, produzindo tensões harmônicas, o dimensionamento das unida-

FIGURA 16.19
Esquema elétrico básico de uma
geração de emergência



des de geração devem considerar esta condição, a não ser que o fabricante da UPS garanta a instalação de filtros que possibilitem distorções harmônicas inferiores a 5%. Caso contrário, é necessário consultar o fabricante da unidade de geração para definir a potência do motor.

Um dos requisitos básicos para a especificação de uma usina de emergência é o tempo decorrido desde a ausência de tensão nos terminais do barramento de carga da instalação até o estabelecimento da tensão da unidade de geração nesse mesmo barramento. A maior parte desse tempo é consumida pelo tempo de partida das unidades de geração. Após o paralelismo das unidades de geração, fecha-se o disjuntor do barramento de carga, retornando à normalidade operacional da instalação. O tempo de partida de uma unidade de geração é, normalmente, de 10 s.

A bateria é o sistema mais comum utilizado na partida de uma unidade de geração. Em alguns casos, é utilizado o sistema de ar comprimido.

No caso de a unidade de geração estar alimentando uma UPS, esta deve suportar a carga por um tempo superior ao tempo de partida da usina de emergência. Deve-se, no entanto, especificar a autonomia da UPS para um tempo não inferior a cinco minutos. Quanto maior for esse tempo, maior é o custo da UPS.

Como já comentado anteriormente, as UPSs são consideradas cargas não-lineares. A alimentação de uma UPS gera harmônicas no sistema que afetam os geradores na forma de aquecimento, devido às perdas no cobre e no ferro superiores aos valores obtidos quando o gerador opera com onda senoidal limpa. Outros efeitos são observados através de um aumento substancial de ruído audível e do aparecimento de um fluxo induzido no rotor provocando vibrações, cujo efeito nos motores a óleo diesel é de maior intensidade, devido à variação no torque, causando instabilidade no regulador de velocidade do motor.

As UPSs são constituídas de retificadores e inversores que durante o processo de retificação da corrente, como resultado da comutação de um tiristor para o tiristor seguinte, as duas fases envolvidas assumem momentaneamente a condição de curto-circuito. A corrente de curto-circuito nesse instante propicia uma queda de tensão no sistema que alimenta a UPS.

A determinação da ordem das correntes harmônicas pode ser dada pela Equação (16.4).

$$H = (K \times Q) \pm 1 \quad (16.4)$$

H – ordem da harmônica;

K – número inteiro de 1 a N ;

Q – número de pulsos do retificador; existem dois tipos: retificadores de 6 e 12 pulsos.

Assim, um retificador de 6 pulsos faz surgir uma corrente harmônica das seguintes ordens:

- $H = 1 \times 6 - 1 = 5^a$
- $H = 1 \times 6 + 1 = 7^a$
- $H = 2 \times 6 - 1 = 11^a$
- $H = 2 \times 6 + 1 = 13^a$ etc.

Já os retificadores de 12 pulsos fazem surgir correntes harmônicas das seguintes ordens:

- $H = 1 \times 12 - 1 = 11^a$
- $H = 1 \times 12 + 1 = 13^a$
- $H = 2 \times 12 - 1 = 23^a$
- $H = 2 \times 12 + 1 = 25^a$ etc.

Como os retificadores de 12 pulsos não geram harmônicas de 3.^a e 5.^a ordens, seu conteúdo harmônico é muito inferior ao dos retificadores de 6 pulsos, que são aqueles que causam maiores perturbações.

O surgimento dos componentes harmônicos tem origem na formação da corrente durante o chaveamento de fontes retificadoras. Como essas correntes são fornecidas pela fonte de geração do sistema, elas fluem através das impedâncias dos condutores, dos transformadores etc., desde a referida fonte até os terminais da carga não-linear, no presente caso, a UPS, provocando quedas de tensão na rede na mesma frequência da ordem da corrente harmônica gerada na UPS. Assim, a geração de uma corrente harmônica numa determinada carga contamina todo sistema elétrico a montante da referida carga pela formação das tensões harmônicas. Como a severidade das tensões harmônicas é diretamente proporcional à impedância do sistema, deve-se projetar sistemas com menores impedâncias entre fonte e carga para reduzir os efeitos das componentes harmônicas de tensão.

Vale salientar que a tensão harmônica de cada ordem vai gerar uma corrente harmônica no estator do gerador. Assim, cada corrente harmônica no estator corresponderá a uma rotação positiva ou negativa em relação à seqüência das componentes simétricas.

Para se determinar a potência nominal de uma usina de geração emergencial que alimenta uma UPS, pode-se aplicar a Equação (16.5).

$$P_{ng} = K \times \frac{(P_{ups} + P_{rbar})}{\eta_{ups}} + P_{cl} \quad (16.5)$$

P_{ng} – potência nominal da usina de geração, em kW;

P_{ups} – potência nominal da UPS, em kW;

η_{ups} – rendimento da UPS;

P_{rbar} – potência de recarga da bateria, em percentagem de P_{ups} ; para pequenas unidades pode-se considerar $P_{rbar} = 0,20 \times P_{ups}$; para unidades maiores considerar $P_{rbar} = 0,30 \times P_{ups}$

K – fator de correção devido à distorção harmônica anteriormente mencionado;

P_{cl} – potência das cargas lineares.

Para o dimensionamento da usina de geração, deve-se complementar com os seguintes critérios:

- a demanda de carga do gerador deve corresponder, no máximo, a 85% de sua capacidade nominal;
- a conexão do gerador com a UPS deve, de preferência, ser em rampa;

TABELA 16.4

Valores médios de reatância dos geradores

X_d – reatância síncrona; X'_d – reatância transitória do eixo direto; X''_d – reatância subtransitória do eixo direto; X_q – reatância síncrona do eixo em quadratura; X'_q – reatância transitória do eixo em quadratura; X''_q – reatância subtransitória do eixo em quadratura; X_2 – reatância de seqüência negativa; X_0 – reatância de seqüência zero; T'_{d0} – constante de tempo transitória.

Reatâncias dos Geradores													
Tipo	kVA cos = 0,8		Rendimento		X_d	X'_d	X''_d	X_q	X'_q	X''_q	X_2	X_0	T'_{d0}
	50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(ms)
ED23S	12	22	83,3	84,2	182	16,5	9,4	76	76	21	14,2	3,2	45
ED23M	27	33	84,5	86,4	219	17,3	11,7	99,8	99,8	32	21,8	2,8	61,3
ED23L	39	47	87,2	88,7	184	16,2	10,3	77,6	77,6	23	16,8	2,6	50
ED27L	56	68	88,5	89,6	293	12,4	6,4	119,4	119,4	37,4	21,9	2,8	66
ED27M	82	100	91	92,5	1714	17,9	10,3	68,5	68,5	37,4	23,8	2,7	54
ED27L	100	120	91,2	92,7	289	26,4	11,6	142,8	142,8	29,4	20,5	2,7	67,3
ED33S	120	150	91	92	304	12,8	7,3	146,5	146,5	25,7	16,5	2,6	79
ED33M	150	180	91,7	93,5	213	10,1	6,3	94,5	94,5	20,8	13,5	2,8	81
ED33L	180	220	92,5	94,5	225	10,8	6,7	242,3	242,3	27,3	17	2,5	85
ED40S	220	270	91,7	93,5	235	18,2	10,2	145	145	22,5	16,3	2,6	94
ED40M	270	330	92,5	94,5	223	20,5	12,4	130	130	20,1	16,2	2,3	105
ED40L	330	390	92,8	95	210	21	13,5	120	120	26,4	20	2	107
ED45S	390	470	92	93	337	26,5	16,5	140	140	25,4	20,9	3,1	118
ED45M	470	560	92,4	93,4	263	27,6	18,3	162	162	23,4	20,8	2,9	125
ED45L	560	680	92,4	93,7	282	28,2	18,7	152	152	24,2	21,4	3,2	138
ED54S	680	820	92,9	93,9	340	18,5	9,6	145	145	20,4	15	3,2	225
ED54M	820	1000	92,9	94,9	374	16,6	7,8	154	154	19,4	13,6	3,7	234
ED54L	1000	1200	94,9	95,1	350	19,6	10,1	148	148	129,6	14,8	3,5	245

- a reatância subtransitória do eixo direto do gerador não deve ser de preferência superior a 15% na base da potência e tensão nominais do gerador;
- o regulador de tensão deve ser do tipo estático;
- o gerador deve ser especificado para a classe de temperatura F ou H;
- a potência do gerador deve ser selecionada para operação contínua.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.1)

Uma indústria considera essencial a continuidade de alimentação de uma carga de 400 kW para a qual foi adquirida uma UPS com capacidade nominal de 500 kW, cujo rendimento de placa vale 0,65. A indústria possui uma carga linear adicional de 100 kW que deve ser mantida em operação, mas que pode ser desligada momentaneamente com a falta de suprimento normal até a entrada em operação da unidade de geração a óleo diesel. Determinar a potência nominal do grupo gerador.

$$P_{ng} = K \times \frac{(P_{ups} + P_{cbar})}{\eta_{ups}} + P_{cl} = 1,5 \times \frac{500 + 0,2 \times 500}{0,65} + 100 = 1.484 \text{ kW}$$

$$P_{ogf} = \frac{1.484}{0,85} = 1.746 \text{ kW}$$

Comercialmente, deve-se especificar um grupo gerador a óleo diesel de 1.750 kW, 60 Hz, motor de fabricação Cumminins, para regime intermitente ou standby, de acordo com a Tabela 16.2.

16.3.1.2 Componentes de uma usina termelétrica a combustível líquido

As principais partes componentes de uma usina termelétrica a combustível líquido são:

- motores a óleo diesel;
- tanques de combustível e lubrificante;
- sistema de refrigeração à água;
- sistema de combustão;
- sistema de ventilação;
- sistema de óleo lubrificante;
- sistema de escape dos gases exaustos (chaminé);
- sistema de partida;
- sistema de recuperação de calor em unidades de co-geração;
- sistema de controle de monitoramento dos motores;
- gerador de energia elétrica;
- subestação de potência;
- painéis de comando elétrico do gerador e da subestação.

16.3.1.3 Layout de uma usina termelétrica

As usinas termelétricas a motores a combustível líquido podem assumir diferentes concepções de acordo com o espaço disponível.

A Figura 16.20 mostra de forma indicativa o corte de uma usina de geração, que tanto pode abrigar máquinas a diesel como a gás natural.

Essas usinas normalmente ocupam uma área que pode variar entre 0,15 e 0,20 m²/kW de potência instalada, a depender da forma de *layout* concebida, incluindo aqui a área ocupada pela subestação e os sistemas auxiliares, como, por exemplo, os tanques de óleo combustível e lubrificante. Quanto ao volume do espaço coberto necessário para abrigar essas máquinas pode variar entre 0,9 e 1,4 m³/kW de potência instalada, a depender da construção das chaminés dos gases exaustos.

16.3.1.4 Combustível líquido

Podem ser utilizados diferentes tipos de combustíveis líquidos nos motores de combustão interna. A especificação dos itens mais importantes do combustível varia de conformidade com a origem do petróleo. O óleo OC fornecido ao mercado apresenta, em média, a seguinte faixa de variação.

- consumo específico de combustível para médias potências: 0,177 kg/kWh (221 l/MWh) ou 7.660 kJ/kWh;
- consumo específico de combustível para pequenas potências: 0,185 kg/kWh (231 l/MWh) ou 7.901 kJ/kWh.

Para determinação do consumo em l/MWh foi utilizado o valor da densidade do óleo diesel igual a 0,80.

- consumo de água de resfriamento: 0,03 m³/hora/kW;
- preço do óleo diesel: US\$ 0,50/litro;
- custo médio mensal de operação e manutenção (O&M) para operação contínua: US\$ 6,80/MWh (inclui folha de salários e benefícios, material de limpeza, lubrificantes, peças de reposição por tempo de funcionamento etc., excluindo o custo do combustível. Este valor varia ao longo do tempo.);
- custo médio mensal de operação e manutenção (O&M) para operação de ponta: US\$ 20,00/MWh;
- custo de aquisição: US\$ 300,00 a US\$ 600/kW instalado;
- custo médio da geração: US\$ 110/MWh/mês;
- eficiência: 36 a 48%.

As usinas termelétricas a motores a diesel são menos competitivas quanto ao custo final da energia em relação às usinas a motor a gás natural.

Os motores a diesel são normalmente fornecidos na versão 2 e 4 tempos. Os motores a 2 tempos são os de maior capacidade.

A Tabela 16.5 informa os custos médios de operação e manutenção relativos a motores a diesel à plena carga.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.2)

Determinar o custo da energia gerada por uma usina termelétrica construída no interior de uma indústria constituída por um conjunto de geração a óleo diesel, com potência unitária de 1.280 kW, operação contínua. A energia requerida por mês para operar a indústria vale, em média, 860.425 kWh. A indústria funciona 24 horas durante 30 dias. Determinar também qual o tempo de retorno do investimento, considerando que a tarifa média anual paga pela indústria é de R\$ 276,00/MWh, com impostos incluídos.

• Preço do óleo diesel:	US\$ 0,50/litro
• Preço do óleo lubrificante:	US\$ 3,96/litro
• Custo médio do empreendimento	
– Motor, gerador e comando:	US\$ 498.300,00
– Subestação:	US\$ 70.200,00
– Obras civis:	US\$ 124.800,00
– Imposto importação (≅4% – importação):	US\$ 30.400,00
– Projeto e despesas gerais:	US\$ 38.400,00
Total	US\$ 762.100,00

$$\bullet \text{ Custo total por kW: } \frac{\text{US\$ } 762.100,00}{1.280 \text{ kW}} = \text{US\$ } 595,39/\text{kW}$$

• Consumo médio de óleo diesel:	231 l/MWh
• Consumo de óleo diesel a 100% de carga:	330 l/h (Tabela 16.5)
• Consumo médio de óleo lubrificante:	0,712 l/hora (Tabela 16.5)
• Número de horas trabalhadas por dia:	24 horas
• Número de dias trabalhados por mês:	30 dias
• Taxa de câmbio:	R\$ 2,90/US\$
• Tempo máximo de retorno do investimento:	10 anos
• Taxa de desconto:	18% ao ano
• Custo médio mensal de O&M (fixo):	US\$ 6,80/MWh

TABELA 16.5
Custos médios operacionais dos motores a diesel

Potência Emergência		Potência Contínua por Tempo Limitado		Motor	Consumo		Custos			
Gerador					Óleo Diesel	Lubrificante	Óleo Diesel	Lubrificante + Filtro	Operacional (diesel + lub.)	Custos Médios de O&M
(kVA)	(kW)	(kVA)	(kW)	(cv)	(litros/h)		(US\$/h)			(US\$/MWh)
40	32	37	30	50	9,40	0,040	4,03	0,166	4,19	8,12
55	44	50	40	66	12,80	0,096	5,49	0,400	5,89	9,18
81	65	78	62	66	11,60	0,050	4,97	0,207	5,18	7,50
86	67	77	62	103	17,80	0,070	7,63	0,290	7,92	7,40
115	92	106	85	137	25,10	0,065	10,76	0,276	11,03	7,56
135	108	122	98	168	26,80	0,096	11,48	0,400	11,88	7,07
150	120	141	113	180	21,00	0,076	13,28	0,317	13,60	7,04
170	136	150	120	209	24,00	0,096	14,57	0,400	14,97	7,34
180	144	168	134	215	34,80	0,076	14,91	0,317	15,23	6,65
200	160	180	144	239	39,50	0,096	16,92	0,400	17,32	7,08
230	184	210	168	281	42,00	0,096	18,00	0,400	18,40	6,44
255	204	230	184	317	50,00	0,096	21,43	0,400	21,83	6,98
290	232	260	208	300	48,00	0,104	20,57	0,428	21,00	5,95
310	248	280	224	380	64,00	0,160	27,42	0,662	28,08	7,35
340	272	310	248	395	61,00	0,104	26,14	0,428	26,57	6,31
360	288	325	260	441	74,00	3,160	31,71	0,662	32,37	7,30
380	304	345	276	471	79,00	0,160	33,85	0,662	34,52	7,34
450	360	405	324	533	79,00	0,190	33,85	0,786	34,64	6,25
450	360	405	324	542	87,00	0,160	37,28	0,662	37,94	6,87
500	400	438	350	605	87,00	0,250	37,28	1,034	38,32	6,38
500	455	505	404	608	98,00	0,152	42,00	0,634	42,63	7,16
557	445	505	404	672	101,00	0,320	43,28	1,324	44,60	6,42
563	450	513	450	734	128,00	0,620	54,85	2,566	57,42	8,06
563	450	513	410	695	111,00	0,152	47,56	0,634	48,20	6,91
625	500	556	500	734	128,00	0,620	54,85	2,566	57,42	7,42
625	500	569	455	765	120,00	0,152	51,42	0,634	52,06	6,72
631	504	569	455	759	114,00	0,320	48,85	1,324	50,17	6,42
750	600	676	541	883	154,00	0,750	65,99	3,103	69,09	7,35
750	600	681	545	913	154,00	0,272	65,99	1,131	67,12	7,23
1000	800	900	720	1217	197,00	0,528	84,42	2,179	86,60	7,02
1125	900	1023	818	1359	207,00	0,532	88,70	2,207	90,91	6,49
1250	1000	1125	900	1510	240,00	0,528	102,84	2,179	105,02	6,83
1563	1250	1375	1100	1876	274,00	0,604	117,41	2,497	119,91	6,38
1941	1553	1600	1280	2251	330,00	0,712	141,41	2,952	144,36	6,59
2188	1750	2000	1600	2591	403,00	1,120	172,69	4,634	177,33	6,45
2500	2000	2250	1800	2961	449,00	1,120	192,40	4,634	197,04	6,38

- a) Carregamento médio do gerador

$$C_{\text{médio}} = \frac{860.425}{24 \times 30} = 1.195 \text{ kW}$$

- b) Fator de carga

$$F_c = \frac{1.195}{1.280} = 0,93$$

- c) Volume médio de óleo consumido por mês

$$V_{\text{óleo}} = \frac{231 \text{ l/MWh} \times 860.425}{1000} = 198.758 \text{ litros}$$

Pela Tabela 16.5, o valor do consumo de combustível do motor diesel de 1.280 cv deveria ser de $0,93 \times 330/\text{h} \times 24 \times 30 = 220.968$ litros.

- d) Volume médio mensal de óleo lubrificante consumido

$$V_{\text{móleo}} = 0,712 \text{ l/h} \times 24 \times 30 = 512,6 \text{ litros}$$

- e) Custo médio mensal do óleo consumido

$$C_{\text{móleo}} = 198.758 \text{ litros} \times \text{US\$ } 0,50/\text{litro} = \text{US\$ } 99.379,00$$

- f) Custo médio anual do óleo diesel consumido

$$C_{\text{aóleo}} = \text{US\$ } 99.379,00 \times 12 = \text{US\$ } 1.192.548,00$$

- g) Custo médio mensal do óleo lubrificante consumido

$$C_{\text{mlub}} = 512,6 \text{ litros} \times \text{US\$ } 3,96/\text{litro} = \text{US\$ } 2.029,89$$

- h) Custo médio anual do óleo lubrificante consumido

$$C_{\text{alub}} = \text{US\$ } 2.029,89 \times 12 = \text{US\$ } 24.358,68$$

- i) Custo médio mensal de manutenção e operação (O&M)

$$C_{\text{mo&m}} = 6,80 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \times \frac{860.425 \text{ kWh}}{1.000} = \text{US\$ } 5.850,89$$

- j) Custo médio anual de manutenção e operação (O&M)

$$C_{\text{amo&m}} = \text{US\$ } 5.850,89 \times 12 = \text{US\$ } 70.210,68$$

- k) Custo médio operacional mensal da usina de geração

$$C_{\text{mop}} = C_{\text{móleo}} + C_{\text{mlub}} + C_{\text{mo&m}} = 99.379,00 + 2.029,89 + 5.850,89 = \text{US\$ } 107.259,78$$

- l) Custo médio operacional anual da usina de geração

$$C_{\text{aop}} = C_{\text{aóleo}} + C_{\text{alub}} + C_{\text{amo&m}} = 1.192.548,00 + 24.358,68 + 70.210,68 = \text{US\$ } 1.287.117,36$$

- m) Custo médio anual da energia gerada

$$C_{\text{am}} = \frac{\text{US\$ } 1.287.117,36}{860.425 \text{ kWh}/1.000 \times 12} = \text{US\$ } 124,65/\text{MWh}$$

$$\text{ou } C_{\text{am}} = \text{US\$ } 124,65 \times 2,9 = \text{R\$ } 361,48/\text{MWh} \text{ (conforme planilha de cálculo da Tabela 16.6)}$$

- n) Análise do investimento

A indústria paga anualmente à concessionária o valor de:

$$C_{\text{energ}} = \frac{276,00 \times 860.425 \times 12}{2,90 \times 1.000} = \text{US\$ } 982.664,68$$

Como se pode observar, o custo médio operacional da usina de energia elétrica (R\$ 361,48/MWh) é muito superior ao custo médio da energia comprada da concessionária de energia elétrica (R\$ 276,00/MWh), sendo, portanto, inviável o empreendimento.

O cálculo anterior pode ser mostrado através da planilha de cálculo da Tabela 16.6, elaborada no Excel.

Devem-se acrescentar aos custos da unidade geração os valores pagos à concessionária para a conexão e o fornecimento de energia nos períodos de manutenção da usina.

TABELA 16.6

Planilha de cálculo do custo de geração

Planilha de Cálculo de Custo de uma Unidade de Geração (UG)				CPE Cronograma e Projeto Elétrico
Cliente:				
Unidade de Consumo:				
1	Número de geradores da UG	-		1
2	Capacidade de 1 gerador	kW		1.280,0
3	Fabricante de referência	Nome do Fabricante		
4	Capacidade total da geração	kW		1.280,0
5	Consumo específico do motor diesel	l/MWh		231,0
6	Consumo médio de energia na ponta	kWh		860.425
7	Taxa de câmbio	R\$/US\$		2,900
8	Preço médio do óleo diesel	R\$/litro/máq		1,45
9	Preço médio do óleo lubrificante	R\$/litro/máq		11,48
10	Custo médio do empreendimento	R\$		2.210.090,00
11	Custo total por kW	R\$/kW		1.726,63
12		US\$/kW		595,39
13	Consumo médio do óleo diesel	litro/h/máq	330	330
14	Consumo médio do óleo lubrificante	litro/h/máq	0,712	0,712
15	Número de horas trabalhadas por dia	Horas/dia		24
16	Número de dias trabalhados por mês	Dias/mês		30,0
17	Taxa de juro anual	-		18%
18	Custo de O&M	US\$/MWh		6,80
19	Tempo de amortização esperado	Anos		6
20	Demanda média mensal	kW		1.195,0
21	Taxa de carga média do gerador	%		0,93
22	Consumo de óleo combustível	l/mês		198.758
23	Custo médio mensal do óleo diesel	R\$/mês		288.199,35
24	Consumo médio mensal do óleo lubrificante	litros/mês		512,64
25	Custo médio mensal do óleo lubrificante	R\$/mês		5.885,11
26	Custo médio anual do óleo diesel	R\$/ano		3.458.392,25
27	Custo médio anual do óleo lubrificante	R\$/ano		70.621,29
28	Custo médio mensal de O&M	R\$/mês		16.967,58
29	Custo médio anual de O&M	R\$/ano		203.610,97
30	Custo operacional mensal da UG	R\$/mês		311.052,04
31	Custo médio operacional anual da UG	R\$/ano		3.732.624,50
32	Custo médio mensal da energia mensal	R\$/MWh		361,51

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.3)

Calcular a viabilidade econômica de aquisição da usina termelétrica do Exemplo de Aplicação (16.2) considerando que a mesma tem como finalidade operar somente no horário de ponta de carga, cuja energia consumida nesse período é de 78.882 kWh ao mês. A indústria paga pela tarifa de ponta de carga o valor médio de R\$ 1.250,00/MWh, com os impostos incluídos.

- Número de horas trabalhadas por dia: 3 horas
- Número de dias trabalhados por mês: 22 dias
- Tempo máximo de retorno do investimento: 10 anos
- Custo de O&M: US\$ 20,00/MWh (para operação de ponta)

a) Volume médio mensal de óleo consumido

$$V_{\text{óleo}} = \frac{231 \text{ l/MWh} \times 78.882}{1000} = 18.221 \text{ litros}$$

b) Volume médio mensal de óleo lubrificante consumido

$$V_{\text{óleo}} = 0,712 \text{ l/h} \times 3 \times 22 = 47 \text{ litros}$$

c) Custo médio mensal do óleo consumido

$$C_{\text{óleo}} = 18.221 \text{ litros} \times \text{US\$ } 0,50/\text{litro} = \text{US\$ } 9.110,50$$

d) Custo médio anual do óleo diesel consumido

$$C_{\text{óleo}} = \text{US\$ } 9.110,50 \times 12 = \text{US\$ } 109.326,00$$

e) Custo médio mensal do óleo lubrificante consumido

$$C_{\text{óilub}} = 47 \text{ litros} \times \text{US\$ } 3,96/\text{litro} = \text{US\$ } 186,12$$

f) Custo médio anual do óleo lubrificante consumido

$$C_{\text{óilub}} = \text{US\$ } 186,12 \times 12 = \text{US\$ } 2.233,44$$

g) Custo médio mensal de manutenção e operação (O&M)

$$C_{\text{om\&m}} = 20,00 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \times \frac{78.882 \text{ kWh}}{1.000} = \text{US\$ } 1.577,64$$

h) Custo médio anual de manutenção e operação (O&M)

$$C_{\text{om\&m}} = \text{US\$ } 1.577,64 \times 12 = \text{US\$ } 18.931,68$$

i) Custo médio operacional mensal da usina de geração

$$C_{\text{op}} = C_{\text{óleo}} + C_{\text{óilub}} + C_{\text{om\&m}} = 9.110,50 + 186,12 + 1.577,64 = \text{US\$ } 10.874,26$$

j) Custo médio operacional anual da usina de geração

$$C_{\text{op}} = C_{\text{óleo}} + C_{\text{óilub}} + C_{\text{om\&m}} = 109.326,00 + 2.233,44 + 18.931,68 = \text{US\$ } 130.491,12$$

k) Custo médio anual da energia gerada

$$C_{\text{an}} = \frac{\text{US\$ } 130.491,12}{78.882 \text{ kWh}/1.000 \times 12} = \text{US\$ } 137,85/\text{MWh}$$

$$\text{ou } C_{\text{an}} = \text{US\$ } 137,85 \times 2,9 = \text{R\$ } 399,76/\text{MWh}$$

l) Análise do investimento

A indústria paga anualmente à concessionária o valor de:

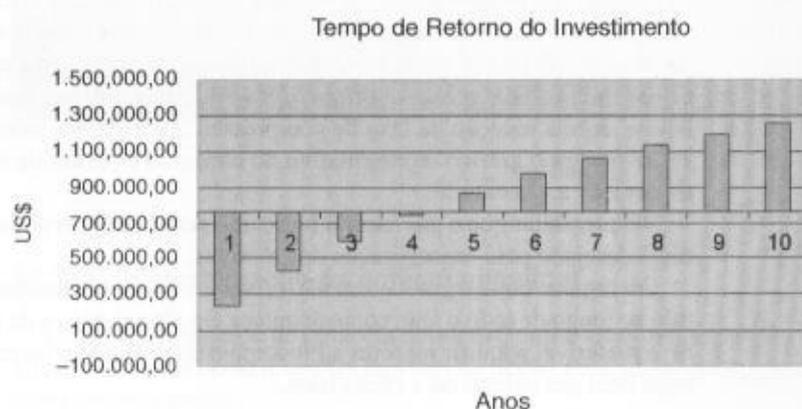
$$C_{\text{enq}} = \frac{1.250 \times 78.882 \times 12}{2,90 \times 1.000} = \text{US\$ } 408.010,34$$

A planilha de cálculo da Tabela 16.7 calcula o Valor Presente Líquido. Já a Figura 16.21 mostra o gráfico baseado na Tabela 16.7 que indica o tempo de retorno do investimento, que é de aproximadamente de cinco anos. Dessa forma, o investimento é considerado atrativo.

TABELA 16.7
Cálculo do Valor Presente Líquido (VPR)

Cálculo do VPL (Anual)					
Investimento (US\$):					762.100,00
Taxa de Juros Anuais (18%)					1,1800
Ano	Valor das Receitas Anuais (US\$)	Valor das Despesas Anuais (US\$)	Receita Líquida (US\$)	Fluxo Atualizado (US\$)	Fluxo Acumulado (US\$)
1	408.010,34	130.491,12	277.519,22	235.185,78	235.185,78
2	408.010,34	130.491,12	277.519,22	199.309,98	434.495,76
3	408.010,34	130.491,12	277.519,22	168.906,77	603.402,53
4	408.010,34	130.491,12	277.519,22	143.141,33	746.543,85
5	408.010,34	130.491,12	277.519,22	121.306,21	867.850,06
6	408.010,34	130.491,12	277.519,22	102.801,87	970.651,93
7	408.010,34	130.491,12	277.519,22	87.120,23	1.057.772,16
8	408.010,34	130.491,12	277.519,22	73.830,70	1.131.602,87
9	408.010,34	130.491,12	277.519,22	62.568,39	1.194.171,26
10	408.010,34	130.491,12	277.519,22	53.024,06	1.247.195,32

FIGURA 16.21
Gráfico do tempo de retorno do investimento



16.3.2 Usinas Termelétricas a Motor a Gás Natural

Esse tipo de usina utiliza o MCI queimando o gás natural como combustível. Apesar de sua crescente utilização, tem como limitação a necessidade da existência de rede de gasoduto na área de implantação do projeto, contrariamente aos motores a combustível líquido que podem ser instalados em qualquer região.

A baixa compressibilidade do gás natural permite que se construam vasos de dimensões médias, como, por exemplo, com volume 40 m³ hidráulicos para transportar o gás em elevadas pressões, ou seja, próximas a 250 bar. Para o transporte de gás natural em grandes quantidades é necessário liquefazer esse combustível a uma temperatura de -162°C e mantê-lo nessa temperatura durante todo o transporte para evitar a perda do combustível por evaporação.

Para transportar pequenos volumes de gás natural comprimido (GNC), podem-se construir vasos de aço de paredes muito espessas para suportar pressões de 250 bar. A taxa de compressão do gás natural pode chegar a volumes de 300 m³ de gás/ m³ hidráulico de vaso, na pressão antes referida.

Atualmente, a indústria brasileira fabrica as chamadas cestas de gás natural, que compreendem um conjunto de cilindros de aço fixados numa estrutura com até 16 unidades, perfazendo aproxi-

madamente 700 m³ de gás natural. O tamanho dos cilindros de aço é de cerca de 1,6 m de altura, com diâmetro externo de 35 cm. São práticos e econômicos.

Normalmente, o transporte de gás natural liquefeito em grandes quantidades é realizado por navios-tanques especiais. Existem duas versões desse tipo de embarcação. Na primeira versão, o navio possui uma central de refrigeração que usa combustível líquido. Assim, o gás natural após a sua extração do poço, é limpo e transportado através de gasoduto até as proximidades de um porto dotado de uma Central de Liquefação, isto é, refrigera o gás natural até atingir o seu estado líquido, o que ocorre a -162°C , à pressão atmosférica. Desse ponto, o gás é conduzido por um gasoduto especial, normalmente de pequena extensão, dotado de um sistema de refrigeração para manter o gás natural nessa temperatura. A extremidade do gasoduto é acoplada aos tanques do navio, também refrigerado, que durante o transporte deve manter o gás natural à temperatura de liquefação. O porto de destino deve possuir uma Central de Gaseificação. Assim, o gás natural é conduzido liquefeito dos tanques do navio através de um gasoduto refrigerado até a Central de Gaseificação. Essa central possui um sistema de serpentinas, no interior do qual passa água do mar em grande quantidade. A água transfere, assim, calor para o gás liquefeito, que é novamente gaseificado, sendo imediatamente conduzido a um gasoduto para distribuição e consumo.

Alguns desses navios, chamados de propaneiros, aproveitam a gaseificação controlada do gás liquefeito dos seus tanques para a sua própria propulsão e uso no sistema de refrigeração. Estima-se que atualmente existam cerca de uma centena de unidades em operação no mundo.

Os motores a gás natural, em média, apresentam o rendimento um pouco inferior aos motores a combustível líquido.

O rendimento dos motores a gás natural depende da qualidade do gás ofertado pelas companhias fornecedoras, afetando significativamente o poder calorífico e o número de metano que mede a resistência à detonação. Devido à tecnologia da eletrônica de potência e aos sistemas de gerenciamento informatizados, essas deficiências são corrigidas, mantendo-se a potência nominal no eixo do motor. No entanto, há limites para essas correções.

Quando não é mais possível processar essas correções, resta reduzir a potência do eixo do motor. Uma alternativa para essa questão é o uso de motores do tipo biocombustível, isto é, podem utilizar tanto o gás natural quanto o óleo diesel, sem interrupção do seu funcionamento. O rendimento desses motores, em geral, está entre 37 e 40%, pouco inferior aos motores a diesel convencionais. Isto se deve à redução da taxa de compressão utilizada nos motores a biocombustível. A Figura 16.22 mostra o gráfico representativo do consumo e perdas de energia produzida por uma usina de geração a gás natural.

Vale ressaltar que o gás natural fornecido pela Petrobras normalmente mantém a qualidade no nível desejado pela especificação dos motores.

Em regiões onde o gás natural não oferece a qualidade desejada, ou o suprimento não é garantido ao longo de todo o ano, como acontece em alguns países da América do Sul, durante o inverno é preferível adquirir motores a biocombustível, isto é, aqueles que operam em condições normais com gás natural ou a óleo diesel.

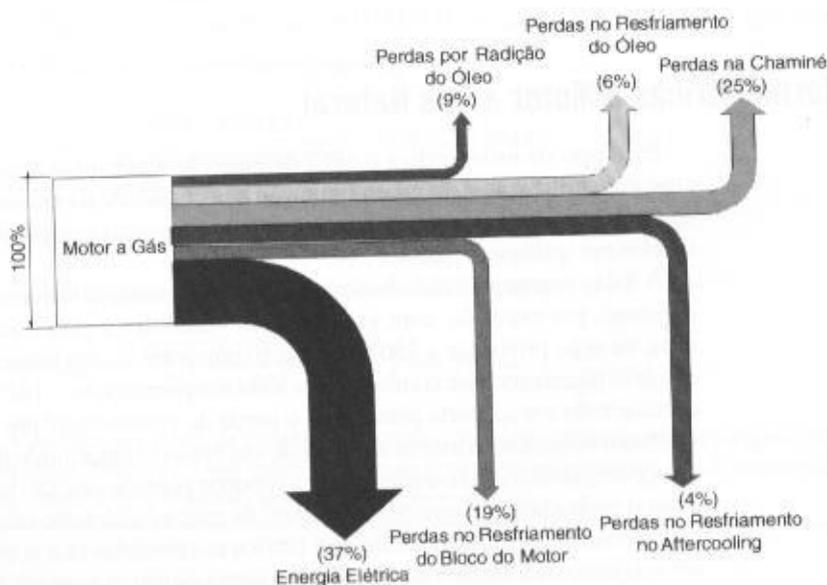


FIGURA 16.22
Gráfico de distribuição de produção de energia de usina a gás natural

Os motores a gás natural operam com um nível de poluição inferior aos motores a combustível líquido. A emissão dos NO_x é da ordem de $0,50 \text{ g/kWh}$ de energia gerada, representando $1/5$ das emissões realizadas pelos motores a combustível líquido.

A Figura 16.23 mostra uma usina termelétrica existente de médio porte, destacando-se os componentes do sistema elétrico de potência.

A Figura 16.24 mostra o *layout* de uma usina termelétrica a motor, contendo seis unidades de geração de potência nominal por máquina de 830 kW , totalizando uma potência de 4.980 kW .

A área destinada às máquinas é de 1.016 m^2 . Logo, a relação entre a área e a potência vale $0,20 \text{ m}^2/\text{kW}$.

Já a Figura 16.25 mostra a vista lateral da mesma usina termelétrica da Figura 16.24. O volume ocupado pela usina é de $1,40 \text{ m}^3/\text{kW}$.

Para facilitar as diversas aplicações envolvendo as unidades de energia, segue a Tabela 16.8 utilizada na sua conversão.

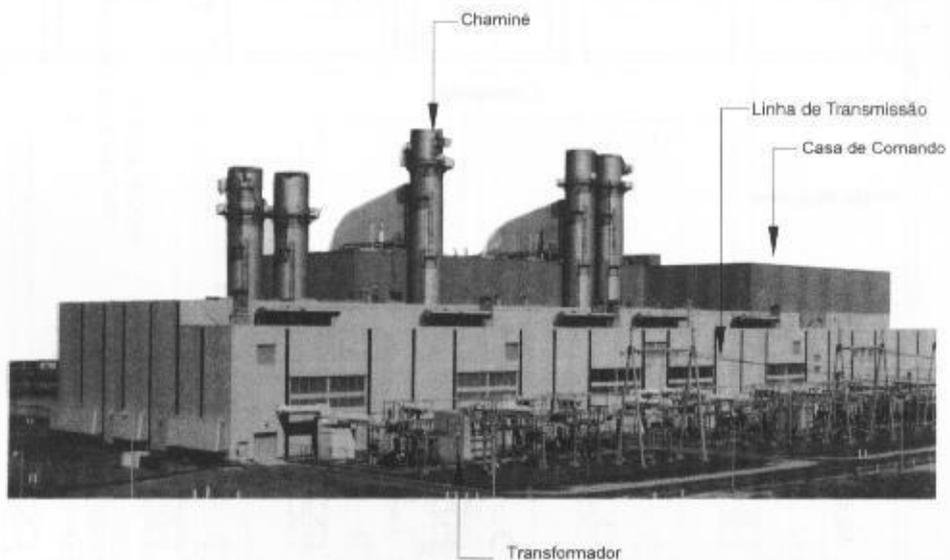


FIGURA 16.23
Vista externa de uma usina termelétrica a motor

16.3.2.1 Determinação da potência nominal

O dimensionamento da potência nominal de uma usina termelétrica a gás natural pode ser realizado de acordo com a que foi descrito na Seção 16.3.1.1, naquilo que for pertinente ao uso do combustível gasoso.

A Tabela 16.9 fornece as potências das unidades de geração a gás natural, tanto em operação contínua por tempo limitado como em operação de emergência.

16.3.2.2 Custos operacionais

Os custos operacionais básicos das usinas a motor a gás natural são:

- preço médio do gás natural: $\text{US\$ } 0,25/\text{m}^3$;
- consumo específico de combustível para grandes potências: 9.837 kJ/kWh ;
- consumo específico de combustível para médias potências (por exemplo: 5.000 kW): 8.182 kJ/kWh ;
- consumo específico de combustível para pequenas potências: 7.250 kJ/kWh ;
- custo médio de operação e manutenção (O&M) para operação contínua: $\text{US\$ } 5,00/\text{kWh}$ a $\text{US\$ } 7,00/\text{MWh}$;
- custo médio de operação e manutenção (O&M) para operação na ponta: $\text{US\$ } 18,00/\text{MWh}$;
- rendimento: 37 a 40% ;
- consumo de água de resfriamento: $0,035 \text{ m}^3/\text{hora/kW}$;
- custo médio da usina: $\text{US\$ } 600,00$ a $\text{US\$ } 800,00/\text{kW}$;
- custo médio de geração: $\text{US\$ } 70,00/\text{MWh}$.

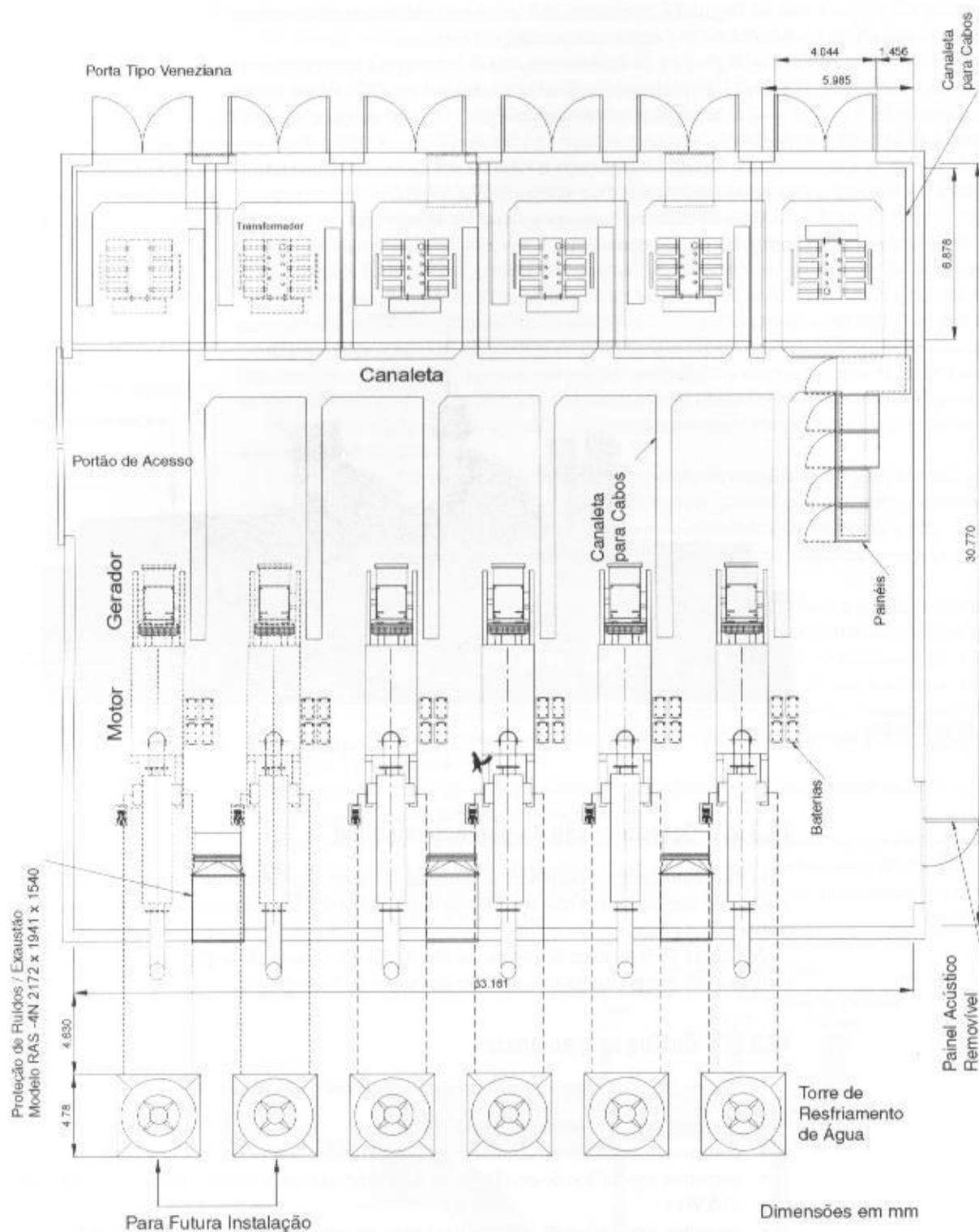


FIGURA 16.24

Layout de uma usina termelétrica industrial

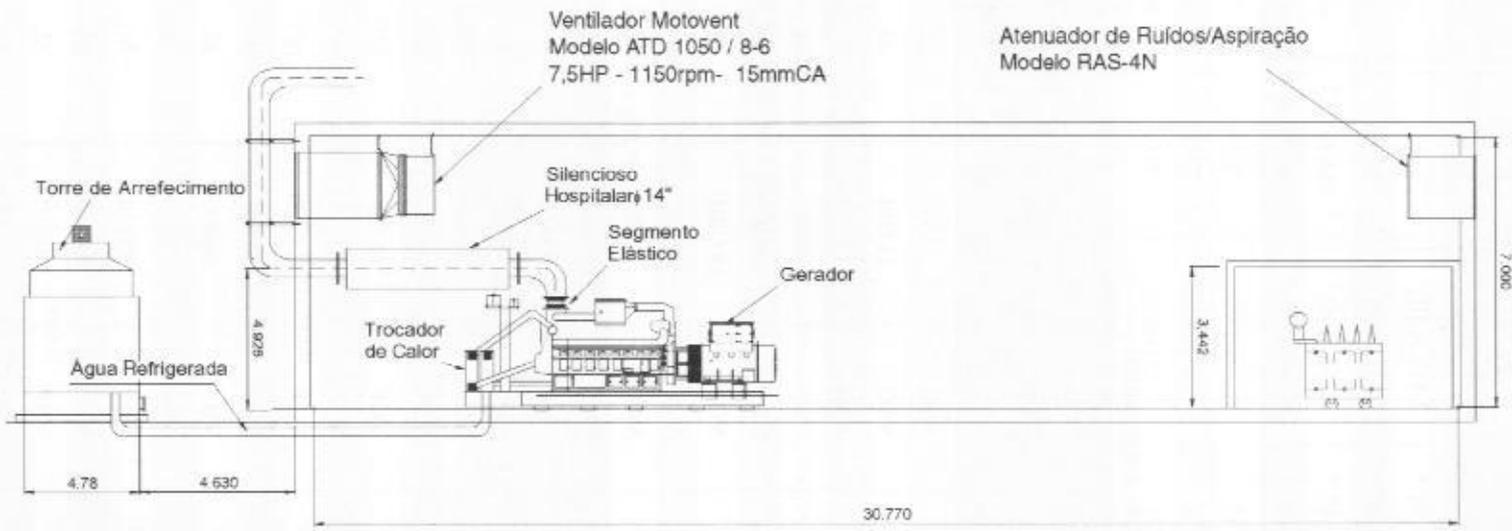


FIGURA 16.25
Vista lateral da usina de geração

TABELA 16.8

Tabela de conversão das principais unidades térmicas

Unidades	1 ft GN	1 m ³ GN	1 MMBTU	1 kWh	1 HPh	1 kcal	1 kJ
1 ft GN	1	0,0283	0,001	0,29	0,393	249	1.042
1 m ³ GN	35,314	1	0,035	10,226	13,755	8.800	36.784
1 MMBTU	1000	28,571	1	293,07	393,01	25.200	1.055.000
1 kWh	3,448	$9,779 \times 10^{-2}$	$3,412 \times 10^{-3}$	1	1,341	859,8	3.600,0
1 HPh	2,544	$7,270 \times 10^{-2}$	$2,544 \times 10^{-3}$	0,746	1	641,2	2.684,5
1 kcal	$4,016 \times 10^{-1}$	$1,136 \times 10^{-4}$	$3,968 \times 10^{-6}$	$1,163 \times 10^{-1}$	$1,560 \times 10^{-3}$	1,0000	4,1868
1 kJ	$9,597 \times 10^{-4}$	$2,719 \times 10^{-5}$	$9,479 \times 10^{-7}$	$2,778 \times 10^{-4}$	$3,725 \times 10^{-4}$	0,2390	1,0000

TABELA 16.9

Informações técnicas de unidades de geração a gás natural

Potência do Gerador				Série	Modelo	Número de Cilindros	Rotação	Cilindrada
Contínua por Tempo Limitado		Emergência						
(kW)	(kVA)	(kW)	(kVA)				(rpm)	(litros)
80	100	90	113	VSG	11 G	6L	1.800	11
140	175	175	219	VSG	11 GSI	6L	1.800	11
140	175	175	219	VSG	11 GSID	6L	1.800	11
155	194	170	212	VGF	18 G	6L	1.800	18
294	368	300	375	VGF	18 GLD	6L	1.800	18
265	331	300	375	VGF	18 GSID	6L	1.800	18
294	368	300	375	VGF	18 GL	6L	1.800	18
210	262	225	281	VGF	24 G	8L	1.800	24
350	438	400	500	VGF	24 GSID	8L	1.800	24
388	485	405	506	VGF	24 GLD	8L	1.800	24
388	485	405	506	VGF	24 GL	8L	1.800	24
530	662	600	750	VGF	36 GSID	12V	1.800	36
590	738	625	781	VGF	36 GLD	12V	1.800	36
590	738	625	781	VGF	36 GL	12V	1.800	36
730	913	800	1.000	VGF	48 GSID	16V	1.800	48
808	1.010	825	1.031	VGF	48 GLD	16V	1.800	48
808	1.010	825	1.031	VGF	48 GL	16V	1.800	48
285	356	320	400	VHP	2900 G	6L	1.200	47
350	438	390	488	VHP	3600 G	6L	1.200	58
400	500	450	563	VHP	2900 GL	6L	1.200	47
400	500	505	631	VHP	2900 GSI	6L	1.200	47
500	625	625	781	VHP	3600 GL	6L	1.200	58
500	625	615	769	VHP	3600 GSI	6L	1.200	58
560	700	650	813	VHP	3600 GSI	6L	1.200	58
575	719	800	1.000	VHP	5900 G	12V	1.200	95
700	875	1.050	1.313	VHP	7100 G	12V	1.200	116

(continua)

TABELA 16.9

Informações técnicas de unidades de geração a gás natural (continuação)

Potência do Gerador				Série	Modelo	Número de de Cilindros	Rotação	Cilindrada
Contínua por Tempo Limitado		Emergência						
(kW)	(kVA)	(kW)	(kVA)				(rpm)	(litros)
835	1.044	920	1.150	VHP	5900 GSI	12V	1.200	95
835	1.044	1.030	1.288	VHP	5900 GL	12V	1.200	95
940	1.175	1.075	1.344	VHP	5900 GSI	12V	1.200	95
975	1.219	1.260	1.575	VHP	9500 G	16V	1.200	154
1.000	1.250	1.130	1.413	VHP	7100 GSI	12V	1.200	116
1.025	1.281	1.260	1.575	VHP	7100 GL	12V	1.200	116
1.150	1.438	1.540	1.925	VHP	7100 GSI	12V	1.200	116
1.400	1.750	1.750	2.188	VHP	9500 GL	16V	1.200	154
1.400	1.750	1.463	1.829	VHP	9500 GSI	16V	1.200	154
1.330	1.663	1.463	1.829	AT-GL	8L-27 GL	8L	900	143
2.000	2.500	2.200	2.750	AT-GL	12V-27 GL	12V	900	214
2.910	3.638	2.910	3.638	AT-GL	16V-27 GL	16V	900	285

A Tabela 16.10 mostra os valores médios de consumo e custos médios de operação e manutenção que podem ser utilizados para fins comparativos.

Para a obtenção dos custos percentuais médios com a aquisição de equipamentos e construção, podem ser utilizados os mesmos valores atribuídos às usinas a óleo diesel.

TABELA 16.10

Custos médios operacionais de usinas a motor a gás natural

Potência Contínua por Tempo Limitado			Consumo de gás natural		Consumo específico	Custo de O&M (*)
Gerador		Motor	(N·m ³ /h)	(BTU/h)	(N·m ³ /kWh)	(US\$/MWh)
(kVA)	(kW)	(BHP)				
100	80	135	34	1.131.000	0,4191	14,79
175	140	250	57	1.935.000	0,4098	10,09
175	140	250	59	1.975.000	0,4182	10,09
194	155	240	53	1.775.000	0,3395	11,66
331	265	400	84	2.845.000	0,9183	7,98
331	265	400	89	3.005.000	0,3362	8,34
331	265	400	84	2.845.000	0,3183	7,98
262	210	320	70	2.370.000	0,3346	11,12
438	350	530	118	3.990.000	0,3380	8,11
438	350	530	112	3.790.000	0,3210	7,76
438	350	530	112	3.790.000	0,3210	7,76
662	530	800	175	5.905.000	0,3303	7,98
662	530	800	169	5.685.000	0,3180	7,62
662	530	800	169	5.685.000	0,3180	7,62

(continua)

TABELA 16.10

Custos médios operacionais de usinas a motor a gás natural (continuação)

Potência Contínua por Tempo Limitado			Consumo de Gás Natural		Consumo Específico	Custo de O&M (*)
Gerador		Motor	(N·m³/h)	(BTU/h)	(N·m³/kWh)	(US\$/MWh)
(kVA)	(kW)	(BHP)				
913	730	1.065	233	7.855.000	0,3190	7,40
913	730	1.065	224	7.555.000	0,3068	7,08
913	730	1.065	224	7.555.000	0,3068	7,08
356	285	421	93	3.133.042	0,3259	7,13
438	350	512	112	3.765.060	0,3190	6,01
500	400	607	131	4.420.000	0,3276	8,02
500	400	607	143	4.825.000	0,3576	6,95
625	500	738	161	5.445.000	0,3229	6,68
625	500	738	172	5.805.000	0,3442	5,74
719	575	842	186	6.282.060	0,3239	5,83
875	700	1.024	224	7.540.086	0,3194	4,98
1.044	835	1.215	285	9.605.000	0,3410	5,60
1.044	835	1.215	262	8.850.000	0,3142	6,99
1.188	950	1.366	322	10.849.020	0,3386	5,11
1.250	1.000	1.478	343	11.560.000	0,3427	4,80
1.281	1.025	1.478	319	10.750.000	0,3109	5,69
1.438	1.150	1.680	389	13.115.000	0,3381	4,80
1.688	1.350	1.970	420	14.175.000	0,3113	6,19
1.688	1.350	1.970	484	16.315.000	0,3583	5,02
1.663	1.330	1.880	359	12.100.000	0,2697	5,74
2.500	2.000	2.820	542	18.285.000	0,2710	5,42
3.638	2.910	4.050	766	25.830.000	0,2632	4,75

(*) Não inclui o custo com combustível

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.4)

Determinar a viabilidade de um projeto de usina de autogeração para uma indústria, comparando o custo médio da energia gerada pela referida usina com o preço médio da energia fornecida pelo mercado. Para atender à carga da indústria no valor de 2.930.000 kWh/mês, em média, faz-se necessário uma usina termelétrica com a potência nominal de seis unidades geradoras de 835 kW cada, operando em regime contínuo. A indústria paga, em média, por sua conta de energia à concessionária o valor anual de US\$ 3.094.758,00.

Para a determinação do custo de operação e manutenção e do custo médio da usina de geração utilizando gás natural como combustível, foram utilizados inicialmente os seguintes valores:

• Preço do gás natural:	US\$ 0,25/m³
• Custo médio do empreendimento:	
– Motor, gerador e comando (57%):	US\$ 1.419.300,00
– Subestação e quadros de comando (9%):	US\$ 224.100,00
– Obras civis e sistema de resfriamento (16%):	US\$ 398.400,00
– Imposto (4% - importação):	US\$ 99.600,00
– Montagem e comissionamento (12%):	US\$ 298.800,00
– Projeto e despesas gerais (2%):	US\$ 49.800,00
Subtotal (1):	US\$ 2.490.000,00

- Custo do gasoduto (5 km):	US\$ 431.000,00
- Participação no gasoduto:	US\$ 258.000,00
Subtotal (2):	US\$ 173.000,00
- Total:	US\$ 2.663.000,00

$$\text{- Custo total da usina por kW: } \frac{\text{US\$ } 2.663.000,00}{6 \times 850 \text{ kW}} = \text{US\$ } 522,15/\text{kW}$$

• Taxa de eficiência (<i>heat rate</i>):	8.182 BTU/kWh
• Número de horas trabalhadas por dia:	24 horas
• Número de dias trabalhados por mês:	30 dias
• Taxa de câmbio:	RS 2,9/US\$
• Taxa de desconto anual:	18%
• Custo médio mensal de O&M (fixo):	US\$ 5,00/MWh
• Tempo máximo de retorno do investimento:	10 anos

a) Volume médio de gás consumido por mês

1 MMBTU = 28,5 m³ de gás natural (Tabela 16.8)

$$V_g = 8.182 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}} \times \frac{1}{1.000.000 \text{ BTU}} \times 28,5 \text{ m}^3$$

$$V_g = 0,233 \times \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}}$$

$$V_g = 0,233 \times \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}} \times E_g = 0,233 \times \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}} \times 2.930 \times 10^3 \text{ kWh} = 682.690 \text{ m}^3$$

b) Custo médio mensal do gás consumido

$$C_{mg} = 682.690 \text{ m}^3 \times \text{US\$ } 0,25/\text{m}^3 = \text{US\$ } 170.672,50$$

c) Custo médio anual do gás consumido

$$C_{ag} = 170.672,50 \times 12 \text{ meses} = \text{US\$ } 2.048.070,00$$

d) Custo médio mensal de manutenção e operação (O&M)

$$C_{O\&M} = 5,00 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \times 2.930 \text{ MWh} = \text{US\$ } 14.650,00$$

e) Custo médio anual de manutenção e operação (O&M)

$$C_{ao\&m} = \text{US\$ } 14.650,00 \times 12 \text{ meses} = \text{US\$ } 175.800,00$$

f) Custo médio operacional mensal da usina de geração

$$C_{opa} = C_{ag} + C_{O\&M} = 170.672,50 + 14.650,00 = \text{US\$ } 185.322,50$$

g) Custo médio operacional anual da usina de geração

$$C_{oa} = 2.048.070,00 + 175.800,00 = \text{US\$ } 2.223.870,00$$

h) Custo médio operacional anual da energia gerada

$$C_m = \frac{2.223.870,00}{12 \times 2.930 \text{ MWh}} = \text{US\$ } 63,25 / \text{MWh}$$

i) Análise econômica de investimento

Como se pode concluir através da planilha de cálculo da Tabela 16.11, utilizando o método do Valor Presente Líquido, o investimento é altamente vantajoso sob o ponto de vista econômico. O tempo de retorno do investimento é de cinco anos, conforme visto na Figura 16.25.

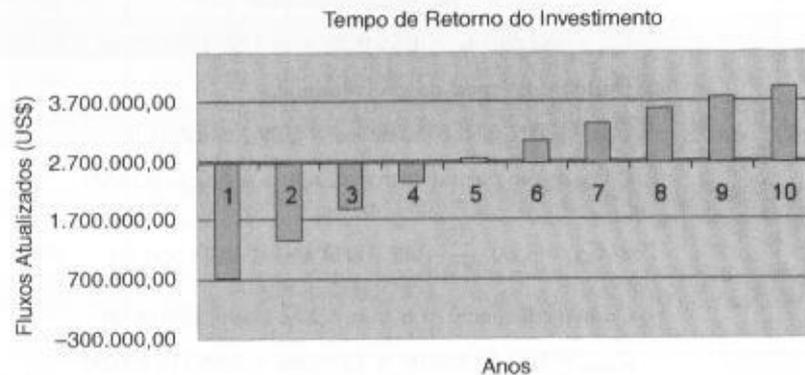
TABELA 16.11

Cálculo do Valor Presente Líquido (VPL)

Cálculo do VPL (Anual)					
Investimento (US\$):					2.663.000,00
Taxa de Juros Anuais (18%)					1,1800
Ano	Valor das Receitas Anuais (US\$)	Valor das Despesas Anuais (US\$)	Receita Líquida (US\$)	Fluxo Atualizado (US\$)	Fluxo Acumulado (US\$)
1	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	738.040,68	738.040,68
2	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	625.458,20	1.363.498,88
3	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	530.049,32	1.893.548,20
4	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	449.194,34	2.342.742,54
5	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	380.673,17	2.723.415,72
6	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	322.604,38	3.046.020,10
7	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	273.393,54	3.319.413,64
8	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	231.689,44	3.551.103,09
9	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	196.346,99	3.747.450,07
10	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	166.395,75	3.913.845,83

FIGURA 16.26

Gráfico do tempo de retorno do investimento



EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.5)

Determinar a viabilidade de aquisição da usina termelétrica mostrada no Exemplo de Aplicação (16.4) para operação na ponta de carga. A energia consumida durante o período de ponta de carga é de 276.000 kW/mês. A indústria paga US\$ 1.237.900,00 ao ano pela energia média consumida no horário de ponta de carga, na tarifa azul.

Para a determinação do custo de operação e manutenção e do custo médio da usina de geração, utilizando gás natural como combustível, foram utilizados inicialmente os seguintes valores:

- Número de horas trabalhadas por dia: 3 horas
- Número de dias trabalhados por mês: 22 dias
- Taxa de desconto anual: 18%
- Taxa de câmbio: R\$ 2,90/US\$
- Tempo máximo de retorno do investimento: 10 anos
- Custo mensal da O&M: US\$ 18,00/MWh

a) Volume médio de gás natural consumido por mês

1 MMBTU = 28,5 m³ de gás natural (Tabela 16.8)

$$V_g = 8.182 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}} \times \frac{1}{1.000.000 \text{ BTU}} \times 28,5 \text{ m}^3$$

$$V_g = 0,233 \times \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}}$$

$$V_g = 0,233 \times \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}} \times E_g = 0,233 \times \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}} \times 276 \times 10^3 \text{ kWh} = 64.300 \text{ m}^3$$

b) Custo médio mensal do gás natural consumido

$$V_{ng} = 64.300 \text{ m}^3 \times \text{US\$ } 0,25/\text{m}^3 = \text{US\$ } 16.075,00$$

c) Custo médio anual do gás natural consumido

$$C_{ng} = 16.075,00 \text{ m}^3 \times 12 = \text{US\$ } 192.900,00/\text{MWh}$$

d) Custo médio mensal de manutenção e operação (O&M)

$$C_{okm} = 18,00 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \times 276 \text{ MWh} = \text{US\$ } 4.968,00$$

e) Custo médio anual de operação e manutenção (O&M)

$$C_{okm} = 4.968,00 \times 12 = \text{US\$ } 59.616,00$$

f) Custo médio operacional mensal da usina de geração

$$C_{opm} = C_{ng} + C_{okm} = 16.075,00 + 4.968,00 = \text{US\$ } 21.043,00$$

g) Custo médio operacional anual da usina de geração

$$C_{opn} = C_{ng} + C_{okm} = 192.900,00 + 59.616,00 = \text{US\$ } 252.516,00$$

h) Custo médio operacional mensal da energia gerada

$$C_{mopm} = \frac{\text{US\$ } 252.516,00}{276 \text{ MWh} \times 12} = \text{US\$ } 76,24/\text{MWh}$$

i) Análise econômica de investimento

Pode-se observar pela planilha de cálculo da Tabela 16.12 que o projeto tem viabilidade econômica, em conformidade com o cálculo do Valor Presente Líquido. A Figura 16.27 mostra o gráfico que indica o tempo de retorno do investimento em quatro anos de operação.

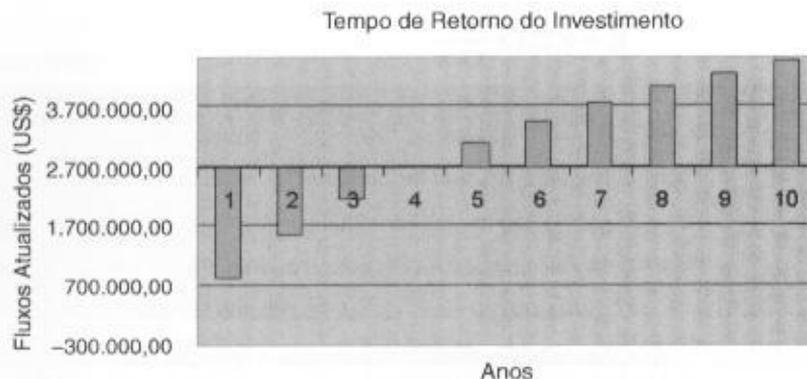
TABELA 16.12

Cálculo do Valor Presente Líquido (VPL)

Cálculo do VPL (Anual)						
Investimento (US\$):						2.663.000,00
Taxa de Juros Anuais (18%)						1,1800
Ano	Valor das Receitas Anuais (US\$)	Valor das Despesas Anuais com O&M (US\$)	Valor das Despesas Anuais com Combustível (US\$)	Receita Líquida (US\$)	Fluxo Atualizado (US\$)	Fluxo Acumulado (US\$)
1	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	835.071,19	835.071,19
2	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	707.687,45	1.542.758,63
3	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	599.735,12	2.142.493,76
4	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	508.250,10	2.650.743,86
5	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	430.720,43	3.081.464,29
6	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	365.017,31	3.446.481,60
7	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	309.336,70	3.755.818,31
8	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	262.149,75	4.017.968,06
9	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	222.160,81	4.240.128,86
10	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	188.271,87	4.428.400,73

FIGURA 16.27

Gráfico do tempo de retorno do investimento



16.3.3 Usinas Termelétricas com Turbinas a Gás Natural

São aquelas que utilizam turbinas a gás natural e podem ser construídas em unidades de pequeno, médio e grande portes. São também as que oferecem o menor custo de operação e manutenção e, por conseguinte, o menor valor da energia gerada, principalmente aquelas de médio e grande portes.

As usinas termelétricas a gás natural podem ser classificadas em duas categorias:

- Ciclo aberto

São aquelas em que os gases exaustos com temperaturas da ordem de 550°C são lançados ao meio ambiente, perdendo-se uma grande quantidade de energia térmica que poderia ser aproveitada em outras utilidades, tais como a produção de vapor para gerar mais energia numa turbina a vapor (usina a ciclo combinado) ou vapor, água quente e água fria para emprego em processos industriais.

- Ciclo combinado

São aquelas que utilizam os gases exaustos das turbinas e geram vapor através de um recuperador de calor e que, posteriormente, é utilizado numa turbina a vapor.

As turbinas são mais empregadas na produção de energia elétrica ou nos projetos de co-geração com necessidade de produção de grandes quantidades de vapor. Já os motores são empregados tanto na produção de energia elétrica em regime permanente, quanto na produção de energia em caráter emergencial, onde é maior a aplicação dessas unidades, principalmente as de pequeno porte que servem a indústrias, estabelecimentos hospitalares, edifícios comerciais e residenciais etc.

Alguns dados técnicos e econômicos das usinas termelétricas podem ser conhecidas em seus valores médios:

- *heat rate*:
 - plena carga: 10.550 kJ/kWh
 - carga de 75%: 11.600 kJ/kWh
 - carga de 50%: 12.950 kJ/kWh
 - carga de 25%: 17.400 kJ/kWh
- eficiência: 23 a 52%;
- custo de aquisição da usina: 350 a US\$ 500/kW;
- preço médio do gás natural: US\$ 7,14/MMBTU ou US\$ 0,2/m³;
- custo médio de operação e manutenção em regime contínuo (O&M): 5,00 a US\$ 8,00/MWh;
- custo médio de geração: US\$ 60,00/MWh.

16.3.3.1 Usinas de ciclo aberto

As usinas termelétricas a gás natural de ciclo aberto normalmente utilizam turbina de pequeno e médio portes. Em geral, quando são empregadas turbinas de grande porte já fica prevista a sua expansão de potência para a conversão de ciclo aberto para ciclo combinado.

As usinas de ciclo aberto são menos eficientes e geram energia a preço entre 15 e 25% superior aos das usinas de ciclo combinado.

Uma usina termelétrica de ciclo aberto pode ser constituída das seguintes partes.

a) Tomada de gás

É constituída de um sistema de válvulas e medidores de gás natural. Em alguns casos, pode fazer parte de uma estação de pressurização de gás natural, necessária a fornecer, à pressão adequada, as necessidades da turbina. Essa estação pode ser construída no sentido de reduzir ou elevar a pressão.

b) Turbina a gás natural

As turbinas a gás natural são compostas do compressor, câmara de combustão e da turbina propriamente dita.

As turbinas atualmente disponíveis no mercado apresentam eficiência média de 35%, operando a temperaturas que podem variar de 1.150°C a 1.260°C. Já a temperatura dos gases exaustos pode variar entre 500°C e 590°C.

c) Chaminé dos gases exaustos

São construídas para conduzir os gases exaustos da turbina para o meio ambiente. Normalmente, são construídas em chapas metálicas em forma de tubo de aço, conforme mostrado nas Figuras 16.28 e 16.29.

d) Gerador

É o equipamento acoplado ao eixo da turbina e responsável pela geração de energia elétrica. A Figura 16.29 mostra a posição do gerador conectado ao transformador elevador de potência.

A distribuição de energia produzida e perdida por uma usina termelétrica a ciclo aberto pode ser conhecida, em valores médios, através do gráfico da Figura 16.30.

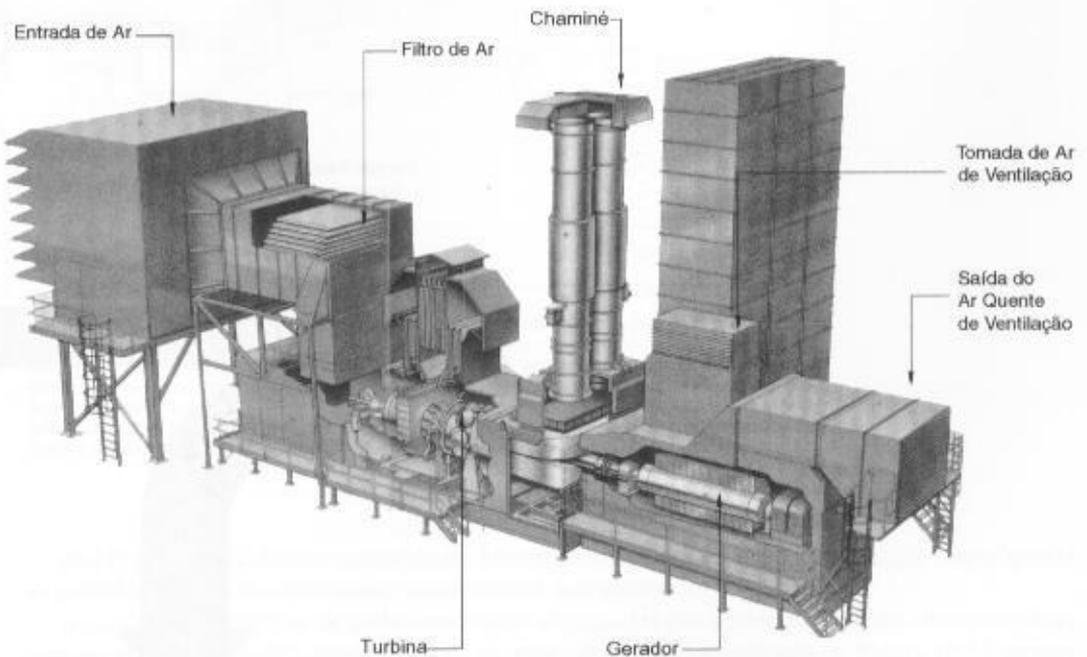


FIGURA 16.28

Vista isométrica de uma usina termelétrica de ciclo aberto

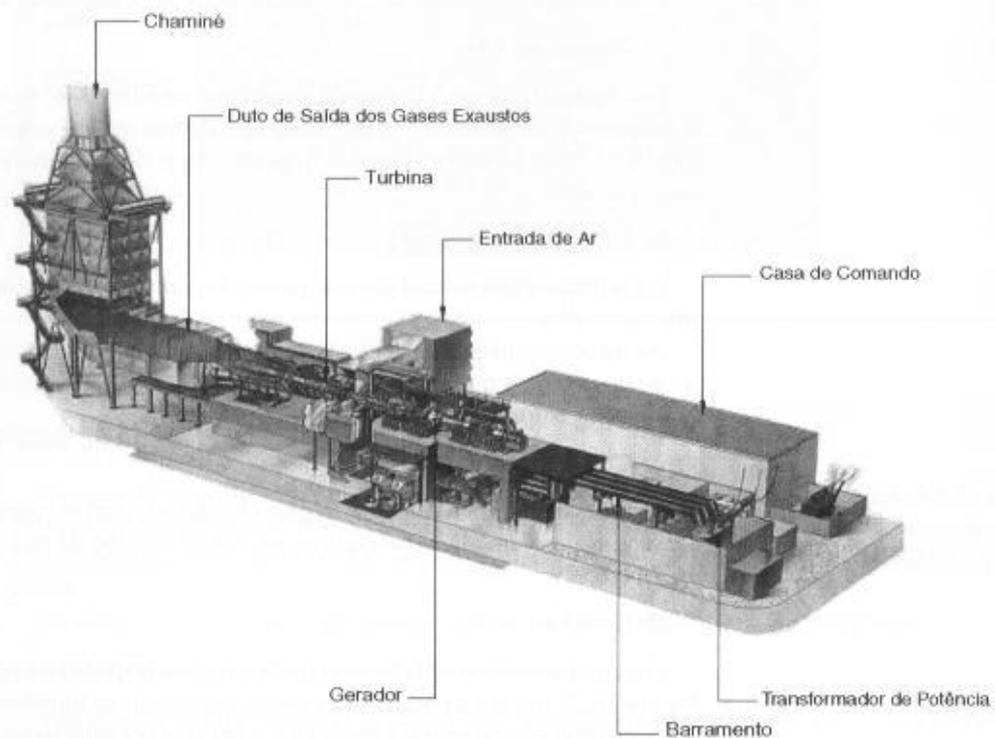


FIGURA 16.29
Vista em corte de uma usina termelétrica a turbina a gás natural

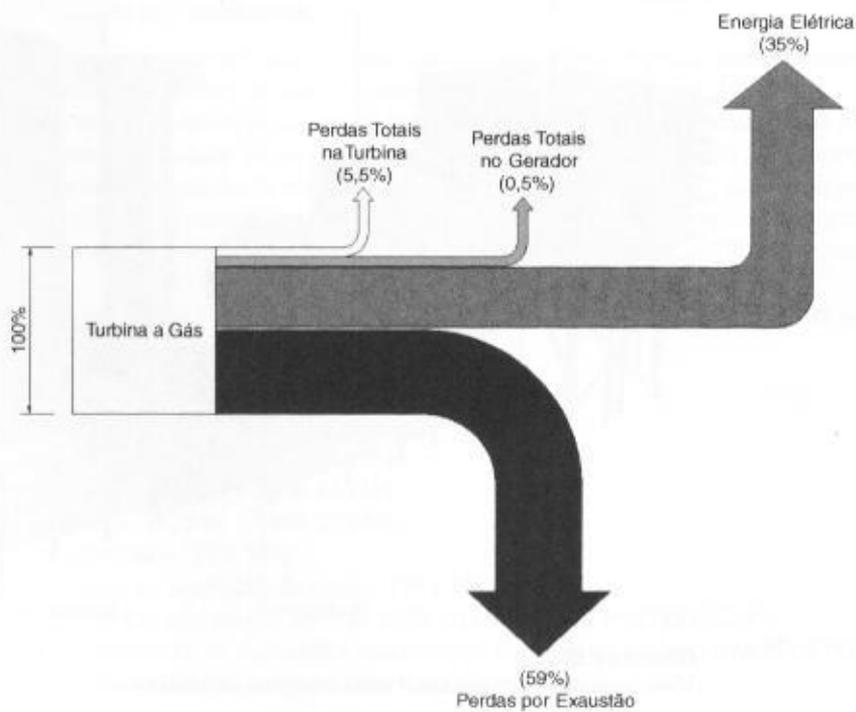


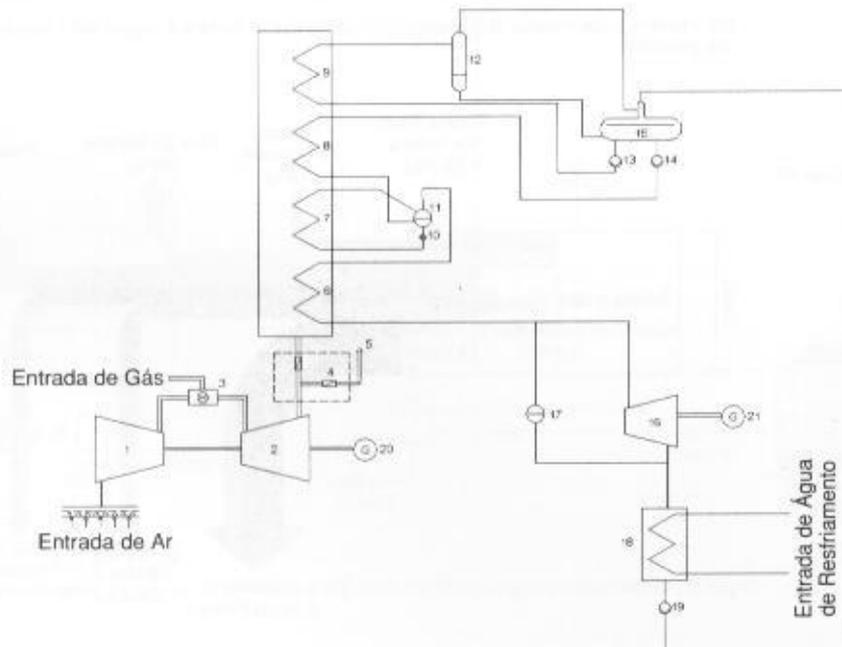
FIGURA 16.30
Gráfico de distribuição de produção e perda de energia em usina de ciclo aberto

16.3.3.2 Usinas de ciclo combinado

Sob o ponto de vista de geração de energia elétrica é o tipo de usina de maior rendimento. O seu funcionamento pode ser assim resumido: o compressor retira um determinado volume de ar do meio ambiente, filtra, comprime e o conduz a uma câmara de combustão, onde é injetado um certo volume de gás natural. No interior da câmara de combustão é gerada uma centelha no meio contendo gás misturado ao ar comprimido, provocando uma ignição da mistura que se expande para o interior da turbina propriamente dita.

No interior da turbina há uma grande expansão desses gases através de suas palhetas, produzindo um trabalho mecânico no eixo, que é transferido para um gerador de energia elétrica a ele acoplado. Os gases exaustos da turbina são conduzidos à caldeira de recuperação de calor que aquece um determinado volume de água até a condição de vapor, que, por sua vez, é injetado no interior de uma turbina a vapor. O vapor exausto da turbina é condensado e retorna à caldeira de recuperação de calor, reiniciando o ciclo de vapor. Os gases já resfriados na caldeira de recuperação de calor são lançados à atmosfera, na forma de perda.

A Figura 16.31 mostra o processo anteriormente descrito detalhando melhor o ciclo a vapor.



1 – compressor de ar; 2 – turbina a gás natural; 3 – combustor; 4 – by-pass da chaminé; 5 – chaminé; 6 – aquecedor; 7 – evaporador; 8 – economizador; 9 – condensador; 10 – bomba de elevação; 11 – boiler drum de alta pressão; 12 – reservatório (tanque flash); 13 – bomba de elevação; 14 – bomba de alimentação de alta pressão; 15 – reservatório de alimentação de água; 16 – turbina a vapor; 17 – bomba de alimentação de alta pressão; 18 – condensador da turbina a vapor; 19 – bomba do condensador; 20 – gerador da turbina a gás; 21 – gerador da turbina a vapor.

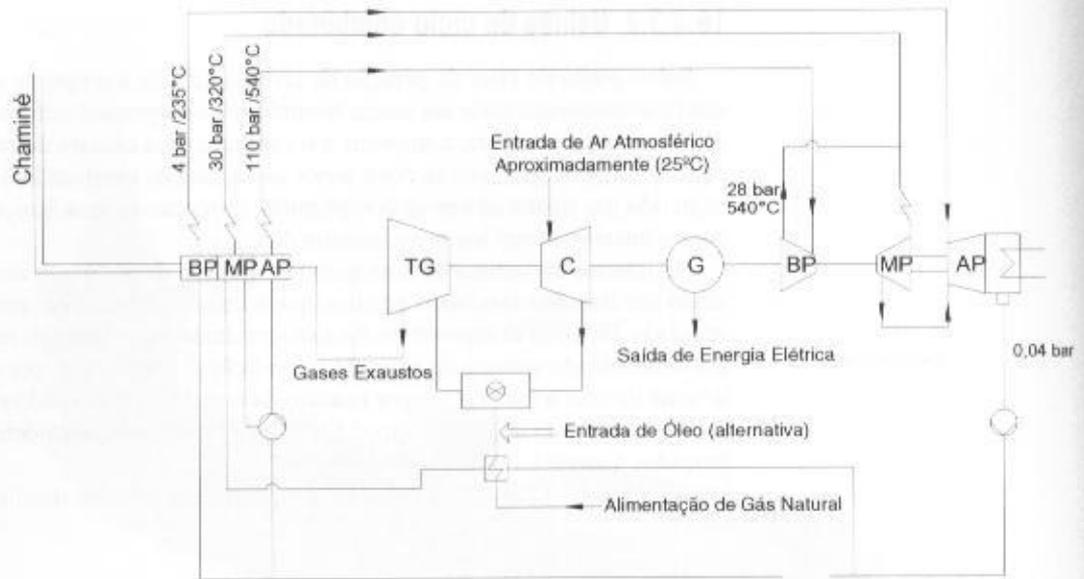
FIGURA 16.31
Produção de energia em usina de ciclo combinado

Já a Figura 16.32 mostra um esquema básico de uma usina de ciclo combinado, identificando as pressões médias nas diferentes componentes do sistema.

As usinas termelétricas de ciclo combinado são aquelas que apresentam maior eficiência; mas mesmo assim há grandes quantidades de energia calorífica desperdiçada. A Figura 16.33 mostra a distribuição de energia gerada e perdida numa usina de ciclo combinado.

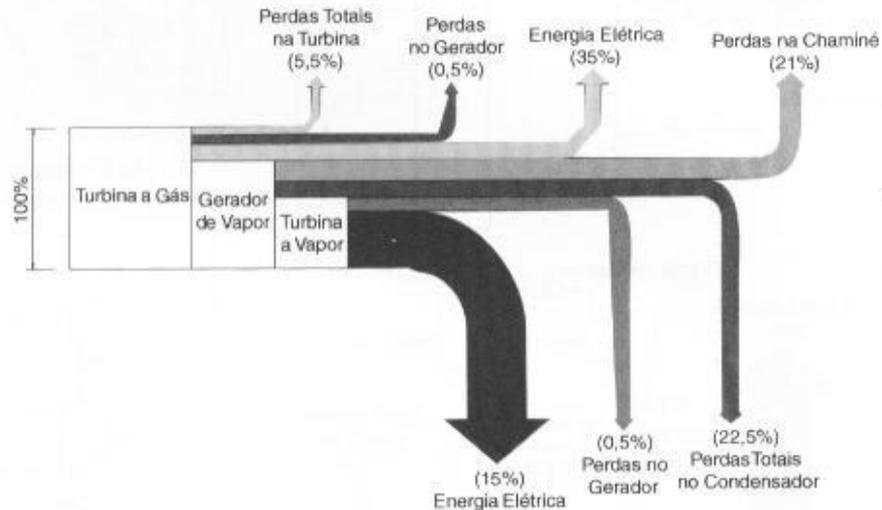
É de fundamental importância o desempenho de uma usina de ciclo combinado em função da grande quantidade de energia elétrica gerada e que deve ser absorvida pelo processo industrial ou disponibilizada ao mercado competindo com a energia elétrica produzida por outras fontes, notadamente as fontes hidrelétricas. Além do mais, a maioria das termelétricas de grande porte não está associada à produção de energia térmica para uso industrial, como na produção de vapor, água quente e água fria. Assim, parte do calor rejeitado é lançado à atmosfera, provocando perdas enormes de energia.

FIGURA 16.32
Pressões médias numa usina de ciclo combinado



TG – turbina a gás natural; G – gerador; C – compressor; Turbina a Vapor: BP – baixa pressão; MP – média pressão; AP – alta pressão.

FIGURA 16.33
Gráfico de distribuição de produção de energia em usina de ciclo combinado



Para uma termelétrica de grande porte há muitas dificuldades no aproveitamento do calor rejeitado, mesmo que esteja implantada no interior de uma grande indústria. Nesse caso, pode ocorrer um aproveitamento parcial dos gases quentes de rejeito. Quando localizada numa área industrial pode ocorrer o aproveitamento dos gases quentes na formação de vapor para distribuição às indústrias, em geral localizadas não muito distantes do local da usina. Porém, quando localizada distante das fontes de consumo de insumos térmicos, as usinas termelétricas amargam uma grande perda energética, chegando a um rendimento máximo de 55%, muito baixo quando comparado a uma planta de co-geração, que pode atingir a marca de 85% em casos de maior rendimento.

As termelétricas de ciclo combinado se comportam favoravelmente num sistema elétrico quanto à sua rapidez de retorno à operação logo após a ocorrência de uma falha. Assim, as turbinas a gás natural podem operar na sua plena capacidade logo após quatro minutos de sua parada. Já uma usina a ciclo combinado pode operar plenamente 30 minutos após a sua saída de operação.

O tempo convencional de construção de uma usina termelétrica a ciclo aberto é da ordem de 15 meses após a assinatura do contrato. Já o tempo de construção das usinas a ciclo combinado é de aproximadamente 26 meses após a assinatura do contrato de construção.

As usinas termelétricas apresentam uma grande vantagem construtiva. Podem ser planejadas e construídas em ciclo aberto e posteriormente completadas para operar a ciclo combinado, coordenando, assim, o crescimento da carga com a inversão dos investimentos.

Os custos unitários das usinas termelétricas de ciclo combinado diminuem inversamente com o número de turbinas a gás natural, devido à eficiência das turbinas crescer com a sua capacidade nominal. Assim, o número de turbinas a gás natural para cada máquina a vapor varia de uma a três unidades, formando uma usina de ciclo combinado. Na sua forma mais tradicional, as plantas das usinas termelétricas guardam uma relação de duas turbinas a gás natural para uma turbina a vapor, conforme mostrado na Figura 16.34.

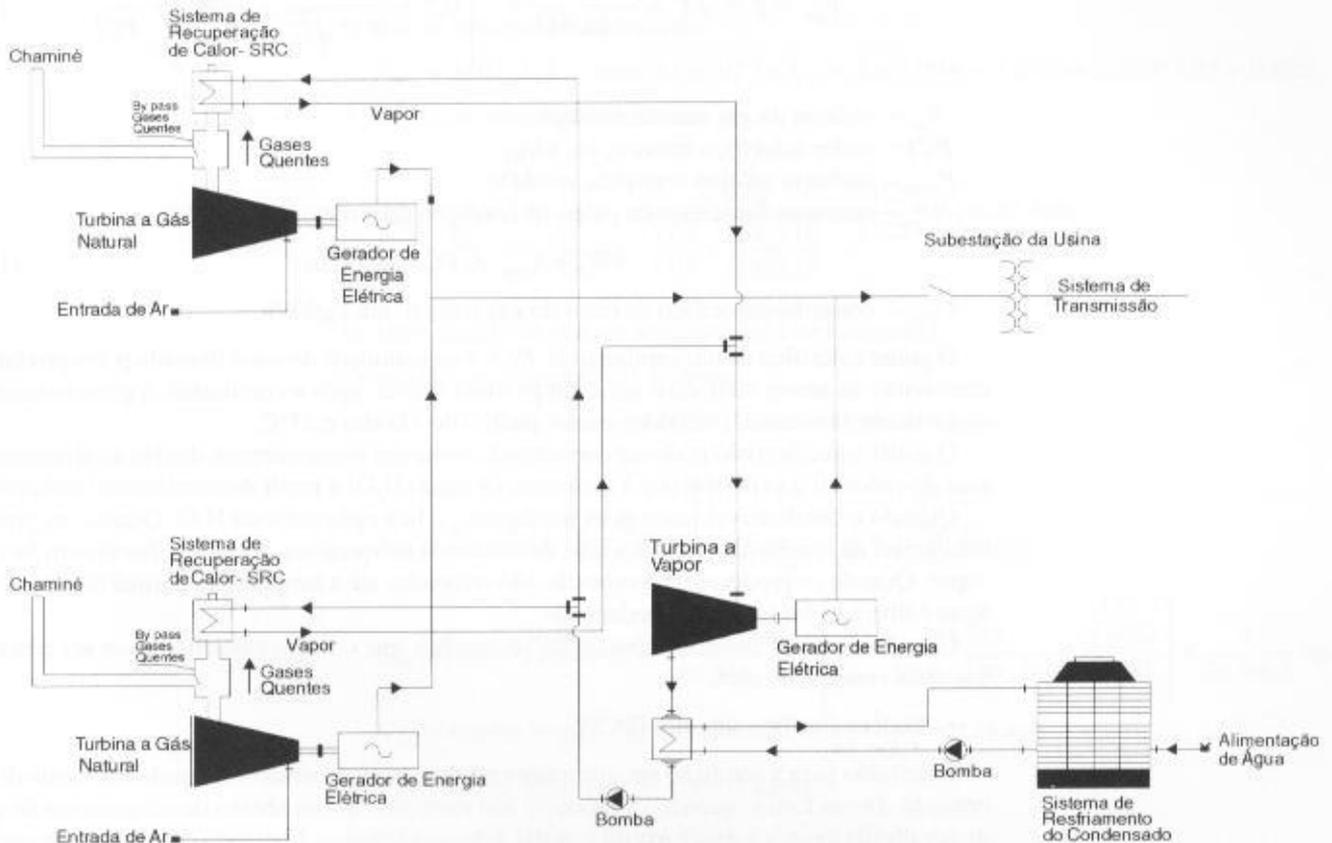


FIGURA 16.34
Usina de ciclo combinado com duas turbinas a gás e uma turbina a vapor

16.3.3.2.1 Determinação do consumo de gás

A potência desenvolvida no eixo da turbina, nas condições ISO, pode ser calculada pela Equação (16.6), ou seja:

$$P_{\text{ISO}} = \frac{P_{\text{eixo}}}{F_{\text{cumi}}} \frac{P_{\text{atm}}}{1,03} \times \frac{\sqrt{T_k}}{288,15} \quad (16.6)$$

P_{ISO} – potência no eixo da turbina nas condições ISO, em MW;

P_{eixo} – potência no eixo da turbina nas condições reais do projeto, em MW;

P_{atm} – pressão atmosférica, em bar; na condição ISO, seu valor é de 1,03 bar e umidade relativa de 60%;

F_{cumi} – fator de correção da umidade do ar;

$$F_{\text{cumi}} = 1,0171514 - 2,858564 \times 10^{-4} \times U_{\text{rel}} \quad (16.7)$$

U_{rel} – umidade relativa do ar, em %; o valor padrão é de 60%;

T_k – temperatura ambiente, em K; a temperatura padrão é de $T_0 = 288,15$ K.

$$T_k = T_a + 273,16 \text{ (K)} \quad (16.8)$$

T_a – temperatura ambiente, em °C;

A determinação do volume de gás natural, nas condições ISO, para acionamento da turbina pode ser dado pela Equação (16.9).

$$V_{\text{gás}} = P \times \sqrt{T} \times \frac{HR_p \times P_{\text{eixoc}}}{62,943} \times \left(0,2 + \frac{13,987}{P \times \sqrt{T_k}} \times \frac{\frac{P_{\text{exto}}}{F_{\text{cumi}}}}{P_{\text{eixoc}}} \right) \times \frac{1}{PCI} \quad (16.9)$$

$V_{\text{gás}}$ – volume de gás natural, em kg/s;

PCI – poder calorífico inferior, em kJ/kg;

P_{eixoc} – potência no eixo corrigida, em MW;

HR_p – consumo específico de calor, na condição de projeto, em kJ/kWh.

$$HR_p = C_{\text{esp}} \times PCI \text{ (kJ/kWh)} \quad (16.10)$$

C_{esp} – consumo específico de calor do gás natural, um kg/kWh.

O poder calorífico de um combustível, PCI , é a quantidade de calor liberada pelos produtos de combustão ao serem resfriados até a temperatura inicial, após a combustão, à pressão constante ou a volume constante, corrigidos para o padrão de 1,0 atm e 25°C.

O poder calorífico não pode ser considerado como um único número, devido às diferentes formas de conduzir a experiência e à formação de água (H_2O) a partir do combustível utilizado.

Quando o combustível reage com o oxigênio, o hidrogênio forma H_2O . Quando os produtos resultantes da combustão superam uma determinada temperatura, a água é liberada em forma de vapor. Quando os produtos de combustão são resfriados até a temperatura normal da atmosfera, a água é liberada em forma de condensado.

Com base nessas considerações, pode-se concluir que o poder calorífico deve ser conhecido nas duas versões, ou seja:

- Poder calorífico superior (PCS)

É definido para a condição em que a água produzida no processo é liberada em forma de condensado. Dessa forma, quando os produtos são resfriados muito abaixo da temperatura do ponto de orvalho da água, a maior parte do vapor d'água condensa-se, liberando calor na mesma proporção da quantidade de água condensada. Então, dá-se o nome de *poder calorífico superior* à quantidade de calor rejeitada se todo o vapor formado na combustão for condensado quando os produtos da combustão atingirem a temperatura inicial do ensaio.

- Poder calorífico inferior (PCI)

É definido quando a água produzida no processo é liberada e não se condensa. Assim, o poder calorífico inferior é o poder calorífico superior subtraído o calor latente do vapor d'água condensado.

As usinas termelétricas são grandes consumidoras de água bruta. O consumo específico de água bruta de usina termelétrica de grande porte a ciclo combinado vale:

- demanda máxima de água bruta para processo: 1,6 m³/h/MW;
- água de processo da torre de resfriamento: 1,56 m³/h/MW;
- água de reposição: 0,016 m³/h/MW;
- demanda máxima de água evaporada na torre de resfriamento: 1,32 m³/h/MW.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.6)

Determinar o consumo de combustível de uma usina termelétrica de potência nominal igual a 240 MW, localizada no nível do mar. A usina é composta por uma turbina a gás natural de 170 MW e uma turbina a vapor de 70 MW.

- consumo específico de calor: $C_{\text{esp}} = 9.600 \text{ kJ/kWh}$;

- pressão atmosférica: $P_{atm} = 1,03$ bar;
- temperatura ambiente de 30°C ;
- umidade relativa: 85%;
- poder calorífico inferior: $PCI = 11.500$ kcal/kg.

a) Determinação da potência no eixo da turbina nas condições ISO

De acordo com a Equação (16.8), tem-se:

$$T_k = 30 + 273,16 = 303,16\text{K}$$

O fator de correção de umidade vale:

$$F_{cumi} = 1,0171514 - 2,858564 \times 10^{-4} \times U_{rel} = 1,0171514 - 2,858564 \times 10^{-4} \times 85 = 0,9928$$

A potência no eixo da turbina vale:

$$P_{iso} = \frac{\frac{P_{eixo}}{F_{cumi}}}{\frac{P_{atm}}{1,03} \times \frac{\sqrt{T}}{\sqrt{288,15}}} = \frac{\frac{170}{0,9928}}{1,03 \times \frac{\sqrt{303,16}}{\sqrt{288,15}}} = \frac{171,23}{1,0257} = 166,93 \text{ MW}$$

b) Determinação do volume do gás natural a ser consumido

De acordo com a Equação (16.9), tem-se:

$$PCI = 11.500 \text{ kcal/kg} = 11.500 \times 4,1868 = 48.148,2 \text{ kJ/kg}$$

$$V_{gás} = P \times \sqrt{T} \times \frac{HR_p \times P_{eixoc}}{62,943} \times \left(0,21 \frac{13,987}{P_{atm} \times \sqrt{T}} \times \frac{P_{eixo}}{F_{cumi} \times P_{eixoc}} \right) \times \frac{1}{PCI}$$

$$V_{gás} = 1,03 \times \sqrt{303,16} \times \frac{9.600 \times 166,93}{62,943} \times \left(0,2 + \frac{13,987}{1,03 \times \sqrt{303,16}} \times \frac{0,9928}{166,93} \right) \times \frac{1}{48.148,2} \text{ kg/s}$$

$$V_{gás} = 456.595 \times (0,2 + 0,7799 \times 1,0257) \times \frac{1}{48.148,2} = 9,48 \text{ kg/s}$$

$$V_{gás} = 9,48 \times 3.600 \times 24 = 819.072 \text{ kg/dia}$$

Sabe-se que, em média, 1 m^3 (N) de gás = $0,75 \text{ kg}$ (N)

$$V_{gás} = \frac{819.072}{0,75} = 1.092.096 \text{ m}^3/\text{dia}$$

16.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Durante e após o racionamento de energia elétrica ocorrida no Brasil no ano de 2001/2002, as indústrias e grandes consumidores comerciais instalaram usinas termelétricas em suas unidades de negócio para poder atender sem restrição a sua demanda de carga. Além disso, com o preço da energia no mercado livre alcançando patamares insuportáveis, as usinas termelétricas das unidades consumidoras geravam energia a um custo inferior ao do mercado livre. A partir de então, muitos dos grandes consumidores que amargaram enormes prejuízos com o racionamento e estimulados pela falta de investimento do setor energético a médio e longo prazos para resolver a crise energética de forma consolidada decidiram instalar usinas termelétricas com capacidade adequada às suas necessidades energéticas, interligando-as normalmente à rede de energia elétrica da concessionária local. Este tipo de negócio foi denominado geração distribuída.

A geração distribuída foi amplamente aplicada no Brasil nas décadas de 1920 a 1950 pelas municipalidades e consumidores de maior porte, visando suprir às necessidades de energia elétrica das cidades e da produção. Essa política foi praticamente extinta a partir da década de 1960, quando foram iniciadas as operações das grandes unidades de geração de origem hidráulica, ofertando energia elétrica abundante e a preços imbatíveis comparadas aos custos da energia produzida pelas usinas termelétricas.

A usinas termelétricas instaladas nas unidades consumidoras requerem conexão com a rede de energia pública das concessionárias para aumentar o seu índice de confiabilidade e continuidade e/ou vender energia excedente. Muitas dessas usinas operam somente na ponta de carga, período em que o custo da energia é extremamente elevado. Outras operam em sistemas de co-geração, tendo a rede de distribuição pública como suprimento de *back-up*. Outras simplesmente são instaladas como reserva de geração para emergência na falta de suprimento da rede de distribuição.

A conexão entre a usina de geração de energia elétrica e a rede pública da concessionária é regulamentada pela legislação vigente e deve, além de tudo, obedecer aos requisitos das concessionárias quanto às particularidades do sistema elétrico ao qual a usina será conectada. A Figura 16.35 mostra um esquema unifilar tradicionalmente conhecido para conexão entre um autoprodutor e a rede de energia da concessionária.

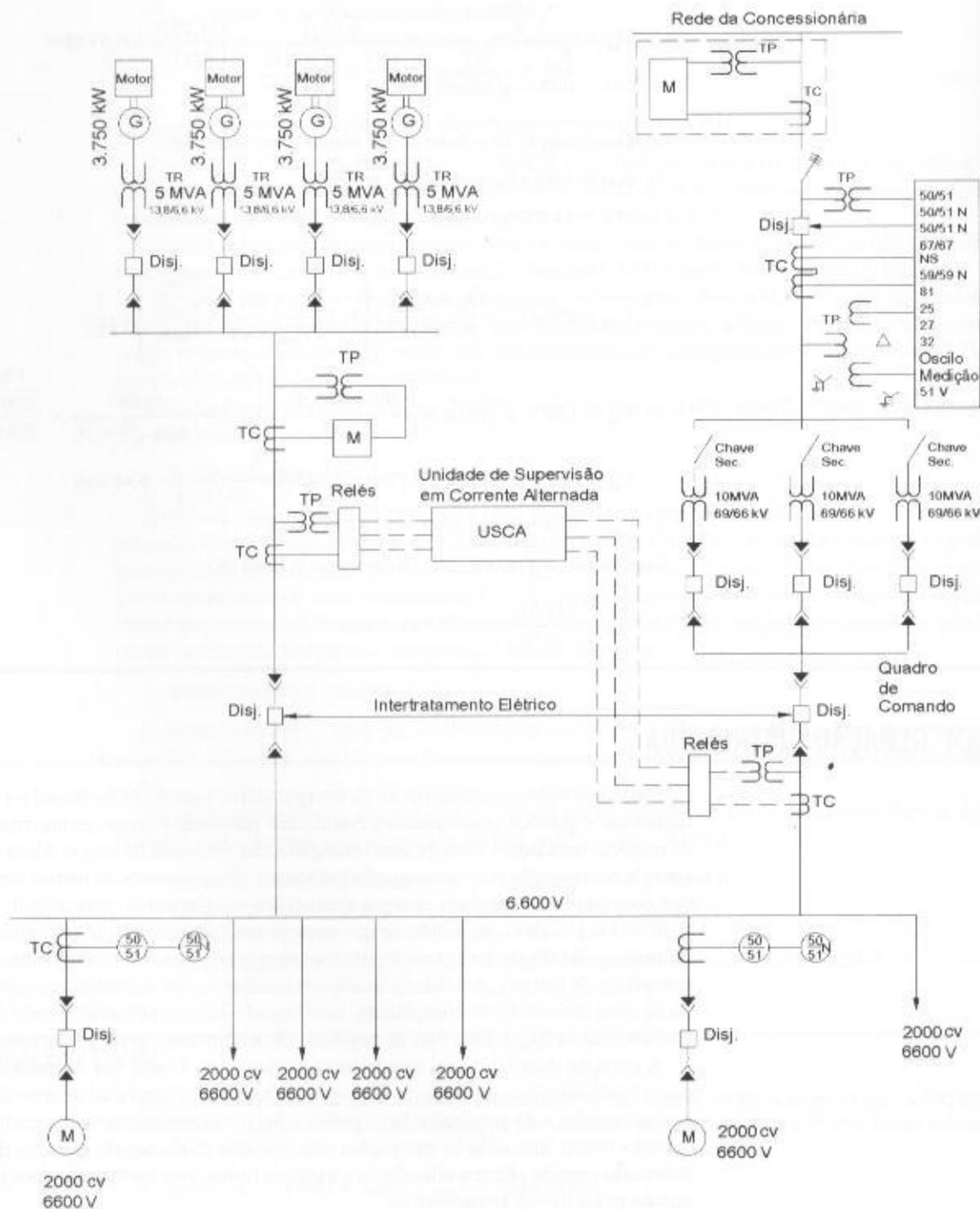


FIGURA 16.35
Esquema unifilar de conexão entre uma usina e a rede pública

O gerador e/ou a concessionária devem obrigatoriamente realizar estudos elétricos de fluxo de carga e de curto-circuito para obter a autorização da conexão com a rede pública de distribuição ou transmissão da concessionária. Algumas vezes a concessionária solicita estudos de estabilidade, energização do transformador, harmônicas etc., de acordo com as características da rede à qual será conectada à usina termelétrica.

Além da exigência dos estudos anteriormente mencionados, o projetista deverá submeter à concessionária um completo projeto de proteção que atenda essencialmente à integridade e à estabilidade da rede pública de energia elétrica, denominada proteção de fronteira, além de contemplar às necessidades de proteção dos equipamentos da própria usina termelétrica.

As unidades de geração de uma usina termelétrica podem operar de diferentes formas, dependendo da quantidade de máquinas utilizadas, do tipo de conexão com a rede pública de energia elétrica entre outros.

Toda unidade de geração, ou simplesmente grupo gerador, possui um regulador de velocidade que controla a potência ativa liberada pela unidade de geração, e um regulador de tensão que controla a potência reativa.

Para que duas fontes operem em paralelo é imprescindível a sincronização entre elas, que consiste em ajustar a tensão e a frequência em que operam as referidas fontes. Assim, para que dois grupos geradores operem em paralelo é necessário ajustar os valores de tensão e frequência da segunda unidade aos valores estabelecidos de tensão e frequência da primeira unidade (referência). Se o paralelismo é realizado entre a usina de geração e a rede externa, cabe ajustar a frequência e a tensão da usina geradora com a tensão e a frequência da rede externa (referência). Em qualquer caso, somente quando a tensão e a frequência da unidade de geração e da rede pública de energia elétrica estão iguais ou muito próximas é enviada a ordem para fechar o disjuntor de paralelismo.

Esse sistema atualmente é realizado automaticamente por equipamentos digitais, conhecidos como USCA – Unidade de Supervisão em Corrente Alternada, que são conectados a transformadores de corrente e de potencial de onde se aquisitam os dados para o processo de controle. Uma única USCA pode sincronizar vários grupos geradores entre si e depois sincronizá-los com a rede externa. Nesta condição, a USCA deve aquisitar a tensão e corrente dos TCs e TPs de cada unidade de geração e da rede externa. A Figura 16.36 mostra a vista frontal de uma USCA.

Uma das considerações importantes no paralelismo de fontes de geração é o conceito de rejeição de carga, que consiste no desligamento, normalmente seletivo, de um bloco de carga quando ocorrem perturbações de qualquer ordem no sistema elétrico, sejam curtos-circuitos, descargas atmosféricas etc.

Um sistema de rejeição de carga deve verificar constantemente os valores de carga que estão sendo drenados da rede e a potência disponível das unidades de geração capaz de suprir essas cargas. Esse sistema deve monitorar o equilíbrio entre a potência gerada e a carga drenada da rede.

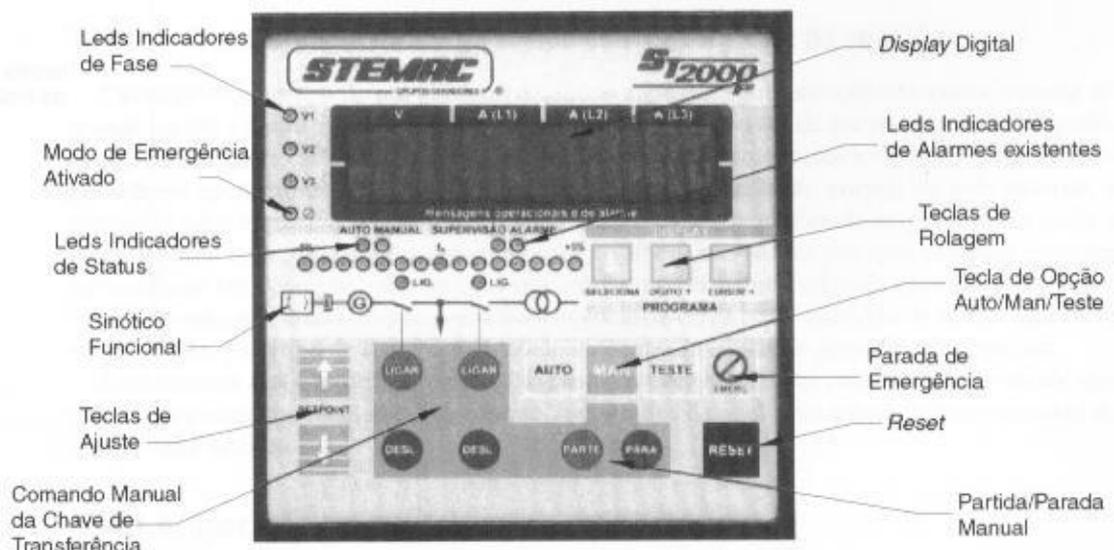


FIGURA 16.36
Frontal de uma USCA

De forma geral, o esquema de rejeição de carga deve atuar num tempo inferior a 200 ms, tempo suficiente para evitar a perda de estabilidade do sistema que resultaria na desconexão da usina de geração.

Um estudo de rejeição de carga deve contemplar os seguintes aspectos:

a) Perda de uma unidade de geração

É o caso mais freqüente na operação de uma usina de geração, devido aos mais variados motivos. Quando ocorre a perda de uma unidade de geração há uma redução considerável na oferta de geração que passa a ser inferior à demanda de carga. Nesse momento, é imprescindível que o sistema de rejeição de carga rejeite as cargas não essenciais, garantindo, assim, a estabilidade do sistema, sem o qual as unidades de geração remanescentes entram em processo de sobrecarga, resultando na redução da tensão e/ou da freqüência e a conseqüente perda total da usina de geração.

b) Aumento progressivo de carga

É sempre possível em qualquer sistema elétrico haver um aumento de carga. Quando isso ocorre, num sistema alimentado somente por uma usina de geração é necessário que esse aumento fique limitado a 10% da capacidade da geração por um período não superior a uma hora.

c) Defeitos permanentes

Durante algum defeito no sistema de geração, por exemplo, nos terminais de um gerador, a tensão decresce a valores muito baixos, próximos a zero, provocando a desaceleração de todos os motores em operação. Após os relés responsáveis pela eliminação da falha atuarem e provocarem a operação dos disjuntores correspondentes, a carga remanescente retorna a sua condição operacional normal, fazendo com que os motores absorvam uma corrente elevada da rede. Em virtude dessa elevação de corrente, surge uma expressiva queda de tensão no sistema, com tempo relativamente grande, o que pode ocasionar a atuação das proteções nas funções 27 e 81, desarmando vários disjuntores intempestivamente e provocando instabilidade no sistema.

Assim, é imperativo que o sistema de rejeição de carga elimine as cargas não essenciais, previamente selecionadas através de um estudo de estabilidade, tomando como base um modelo de resposta dinâmica do sistema, quando ocorrem distúrbios na rede.

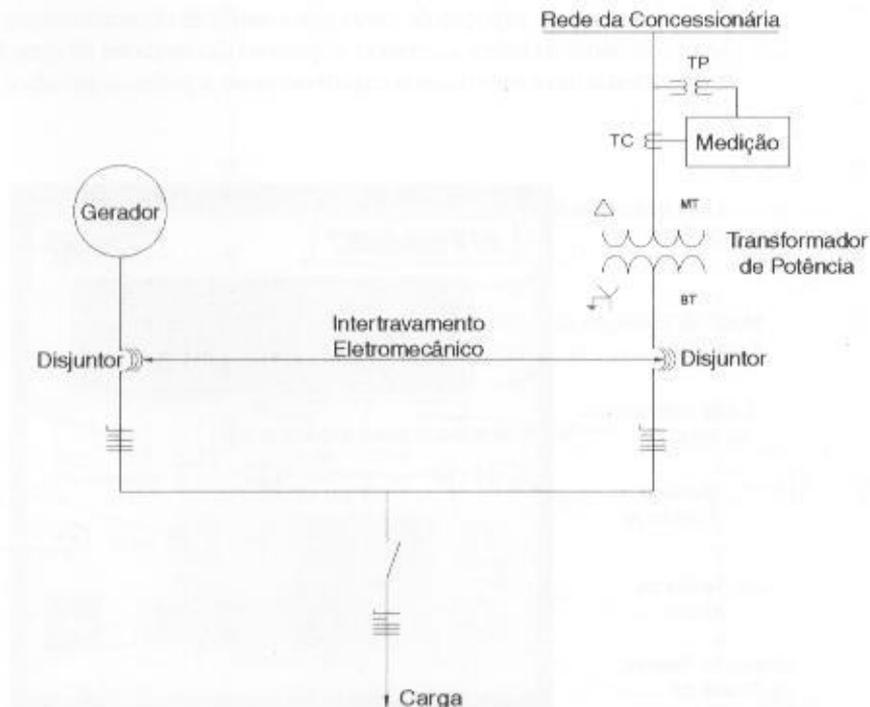


FIGURA 16.37

Esquema de transferência de carga com desconexão de fonte

16.4.1 Conexão de Usinas Termelétricas

É o caso das usinas de autoprodução, co-geração ou usinas emergenciais que podem operar independentes da rede pública de energia elétrica. Essas usinas podem ser constituídas de uma ou mais unidades de geração. Muitas vezes são conectadas ao barramento de carga através de um disjuntor que transfere a conexão da rede pública de energia para os terminais da usina de geração. Essa transferência pode ser realizada de duas diferentes formas.

16.4.1.1 Transferência de carga com desconexão de fonte

É o sistema de transferência de carga mais simples. Utiliza apenas uma chave de reversão manual, motorizada ou por solenóide ou disjuntores. No primeiro caso, quando falta o suprimento de energia da rede pública, o operador se dirige ao local da usina e aciona manualmente a máquina primária e, logo em seguida, manobra a chave de transferência. No segundo caso, a usina de geração é dotada de um sensor de tensão que aciona o mecanismo de partida. Decorridos alguns segundos, um sistema automático manobra o mecanismo de acionamento da chave reversora. É utilizada em usinas emergenciais instaladas em indústrias, hospitais etc., e só operam na ausência de energia da rede pública. A Figura 16.37 mostra um esquema básico de transferência de carga com desconexão da fonte.

A transferência de carga deve ser impedida quando a barra de carga estiver submetida a um defeito, evitando-se, assim, danificar os equipamentos da usina de geração.

16.4.1.2 Transferência de carga em rampa

Esta forma de operação é muito utilizada em indústrias, *shopping centers* etc. quando se utiliza a usina de geração para assumir toda a carga da instalação na hora de ponta de carga do sistema da concessionária, reduzindo substancialmente o custo de energia nesse horário. Neste caso, utiliza-se um sistema de controle, USCA o que está conectada, permanentemente com a barra de carga e, momentos antes do tempo ajustado para entrada em operação, a usina de geração é acionada. A USCA, então, sincroniza a usina de geração e ordena o fechamento do disjuntor de transferência, que coloca momentaneamente, por cerca de 15 s, a usina de geração em paralelo com a barra de carga, suprida pela rede pública de energia. Decorrido esse intervalo de tempo, outro disjuntor desfaz a conexão da rede pública de energia com a barra de carga que, a partir desse instante, passa a ser suprida pela usina de geração. A Figura 16.38 mostra um esquema básico de uma usina de geração operando com transferência de carga em rampa.

O custo desse tipo de transferência de carga é bem superior ao anterior, devido ao custo da USCA e das proteções envolvidas.

16.4.1.3 Transferência de carga rápida sem interrupção da senóide

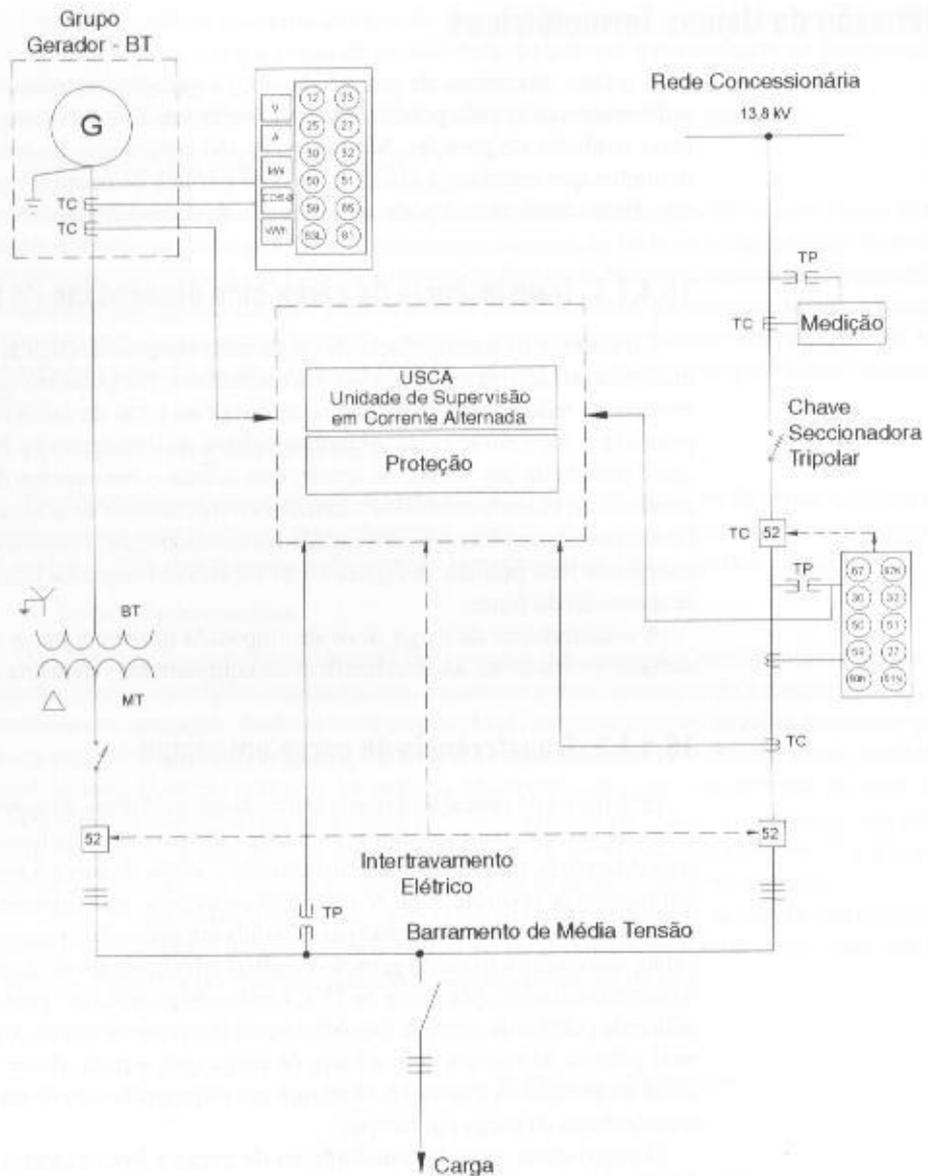
Consiste no emprego de um *nobreak* dinâmico composto por um conjunto motor-volante de grande inércia girante preso ao eixo da unidade de geração, através de um sistema eletromagnético. Quando a carga está sendo suprida pela rede externa, o motor aciona o volante durante todo período de operação da carga do sistema. Na falha da alimentação normal da rede externa, o eletroímã conecta o eixo do conjunto motor-volante ao eixo da unidade de geração, fazendo o gerador entrar em operação num tempo inferior a 150 ms, necessário para que as cargas motrizes permaneçam em operação, embora com velocidade minimamente reduzida devido à inércia mecânica do volante. Se não for possível a transferência de carga neste intervalo de tempo, esta deve ser impedida. Esse tipo de sistema é utilizado somente em usinas de geração emergenciais.

Esse sistema é pouco utilizado pelo alto custo da energia elétrica consumida pelo motor que opera continuamente o volante. No entanto, o seu custo de aquisição é bem inferior ao custo de um *nobreak* estático.

16.4.1.4 Operação em paralelo com a rede externa

É o caso das usinas de produção de energia, autoprodução ou co-geração que operam conectadas permanentemente à rede pública de energia elétrica. No caso das usinas de autoprodução e co-

FIGURA 16.38
Transferência de carga em rampa



geração, pode haver exportação ou não dos excedentes de energia gerada. Diz-se, assim, que a usina opera em paralelo. Essas usinas podem ser constituídas de uma ou mais unidades de geração.

Essas usinas são dotadas de um sistema de controle, USCA, que funciona da seguinte forma: inicialmente aciona individualmente cada unidade de geração. A USCA, que está permanentemente conectada à barra de carga da rede pública de energia, sincroniza a primeira unidade de geração com a rede externa, fazendo, em seguida, o fechamento de seu disjuntor e colocando-a em definitivo em operação em paralelo. Esse processo é seguido para cada unidade de geração até que toda a usina esteja operando em paralelo.

16.4.1.5 Procedimentos de conexão da carga

É o caso mais simples de operação. Após a partida da usina a carga pode ser conectada em frações ou de forma integral. No primeiro caso, há pequenas variações de frequência e tensão à medida que a fração de carga é conectada aos terminais do gerador. Quanto maior o bloco de carga manobrado, maiores são as variações de frequência e tensão, cujos valores devem ser estabelecidos previamente.

Quando existem vários grupos geradores operando em paralelo, conectados ou não à rede externa, podem ser utilizados três esquemas básicos de funcionamento, ou seja:

a) Somente um grupo gerador opera em modo flutuante de carga

Neste caso, todas as unidades restantes da usina são ajustadas para fornecer um valor fixo de potência ativa e reativa. Somente a unidade de geração em modo flutuante de carga fornecerá as potências ativa e reativa necessárias para manter, respectivamente, a frequência e a tensão do sistema dentro dos limites recomendados. Esse sistema não é adequado quando existe uma variação muito grande da carga.

b) Todas as unidades de geração operam em modo flutuante de carga

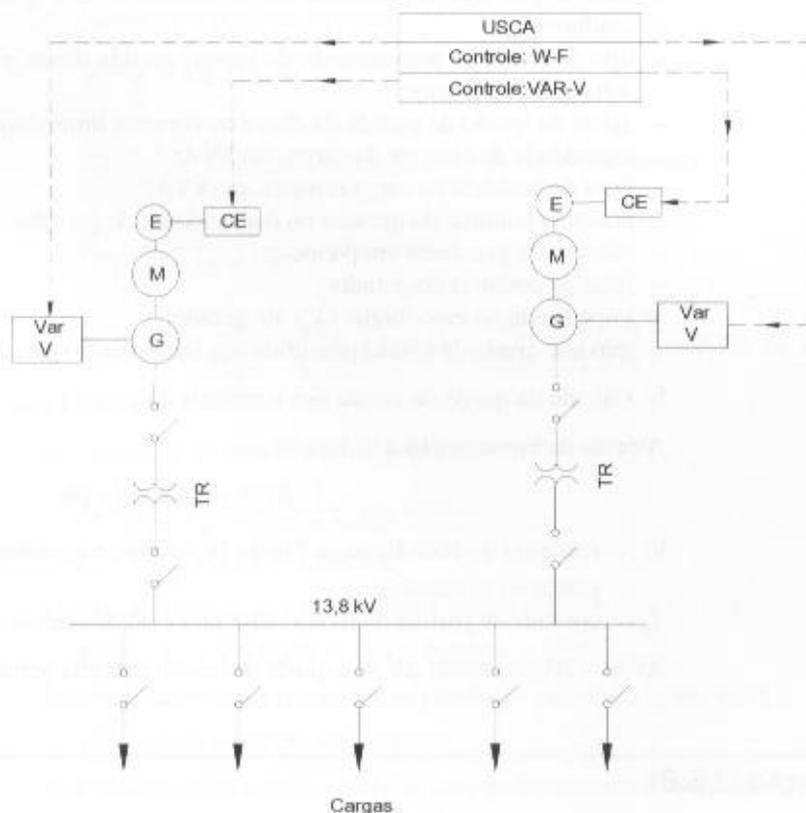
Neste caso, todos os geradores são responsáveis por absorver igualmente a carga do sistema. Esse sistema não é adotado em usinas de geração operando em paralelo com a rede externa.

c) Controle individual das unidades de geração

Nesse caso, a usina de geração é dotada de um único controlador que distribui o fluxo de potência ativa e regula a frequência de todas as unidades de geração e um único controlador que distribui o fluxo de potência reativa e regula a tensão. O controlador de fluxo de potência ativa e de frequência age em cada regulador de velocidade de seu grupo gerador, controlando ao mesmo tempo a frequência. Já o controlador de fluxo de potência reativa e de tensão age sobre o regulador da excitatriz de cada grupo gerador, controlando ao mesmo tempo a tensão, em conformidade com a Figura 16.39.

Esse sistema é adequado para operar em redes com grandes variações de carga, tais como fornos a arco.

FIGURA 16.39
Sistema de controle de grupos geradores em paralelo



16.4.2 Operação de Usinas Termelétricas para o Acionamento de Grandes Motores Elétricos

A potência nominal de uma usina termelétrica para atender a uma demanda constituída por grande quantidade de cargas de pequena capacidade é definida praticamente pela soma de todas as cargas unitárias da instalação. No entanto, quando a instalação é constituída por motores de grande capacidade, comparada com a potência nominal da usina termelétrica, é necessário que se determine o valor da queda de tensão na partida desses motores, a fim de não prejudicar a operação das unida-

des geradoras. A queda de tensão limite admitida pelos geradores durante a partida dos motores é de 20%, aconselhando-se, no entanto, adotar valores inferiores, como, por exemplo, 15%.

As estações de bombeamento de água e esgoto são exemplos de instalações onde existem grandes motores elétricos em pequena quantidade e que solicitam dos geradores potências de partida elevadas.

Muitas vezes deve-se elevar a capacidade da usina termelétrica somente para atender à exigência da queda de tensão na partida dos motores. Assim, é importante que o ajuste das chaves de comando seja efetuado para permitir a menor corrente de partida com o maior torque possível dos motores nesta condição. A partida direta é o processo mais crítico para as usinas de geração, enquanto o acionamento a partir da chave estrela-triângulo é o menos severo, sem contar com o emprego dos inversores, cujo preço é extremamente elevado.

A instalação de inversores ajustados para permitir uma corrente de partida praticamente igual à corrente de carga do motor permite selecionar a capacidade das usinas geradoras somente pela carga a ser demandada.

A determinação da queda de tensão no gerador a partir do acionamento dos motores pode ser obtida a partir da seguinte metodologia de cálculo.

- a) Dados do motor elétrico
 - potência nominal, em cv;
 - tensão nominal, em V;
 - corrente nominal, em A;
 - relação entre a corrente de partida/corrente nominal;
 - fator de potência do motor;
 - fator de potência na partida do motor: normalmente é igual a 0,30;
 - rendimento;
 - tipo de chave de acionamento do motor: partida direta, estrela-triângulo, compensadora, *softstarter* e inversor;
 - ajuste da tensão de partida da chave ou corrente limitadora de partida do motor;
 - capacidade do restante da carga, em kVA;
 - fator de potência da carga restante, em kVA;
 - potência nominal do gerador ou das unidades de geração;
 - número de geradores em paralelo;
 - fator de potência do gerador;
 - impedância do eixo direto (X'_d) do gerador;
 - máxima queda de tensão permitida nos terminais do gerador, em %;
- b) Cálculo da queda de tensão nos terminais do gerador

Através da Equação (16.11), tem-se:

$$\Delta V\% = (X'_d) \times I_p \quad (\%) \quad (16.11)$$

X'_d – reatância do eixo direto (a Tabela 16.4 fornece a reatância média de geradores de várias potências nominais);

I_p – corrente de partida do motor; esse processo de cálculo foi estudado no Capítulo 7.

$\Delta V\% \leq \Delta V_p\%$, sendo $\Delta V_p\%$ a queda de tensão máxima permitida pelo gerador.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.8)

Uma estação de esgoto de uma unidade industrial deverá ser suprida por uma usina termelétrica a óleo diesel. A estação de esgoto é constituída por 3 bombas de 250 cv/380 V-IV pólos, operando somente duas de forma permanente enquanto a outra é reserva. Determinar a capacidade da unidade de geração que permita a partida de uma bomba com a outra já em operação. A máxima queda de tensão permitida na partida do motor é de 20%, na condição de partida direta do motor.

- a) Determinação da carga de demanda da instalação

$$D_{max} = \frac{2 \times 250 \times 0,736}{0,95 \times 0,87} = 455,2 \text{ kVA}$$

$$D_{\text{m\u00e1s}} = \frac{2 \times 250 \times 0,736}{0,95} = 387,3 \text{ kW}$$

$$\eta = 0,95$$

$$F_p = 0,87$$

b) Determina\u00e7\u00e3o da capacidade da usina de gera\u00e7\u00e3o (valor inicial)

Atrav\u00e9s da Tabela 16.5, seleciona-se um grupo gerador de 404 kW, ou seja:

$$P_{\text{us}} = \frac{404}{0,80} = 505 \text{ kVA}$$

c) Valores de base

$$V_b = 0,38 \text{ kV}$$

$$P_b = 505 \text{ kVA}$$

$$I_b = \frac{505}{\sqrt{3} \times 0,38} = 767,2 \text{ A}$$

d) C\u00e1lculo da imped\u00e2ncia por fase do gerador

Atrav\u00e9s da Tabela 16.4, o valor de $X'_g = 27,6\%$. Logo, a imped\u00e2ncia por fase vale:

$$X'_{dg} = 27,6\% = 0,276 \text{ pu}$$

$$X'_{dfg} = X'_{dg} \times \frac{P_b}{P_{ng}} \times \left(\frac{V_{ng}}{V_b} \right)^2 = 0,276 \times \frac{505}{505} \times \left(\frac{0,38}{0,38} \right)^2 = 0,276 \text{ pu (na tens\u00e3o e pot\u00eancia de base)}$$

e) C\u00e1lculo da imped\u00e2ncia do motor

$$R = \frac{I_p}{I_n} = 6,8 \text{ (Tabela 6.3)}$$

$$X_n = \frac{1}{6,8} = 0,147 \text{ pu (na base da pot\u00eancia nominal do motor)}$$

$$P_{\text{ankVA}} = \frac{250 \times 0,736}{0,95 \times 0,87} = 222,6 \text{ kVA}$$

$$X_{m0} = X_m \times \frac{P_b}{P_{\text{ankVA}}} \times \left(\frac{V_{\text{am}}}{V_b} \right)^2 = 0,147 \times \frac{505}{222,6} \times \left(\frac{0,38}{0,38} \right)^2 = 0,333 \text{ pu (na tens\u00e3o e pot\u00eancia de$$

base)

f) C\u00e1lculo da corrente de partida do motor

$$I_p = \frac{1}{Z_g + Z_m} = \frac{1}{0,276 + 0,333} = 1,64 \text{ pu}$$

$$I_{pa} = 767,2 \times 1,64 = 1.258,2 \text{ A}$$

g) C\u00e1lculo da queda de tens\u00e3o durante a partida direta do primeiro motor

$$\Delta V\% = Z_g \times I_p = 0,276 \times 1,64 = 0,452 \text{ pu} = 45,2\%$$

Este resultado pode ser encontrado na planilha de c\u00e1lculo da Tabela 16.13.

$$\Delta V\% > 20\% \text{ (condi\u00e7\u00e3o n\u00e3o satisfeita).}$$

Ser\u00e1 utilizada agora a chave *softstarter* com ajuste da tens\u00e3o de rampa de 40%.

h) C\u00e1lculo da queda de tens\u00e3o com a chave *softstarter*

$$I_p = 0,40 \times 1,64 = 0,656 \text{ pu}$$

$$\Delta V\% = Z_g \times I_p = X'_{dg} \times I_p = 0,276 \times 0,656 = 0,181 \text{ pu} = 18,1\%$$

$$\Delta V\% < 20\% \text{ (condi\u00e7\u00e3o satisfeita).}$$

i) C\u00e1lculo da queda de tens\u00e3o com a partida do 2.\u00b0 motor com o primeiro em opera\u00e7\u00e3o (partida direta)

$$\arccos 0,30 = 72,54^\circ$$

$$\arccos 0,87 = 29,55^\circ$$

TABELA 16.13

Determinação da queda de tensão na partida dos motores elétricos

Simulação de Queda de Tensão na Partida de Motores Elétricos				
Item	Parâmetros	Unidade	Valores	Resultados
Operação do Primeiro Motor				
1	Potência nominal do motor	cv	250	
2	Tensão nominal do motor	V	380	
3	Corrente nominal do motor	A	327,4	
4	Corrente de partida/corrente nominal	-	6,8	
5	Fator de potência nominal	-	0,87	
6	Rendimento		0,95	
7	Fator de potência na partida do motor		0,3	
8	Ajuste da tensão da chave partida	%	100	
9	Tensão base	kV	0,38	
10	Potência básica	kVA	505	
11	Número de geradores em paralelo	-	1	
12	Potência nominal ativa do gerador	kW	404	
13	Fator de potência do gerador	-	0,8	
14	Potência nominal do gerador	kVA		505
15	Impedância do gerador	%	27,6	
16	Máxima queda de tensão na partida	%	20	
17	Potência do restante da carga	kVA	222,6	
18	Fator de potência da carga	-	0,87	
19	Corrente do restante da carga	A		338,22
20	Potência aparente do motor	kVA		222,6
21	Impedância nominal do motor na P_n	pu		0,147
22	Potência nominal da geração	kVA		505
23	Impedância do gerador na P_b	pu		0,276
24	Impedância paralelo dos geradores (P_g)	pu		0,276
25	Impedância do motor na P_b	pu		0,33
26	Impedância motor-gerador	pu		0,61
27	Corrente básica	A		767,3
28	Corrente de partida na base P_b	pu		1,64
29	Corrente de partida	A		1.258,71
30	Queda de tensão na partida	pu		0,453
		%		45,28
Operação do segundo motor				
31	Ângulo do fator de potência do motor	grau		29,541
32	Ângulo do fator de potência na partida			72,542
33	Ângulo do fator de potência da carga			29,541
34	Corrente ativa na partida	A		671,86
35	Corrente reativa na partida			1.367,49
36	Corrente ativa na partida ativa na I_s	A		0,88
37	Corrente reativa na partida na I_b			1,78
38	Corrente total			1,99
39	Queda de tensão na partida		pu	0,55
			%	54,81

$$I_n = \frac{222,6}{\sqrt{3} \times 0,38} = 338,2 \text{ A}$$

$$I_{pa} = 338,2 \times \cos 29,55 + 1.258,2 \times \cos 72,54 = 671,7 \text{ A}$$

$$I_{pr} = 338,2 \times \sin 29,55 + 1.258,2 \times \sin 72,54 = 1.367,5 \text{ A}$$

$$I_p = \sqrt{671,7^2 + 1.367,5^2} = 1.523,5$$

$$I_{pu} = \frac{I_p}{I_b} = \frac{1.523,5}{767,2} = 1,98 \text{ pu}$$

$$\Delta V\% = 0,276 \times 1,98 = 0,546 = 54,6\% \text{ (condição não satisfeita).}$$

Este resultado pode ser encontrado na planilha de cálculo Excel da Tabela 16.13. Neste caso, deve-se tentar reduzir o valor da tensão de partida da chave *softstarter* ou utilizar inversor de frequência.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.9)

Uma indústria, cujos dados estão adiante mencionados, deseja ampliar suas instalações e ao mesmo tempo estudar a viabilidade técnica e econômica para aquisição de uma usina termelétrica com a finalidade de suprir toda a carga atual e a instalar.

a) Levantamento da carga

O levantamento da carga em operação a ser alimentada pela usina termelétrica conduziu os seguintes resultados.

- 4 + 1 motobombas de 2.200 cv, operando na tensão de 6.600 V (funciona apenas 4 ao mesmo tempo);
- 2 motobombas de 2.000 cv, operando na tensão de 6.600 V;
- 6 motores de 5 cv/380 V (funcionam apenas 4 motores);
- carga de iluminação: 130 kVA com $F_p = 0,85$;
- 1 bomba de sulfato de 25 cv/380 V;
- 1 compressor de 25 cv/380 V.

As características dos principais motores existentes são:

- Tipo do motor: assíncrono trifásico, com motor de gaiola
- Potência nominal: 2.200 cv
- Tensão nominal: 6.600 V
- Fator de serviço: 1,15
- Conjugado nominal: 13.152 N · m
- Conjugado de partida: 75% × Cn
- Conjugado máximo: 175% × Cn
- Condições de carga (%): 110 – 100 – 75 – 50 – 25
- Fator de potência: 0,90 – 0,90 – 0,90 – 0,89 – 0,78
- Rendimento (%): 94,0 – 94,7 – 95,1 – 94,9 – 92,4
- Corrente (A): 207 – 185 – 136 – 92 – 33
- Corrente de partida (100% da tensão): 740 A
- Corrente de partida a 60% e 80% tensão: 420 A e 570 A
- Corrente com rotor bloqueado: 760 A
- Potência de partida: 7.690 kVA
- Tempo máximo permitido p/ cada partida: 18 segundos

As características dos motores de 2 × 2.000 cv a serem instalados são:

- Tipo do motor: assíncrono trifásico
- Potência nominal: 2.000 cv
- Número de pólos: 6
- Rotação (síncrona): 1.200 rpm
- Tensão nominal: 6.600 V
- Frequência nominal: 60 Hz
- Regime de funcionamento: Contínuo (S1)
- Fator de serviço: 1,10
- Classe de isolamento: F
- Elevação de temperatura: 150°C
- Temperatura de proteção do motor: 80°C
- Grau de proteção: IP-23
- Método de resfriamento: Autoventilado

b) Cálculo da potência nominal das cargas

$$P_{\text{crg}} = \Sigma P_{\text{mb}} + \Sigma P_c$$

P_{mb} – potência nominal das motobombas principais

P_c – potência nominal das demais cargas

P_{crg} – potência das cargas a serem ligadas à unidade de geração

$$P_{\text{crg}} = (4 \times 2.200 + 2 \times 2.000 + 4 \times 5 + 2 \times 25) \times 0,736 + 130 \times 0,85 = 9.582 \text{ kW}$$

Foram realizadas medições nos terminais do motor de 2.200 cv/6,6 kV, através dos transformadores de corrente e potencial, obtendo-se os seguintes resultados:

• RTP:	6.600/115
• RTC:	300/5
• Tensão medida em operação contínua:	115 V
• Tensão medida na partida:	105 V
• Corrente em operação contínua:	2,54 A
• Corrente de partida:	12,34 A
• Fator de potência em operação contínua:	0,91
• Fator de potência na partida:	0,33
• Potência ativa em operação contínua:	460 W
• Potência ativa na partida:	753 W

A partir dessas medidas, foram obtidos os seguintes resultados:

$$RTP = \frac{6.600}{115} = 57,39$$

$$RTC = \frac{300}{5} = 60$$

- Tensão medida em operação contínua

$$V_{\text{op}} = 115 \times RTP = 115 \times 57,39 = 6.600 \text{ V}$$

- Tensão medida durante a partida do motor de 2.220 cv

$$V_{\text{op}} = 105 \times RTP = 105 \times 57,39 = 6.025 \text{ V}$$

- Queda de tensão na partida

$$\Delta V_p = \frac{6.600 - 6.025}{6.600} \times 100 = 8,7\%$$

- Corrente em operação contínua

$$I_{\text{op}} = 2,54 \times RTC = 2,54 \times 60 = 152,4 \text{ A}$$

- Corrente durante a partida

$$I_{\text{op}} = 12,34 \times RTC = 12,34 \times 60 = 740 \text{ A (valor medido)}$$

- Fator de potência em operação contínua

$$F_p = 0,91$$

- Fator de potência durante a partida

$$F_p = 0,33$$

- Potência ativa em operação contínua

$$P_{\text{op}} = \frac{460 \times RTP \times RTC}{1.000} = \frac{460 \times 57,39 \times 60}{1.000} = 1.583 \text{ kW}$$

- Potência ativa absorvida durante a partida

$$P_{\text{op}} = \frac{753 \times RTP \times RTC}{1.000} = \frac{753 \times 57,39 \times 60}{1.000} = 2.592 \text{ kW}$$

- Potência aparente absorvida durante a partida

$$P_{\text{app}} = \frac{P_{\text{op}}}{F_p} = \frac{2.592}{0,33} = 7.854 \text{ kVA}$$

- Corrente total durante a partida

$$I_p = \frac{7.854}{\sqrt{3} \times 6,6} = 687 \text{ A}$$

- Fator de utilização

$$F_u = \frac{P_{wp}}{P_{wn}} = \frac{1.583}{1.619} = 0,97$$

Foram realizadas também medições nos terminais dos motores de 2000 cv, obtendo-se o fator de utilização igual a 0,97.

- c) Cálculo da demanda máxima coincidente

- Potência de demanda fora de ponta

$$P_{dpp} = \sum P_{nb} \times F_a + \sum P_{nc} \times F_w + \sum P_c \times F_{ac}$$

$$P_{dpp} = (4 \times 2.200 + 2 \times 2.000) \times 0,736 \times 0,97 + (4 \times 5 + 2 \times 25) \times 0,736 \times 0,90 \times 0,7 + 130 \times 0,85 \times 0,7$$

$$F_{ac1} = 0,97 \text{ (fator de utilização dos motores principais: valor calculado)}$$

$$F_{ac2} = 0,90 \text{ (fator de utilização dos demais motores: valor admitido)}$$

$$F_{ac} = 0,70 \text{ (fator de demanda das demais cargas: valor admitido)}$$

$$P_{dpp} = 9.247 \text{ kW}$$

- d) Cálculo da potência nominal da usina termelétrica

A usina termelétrica será dimensionada inicialmente para operar isoladamente da rede da concessionária local.

- Potência máxima demandada calculada: $P_{dpp} = 9.247 \text{ kW}$
- Potência máxima medida integrada em 15 minutos: $P_m = 9.510 \text{ kW}$

Nestas circunstâncias, será adotada a potência de demanda medida, ou seja:

$$P_m = 9.510 \text{ kW}$$

Logo, a capacidade nominal da usina termelétrica será de:

$$P_{ng} = 1,15 \times 9.510 = 10.936 \text{ kW} \rightarrow P_{nqv} = 12.000 \text{ kW} \rightarrow P_{nqz} = 3 \times 4.000 \text{ kW}$$

Esta alternativa permite um acréscimo de carga de até 10% ao longo da operação da usina termelétrica.

- e) Cálculo da queda da tensão no gerador durante a partida do maior motor (2.200 cv)

- Usina termelétrica operando isolada da rede pública

As reatâncias estão ligadas conforme a Figura 16.40. A queda de tensão no gerador vale:

$$\Delta V\% = Z \times I_p = X'_d \times I_p$$

$X'_d = 18\%$ (reatância síncrona do eixo direto: valores médios de geradores comerciais com potência variando entre 3.000 e 5.000 kW).

$\Delta V\% \leq 20\%$ (queda de tensão máxima admitida pelo gerador)

$$P_{ng} = 4.000 \text{ kW}$$

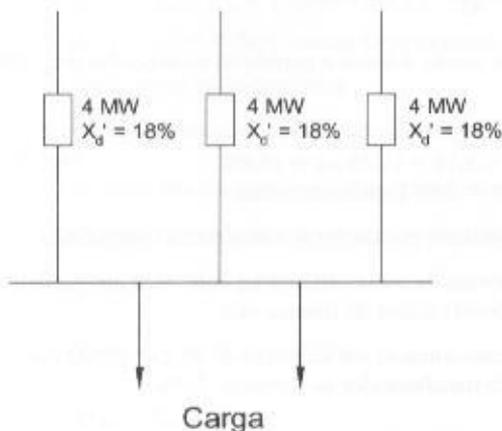


FIGURA 16.40
Usina de geração em operação
isolada

$$P_{sa} = \frac{4.000}{0,80} = 5.000 \text{ kVA}$$

$$X'_{dp} = \frac{18}{3} = 6 = 0,06 \text{ pu (na base de 5.000 kVA e 6,6 kV)}$$

$$P_b = 5.000 \text{ kVA}$$

$$V_b = 6,6 \text{ kV}$$

$$I_b = \frac{5.000}{\sqrt{3} \times 6,6} = 437 \text{ A}$$

$$I_p = 740 \text{ A (valor medido)}$$

$$I_{pnp} = \frac{I_p}{I_b} = \frac{740}{437} = 1,69 \text{ pu (na base } P_b \text{ e } V_b)$$

$$X'_{qdb} = X'_{dpt} \times \frac{P_b}{P_{sa}} \times \left(\frac{V_{sa}}{V_b} \right)^2$$

$$X'_{qdb} = 0,06 \times \frac{5.000}{5.000} \times \left(\frac{6,6}{6,6} \right)^2 = 0,06 \text{ pu (nas bases } P_b \text{ e } V_b)$$

Logo, a queda de tensão nos geradores em paralelo com o acionamento de um motor de 2.200 cv, sem a influência da carga, vale:

$$\Delta V_{pa} = X'_{qdb} \times I_{pnp} = 0,06 \times 1,69 = 0,101 \text{ pu}$$

$$\Delta V_{pa} \% = 10,1\% < 20\% \text{ (portanto, satisfaz a partida do maior motor).}$$

Considerando a influência da carga, tem-se:

$$P_c = 9.510 - 2.200 \times 0,736 \times 0,97 = 7.939 \text{ kW}$$

$$P_t = \frac{7.939}{0,92} = 8.629 \text{ kVA}$$

O valor 0,92 corresponde ao fator de potência que a indústria deve manter na ETA.

$$I_r = \frac{8.629}{\sqrt{3} \times 6,6} = 755 \text{ A}$$

$$\arccos 0,92 = 23,07^\circ$$

$$\arccos 0,33 = 70,73^\circ$$

$$I_{dpa} = 755 \times \cos 23,07^\circ + 740 \times \cos 70,73^\circ = 939 \text{ A}$$

$$I_{qpa} = 755 \times \sin 23,07^\circ + 740 \times \sin 70,73^\circ = 995 \text{ A}$$

$$I_{dpt} = \sqrt{I_{dpa}^2 + I_{qpa}^2} = \sqrt{939^2 + 995^2}$$

$$I_{dpt} = 1.368 \text{ A}$$

I_{dpa} – corrente ativa no instante da partida

I_{qpa} – corrente reativa no instante da partida

I_{dpt} – corrente aparente total no instante da partida

$$I_{pnp} = \frac{I_{dpt}}{I_b} = \frac{1.368}{437} = 3,13 \text{ pu}$$

Logo, a queda de tensão durante a partida da motobomba de 2.200 cv, com toda a carga existente em operação, vale:

$$\Delta V_{pa} = X'_{qdb} \times I_{pnp}$$

$$\Delta V_{pa} = 0,06 \times 3,13 = 0,188 \text{ pu} = 18,8\%$$

$$\Delta V_{pa} = 18,8\% < 20\% \text{ (condição crítica)}$$

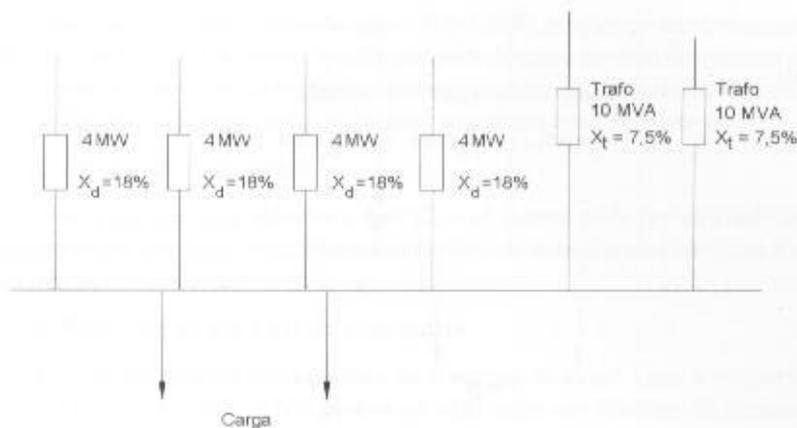
- Usina termelétrica operando em paralelo com a rede pública

Considerar a operação da usina termelétrica conectada em paralelo com a rede pública de acordo com a Figura 16.41. Os valores básicos do sistema são:

- Potência de curto-circuito nos terminais de 69 kV: 600 MVA;
- Impedância do transformador de potência: 7,5%.

FIGURA 16.41

Unidade de Geração em operação em paralelo com a rede



$X'_d = 18\%$ (na base da potência nominal do gerador, que é de $P_n = 4.000 \text{ kW}$ ou 5.000 kVA)

$$X'_d = \frac{18}{3} = 6\% = 0,06 \text{ pu}$$

$X_t = 7,5\%$ (na base da potência nominal do transformador, que é de $P_n = 10.000 \text{ kVA}$)

Admite-se, neste exemplo, que a reatância do transformador seja igual a sua impedância, devido ao valor da resistência ser muito pequeno.

$$X_\phi = X_t \times \frac{P_n}{P_m} \times \left(\frac{V_m}{V_n} \right)^2 = 0,075 \times \frac{5.000}{10.000} \times \left(\frac{6,6}{6,6} \right)^2 = 0,0375 \text{ pu}$$

Como as reatâncias dos transformadores estão em paralelo, tem-se:

$$X_m = \frac{X_{t1} \times X_{t2}}{X_{t1} + X_{t2}} = \frac{0,0375 \times 0,0375}{0,0375 + 0,0375} = 0,01875 \text{ pu}$$

A reatância do sistema de transmissão vale:

$$X_t = \frac{P_n}{P_c} = \frac{5.000}{600.000} = 0,0083 \text{ pu}$$

A reatância total vale:

$$X_t = 0,01875 + 0,0083 = 0,02705 \text{ pu}$$

A reatância paralela entre os geradores e a rede pública de energia vale:

$$X_g = \frac{X_g \times X_t}{X_g + X_t} = \frac{0,06 \times 0,02705}{0,06 + 0,02705} = 0,01864 \text{ pu}$$

A queda de tensão na partida do motor de 2.200 cv vale:

$$\Delta V_{pu} = X_g \times I_{mp} = 0,01864 \times 3,13 = 0,058 \text{ pu} = 5,8\%$$

$$\Delta V_{pu} = 5,8\% < 20\% \text{ (condição plenamente satisfeita)}$$

f) Simulações de contingência

A partir dos resultados obtidos anteriormente, serão analisadas as condições de perda de uma unidade de geração.

Serão consideradas duas condições operacionais:

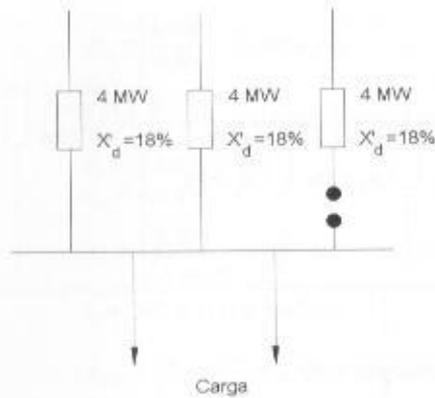
- Operação isolada da rede da concessionária

A condição assumida está mostrada na Figura 16.42.

$$X'_{d1} = \frac{18\%}{2} = 9\% = 0,09 \text{ pu}$$

$$\Delta V_{pu} = X'_{d1} \times I_{mp}$$

FIGURA 16.42
Falha de uma unidade de geração em operação isolada



$$\Delta V_{pn} = 0,09 \times 3,13 = 0,281 \text{ pu} = 28,1\%$$

$$\Delta V_{pn} = 28,1\% > 20\% \text{ (condição inaceitável).}$$

- Operação em paralelo com a rede pública de energia

A condição assumida nesta simulação está mostrada na Figura 16.43.

$$X_{eq} = \frac{X_{db} \times X'_{dpb}}{X_{db} + X'_{dpb}} = \frac{0,02705 \times 0,09}{0,02705 + 0,09} = 0,0207 \text{ pu}$$

$$\Delta V_{pn} = 0,0207 \times 3,13 = 0,065 \text{ pu}$$

$$\Delta V_{pn} = 6,5\% < 20\% \text{ (condição plenamente satisfeita).}$$

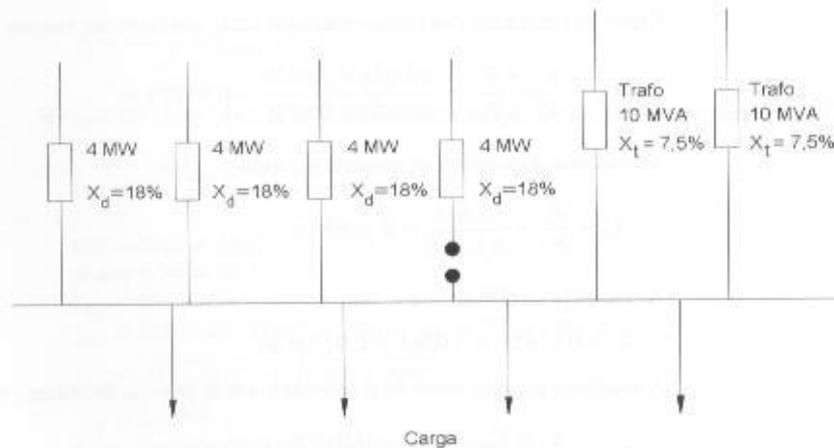


FIGURA 16.43
Falha de uma unidade de geração em operação paralela

16.5 SISTEMA DE CO-GERAÇÃO

Compreende-se por co-geração o processo de produção simultânea de energia elétrica e térmica utilizando-se um único combustível, de forma a atender às necessidades da planta.

A co-geração visa à redução dos custos de energia gasta no processo, reduzindo perdas, aumentando a continuidade de fornecimento e tornando a unidade consumidora menos vulnerável às oscilações de oferta de energia no mercado.

As diferentes formas de energia produzidas nos sistemas de co-geração podem ser aproveitadas em vários processos de produção industrial, ou seja:

- Produção de vapor

Com a pressão variando entre 2 e 15 kgf/cm², o vapor pode ser utilizado na calefação, destilação, esterilização, pasteurização, secagem de produtos alimentícios, têxteis etc.

- Produção de água quente

Com a temperatura variando entre 50 e 120°C, a água quente produzida pelo processo de resfriamento do bloco do motor e pelo trocador de calor ar-óleo do sistema de lubrificação pode ser utilizada notadamente na indústria alimentícia em geral, na calefação ambiental, cabines de pintura, lavanderias, climatização de estufas, processos biodigestores etc.

c) Produção de ar quente

Com a temperatura inferior a 450°C, o ar quente pode ser utilizado na secagem de produtos alimentícios em geral, alimentação de fornos, no controle da climatização, no preaquecimento de caldeiras etc.

d) Produção de água gelada e/ou ar frio

É realizada através de máquinas de absorção de calor. Com a temperatura variando entre 2 e 6°C, a água fria e/ou o ar frio podem ser utilizados nos sistemas de climatização, na indústria farmacêutica, na extrusão e moldagem de materiais plástico, no controle de processos industriais etc.

A produção de ar frio é feito através de uma máquina de absorção de calor que transforma calor em frio por meio de um ciclo de transformação de solução em diferentes estágios empregados no processo. Quanto maior for a temperatura da substância calorífica utilizada, maior será o número de estágios da máquina de absorção. Por exemplo, as máquinas de absorção de um estágio utilizam vapor em muito baixa pressão ou água quente pressurizada, sendo as de mais baixo rendimento. Já as máquinas de absorção de dois estágios já utilizam uma pressão maior da substância calorífica e apresentam maior eficiência. Essas máquinas substituem, num sistema de co-geração, os *chillers* com compressores elétricos.

É de significativa relevância a relação entre a energia elétrica produzida, em kWh, e a energia térmica produzida pela usina de co-geração, em kWh térmico. Citando, como exemplo, valores típicos de usinas de co-geração dotadas de máquinas de recuperação de calor de um estágio, à temperatura de 110°C, a razão entre o kWh elétrico e o kWh térmico pode variar entre 0,70 e 1,10. Já as usinas com máquinas de dois estágios, à temperatura de 190°C, a relação varia entre 1,80 e 2,50.

Essa relação é definida por β e seu valor depende da tecnologia utilizada na fabricação dos equipamentos de geração de energia. Os valores típicos para determinados sistemas de co-geração são:

- turbinas a gás natural: 0,30 a 0,80;
- turbinas a vapor: 0,15 a 0,50;
- motores diesel: 0,50 a 1,16.

Outro parâmetro importante na definição de uma unidade de co-geração é a relação entre a energia elétrica consumida em kWh e a energia térmica consumida, em kWh térmico, no processo.

Essa relação é definida por α e seu valor depende da solução de modelagem do sistema de co-geração. Quanto maior for a energia elétrica que se queira consumir por unidade de energia térmica, maior será o valor de α . Os valores típicos de α para alguns segmentos industriais são:

- setor têxtil: 0,40 a 0,45;
- setor de alimentos e bebidas: 0,05 a 0,10.

Uma análise dos valores de α e β pode definir a produção e o consumo de energia num determinado projeto de co-geração. Assim, se o valor de β superar o valor de α , há maior produção de energia elétrica do que térmica, e, portanto, excedentes que devem ser comercializados para viabilizar o empreendimento. Caso contrário, se α superar β , é necessário a queima suplementar de combustível para complementar as necessidades térmicas da indústria.

Quando requerida uma grande quantidade de frio, é mais vantajoso o uso dos gases exaustos para a geração de vapor e posterior produção de frio em máquinas de dois estágios.

Para a produção de frio em quantidades menores, é vantajoso o uso da água de resfriamento do bloco do motor em máquinas de absorção de um estágio. Já para a produção de vapor de baixa pressão, variando entre 1 bar e 8 bar, ou de água quente com temperatura variando entre 80°C e 125°C, é mais vantajoso o uso dos gases exaustos associado ao calor contido na água de refrigeração do bloco do motor, podendo, nesta condição, utilizar-se uma máquina de absorção de um estágio.

e) Produção de dióxido de carbono

A produção de CO₂ é mais intensamente utilizada na indústria de refrigerantes ou similares.

Apesar de todas as vantagens dos projetos industriais de co-geração, alguns empecilhos têm freado a expansão dessa atividade, tais como:

- inversão de capital na atividade diferente do negócio da indústria;
- dificuldades de comercialização dos excedentes de energia elétrica;
- dificuldades de alocar os excedentes de vapor e água quente em unidades industriais próximas;
- risco regulatório, isto é, mudanças constantes das regras do setor elétrico e intromissão do Poder Executivo para atender a requisitos de política de governo;
- incertezas da evolução dos preços dos insumos energéticos: gás natural e óleo diesel;
- incertezas dos preços da energia elétrica no mercado.

A viabilidade de um projeto de co-geração depende das características operacionais de cada indústria, ou seja:

- possuir aparelhos consumidores de energia térmica, tais como vapor, água quente e água fria em escala elevada;
- ter um consumo de energia elétrica intenso;
- necessitar consumir simultaneamente energia elétrica e térmica.

Para que um projeto de co-geração possa ter viabilidade econômica, é necessário que a planta industrial funcione pelo menos 12 horas por dia ou um total de 4.500 horas anuais. No entanto, para que se obtenha um alto rendimento em uma planta industrial de co-geração é necessário um tempo médio de funcionamento anual de 8.000 horas, com uma utilização média de 90% das diferentes formas de energia produzida.

A co-geração pode empregar diferentes tipos de máquinas primárias para geração de energia, tais como turbinas, motor a ciclo diesel, motor a gás natural ou gás de alto-forno. Para cada tipo de energia térmica necessária ao processo industrial, pode-se viabilizar um tipo de máquina primária.

O custo médio de um sistema de co-geração está situado entre 600 e US\$ 1.200,00/kW médio instalado, dependendo dos tipos de energia produzidos. Já os custos médios de manutenção é de aproximadamente entre 7 e US\$ 12,00/MWh.

A Figura 16.44 mostra um esquema básico de uma planta de co-geração utilizando motor, um sistema de recuperação de calor (SRC), *chillers* e gerador de energia elétrica.

Os sistemas de co-geração podem ser constituídos por turbinas motor a gás natural e motor a ciclo diesel.

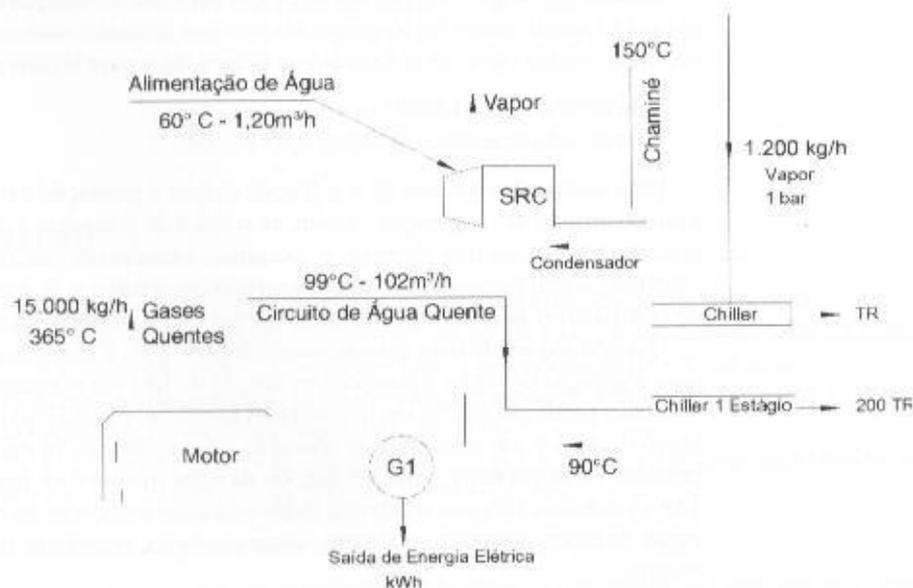


FIGURA 16.44
Esquema básico de uma usina de co-geração a motor

16.5.1 Turbina a Gás Natural

As turbinas somente produzem gases exaustos em alta temperatura, e por assim fazer, são mais indicadas nos processos industriais que incluem secagem de produtos diretamente com os gases de exaustão. Da mesma forma, utilizam-se as turbinas quando há necessidade de grande consumo de vapor em substituição às caldeiras convencionais. Nesses casos, há de considerar que poderá haver excedente de energia elétrica produzida e que deve ser comercializada no mercado. Se a comercialização da energia elétrica não contemplar contratos a longo prazo, é melhor reduzir a produção de energia às necessidades do consumo industrial e instalar ou utilizar caldeiras convencionais para complementar as necessidades de vapor.

As indústrias de papel e de açúcar são aquelas que mais empregam turbinas a gás nos sistemas de co-geração.

As turbinas a gás natural são muito empregadas nos sistemas de co-geração de ciclo combinado, em que se utilizam dois fluidos: o gás natural no processo principal e o vapor no ciclo secundário. Nesse tipo de projeto, tudo há de semelhante ao ciclo combinado já estudado, exceto no que diz respeito ao aproveitamento dos gases exaustos na caldeira de recuperação de calor produzidos pela turbina e da água quente do sistema de condensação do vapor exausto da turbina a vapor. Pode-se, no entanto, aproveitar parte do vapor gerado na caldeira de recuperação de calor para ser utilizada no processo industrial, em detrimento da produção de eletricidade.

A Figura 16.45 mostra o esquema básico de uma usina termelétrica de ciclo combinado, com uso de turbinas a gás empregadas na produção de vapor para processo industrial.

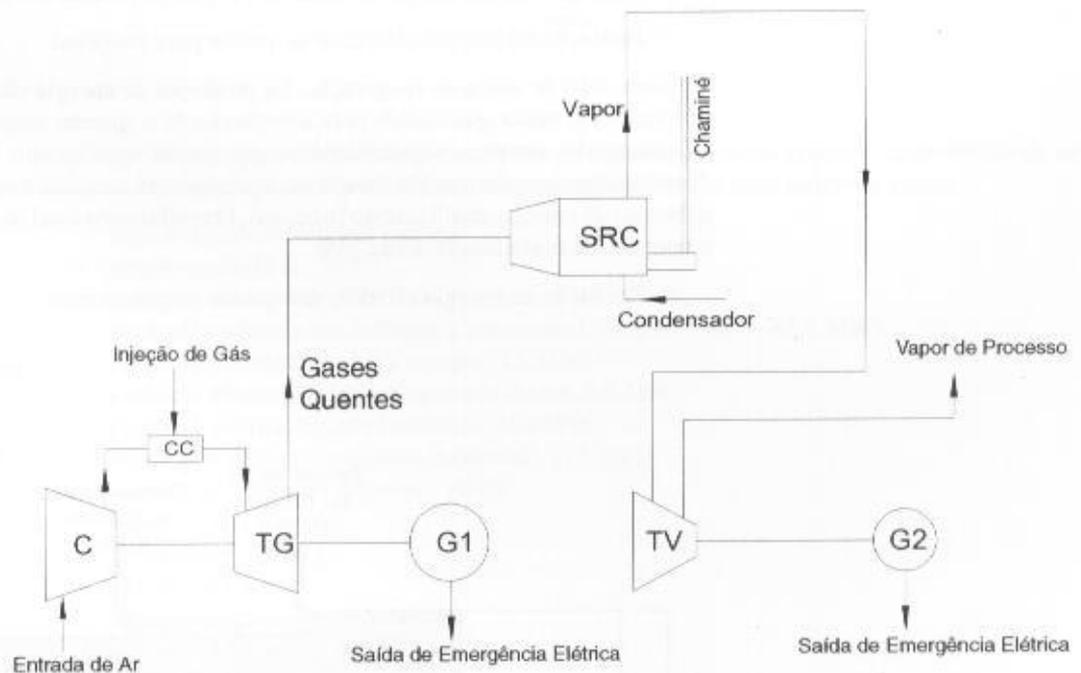


FIGURA 16.45
Co-geração com usina de ciclo combinado

Entre várias alternativas de co-geração de ciclo combinado serão mencionados três esquemas básicos de distribuição da energia envolvida no processo.

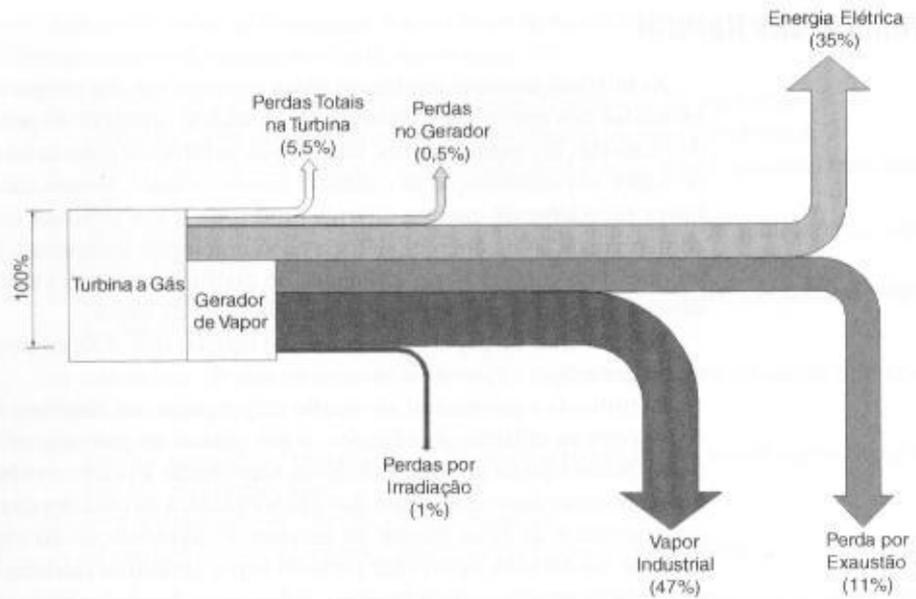
a) Produção de energia elétrica e vapor industrial

Nesse tipo de usina de co-geração, há produção de energia elétrica e os gases exaustos serão utilizados diretamente no processo, como na secagem de produtos industrializados. A Figura 16.46 mostra a distribuição de energia resultante do processo, utilizando usina a ciclo aberto. O rendimento total desse tipo de usina de co-geração é de aproximadamente 72%.

b) Produção de energia elétrica e vapor para refrigeração e água quente

Nesse tipo de usina de co-geração, há produção de energia elétrica e os gases exaustos serão utilizados na geração de vapor, cujo maior volume será utilizado para a produção de fluido frio

FIGURA 16.46
Distribuição de energia em usina a ciclo aberto (eletricidade + vapor)



empregado nos condicionadores de ambiente e refrigeração e, em menor quantidade, para produção de água quente. Esse sistema é muito empregado tanto na indústria, como em hotéis e motéis. O rendimento total desse tipo de usina de co-geração é também de aproximadamente 73%.

c) Produção de energia elétrica e ar quente para processo

Nesse tipo de usina de co-geração, há produção de energia elétrica e os gases exaustos serão utilizados em maior quantidade para a produção de ar quente, empregados diretamente no processo industrial e, em menor quantidade, na geração de água quente. Esse sistema é muito empregado em indústrias para uso nos fornos de aquecimento, secadores etc. A Figura 16.47 mostra a distribuição de energia resultante do processo. O rendimento total desse tipo de usina de co-geração é também de aproximadamente 73%.

d) Produção de energia elétrica, gás quente e água quente

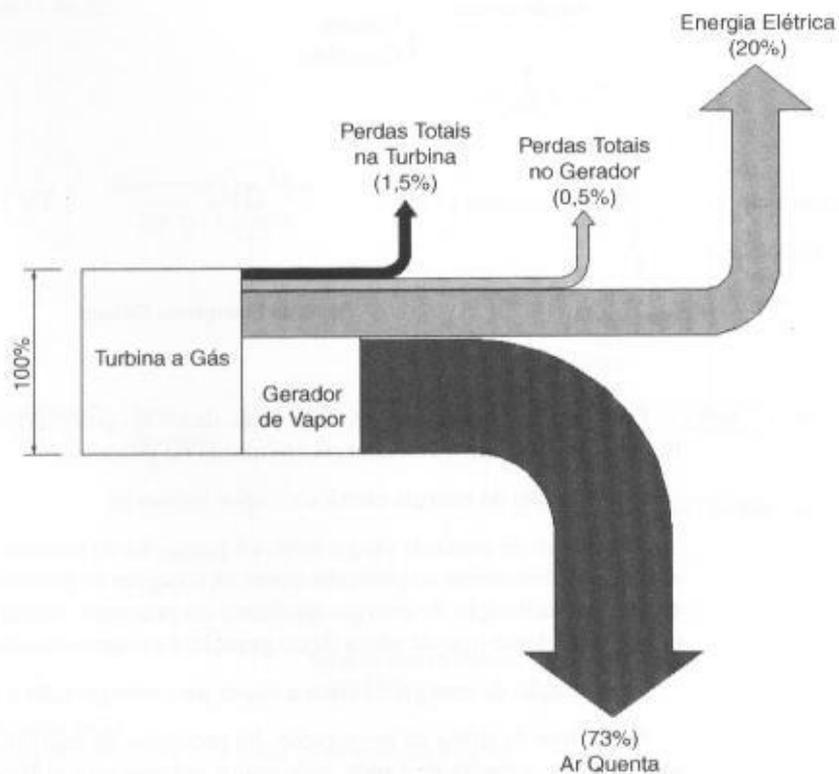


FIGURA 16.47
Distribuição de energia em usina a ciclo aberto (ar quente)

Nesse tipo de usina de co-geração, há produção de energia elétrica em grande quantidade e os gases exaustos serão utilizados na produção de vapor, e a água de refrigeração do condensador utilizada para produção de água quente empregada no processo industrial e na higienização. A Figura 16.48 mostra a distribuição de energia resultante do processo. O rendimento total desse tipo de usina de co-geração é de aproximadamente 82%.

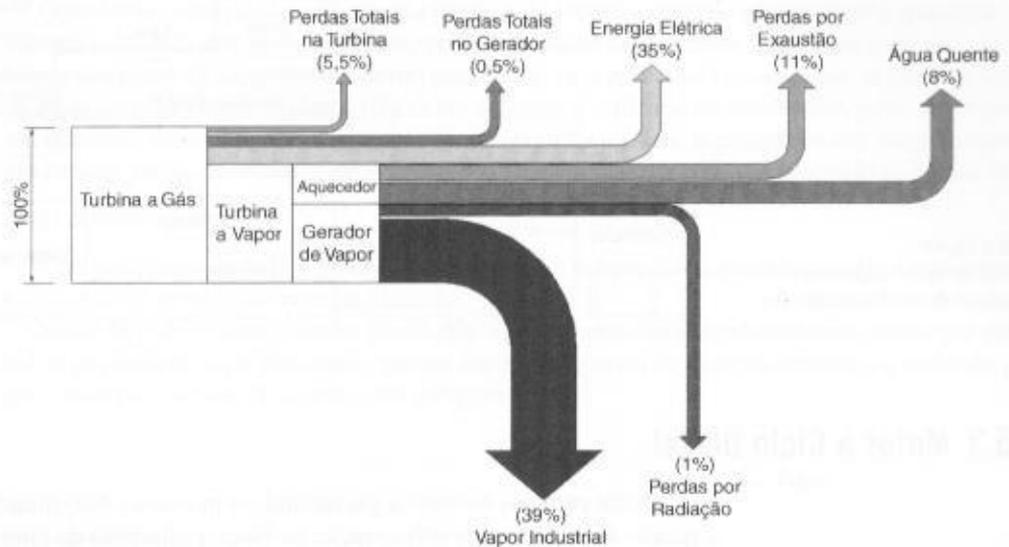


FIGURA 16.48
Distribuição de energia em usina a ciclo fechado (água quente + ar quente)

Como informação útil para fins comparativos seguem os dados práticos de produção de um sistema de co-geração, utilizando duas turbinas a gás natural e uma turbina a vapor:

- tipo de combustível: gás natural;
- temperatura do ar: 24°C;
- umidade relativa: 26,7%;
- potências geradas nas turbinas a gás natural: 87,6 MW ($2 \times 43,8$ MW);
- potência gerada na turbina a vapor: 15 MW;
- potência absorvida nos serviços auxiliares: 2,6 MW;
- potência elétrica líquida fornecida: 100 MW;
- vapor absorvido no processo industrial: 31,5 kg/s;
- pressão do vapor de processo: 70 bar;
- vapor de alta pressão:
 - quantidade: 24,4 kg/s
 - pressão: 41,4 bar
 - temperatura do vapor: 475°C
- vapor de baixa pressão:
 - quantidade: 4,9 kg/s
 - pressão: 5,3 bar (saturado)
 - pressão no condensador: 0,082 bar
- temperatura dos gases exaustos: 120°C;
- temperatura dos gases na entrada da turbina: 1.085°C;
- temperatura dos gases na saída da turbina: 535°C;
- quantidade de gases exaustos da turbina: 334 kg/s (2×167).

16.5.2 Motor a Gás Natural

Os motores a gás natural produzem tanto gases exaustos em alta temperatura, quanto água quente de refrigeração do bloco (cilindros) do motor e do sistema de lubrificação. Assim, são mais indicados quando no processo industrial há necessidade de utilização direta dos gases de exaustão e de água quente ($\approx 90^\circ\text{C}$) para processo de lavagem, preaquecimento etc.

A Figura 16.49 mostra o esquema básico de resfriamento e aproveitamento dos gases exaustos e da água quente de refrigeração do bloco motor.

Os fluxos de energia de maior significado num projeto de co-geração referem-se aos gases de exaustão e a água quente resultante do resfriamento do bloco do motor, já que água de refrigeração do óleo de lubrificação e do *aftercooling* é entregue ao sistema em temperaturas baixas.

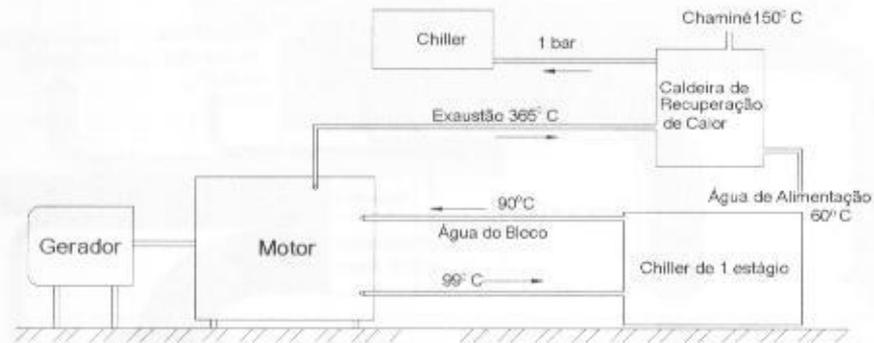


FIGURA 16.49
Sistema de aproveitamento energético do resfriamento do motor

16.5.3 Motor a Ciclo Diesel

Assim como os motores a gás natural, os motores a óleo diesel produzem tanto gases exaustos, quanto água quente de refrigeração do bloco (cilindros) do motor e do sistema de lubrificação.

Vale ressaltar que os motores a gás natural ou a ciclo diesel apresentam um rendimento elétrico superior aos das turbinas.

Para o aproveitamento dos gases exaustos para a produção de vapor utilizando-se quaisquer das máquinas primárias anteriores deve-se empregar um sistema de recuperação de calor.

Os motores produzem, em média, 0,80 t/h de vapor por cada MWe (MW médio) gerado. Já as turbinas produzem, em média, 2 t/h de vapor/MWe, com temperaturas entre 450°C e 550°C.

É extremamente difícil conceber um projeto de co-geração onde haja produção de energia elétrica, vapor e água quente nas quantidades necessárias ao consumo da planta industrial. Se isso ocorrer, o rendimento da planta de co-geração pode atingir os 85%. Já o rendimento de uma usina de geração elétrica, no modo ciclo combinado, alcança valores máximos de 55%.

Para realizar os estudos de viabilidade de um projeto de co-geração, deve-se considerar os seguintes parâmetros:

- potência elétrica do gerador;
- energia elétrica a ser gerada;
- consumo de combustível;
- vazão dos gases exaustos;
- volume da água quente produzida;
- rendimento elétrico;
- rendimento térmico;
- rendimento total.

Praticamente, os mesmos princípios utilizados nos projetos de co-geração empregando motores a gás natural podem ser utilizados nos projetos de co-geração utilizando motores a óleo diesel.

16.5.4 Tipos de Sistema de Co-geração

Existem, basicamente, dois tipos de sistemas de co-geração caracterizados pela utilização da energia produzida, ou seja:

a) *Topping cycle*

É caracterizado quando a planta produz energia elétrica e cujo rejeito térmico é utilizado para geração de frio ou calor.

Nesse tipo de sistema, o combustível empregado, seja ele gás natural, óleo diesel ou óleo combustível, é utilizado no primeiro estágio na produção de energia mecânica, que, no segundo estágio, é transformada em energia elétrica e, no terceiro estágio, transformada em energia térmica.

Nesse tipo de co-geração são empregadas turbinas a gás natural, motores a combustível líquido ou motores a gás natural.

O calor dos gases de exaustão pode ser empregado na produção de vapor, ar quente, água quente e água fria.

Quando as necessidades de energia térmica da planta industrial ultrapassam a quantidade de energia calorífica dos gases exaustos, pode-se realizar uma queima suplementar de gás natural. Como nos gases de escapamento existe uma quantidade apreciável de oxigênio, já que a quantidade de ar que circula na turbina é três vezes superior a utilizada na combustão, pode-se empregar um conjunto de queimadores no bocal de descarga da turbina, injetando-se um certo volume de gás natural, elevando, assim, a temperatura dos gases exaustos, conforme mostrado na Figura 16.50.

b) *Bottoming cycle*

É caracterizado quando a planta produz calor em temperaturas elevadas e cujo rejeito térmico é utilizado na geração de energia elétrica.

Nesse tipo de sistema, o calor produzido num processo industrial qualquer, como, por exemplo, o gás industrial de alto-forno, possui um elevado nível de energia térmica e é utilizado para gerar energia elétrica, de acordo com a Figura 16.51.

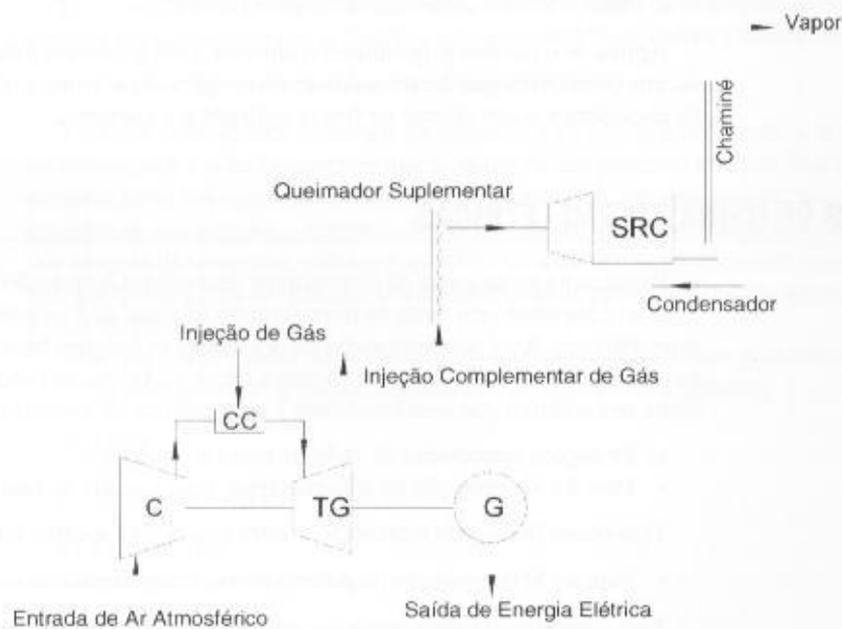


FIGURA 16.50
Sistema de co-geração tipo
topping cycle

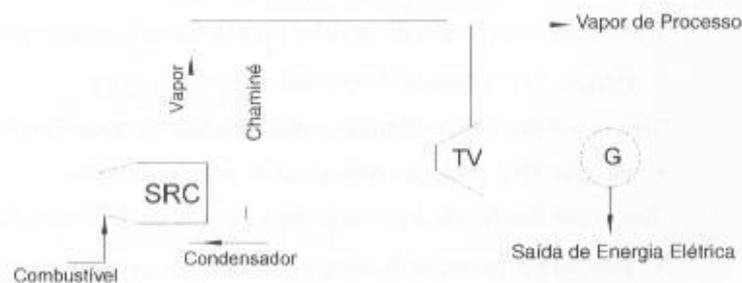


FIGURA 16.51
Sistema de co-geração tipo
bottoming cycle

16.5.5 Custos e Financiamento

Os elementos de custos a serem considerados num projeto de co-geração podem ser agrupados nos seguintes itens:

- capital empregado na aquisição da usina de co-geração, tais como motores, geradores elétricos, caldeiras, máquinas de absorção, trocadores de calor etc.;
- dedução do capital que seria empregado na aquisição dos equipamentos necessários à produção e ao funcionamento da indústria, tais como *chillers* elétricos, caldeiras convencionais para a queima de combustíveis líquidos ou sólidos, geradores de energia ou a fatura mensal de energia estimada, no caso de fornecimento de energia elétrica pela concessionária.

O mercado financeiro oferece várias formas para financiar investimentos em co-geração, ou seja:

a) *Turnkey*

Neste tipo de negócio, o proprietário da planta industrial realiza os investimentos com capital próprio ou toma financiamento em instituição bancária privada ou estatal.

b) *Built, Operate and Transfer (BOT)*

Este tipo de financiamento consiste na execução da usina termelétrica por uma empresa qualificada que pode aplicar recursos próprios ou obter financiamento junto à rede bancária. Essa empresa ficará responsável pela gestão da usina de co-geração que fornecerá os insumos necessários à planta industrial, isto é, energia, vapor, água quente e água fria, de acordo com o contrato. No final de um determinado período, a empresa gestora e financiadora da unidade de co-geração transferirá o patrimônio para o seu cliente que, a partir dessa data, ficará responsável pela gestão da unidade de co-geração.

c) *Built, Operate, Own and Transfer (BOOT)*

Aplica-se o mesmo procedimento anterior, com a diferença de que, no final do período definido em contrato, a gestão da unidade de co-geração é compartilhada entre a empresa gestora e financiadora e o seu cliente na forma definida em contrato.

16.6 PROTEÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS

Existe uma vasta gama de dispositivos necessários à proteção de uma usina termelétrica. Esse assunto é abordado em parte no livro do autor *Manual de Equipamentos Elétricos* ou em literatura especializada. Aqui somente serão mencionadas as funções básicas que devem ser utilizadas nos esquemas de proteção e sua justificativa técnica. Assim, as funções básicas de proteção de uma usina termelétrica que será conectada à rede pública de energia elétrica são:

a) Proteções conectadas do lado da usina termelétrica

- Função 51: proteção de sobrecorrente temporizada de fase

Tem como finalidade a proteção contra sobrecarga e curto-circuito no gerador.

- Função 51N: proteção de sobrecorrente temporizada de neutro

Tem como finalidade a proteção contra curtos-circuitos monopolares.

- Função 51G: proteção de sobrecorrente temporizada de terra

É utilizada na proteção do gerador para defeitos à terra do gerador.

- Função 32P: proteção direcional de potência ativa

Tem como finalidade eliminar a possibilidade de motorização do gerador.

- Função 32Q: proteção direcional de potência reativa

Tem como finalidade a proteção para a perda de excitação do gerador.

- Função 49: proteção de imagem térmica do gerador e do transformador de potência
- Função 87: proteção diferencial

Essa função se aplica tanto na proteção dos transformadores de força quanto no gerador de energia elétrica.

- Função 46: proteção de desbalanceamento de corrente

É utilizada na proteção contra o desbalanceamento de corrente de fase.

- Função 25: verificação de sincronismo

Essa função é aplicada nos terminais de cada gerador para verificar o sincronismo com a barra de interligação dessas unidades.

- Função 27: proteção de subtensão

Aplicada no processo de afundamento de tensão na rede pública ou no próprio gerador devido a defeitos distantes no sistema de transmissão ou sobrecarga no gerador.

- Função 59: proteção de sobretensão

Aplicada no processo de elevação de tensão na rede pública ou no próprio gerador devido a defeitos distantes no sistema de transmissão.

- Função 81: proteção de sobre e subfreqüência
- Função 64F: proteção contra defeito à terra do rotor do gerador

- b) Proteções conectadas aos transformadores de medida do lado da rede pública de distribuição
- Função 67: proteção direcional de sobrecorrente temporizada

Essa função tem como finalidade desconectar a usina da rede quando ocorrer um defeito entre fases permanente nesta, inibindo a usina de contribuir com a corrente de curto-circuito.

- Função 67N: proteção direcional de defeito à terra

Essa função tem como finalidade desconectar a usina da rede quando ocorrer um defeito monopolar permanente nesta, inibindo a usina de contribuir com a corrente de curto-circuito.

- Função 32P: proteção direcional de potência ativa

Tem como finalidade restringir ou eliminar a possibilidade de transferir potência da usina termelétrica para a rede da concessionária, denominada potência inversa. Se a usina termelétrica está contratada na sua capacidade máxima com a indústria na qual está instalada, como é comum em projetos de co-geração e autogeração, o relé direcional de potência ativa deve ser ajustado para um valor muito pequeno, não mais que 5%. Se a usina termelétrica tem contrato de exportação de energia elétrica para o mercado, o relé direcional de potência deve ser ajustado para o valor máximo de potência contratual.

Para que o leitor tenha uma diretriz básica dos ajustes a serem efetuados nas unidades de proteção de uma usina de geração, seguem os valores típicos utilizados:

- a) Função 51

- corrente: $I_{aj} = 1,50 \times I_n$
- tempo: $T_{op} = 2 \text{ s}$

- b) Função 51N

- corrente: $I_{aj} = 1,25 \times I_n$

I_n – corrente nominal da unidade de geração;

I_{aj} – corrente de ajuste do relé de proteção;

T_{op} – tempo de operação da proteção.

- tempo: $T_{op} = 2 \text{ s}$

- c) Função 51G

- corrente: $I_{aj} = 10 \text{ A}$
- tempo: $T_{op} = 1 \text{ s}$

- d) Função 51V

- corrente: $I_{aj} = 1,5 \times I_n$
- tempo: $T_{op} = 2,5 \text{ s}$

- e) Função 87

- corrente: $I_{aj} = 1,05 \times I_n$

- f) Função 67

- corrente: $I_{aj} = 1,05 \times I_n$
- tempo: $T_{op} = 0,5 \text{ s}$

g) Função 67N

- corrente: $I_{aj} = 1,05 \times I_n$
- tempo: $T_{op} = 0,5$ s

h) Função 32P

- potência: $P_{aj} = 1$ a $1,05 \times P_n$ (para turbina) e $P_{aj} = 1,05$ a $1,20 \times P_n$ (para motores a diesel)
- tempo: $T_{op} = 2$ s

i) Função 32Q

- potência: $P_{aj} = 0,30 \times P_n$
- tempo: $T_{op} = 2$ s

j) Função 27

- tensão: $V_{aj} = 0,75 \times V_n$
- tempo: $T_{op} = 3$ s (superior ao tempo de 67, 51 e 51 V)

k) Função 46

- corrente: $I_{aj} = 0,15 \times I_n$ (utilizar a curva de tempo inverso)

l) Função 49

- alarme: 80% da capacidade térmica do gerador
- disparo: 120% da capacidade térmica do gerador
- constante tempo: 20 minutos (em operação)
- temperatura: 120°C (ou de acordo com a classe de isolamento do gerador)

m) Função 59

- tensão: $V_{aj} = 1,1 \times V_n$
- tempo: $T_{op} = 2$ s

n) Função 64F

- corrente: $I_{aj} = 10$ A
- tempo: $T_{op} = 1,0$ s

o) Função 81

- sobrefreqüência: $F_g = 1,05 \times F_n$
 $T_{op} = 2$ s
- subfreqüência: $F_g = 0,95 \times F_n$
 $T_{op} = 2$ s

p) Função 25

- ângulo de defasagem: $< 10^\circ$
- tensão: $< \pm 5\%$
- freqüência: ± 1 Hz

Para realizar esses ajustes, deve-se consultar a concessionária local para compatibilizá-los com os esquemas de rejeição de carga do seu sistema.

16.7 EMISSÃO DE POLUENTES

Entre os poluentes produzidos pelas usinas termelétricas o de maior interesse para o meio ambiente é a emissão dos NO_x .

16.7.1 Motores a Óleo Diesel

Os motores a óleo diesel normalmente apresentam restrições de médias a graves quanto ao impacto ambiental. O poluente de maior impacto ao meio ambiente liberado pelos motores a diesel é o dióxido de nitrogênio. No entanto, não existe ainda uma legislação que limite a quantidade desse poluente.

Já o dióxido de enxofre (SO_2) é um dos poluentes de maior restrição e está contido também no óleo diesel. Sua emissão é influenciada pelo poder calorífico do combustível, cuja quantidade específica é dada pela Equação (16.12), ou seja:

$$SO_2 = \frac{72 \times 10^5 \times S_p}{\eta \times PCI} \text{ (g/kWh)} \quad (16.12)$$

S_p – quantidade de enxofre contida no óleo diesel, em %;
 η – eficiência da instalação;
 PCI – poder calorífico inferior do combustível em kJ/kg.

De acordo com a legislação do CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente, a emissão de enxofre está limitada a 5.000 g/Gcal, equivalente a 4,30 g/kWh para usinas com capacidade inferior a 70 MW de potência instalada, e a 2.000 g/Gcal, equivalente a 1,72 g/kWh para usinas com capacidade superior a 70 MW.

O óleo diesel, por ser um derivado de petróleo e não receber tratamento para remoção de poliaromáticos, é um produto potencialmente carcinogênico. Entretanto, como este não deve ser manipulado diretamente com o contato humano, o potencial de risco fica reduzido a níveis tolerantes, desde que, em seu manuseio, sejam utilizados materiais adequados de proteção individual.

Quanto ao meio ambiente, utiliza-se como parâmetro para a análise do teor de emissão de dióxido de enxofre e partículas totais as informações obtidas na Resolução do CONAMA n.º 008, de 06 de dezembro de 1990.

A Resolução referida, que estabelece limites máximos de emissão de poluentes do ar (padrões de emissão) para processos de combustão externa em fontes novas, fixa os limites de poluição de usinas geradoras. Esta Resolução determina como teor máximo de partículas totais para óleos combustíveis 350 gramas por milhão de quilocalorias e o teor máximo de dióxido de enxofre (SO_2) como 5.000 gramas por milhão de quilocalorias.

Os valores citados somente se enquadram para processos de combustão externa em fontes novas e fixas de poluição com potência nominal total igual ou inferior a 70 MW, situados em uma área de classe II ou III.

A legislação brasileira (Resolução n.º 008/90) só define teores máximos para partículas totais e para dióxido de enxofre, não existindo limites de outros poluentes para efeito de comparação.

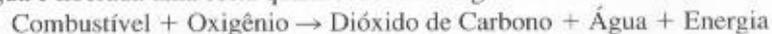
A presença de compostos sulfurados é indesejável no diesel, devido à sua ação corrosiva e à formação de gases tóxicos SO_2 e SO_3 , os quais ocorrem em proporções relativas que podem atingir até 90% de SO_3 . Estes gases apresentam ainda o inconveniente de produzir depósitos de sulfatos sólidos na câmara de combustão, ou reagir com água produzindo H_2SO_4 e H_2SO_3 , altamente corrosivos.

O diesel não deve conter altos teores de água e sedimentos devido ao fato de sólidos abrasivos produzirem desgaste excessivo das peças do motor, especialmente no sistema de injeção e, ainda, a influência prejudicial da água na combustão e obstrução de filtros de combustível aumentando a resistência ao escoamento.

O teor de cinzas de um óleo, determinado pela quantificação do resíduo da queima de uma pequena quantidade do mesmo, é um indicativo dos depósitos metálicos indesejáveis formados durante a sua combustão. Esses depósitos formados na câmara de combustão e em outras partes do motor durante a operação a altas temperaturas podem se apresentar como sólidos abrasivos ou como sabões metálicos, ambos contribuindo para o desgaste do motor propriamente dito, atacando as paredes do cilindro e superfícies dos pistões.

A combustão ou queima de um combustível é uma reação química entre um combustível, no caso, os hidrocarbonetos oriundos do petróleo, e de um comburente, no caso o O_2 do ar. A quantidade de comburente presente influencia diretamente no produto, podendo ser uma reação completa ou incompleta.

Quando os combustíveis fósseis reagem com o oxigênio são formados dióxido de carbono (CO_2), água e liberada uma certa quantidade de energia:



Esse processo é denominado combustão completa. Por exemplo, a gasolina é um combustível obtido a partir do petróleo, constituído de uma mistura de hidrocarbonetos dos quais o mais importante é o octano, cuja fórmula é C_8H_{18} . Sua combustão pode ser representada simplificadamente pela equação química:



A equação anterior mostra que a queima de um mol de octano produz 1302,7 kcal de energia.

Quando a quantidade de ar é limitada durante a queima do combustível pode não haver oxigênio suficiente para converter carbono em dióxido de carbono; o carbono pode ser convertido em monóxido de carbono (CO), sendo a combustão denominada incompleta. Por exemplo:



O monóxido de carbono é um gás extremamente tóxico, que dificulta a capacidade de a hemoglobina do sangue carregar oxigênio. Sendo um gás incolor e inodoro, dificilmente percebe-se a sua presença. Portanto, é importante que durante a queima de um combustível haja ar suficiente para promover a combustão completa.

Caso a quantidade do ar seja extremamente baixa, produz-se apenas minúscula partícula sólida de carvão, conhecidas por fuligem (fumaça preta).



Para evitar a ocorrência de combustão incompleta, é necessário que os equipamentos estejam bem ajustados.

O monóxido de carbono e a fuligem são dois exemplos de produtos indesejáveis formados na queima de combustíveis. Existem outros exemplos: muitos combustíveis contêm enxofre, que é convertido a dióxido de enxofre quando ocorre a combustão:



Combustíveis diferentes apresentam propriedades distintas. Assim, na escolha de um combustível devem ser consideradas as vantagens e desvantagens de cada um e analisadas questões como quantidade de calor produzido, custo, segurança, condições de armazenamento e transporte, produção de poluentes, entre outros fatores.

16.7.1.1 Emissão de gases da combustão

Conforme visto anteriormente, o combustível, ao entrar em queima, combina-se com o comburente, na maioria dos casos, o oxigênio do ar. Desta reação química, originam-se vários gases que se desprendem sob a forma de fumaça que contribuem para a contínua deterioração da qualidade do ar.

A emissão de poluentes varia de acordo com o tipo de motor, com o modelo, com o tipo de combustível utilizado, com a relação ar/combustível do processo de combustão, com a velocidade do motor, com a geometria da câmara de combustão e com a existência de equipamento de controle de emissão (catalisador).

Dentre estes gases, os mais importantes em relação aos problemas causados ao ambiente e ao homem são os óxidos de enxofre, os óxidos de nitrogênio, os óxidos de carbono e o material particulado.

16.7.1.1.1 Óxido de enxofre

Em todo o mundo as atividades humanas e naturais produzem o dióxido de enxofre. Suas fontes naturais incluem vulcões, decomposição de matéria orgânica etc. As fontes de poluição causadas pelo homem incluem a combustão do carvão contendo enxofre, combustão de derivados do petróleo e a fundição de minérios não-ferrosos.

Sobre a superfície da Terra, especialmente em regiões industriais, a grande maioria do SO_2 é proveniente de atividades humanas e não de fontes naturais.

A produção global de SO_2 aumentou seis vezes desde 1900. Contudo, a maioria das nações industrializadas baixou os níveis de SO_2 em 20 a 60% entre 1975 e 1984, e muitos países reduziram a poluição do SO_2 em áreas urbanas, durante a última década, através da mudança da indústria pesada e imposição de padrões mais rígidos de emissões. As principais reduções de SO_2 vieram da queima de carvão com baixo teor de enxofre e da redução da utilização do carvão para gerar eletricidade.

Na combustão, o enxofre do óleo combustível se converte nos óxidos de enxofre (SO_2 e SO_3). Além disto, este enxofre, combinando-se com complexos de sódio e vanádio, contribui para a formação de depósitos sobre as superfícies externas dos tubos superaquecidos, economizadores e aquecedores de óleo, resultando em corrosão do equipamento e perda da eficiência térmica, além de afetar o nível das emissões.

16.7.1.1.2 Óxido de nitrogênio

O óxido de nitrogênio produzido pelas fontes naturais e humanas é chamado de monóxido de nitrogênio, e este é rapidamente convertido em dióxido de nitrogênio.

Os óxidos de nitrogênio são formados naturalmente através da ação da luz pela decomposição da matéria orgânica. Aproximadamente metade dos óxidos de nitrogênio provém da ação do homem e o restante é produzido por operações industriais.

Durante os anos de 1970, as emissões de óxidos de nitrogênio elevaram-se em muitos países e, a partir de então, se mantiveram ou decaíram. Os níveis de óxidos de nitrogênio não caíram tão radicalmente quanto os de SO_2 , em primeiro lugar porque grande parte do total das emissões dos óxidos de nitrogênio provém de milhões de veículos motorizados, enquanto a maioria do SO_2 é lançada por queima relativamente pequena de carvão nas usinas geradoras, cujas emissões podem ser controladas.

16.7.1.1.3 Óxido de carbono

O monóxido de carbono tem um pequeno efeito direto sobre os ecossistemas, porém ele contribui indiretamente ao efeito estufa e destrói a camada protetora de ozônio.

Entre 60 e 80% das emissões globais de monóxido de carbono são de fontes naturais. No entanto, em algumas áreas urbanas a maioria das emissões de monóxido de carbono vem da queima incompleta de combustíveis nos veículos motorizados.

16.7.1.1.4 Material particulado

Materiais sólidos e líquidos suspensos no ar podem variar em tamanho, de finos aerossóis a partículas maiores. Os efeitos à saúde das partículas dependem de seus tamanhos: partículas maiores reduzem a visibilidade, mas representam efeitos menores à saúde, enquanto as menores podem causar danos aos olhos e pulmões.

A poeira, vaporização, fogo em florestas e a queima de certos tipos de combustíveis estão entre as fontes de partículas na atmosfera. O controle das fontes de emissões tem reduzido a quantidade de partículas lançada por várias nações industrializadas.

O material particulado constitui o poluente mais importante a ser considerado nos programas de redução de emissões em motores a diesel. A Tabela 16.14 fornece os valores das emissões de SO_3 e particulados.

TABELA 16.14

Total das emissões de usinas termelétricas a motor a ciclo diesel

Potência (MW)	Emissões de SO_3		Emissões de Particulados	
	(g/Mkcal)		(g/Mkcal)	
	Óleo Tipo B	Óleo Tipo D	Óleo Tipo B	Óleo Tipo D
10	5.872	2.348	117	117
12	6.850	2.740	137	137
14	7.829	3.131	156	156
16	9.786	3.914	195	195
20	11.744	4.697	234	234

16.7.2 Motores a Gás Natural

Os motores a gás natural normalmente apresentam restrições leves quanto ao impacto ao meio ambiente.

16.7.3 Turbinas a Gás Natural

As emissões decorrentes da operação de uma usina termelétrica de médio a grande portes são permanentes e é função do padrão tecnológico da turbina empregada, consistindo em material particulado inalável (PM-10), dióxido de enxofre, monóxido de carbono (CO) e óxidos de nitrogênio (NO_x), provenientes da queima do gás natural.

Para exemplificar, uma turbina com potência média de 120 MW apresenta as seguintes emissões:

- material particulado inalável: 2 g/s, nos gases de combustão;
- dióxido de enxofre: 5 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão;
- monóxido de carbono: 8 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão;
- óxidos de nitrogênio: 25 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão.

Uma turbina desse porte, operando em sua capacidade máxima, emitirá aproximadamente uma quantidade de gases de $1.000.000 \text{ N} \cdot \text{m}^3/\text{h}$ com 12% de O_2 e cerca de 9,5% de umidade.

As emissões máximas permitidas pela legislação são:

- material particulado inalável: 5,22 g/s, nos gases de combustão;
- dióxido de enxofre: 14,29 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão;
- monóxido de carbono: 10 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão;
- óxidos de nitrogênio: 51,34 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão.

Já os efluentes líquidos liberados por uma usina termelétrica a ciclo combinado é de cerca de $0,274 \text{ m}^3/\text{h}/\text{MW}$.

16.8 EMISSÃO DE RUÍDOS

Para redução do ruído do lado externo da Casa do Gerador ao valor requerido pela legislação, que é de 60 dB, faz-se necessário dotar a usina termelétrica de atenuadores de ruído, tanto na entrada e saída do ar de refrigeração, conforme mostra a Figura 16.25. Além disso, é necessário utilizar na cobertura das paredes, teto e portas atenuadores de 50 mm formados por material sintético ondulado.