



## 16.1 Introdução

A crise de energia elétrica em 2001 e a expectativa de novas crises para os anos subsequentes motivaram as indústrias a repensar sua tradicional forma de contratar a energia que consome, isto é, o suprimento por meio da concessionária de distribuição local e, no caso de grandes indústrias, diretamente de produtores independentes. No primeiro caso, o consumidor é denominado *consumidor 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. Naquele tempo, não havia as grandes unidades de geração no Brasil, e a maior parte das indústrias possuía unidades geradoras próprias, que ainda forneciam a energia sobejante ao município em que se localizavam.

Atualmente, não só os parques industriais buscam gerar, quando

conveniente, sua própria energia, mas outros segmentos da atividade econômica também aderem, se isso for economicamente interessante, a essa nova forma de autogeração, 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*, como iluminação de emergência, máquinas que operam com materiais plásticos que podem endurecer no seu interior, sistemas de frio de fábricas de cerveja etc.

O conceito de geração agora tomou nova forma. A indústria pode adquirir sua unidade de geração com capacidade superior a suas necessidades atuais, conectando-se ao mesmo tempo à rede elétrica da concessionária. Se o custo da energia gerada por ela for inferior ao valor da energia comprada ao seu fornecedor, a indústria deixa de comprar desse fornecedor e passa a gerar sua própria energia. 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 no horário de ponta de carga.
- Implantar um sistema de cogeração.

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

- O investimento inicial é muito elevado.
- O tempo de retorno do investimento normalmente varia entre cinco e

oito anos.

- A geração de energia elétrica não é o foco de seu negócio.
- O preço do combustível permite riscos do negócio.

Se o negócio é cogeração, 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 mercado ou impossibilidade para a venda do excesso de calor ou frio produzido pela usina.

## 16.2 Características das usinas de geração

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

### a) Produtor independente de energia (PIE)

Pessoa jurídica ou consórcio de empresas que recebe a concessão ou autorização para explorar o aproveitamento hidrelétrico ou a central geradora termelétrica e o respectivo sistema de transmissão associado e comercializar, no todo ou em parte, a energia produzida por sua conta e risco. Podem ser utilizados motores a combustível líquido, motores a gás natural, turbinas a gás natural e turbinas a vapor ou outras formas de geração.

### b) Produtor independente autônomo (PIEA)

Produtor independente cuja sociedade não é controlada ou coligada de concessionária de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com

o controlador comum. Podem ser utilizados motores a combustível líquido, motores a gás natural, turbinas a gás natural e turbinas a vapor ou outras formas de geração.

### **c) Autoprodutor (APE)**

Pessoa física, pessoa jurídica ou consórcio de empresas que recebe a concessão ou autorização para explorar o aproveitamento hidrelétrico ou a central geradora termelétrica e o respectivo sistema de transmissão associado e utilizar a energia produzida para o uso exclusivo em suas instalações industriais, podendo comercializar eventual e temporariamente seus excedentes de energia mediante autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). São mais frequentemente utilizados motores a combustível líquido, motores a gás natural, turbinas a gás natural e turbinas a vapor.

### **d) Usinas de cogeração**

São aquelas destinadas à geração de energia elétrica e térmica, esta última nas suas diversas formas: vapor, água quente e água fria. São localizadas, em geral, no interior da própria unidade consumidora. São mais frequentemente utilizados motores a gás natural e turbinas a gás natural.

### **e) 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 frequentemente utilizados motores a combustível líquido e motores a gás natural.

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

As usinas termelétricas de emergência, normalmente, utilizam apenas uma unidade 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 certa quantidade de unidades de geração para atender até a segunda contingência, isto é, a usina funcionaria normalmente quando ocorresse um defeito em uma unidade de geração no momento em que outra unidade estivesse em manutenção. Ou, ainda, a quebra simultânea de duas unidades de geração. Em geral, o mesmo procedimento é utilizado nas usinas de cogeração.

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

## 16.2.1 Tipos de combustível

Existem diferentes possibilidades de utilização de combustível para a 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 porte. 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 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. É formulado a partir 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 Agência Nacional do Petróleo (ANP) e os métodos de análise, que fornecem ao produto as características específicas individuais, são normatizados, em âmbito nacional, pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), e em nível internacional, pela American Society for Test and Materials (ASTM).

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 do tipo B**

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

### **b) Óleo diesel do tipo D**

Disponível desde 1º 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 sua homologação.

Na [Tabela 16.1](#) são destacadas as especificações atualmente em vigor para o óleo diesel do 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) e 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 às especificações da [Tabela 16.1](#).

**Tabela 16.1** Especificações técnicas do óleo diesel

--	--	--

Característica		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
Votalidade	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	Corrosidade ao cobre	-	MB 287	ASTM D130	-	2

Combustão	Cinzas	% m/m	(MB 47) NBR 9842	ASTM D482	-	0,02
	Resíduo de carbono Ramsbotton (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

### 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 é devido 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 de 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, nesses casos, explosiva devido à elevada velocidade de propagação da 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 um 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 consequência, 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 a emissão de poluentes e a 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 em que 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 Óleo combustível

O óleo combustível é um produto derivado do petróleo produzido utilizando-se resíduos da destilação a vácuo. É também conhecido como óleo combustível pesado ou óleo combustível residual. É de composição bastante complexa e depende basicamente do tipo de petróleo a que deu origem, do processo utilizado na sua fabricação e da mistura a que foi submetido na refinaria. Todas essas formações do óleo combustível são necessárias para que se possa oferecer um produto comercial com várias viscosidades, que atendam às exigências do mercado consumidor.

O óleo combustível é um produto destinado à geração de energia elétrica, por meio da queima em motores a combustão interna e do aquecimento de caldeiras na formação de vapor e água quente utilizados em processos de produção industrial.

O óleo combustível é classificado no Brasil com duas diferentes denominações:

- Óleo combustível do tipo “A”

É aquele cuja teor de enxofre é de, no máximo, 5 % em massa. Apresenta nove subclassificações, de acordo com a [Tabela 16.2](#). São os óleos normalmente empregados em combustão contínua.

- Óleo combustível do tipo “B”

É aquele cujo teor de enxofre é de, no máximo, 1 % em massa. Apresenta também nove subclassificações, de acordo com a [Tabela 16.2](#). É utilizado nas indústrias em que o teor de enxofre é muito importante na qualidade do produto fabricado, como, por exemplo, certos tipos de cerâmica, vidro fino, metalurgia de metais não ferrosos, ou ainda quando existem restrições governamentais de meio ambiente.

Os óleos combustíveis convencionais são os óleos dos tipos 1 A/1 B e 2 A/2 B. São utilizados para os fins industriais gerais.

Os óleos combustíveis ultraviscosos são os óleos a partir dos tipos 3 A/3 B até os tipos 9 A/9 B. São utilizados em grandes fornos e caldeiras, em que o consumo de combustível é bem elevado. São necessários cuidados adicionais à sua utilização, bem como equipamentos especiais para seu aquecimento, armazenagem, transferência e nebulização.

Os métodos de determinação de viscosidade cinemática de Saybolt são os padrões para medição no Brasil, sendo os valores expressos em Centistokes (cSt) e Segundos Saybolt Furol (SSF), respectivamente, seguindo-se a Resolução CNP nº 03/1986, que estabelece a determinação de viscosidade pelos seguintes métodos: MB-293 da ABNT-IBP, em cSt a 60 °C ou MB-326 da ABNT-IBP, em SSF a 50 °C. A curva de variação de viscosidade × temperatura dos óleos combustíveis residuais é apresentada na [Figura 16.1](#).

Para melhor compreensão, seguem os conceitos das principais características apresentadas na [Tabela 16.2](#).

#### a) Densidade relativa (MB-104)

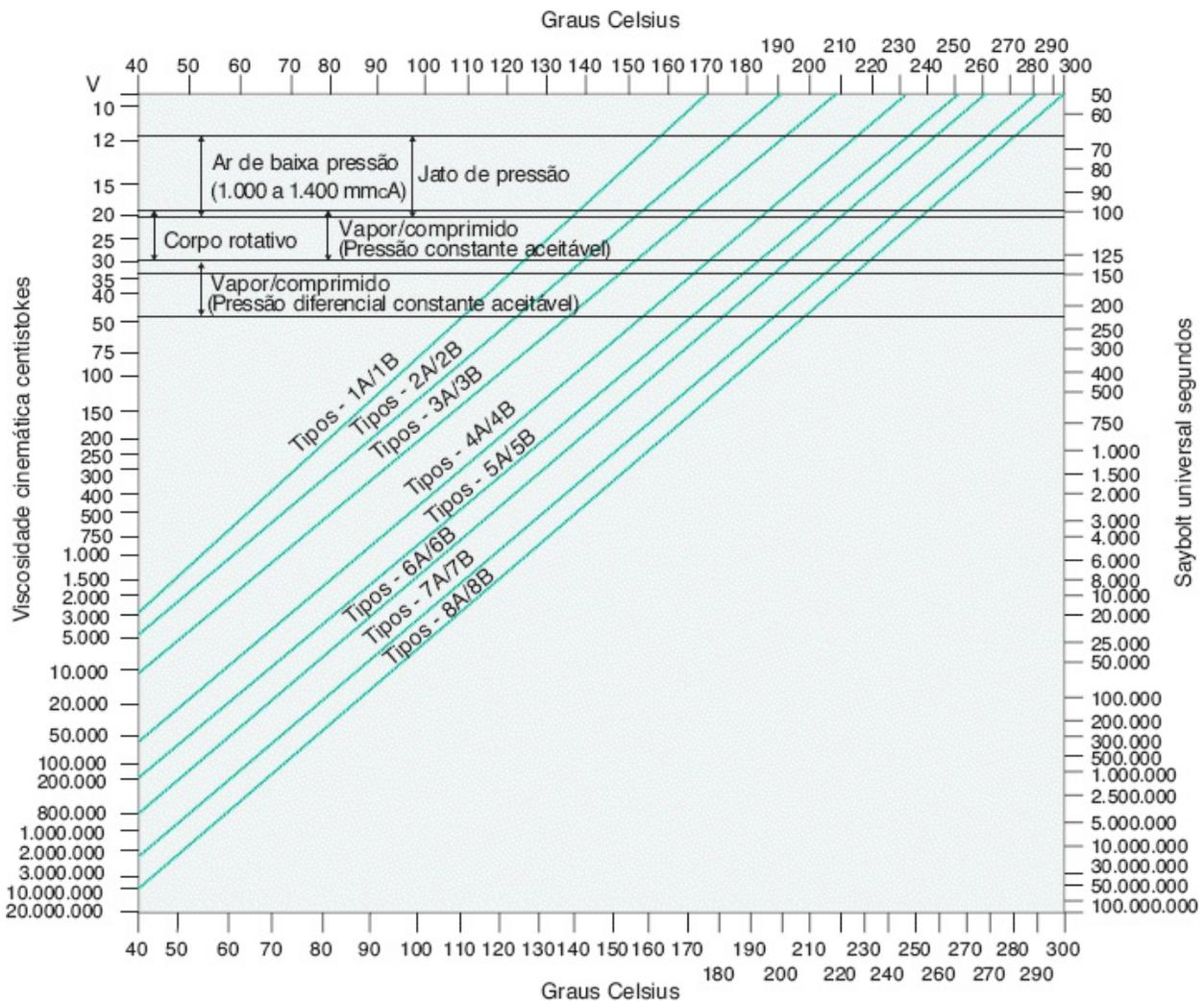
As densidades dos derivados líquidos de petróleo são analisadas, no Brasil, em temperatura de 20 °C, comparativamente à densidade da água medida a 4 °C, sendo, portando, expressa a 20/4 °C. Embora adimensional, a densidade relativa do produto é numericamente igual à densidade ou massa específica na temperatura de referência, que pode ser expressa em quilogramas por litro (kg/l).

**Tabela 16.2** Classificação do óleo combustível

Características dos vários tipos de óleo combustível						
Tipo	Viscosidade a 50 °C - Valor	Densidade a 20 °C/4	Concentração de enxofre em	Ponto de fulgor	PCS em kcal/kg	PCI em kcal/kg

	máximo	°C	% de peso		(°C)	
OC-1A	600	1,003	2,20	85	10.221	96.663
OC-2A	900	1,007	2,80	105	10.088	9.552
OC-3A	2400	1,010	2,85	103	10.079	9.552
OC-4A	10.000	1,013	3,50	100	10.218	9.663
OC-5A	30.000	1,017	3,75	-	10.190	9.643
OC-6A	80.000	1,022	4,20	-	10.168	9.621
OC-7A	300.000	1,027	4,30	160	10.140	9.597
OC-8A	1.000.000	1,030	4,90	240	9.716	9.419
OC-9A	>1.000.000	1,001	5,50	-	-	-
OC-1B	600	0,965	0,80	82	10.424	9.838
OC-2B	900	0,976	0,74	85	10.107	9.819
OC-3B	2400	0,979	1,00	80	10.628	10.008
OC-4B	10.000	0,980	1,00	92	10.534	9.919
OC-5B	30.000	0,930	0,96	-	-	-
OC-6B	80.000	0,992	0,94	-	-	-
OC-7B	300.000	1,015	0,91	240	10.224	9.686

OC-8B	1.000.000	1,020	0,89	-	-	-
OC-9B	>1.000.000	1,026	0,86	-	-	-



**Figura 16.1** Características de viscosidade do óleo combustível.

### b) Ponto de fulgor

O ponto de fulgor (com seu teste realizado no aparelho de vaso fechado de Pensky-Martens) é a temperatura em que o óleo desprende vapores, que, em contato com o oxigênio presente no ar, podem entrar em combustão

momentânea, na presença de uma fonte de calor. O ponto de fulgor não tem relação direta no desempenho do combustível, mas um valor mínimo é estabelecido para garantir segurança no armazenamento e manuseio do produto.

### **c) Teor de enxofre**

O enxofre existe na maioria dos combustíveis sólidos, líquidos e gasosos, e os óxidos de enxofre formados na combustão geralmente não causam problemas, contanto que todas as superfícies em contato com os gases de combustão sejam mantidas em temperatura acima do ponto de orvalho do ácido sulfúrico, evitando-se, assim, a condensação de ácidos corrosivos e, conseqüentemente, corrosão no sistema.

### **d) Ponto de fluidez**

Ponto de fluidez é a menor temperatura em que o combustível ainda escoar. Este ponto é uma medida importante para a determinação das características de armazenagem e de transporte do combustível na instalação. Não há uma relação direta entre o ponto de fluidez e a viscosidade do óleo combustível.

### **e) Viscosidade**

Define-se por viscosidade de um líquido a medida de sua resistência ao escoamento para determinada temperatura. Vale ressaltar que a viscosidade pode mudar de forma significativa com a variação da temperatura. A variação da pressão tem pouca influência na variação da viscosidade.

A viscosidade é um dos parâmetros mais importantes do óleo combustível do ponto de vista de transporte e manuseio, além de determinar a viabilidade de intercâmbio entre combustíveis líquidos. A [Figura 16.1](#) apresenta os gráficos das características de viscosidade do óleo combustível.

### **f) Poder calorífico**

Poder calorífico é a quantidade de calor produzida pela combustão completa de uma unidade de massa do combustível, sendo expresso normalmente em kcal/kg. O calor liberado pela combustão de uma unidade de massa de um combustível em uma bomba de volume constante, com toda água condensada (no estado líquido), é definido como poder calorífico superior (PCS). Já o poder calorífico inferior (PCI) apresenta o calor liberado pela combustão de uma unidade de massa de um combustível, em pressão constante, com a água permanecendo no estado de vapor.

As vantagens e desvantagens do uso do óleo combustível são similares às do óleo diesel, a não ser pelo lado da agressão ambiental provocada pelo óleo combustível com maior intensidade.

### **16.2.1.3 Carvão mineral**

É um combustível fóssil natural extraído da terra por processos de mineração. Apresenta coloração preta ou marrom. É composto, primeiramente, por átomos de carbono e magnésio sob a forma de betume. É formado pela decomposição dos restos de material de origem vegetal, resultado do soterramento de grandes florestas durante a formação da Terra. Acredita-se que o carvão mineral é o combustível produzido e conservado pela natureza de maior abundância no planeta.

O carvão brasileiro apresenta a seguinte composição:

- Carbono: 9,87 %.
- Hidrogênio: 3,78 %.
- Oxigênio: 7,01 %.
- Enxofre: 2,51 %.
- Cinzas: 26,83 %.

De acordo com os especialistas, o futuro do carvão nacional depende do processo econômico de gaseificação, devido ao elevado teor de cinzas, e do rejeito, que corresponde a 67 % do carvão retirado da mina, que, além de não

ser aproveitado, ainda é poluente.

O preço do carvão mineral varia no mercado internacional entre R\$ 250,00/t e R\$ 400,00/t.

O uso do carvão na geração de energia elétrica normalmente ocorre em usinas de grande porte.

#### **16.2.1.4 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 e às grandes reservas nos campos do pré-sal. 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 em 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 no Nordeste apresenta, em média, a seguinte composição:

- Metano (CH<sub>4</sub>): 83,7 %.
- Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>): 11,0 %.
- Propeno (C<sub>3</sub>H<sub>4</sub>): 0,84 %.
- Nitrogênio (N<sub>2</sub>): 1,51 %.
- Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>): 2,93 %.
- Ácido sulfídrico (H<sub>2</sub>S): 20 mg/m<sup>3</sup>.

### **16.2.1.5 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. Atualmente, com a nova política do setor elétrico de diversificação das fontes de energia, o bagaço da cana de açúcar vem-se destacando na produção de energia elétrica no Sul e Centro-Oeste do Brasil, onde é predominante a cultura canavieira.

#### **b) Casca da amêndoa do caju**

A sua produção está praticamente 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 de sua vegetação natural. Esse combustível está sendo produzido em escala muito pequena.

### **16.2.1.6 Gás de processos industriais**

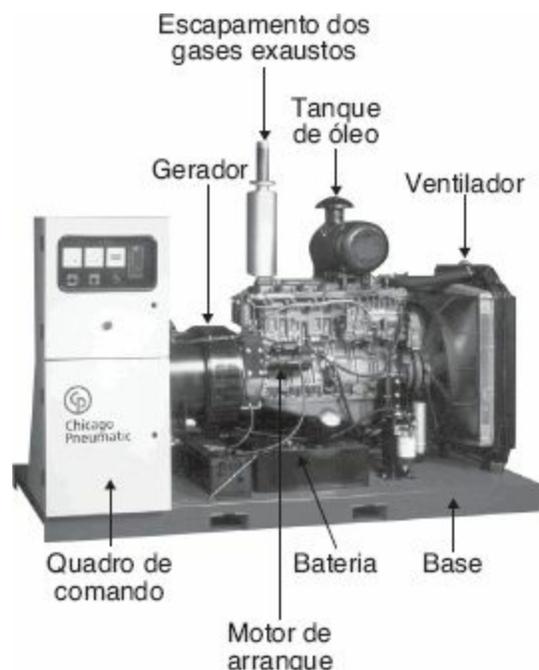
Algumas indústrias produzem gases como resultados de seu processo industrial e que, se não aproveitados convenientemente, são liberados para a atmosfera. O mais conhecido é o gás de alto-forno produzido pela indústria siderúrgica.

## 16.2.2 Tipos 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.



**Figura 16.2** Unidade de geração (grupo gerador) de pequeno porte.

O funcionamento dos motores a óleo diesel é explicado a partir da análise do denominado *ciclo diesel*. Neste caso, o ar é comprimido a uma

pressão e temperatura até atingir a condição de inflamar o combustível 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 da presença do combustível durante o tempo de compressão do ar.

A [Figura 16.2](#) mostra uma unidade de geração (motor primário + gerador + quadro de comando), normalmente denominado grupo gerador, e de larga utilização em diferentes atividades econômicas e sociais.

Já a [Figura 16.3](#) mostra o interior 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 pela ignição por centelha elétrica ocorrida no meio de uma mistura de ar-combustível no interior da câmara de combustão, onde é comprimida e queimada.

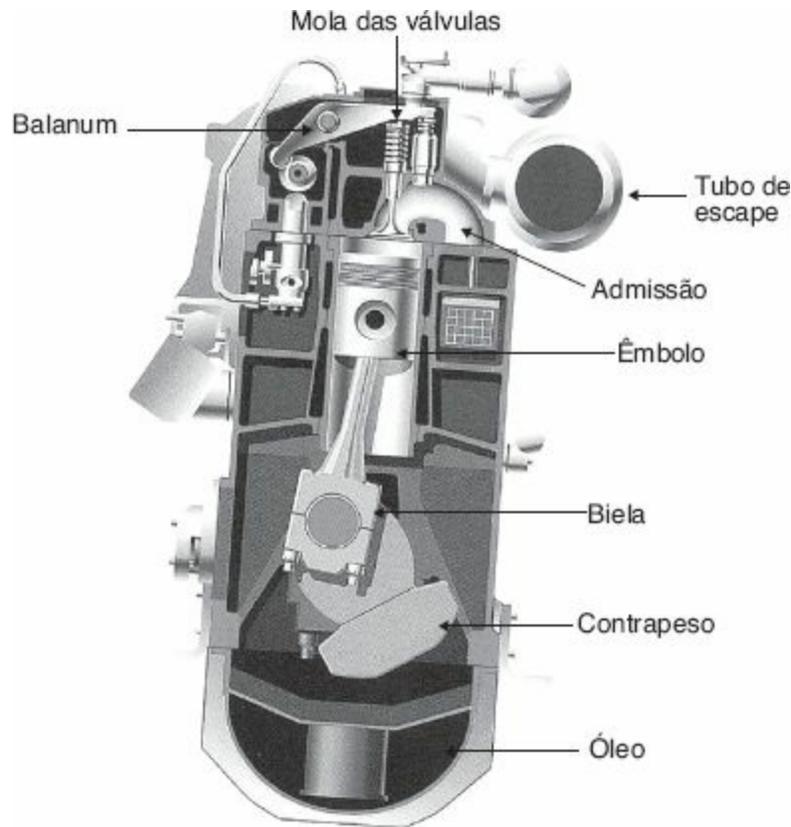
A [Figura 16.4](#) mostra uma vista externa de um segmento de motor a gás natural.

Os motores a gás natural operam com uma eficiência que pode variar entre 32 e 40 %, superior à eficiência das turbinas a gás natural, normalmente compreendida entre 22 e 35 % para turbinas de pequeno e médio portes, e de 40 a 48 % para turbinas de grande porte que funcionam a elevadas temperaturas.

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 pela análise do denominado ciclo Otto, constituído de quatro processos distintos e mostrados

nas Figuras 16.5 e 16.6, respectivamente, representadas pelos diagramas  $P \times V$  e  $T \times S$ .



**Figura 16.3** Vista interna em corte de um segmento de motor a ciclo diesel.

O gás natural é inicialmente introduzido em uma câmara de compressão, à pressão constante, na condição do ponto 1, em uma quantidade volumétrica dada no ponto 2. Em seguida, o gás é comprimido isentropicamente, passando da condição do ponto 2 ao ponto 3. Na sequência do processo, é adicionada 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.

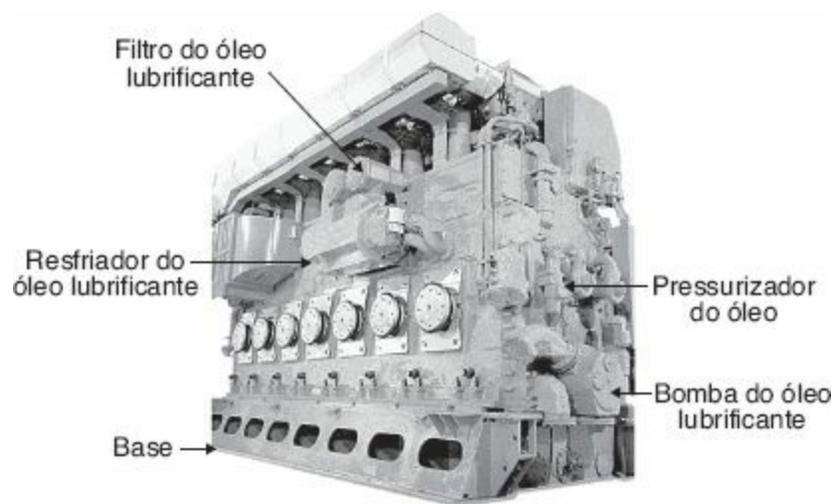
Diz-se que um processo é adiabático quando nenhum calor é transferido. O processo isentrópico é definido como no processo adiabático reversível, de

entropia crescente.

No ciclo Otto, o combustível é misturado ao ar antes que ocorra a compressão, obtendo-se a ignição a partir 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 a 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 meados dos anos 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 16.7](#) mostra uma turbina do tipo aeroderivativa, utilizada na produção de energia elétrica.



**Figura 16.4** Vista externa de um motor a gás natural de grande porte.

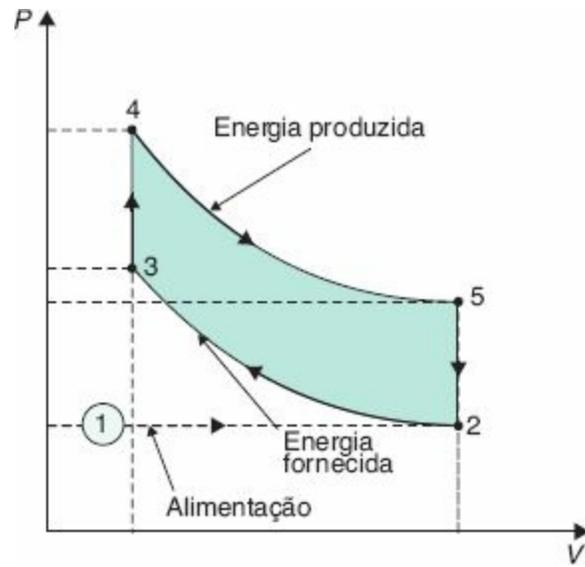


Figura 16.5 Diagrama  $P \times V$ .

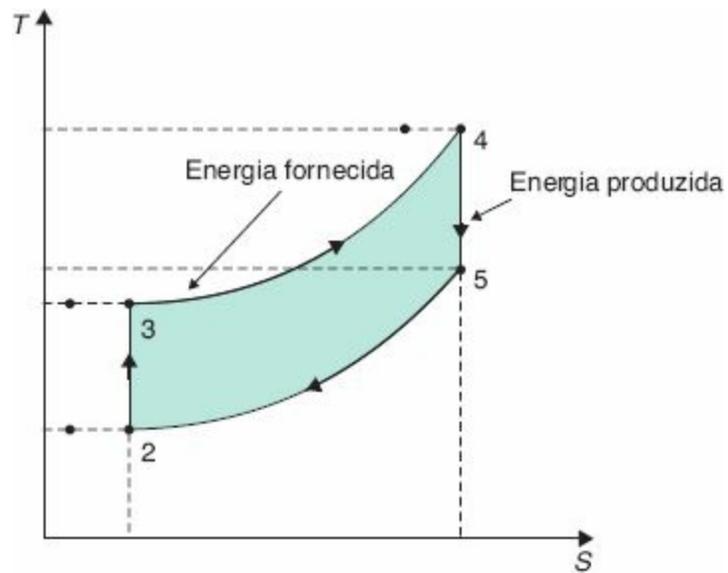
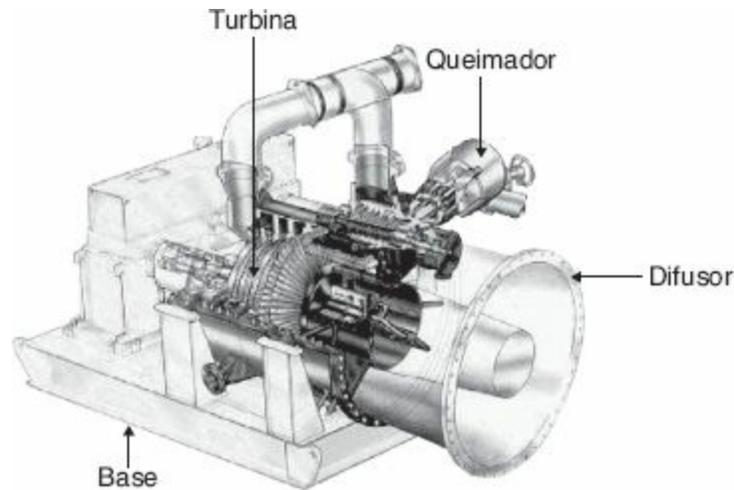


Figura 16.6 Diagrama da entropia  $T \times S$ .



**Figura 16.7** Vista interna de uma turbina aeroderivativa.

No entanto, a indústria de produção de equipamentos de geração, anos mais tarde, desenvolveu 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 as 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 em uma 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 a gás natural são, normalmente, empregadas em instalações de médio e grande portes. São compostas das seguintes partes principais, conforme mostrado na [Figura 16.8](#):

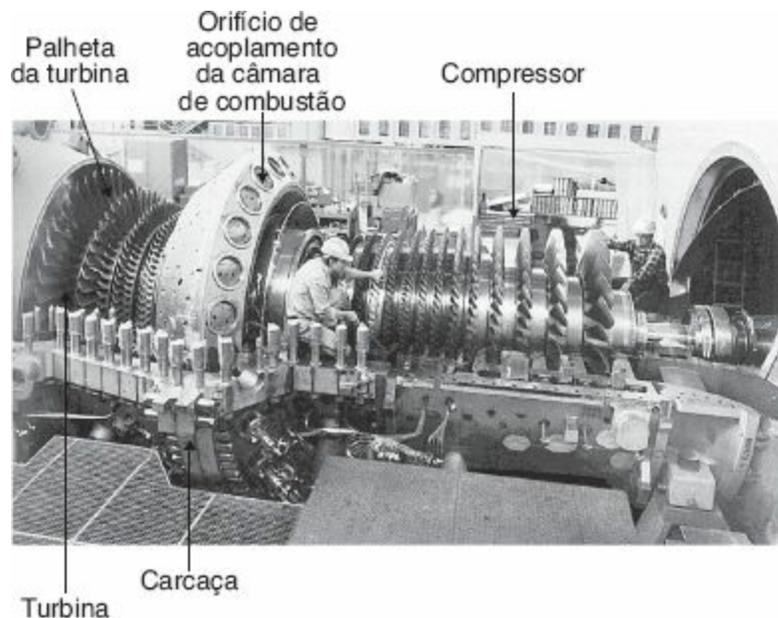
- Compressor de ar

É o equipamento responsável pelo sequestro 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 do tipo escoamento centrífugo ou escoamento axial.

Em geral, são empregados compressores do tipo escoamento axial, constituídos por palhetas de múltiplos estágios, de acordo com a capacidade da turbina, conforme mostrado na [Figura 16.8](#). A quantidade de estágios pode variar de 8 a 25.

O compressor de escoamento centrífugo retira o ar da atmosfera no centro do rotor, forçando sua penetração 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 aeroderivativas, são empregados compressores do tipo centrífugo.



**Figura 16.8** Vista interna de uma turbina a gás natural.

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 seguido 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 móveis são responsáveis pela formação da pressão do ar no interior do compressor, por meio 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 16.8](#). 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 em que opera a usina variam de região para região, é padrão considerar, para fins comparativos, a temperatura de 14 °C, à pressão de 1,013 bar e a umidade de 60 %.

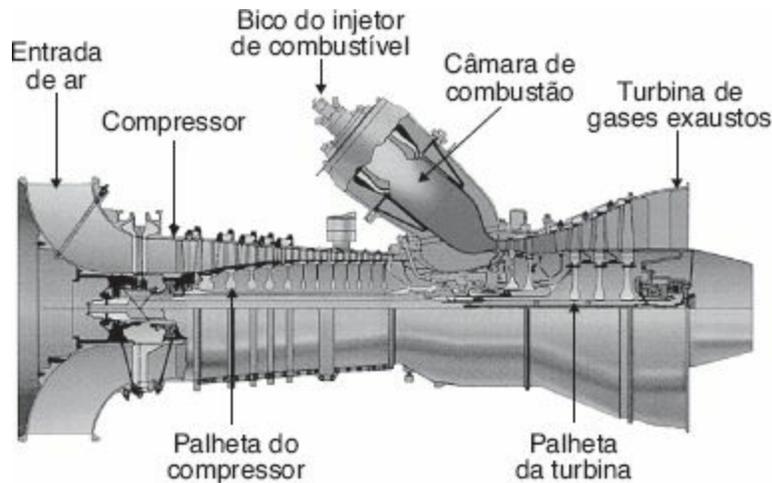
- Câmara de combustão ou combustor

A câmara de combustão é a parte da máquina na qual 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 16.9](#).

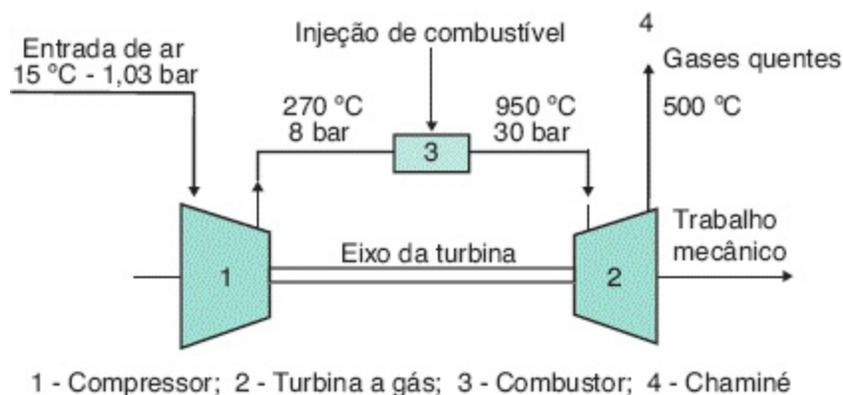
- Turbina propriamente dita

Seu princípio de funcionamento pode ser entendido a partir da [Figura 16.10](#), ou seja, o ar atmosférico é sugado para o interior do compressor, à temperatura ambiente e pressão atmosférica, que o comprime a uma pressão próxima a 8 bar e faz subir a temperatura do ar para cerca de 270 °C antes de penetrar no combustor. Parte da massa de ar comprimida 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 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, que é 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.



**Figura 16.9** Detalhe da câmara de combustão de uma turbina a gás natural.



**Figura 16.10** Princípio de funcionamento de uma turbina a gás natural.

A **Figura 16.11** mostra a vista interna de uma turbina, detalhando a montagem de suas palhetas, em forma de anéis, em torno de seu eixo.

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

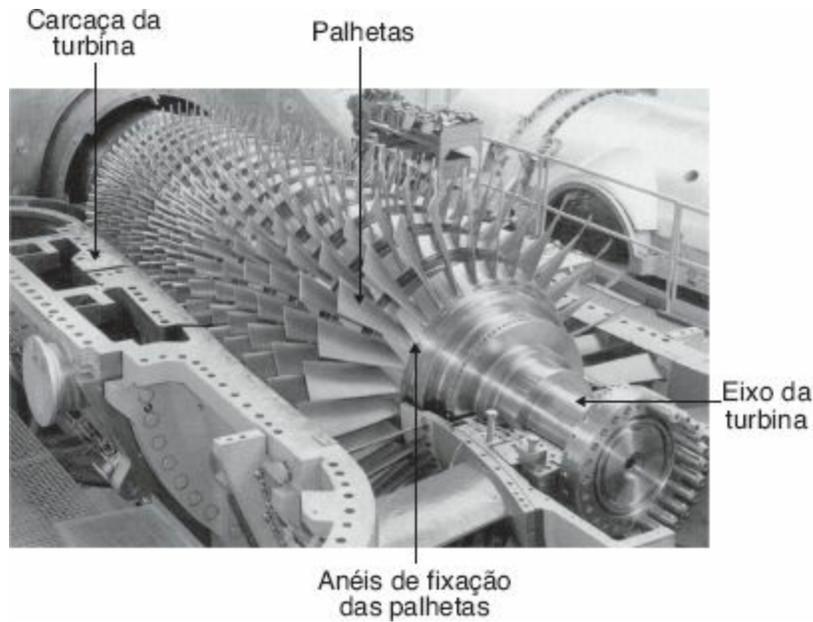
A pressão do gás natural disponível nos gasodutos normalmente varia entre 20 e 100 bar. Já a pressão necessária ao funcionamento das turbinas de grande porte, por exemplo, é da ordem de 38 bar. Assim, muitas vezes, é necessário instalar uma estação de recompressão nas proximidades da usina. Já para os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

A **Figura 16.12** mostra a vista externa de uma turbina industrial, detalhando seus principais elementos.

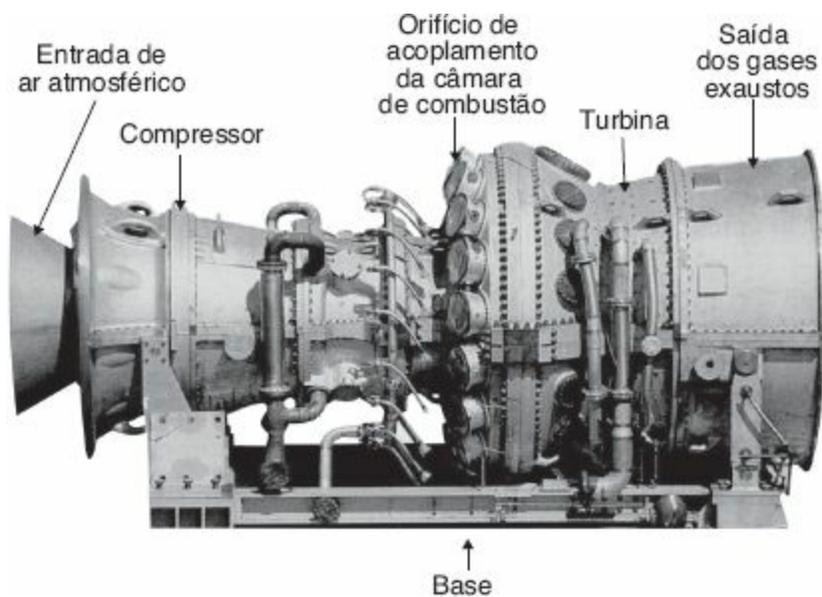
O comportamento dos gases em uma turbina é explicado na análise do chamado ciclo de Brayton.

#### **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.



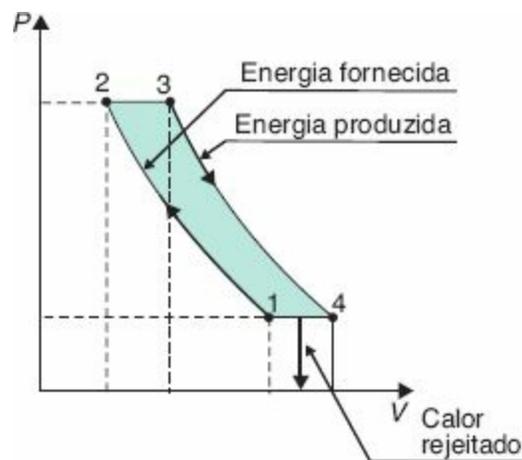
**Figura 16.11** Detalhes da posição das palhetas no rotor da turbina a gás natural.



**Figura 16.12** Vista externa de uma turbina a gás natural.

O gráfico  $P-V$  da [Figura 16.13](#) mostra o ciclo de Brayton, a partir do qual será explicado o processo, no qual 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 determinada quantidade de ar 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 fornecida ao sistema determinada quantidade de trabalho. Na câmara de combustão, é fornecido certo volume de gás, formando uma mistura gás-ar. Ao longo do processo 2–3, à pressão constante, fica adicionada determinada quantidade de calor. Já no processo 3–4, onde a mistura gás-ar (gás superaquecido) é conduzida ao interior da turbina propriamente dita, expande-se isentropicamente até sua pressão inicial, no ponto 4, e o calor é rejeitado, produzindo trabalho. Em um 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.



**Figura 16.13** Diagrama  $P \times V$ .

O mesmo processo é explicado também no diagrama  $T \times S$  da [Figura 16.14](#), tomando-se como base o conceito de *entropia*. Assim, em um processo internamente irreversível, a variação da entropia de uma substância, fornecendo ou recebendo calor, pode ser definida pela [Equação \(16.1\)](#):

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

$dQ$  - calor transferido à temperatura  $T$ .

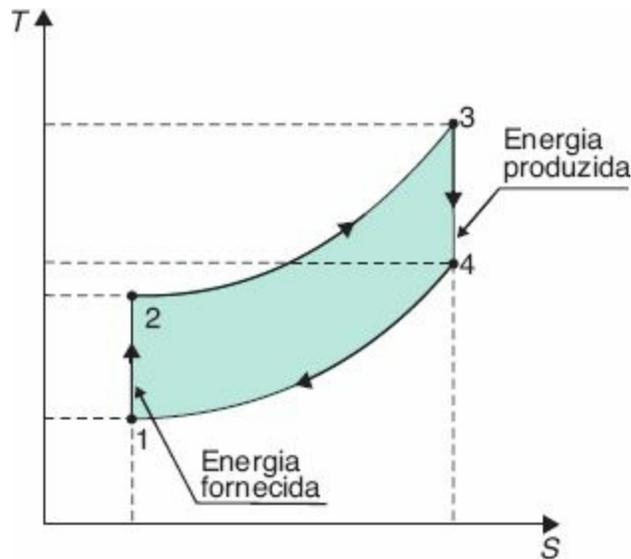


Figura 16.14 Diagrama da entropia  $T \times S$ .

#### 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 mineral.

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 pela análise do denominado ciclo Rankine, ou simplesmente ciclo a vapor, e que consiste em quatro processos distintos, cujos elementos básicos do ciclo estão contidos na Figura 16.15.

Uma bomba de alimentação de água (2) conduz esse líquido saturado até um gerador de vapor, ou simplesmente caldeira, para a qual é fornecida

determinada quantidade de energia em forma de calor  $Q$ . A água contida no interior da caldeira toma a forma de vapor (3), que é conduzido (4) a uma turbina a vapor. O vapor expande-se isentropicamente no interior da turbina (5), realizando trabalho mecânico no seu eixo, que a deixa e é 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 16.16 e 16.17.

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

A Figura 16.18 mostra uma turbina a vapor de médio porte, indicando-se seus principais componentes.

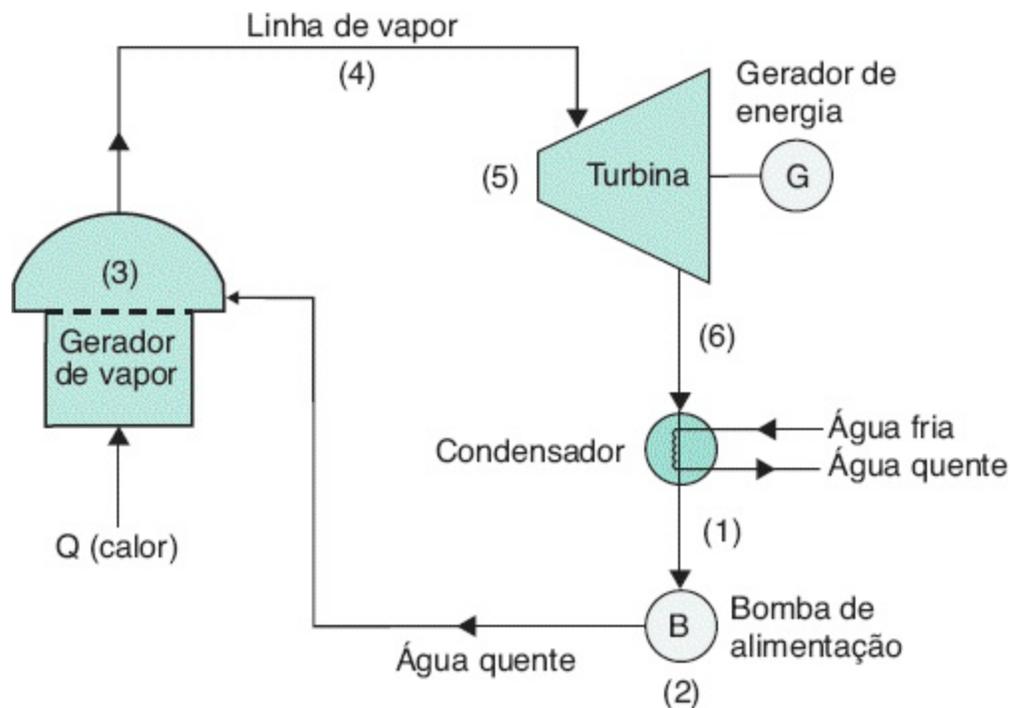


Figura 16.15 Esquema básico de funcionamento do ciclo Rankine.

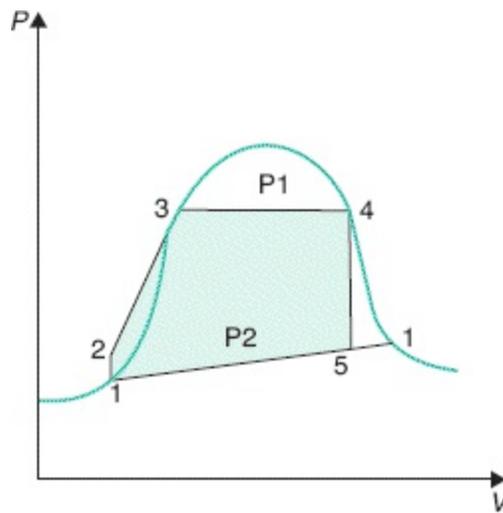


Figura 16.16 Diagrama  $T \times S$ .

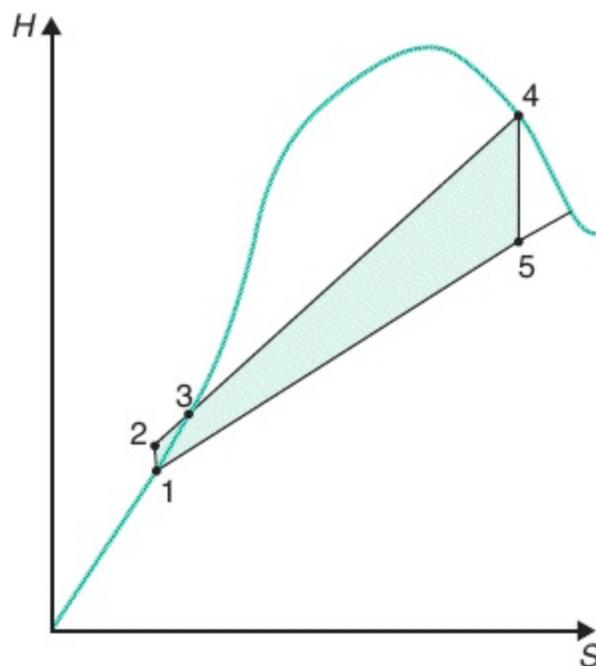


Figura 16.17 Diagrama da entropia  $H \times S$ .

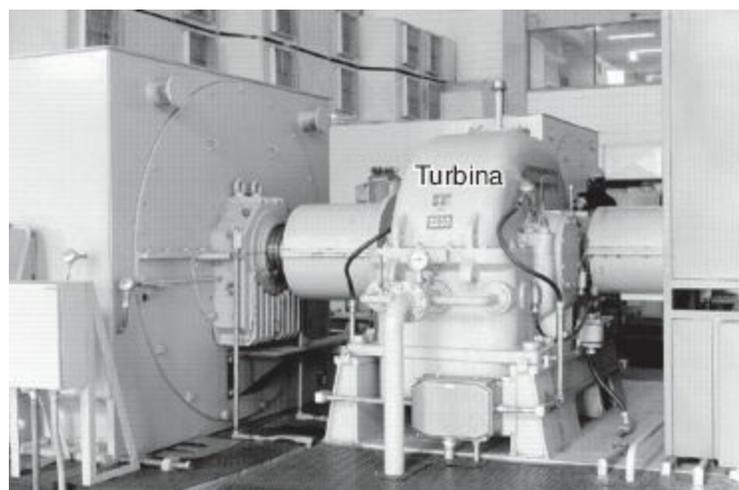
## 16.3 Dimensionamento de usinas termelétricas

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, cogeração.
- 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.



**Figura 16.18** Vista externa de uma turbina a vapor.

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 sequência:

#### a) Primeira fase

- Caracterização do mercado de energia elétrica, quanto ao seu crescimento e oferta de geração.
- Definição da carga a ser suprida.
- Definição do financiamento do projeto: financiamento tradicional ou por meio de uma operação do tipo *project finance*.
- Definição dos incentivos fiscais por parte dos governos municipais, estaduais e federal.
- Política tributária.
- Localização da área em que 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

- Definição do contrato de fornecimento da energia a ser gerada: contrato de compra e 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), que, no Brasil, é de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS).
- Definição dos contratos de conexão, denominados Contrato de

Conexão da Distribuição (CCD) e Contrato de Conexão da Transmissão, e dos contratos de uso do sistema, Custo do Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e Custo do Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

- Definição do tipo de máquina a ser adquirida: contatos com os fabricantes de turbinas e demais componentes de uma planta termelétrica.

#### c) Terceira fase

- Elaboração do projeto executivo.
- Especificação dos equipamentos empregados.
- Aquisição dos equipamentos.

#### d) Quarta fase

- Construção da usina.
- Construção do sistema de transmissão.

#### e) Quinta fase

- Comissionamento.
- Operação comercial.

### 16.3.1 Usinas termelétricas a motor com combustível líquido

Enquadram-se nesta categoria as usinas termelétricas a motores movidos a óleo diesel ou a óleo combustível ou a outros tipos de óleo mais pesados.

Com o crescente interesse pela geração distribuída, os motores a combustível líquido, notadamente os motores a óleo combustível, voltaram a ganhar mercado. Sua popularidade é grande por causa da flexibilidade de montagem, instalação em qualquer ponto de utilização, já que só depende de

caminho de acesso para o transporte do combustível, 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 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 diesel pode ser conhecida no gráfico da [Figura 16.19](#).

Os geradores das usinas termelétricas devem ser especificados para quatro diferentes tipos de aplicações:

- Geradores industriais

São aqueles fabricados para atender às cargas consideradas normais, como iluminação, motores, resistores etc.

- Geradores marinizados

São aqueles fabricados para aplicação em áreas extremamente agressivas. Como existem peças fabricadas especialmente para atender a esse requisito, seu custo é significativamente elevado.

- Geradores navais

São aqueles fabricados para aplicação em embarcações, devendo obedecer a requisitos de segurança previstos em norma.

- Geradores para telecomunicação

São aqueles fabricados com características específicas de forma a evitar interferência no sistema de telecomunicação, alimentando cargas de alto

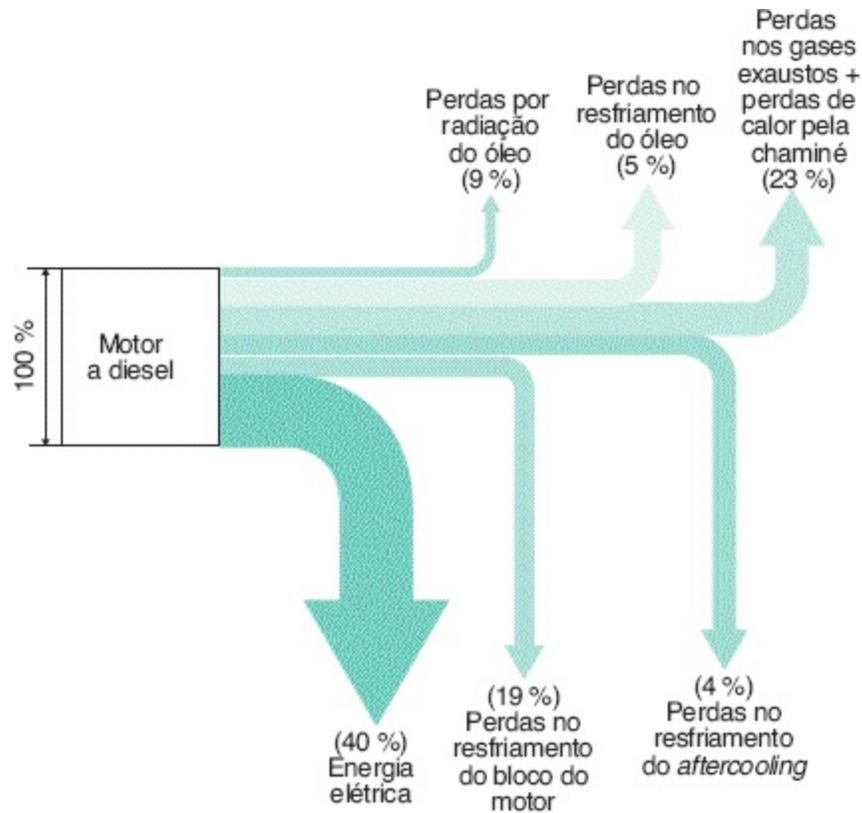
conteúdo harmônico devido à presença de retificadores em abundância.

### **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 na operação da máquina primária a temperaturas abaixo da temperatura adequada para a realização de uma combustão completa, provocando a deterioração do óleo lubrificante.

Algumas informações básicas devem ser conhecidas antes do dimensionamento de uma usina termelétrica, seja ela de pequeno, médio e grande portes:

- Natureza da carga a ser alimentada: iluminação, motores de indução, fornos a arco etc.
- Características do local de instalação: altitude, temperatura ambiente, nível de poluição e natureza dos contaminantes.
- Regime de operação: emergência, horário de ponta de carga e regime permanente (*base load*).



**Figura 16.19** Gráfico de distribuição média de produção e perda de energia de usina a motor a diesel.

O número de unidades de geração que compõem uma usina termelétrica deve ser 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 compõem a usina.

Assim, uma usina com 16 unidades de geração pode operar com um  $F_c = 0,92$ , atendendo à condição para quando duas unidades de geração estiverem fora de operação:

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

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 três diferentes valores de potência da máquina, sendo normalmente encontrada no catálogo dos fabricantes:

**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 limitado. Assim, pode-se ter uma máquina com potência básica de 80 % da potência nominal e 100 % de sua capacidade durante um período de tempo anual de 500 horas.

**c) Potência contínua**

É aquela que o motor pode fornecer continuamente operando com carga igual a 100 % de sua potência nominal, durante um período de tempo não limitado, com possibilidade de sobrecarga de 10 % durante duas horas a cada 24 horas.

**d) Potência de emergência**

É a máxima potência que o motor pode fornecer no seu eixo durante um período limitado e definido pelo fabricante, normalmente referido a um ano e, em geral, inferior a 500 horas anuais.

**e) Potência intermitente**

É aquela que o motor pode fornecer durante 3.500 horas ao ano, normalmente expressa nos catálogos dos fabricantes.

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 existirem motores elétricos durante o processo de partida. No entanto, podem-se estabelecer valores limites inferiores, 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.

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, em razão da 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, sua localização deve ser definida pela direção dos ventos.

A [Tabela 16.3](#) informa os dados básicos de unidades de geração montadas pela empresa brasileira Stemac – Grupos Geradores, o maior fornecedor nacional de grupos motor-gerador.

Cabe salientar que a potência do motor a diesel varia em conformidade com a velocidade do eixo do motor. No caso de motores a diesel aplicados a geradores de corrente alternada, a velocidade do eixo do motor pode variar levemente. No caso de motores a diesel aplicados a geradores de corrente contínua, como em locomotivas a diesel-elétricas, a velocidade do motor diesel pode variar em uma grande faixa de valores. Neste caso, são utilizados motores a diesel apropriados. A [Tabela 16.4](#) fornece a variação da potência de um motor a 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 vender o excesso de energia gerada para terceiros.

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

Para se dimensionar uma unidade de geração, voltada para atender cargas variáveis, de tipo e potência, devem-se seguir as seguintes instruções:

- Somar todas as cargas lineares da instalação industrial, dadas em kW.
- Somar todas as cargas não lineares da instalação industrial, dadas em kW.
- Avaliar a distorção harmônica da carga, se houver.
- Determinar a corrente de partida do maior motor da instalação.
- É aconselhável que o gerador seja dimensionado para uma potência nominal de 10 % acima dos valores da soma das cargas lineares e não lineares (para valores inferiores a 20 % da carga total e distorção harmônica menor ou igual a 5 %).
- A partida do maior motor não deve provocar uma queda de tensão no gerador superior a 20 %.

**Tabela 16.3** Informações técnicas de unidades de geração a óleo diesel — Stamac

Potência do gerador				Características do motor				Dimensões	
Contínua		Intermitente		Fabricante	Modelo	Pot. mec.	Núm. de	Comp.	Largura
kVA	kW	kVA	kW			cv	cilindros		
10,5	8,4	11,7	9,4	Lombardini	LDW 602	16	2	1120	530

21	16,8	23,4	18,7	Lombardini	LDW 1204	33,2	4	1270	530
37	30	40	32	MWM	D229-3	50	3	1745	720
50	40	55	44	MWM	D229-4	66	4	1880	720
78	62	81	65	MWM	D229-6	99	6	2150	720
77	61,5	86	67	Cummins	4BT3.9-GE	103	4	1730	625
106	85	115	92	MWM	TD229EC-6	137	6	2300	720
122	98	135	108	Cummins	6BT5.9-G2	168	6	2240	960
141	113	150	120	MWM	6.10T	180	6	2695	1020
150	120	170	136	Cummins	6CT8.3-G	209	6	2580	960
168	134	180	144	MWM	6.10TCA	215	6	2840	1020
180	144	200	160	Cummins	6CTA8.3-G1	239	6	2720	960
210	168	230	184	Cummins	6CTA8.3-G2	281	6	2720	960
230	184	255	204	Cummins	6CTAA8.3-G	317	6	2720	960
260	208	290	232	Mercedes	OM-447 A	300	6	2690	1110
280	224	310	248	Cummins	NT855-G4	380	6	3260	1000
310	248	340	272	Cummins	NT855-G5	395	6	3260	1000
325	260	360	288	Cummins	NT855-G6	441	6	3260	1000

345	276	380	304	Cummins	NTA855-G2	471	6	3290	1000
405	324	450	360	Volvo	TAD1232BR	533	6	3000	1090
405	324	450	360	Cummins	NTA855-G3	542	6	3290	1000
438	350	500	400	Volvo	TWD1630GE	605	6	3125	1173
505	404	557	445	Volvo	TAD1630GE	672	6	3325	1090
513	450	563	450	Daewoo	P180LE	734	10V	2800	1400
513	410	563	450	Cummins	KTA19-G3	695	6	3962	1524
556	500	625	500	Daewoo	P180LE	734	10V	2800	1400
569	455	625	500	Cummins	KTA19-G4	765	6	3962	1524
569	455	631	504	Volvo	TAD1631GE	759	6	3325	1260
676	541	750	600	Daewoo	P222LE	883	12V	3500	1400
681	545	750	600	Cummins	VTA28-G5	913	12V	4305	1830
900	720	1000	800	Cummins	QST30-G2	1217	12V	4361	1743
1023	818	1125	900	Cummins	QST30-G3	1369	12V	4361	1743
1125	900	1250	1000	Cummins	QST30-G4	1510	12V	4361	1980
1375	1100	1563	1250	Cummins	KTA50-G3	1876	16V	5651	2276
1600	1280	1941	1553	Cummins	KTA50-G9	2251	16V	5651	2276
2000	1600	2188	1750	Cummins	QSK60-G5	2591	16V	6251	2789

2250	1800	2500	2000	Cummins	QSK60-G6	2961	16V	6251	2789
------	------	------	------	---------	----------	------	-----	------	------

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 unidades 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 %.

**Tabela 16.4** Dados de desempenho do motor a óleo diesel

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

(\*) BSFC: Basic Specific Fuel Consumption.

Também se pode acrescentar que a potência aparente de partida do motor elétrico não deve ser superior a 120 % da potência nominal do gerador. Assim, um motor de 250 cv/IV polos/380 V, cuja corrente de partida direta é 6,8 vezes a corrente nominal, ou seja,  $6,8 \times 327,4 = 2.226,3$  A, que

corresponde à potência de partida de  $R_p = \sqrt{3} \times 0,38 \times 2.226,3 = 1.465,3$  kVA necessita de um gerador com potência nominal de 1.221 kVA, ou seja,  $P_{ng} = \frac{1.465,3}{1,2} = 1.221$  kVA. Daí a necessidade de acionamento do motor compensado para evitar o superdimensionamento do grupo motor-gerador.

As estações de bombeamento de água e esgoto são exemplos de instalações em que 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 com baixos valores.

A determinação da queda de tensão no gerador em função 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 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, *soft-starter* e inversor de frequência.

### b) Dados da carga

- 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.

### c) Dados do gerador

- Potência nominal do gerador ou das unidades de geração.
- Número de geradores em paralelo.
- Fator de potência do gerador.
- Reatância transitória do eixo direto ( $X'_d$ ) do gerador.
- Máxima queda de tensão permitida nos terminais do gerador, em %.

### d) Cálculo da queda de tensão nos terminais do gerador

Da Equação (16.3), tem-se:

$$\Delta V\% = X'_d \times I_p \text{ (\%)} \quad (16.3)$$

$X'_d$  - reatância transitória do eixo direto (a Tabela 16.5 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.

$\Delta V^0\% \leq \Delta V_p^0\%$ , sendo  $\Delta V_p^0\%$  a queda de tensão máxima permitida pelo gerador.

### e) Dimensionamento do gerador diferentemente para regime intermitente e para regime contínuo

- Regime contínuo: funcionamento 24 horas com capacidade de sobrecarga de 10%, durante duas horas a cada 24 horas
- Regime intermitente: funcionamento no máximo de 3.500 horas por ano, sem sobrecarga

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 \(16.4\)](#):

$$P_{ng} = K \times \sum P_{cnl} + 1,10 \times \sum P_{cl} \quad (16.4)$$

$P_{cnl}$  - potência das cargas não lineares;

$P_{cl}$  - 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 16.5** Valores médios de reatância dos geradores

Potência - kVA cos(â) = 0,8				Reatâncias								
				Rendimento		Xd	X'd	X''d	Xq	X'q	X''q	X <sub>2</sub>
50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(ms)
12	22	83,3	84,2	182	16,5	9,4	76	76	21	14,2	3,2	45
27	33	84,5	86,4	219	17,3	11,7	99,8	99,8	32	21,8	2,8	61,3

39	47	87,2	88,7	184	16,2	10,3	77,6	77,6	23	16,8	2,6	50
56	68	88,5	89,6	293	12,4	6,4	119,4	119,4	37,4	21,9	2,8	66
82	100	91	92,5	1714	17,9	10,3	68,5	68,5	37,4	23,8	2,7	54
100	120	91,2	92,7	289	26,4	11,6	142,8	142,8	29,4	20,5	2,7	67,3
120	150	91	92	304	12,8	7,3	146,5	146,5	25,7	16,5	2,6	79
150	180	91,7	93,5	213	10,1	6,3	94,5	94,5	20,8	13,5	2,8	81
180	220	92,5	94,5	225	10,8	6,7	242,3	242,3	27,3	17	2,5	85
220	270	91,7	93,5	235	18,2	10,2	145	145	22,5	16,3	2,6	94
270	330	92,5	94,5	223	20,5	12,4	130	130	20,1	16,2	2,3	105
330	390	92,8	95	210	21	13,5	120	120	26,4	20	2	107
390	470	92	93	337	26,5	16,5	140	140	25,4	20,9	3,1	118
470	560	92,4	93,4	263	27,6	18,3	162	162	23,4	20,8	2,9	125
560	680	92,4	93,7	282	28,2	18,7	152	152	24,2	21,4	3,2	138
680	820	92,9	93,9	340	18,5	9,6	145	145	20,4	15	3,2	225
820	1000	92,9	94,9	374	16,6	7,8	154	154	19,4	13,6	3,7	234
1000	1200	94,9	95,1	350	19,6	10,1	148	148	129,6	14,8	3,5	245

$X_d$  – 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 sequência negativa;

$X_0$  – reatância de sequência zero;  $T'd_0$  – constante de tempo transitória.

### Exemplo de aplicação (16.1)

Uma estação de esgoto de uma unidade industrial deverá ser suprida de forma contínua por uma usina termelétrica a óleo diesel. A estação de esgoto é constituída por três bombas de 250 cv/380 V–IV polos, operando somente duas de forma permanente, enquanto a outra é mantida 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 15 %, na condição de partida direta do mesmo.

#### a) Determinação da carga de demanda da instalação de forma permanente

$$D_{\text{máx}} = \frac{2 \times 250 \times 0,736}{0,95 \times 0,87} = 445,2 \text{ kVA}$$

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

$$\eta = 0,95$$

$$F_p = 0,87$$

#### b) Determinação da capacidade da usina de geração (valor inicial)

Da Tabela 16.3, seleciona-se um grupo gerador de 405 kW:

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

$$F_{\text{pg}} = 0,80 \text{ - fator de potência do gerador}$$

#### 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) Cálculo da impedância por fase do gerador

Da Tabela 16.5, pode-se obter para um gerador com capacidade nominal próxima o valor de  $X'_d = 27,6\%$ . Logo, a impedância por fase vale:

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

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

#### e) Cálculo da impedância do motor

$$R = \frac{I_p}{I_n} = 6,8 \text{ (Tabela 6.4)}$$

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

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

$$X_{mb} = X_m \times \frac{P_b}{P_{nmkVA}} \times \left( \frac{V_{nm}}{V_b} \right)^2 = 0,147 \times \frac{505}{222,6} \times \left( \frac{0,38}{0,38} \right)^2 = 0,333 \text{ pu (na tensão e potência de base)}$$

#### f) Cálculo da corrente de partida do motor

$$I_p = \frac{1}{Z_m + Z_{mb}} = \frac{1}{jX_m + jX_{mg}} = \frac{1}{10,276 + j0,333} = 1,64 \text{ pu}$$

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

#### g) Cálculo da queda de tensão durante a partida direta do primeiro motor

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

Este resultado pode ser encontrado na planilha de cálculo da Tabela 16.6.  
Logo,  $\Delta V\% > 20\%$  (condição não satisfeita).

#### h) Cálculo da queda de tensão com a chave *soft-starter*

Será utilizada a chave *soft-starter*, com ajuste da tensão de rampa de 40 %:

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

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

$$\Delta V\% > 20\% \text{ (condição satisfeita)}$$

**Tabela 16.6** Determinação da queda de tensão na partida de motores elétricos

Simulação de queda de tensão na partida de motores elétricos				
Item	Parâmetros	Unidade	Valores	Resultados
<b>Operação do primeiro motor</b>				
1	Potência nominal do motor	cv	250	
2	Tensão nominal do motor	V	380	
3	Corrente nominal do motor	A	338,2	
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	-	0,80	
14	Potência nominal do gerador	kVA		<b>505</b>
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		<b>338,2</b>
20	Potência aparente do motor	kVA		<b>222,6</b>
21	Impedância nominal do motor na Pn	pu		<b>0,147</b>
22	Potência nominal da geração	kVA		<b>505,0</b>
23	Impedância do gerador na Pb	pu		<b>0,276</b>
24	Impedância paralelo dos geradores (Pb)	pu		<b>0,276</b>

25	Impedância do motor na Pb	pu	<b>0,334</b>
26	Impedância motor-gerador	pu	<b>0,610</b>
27	Corrente básica	A	<b>767,3</b>
28	Corrente de partida na base Pb	pu	<b>1,640</b>
29	Corrente de partida	A	<b>1.258,7</b>
30	Queda de tensão na partida	pu	<b>0,453</b>
		%	<b>45,28</b>

### Operação do segundo motor

31	Ângulo do fator de potência do motor	Graus	<b>29,541</b>
32	Ângulo do fator de potência na partida		<b>72,542</b>
33	Ângulo do fator de potência da carga		<b>29,541</b>
34	Corrente ativa na partida	A	<b>671,86</b>
35	Corrente reativa na partida		<b>1.367,49</b>
36	Corrente ativa na partida ativa na lb	A	<b>0,88</b>
37	Corrente reativa na partida na lb		<b>1,78</b>
38	Corrente total		<b>1,99</b>

39	Queda de tensão na partida	pu	0,55
		%	54,81

**i) Cálculo da queda de tensão com a partida do segundo motor com o primeiro em operação (partida direta)**

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

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

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

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

$$I_{pvar} = 338,2 \times \sin 29,55 + 1.258,2 \times \sin 72,54 = 1.367,0 \text{ A}$$

$$I_{pa} = \sqrt{671,7^2 + 1.367,0^2} = 1.523,1 \text{ A}$$

$$I_p = \frac{I_{pa}}{I_b} = \frac{1.523,1}{767,2} = 1,989 \text{ pu}$$

$$\Delta V \% = 0,276 \times 1,989 = 0,548 = 54,8 \% \text{ (condição não satisfeita)}$$

Este resultado pode ser encontrado na planilha de cálculo Excel da Tabela 16.6. Neste caso, deve-se tentar reduzir o valor da tensão de partida da chave *soft-starter* ou utilizar inversor de frequência.

**Exemplo de aplicação (16.2)**

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

medida integrada em 15 minutos é de 9.510 kW (medidor da concessionária).

#### a) Levantamento da carga

O levantamento da carga em operação a ser alimentada pela usina termelétrica conduziu aos seguintes resultados:

4 + 1 motobombas de 2.200 cv, operando na tensão de 6.600 V (funcionam apenas quatro 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 quatro 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 motores principais existentes são:

Tipo do motor: assíncrono trifásico com rotor do tipo gaiola de esquilo.

Potência nominal.....		2.200 cv
Tensão nominal.....		6.600 V
Fator de serviço.....		1,15
Conjugado nominal.....		13.152 Nm
Conjugado de partida.....		$75 \% \times C_n$
Conjugado máximo.....		$175 \% \times C_n$

$X'_d = 18 \%$  (reatância síncrona do eixo direto fornecida pelo fabricante e que pode ser

comparada com os valores da Tabela 16.5).

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		740 A
.....		
Potência de partida		7.690 kVA
.....		
Tempo máximo permitido para cada partida	.....	18 segundos

As características dos motores de  $2 \times 2.000$  cv a serem instalados são:

Tipo do motor: assíncrono trifásico.

Potência	nominal	2.000 cv
.....		
Número de polos		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
Graus de proteção		IP-23
Método de resfriamento		Autoventilado

## b) Cálculo da potência nominal das cargas

$$P_{cng} = \sum P_{mb} + \sum P_c$$

$P_{mb}$  - potência nominal das motobombas principais;

$P_c$  - potência nominal das demais cargas;

$P_{cng}$  - potência das cargas a serem ligadas à unidade de geração:

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

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

RTP 6.600/115: 57,39

RTC 300-5: 60

Corrente medida em operação contínua	115 V
Tensão medida na partida	105 V
Corrente em operação contínua	2,54 A
Corrente de partida	123,4 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

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

Tensão medida durante a partida do motor de 2.200 cv

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

Queda de tensão na partida

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

Corrente em operação contínua

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

Corrente durante a partida

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

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

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

Potência ativa absorvida durante a partida

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

Potência aparente absorvida durante a partida

$$P_{app} = \frac{P_{ap}}{F_{pp}} = \frac{2.592}{0,33} = 7.854 \text{ kVA}$$

Corrente total durante a partida

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

Fator de utilização

$$F_u = \frac{P_{op}}{P_{nm}} = \frac{1.583}{2.200 \times 0,736} = \frac{1.583}{1.619} = 0,97$$

Foram realizadas também medições nos terminais dos motores de 2.000 cv, obtendo-se o fator de utilização igual a 0,97.

### c) Cálculo da demanda máxima coincidente

Potência de demanda fora do horário de ponta de carga

$$P_{dfp} = \sum P_{mb} \times F_u + \sum P_m \times F_{uc} + \sum P_c \times F_{dc}$$

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

$F_{uc1} = 0,97$  (fator de utilização dos motores principais: valor calculado)

$F_{uc2} = 0,90$  (fator de utilização dos demais motores: valor admitido)

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

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

### d) Cálculo da potência nominal da usina termelétrica

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

Potência máxima demandada calculada:  $P_{dfp} = 9.247 \text{ kW}$

Potência máxima medida integrada em 15 minutos:  $P_m = 9.510 \text{ kW}$

Nestas circunstâncias, será adotada a potência de demanda medida:

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

Logo, a capacidade nominal da usina termelétrica será de:

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

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

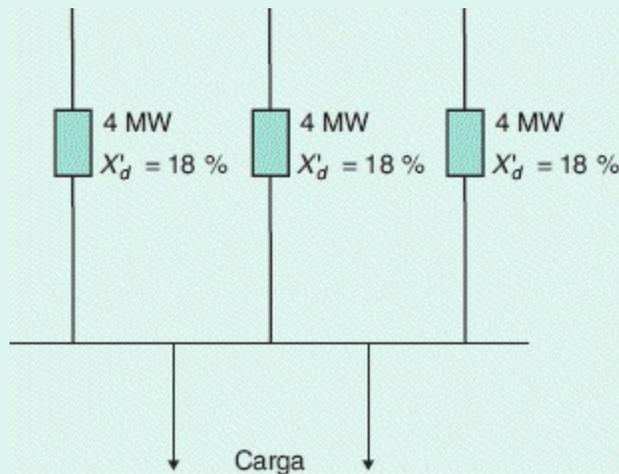
### e) Cálculo da queda da tensão no gerador durante a partida do maior motor (2.200 cv)

Usina termelétrica operando isolada da rede pública

As reatâncias estão ligadas conforme a Figura 16.20. A queda de tensão no gerador vale:

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

$$X'_d = \frac{18}{3} = 6\% = 0,06 \text{ pu (reatância síncrona do eixo direto na base de 5.000 kVA e 6,6 kV)}$$



**Figura 16.20** Usina de geração em operação isolada.

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

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

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

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

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

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

$I_p = 741 \text{ A}$  (valor de placa: corrente de rotor bloqueado)

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

$$X'_{dpb} = X'_{dp1} \times \frac{P_b}{P_{ng}} \times \left( \frac{V_{ng}}{V_b} \right)^2$$

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

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:

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

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

Considerando a influência da carga, tem-se:

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

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

O valor 0,92 corresponde ao fator de potência que a indústria deve manter durante sua operação.

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

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

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

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

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

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

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

$I_{dpa}$  - corrente ativa no instante da partida.

$I_{dpr}$  - corrente reativa no instante da partida.

$I_{dpt}$  - corrente aparente total no instante da partida.

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

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

$$\Delta V_{pu} = X'_{dpb} \times I_{pup}$$

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

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

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 16.21. Os valores básicos do sistema são:

Potência de curto-circuito nos terminais de 69 kV: 600 MVA.

Impedância do transformador de potência: 7,5 %.

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

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

$X_t = 7,5 \%$  (na base da potência nominal do transformador que é de  $P_{nt} = 4.000 \text{ kW}$  ou  $5.000 \text{ kVA}$ )

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

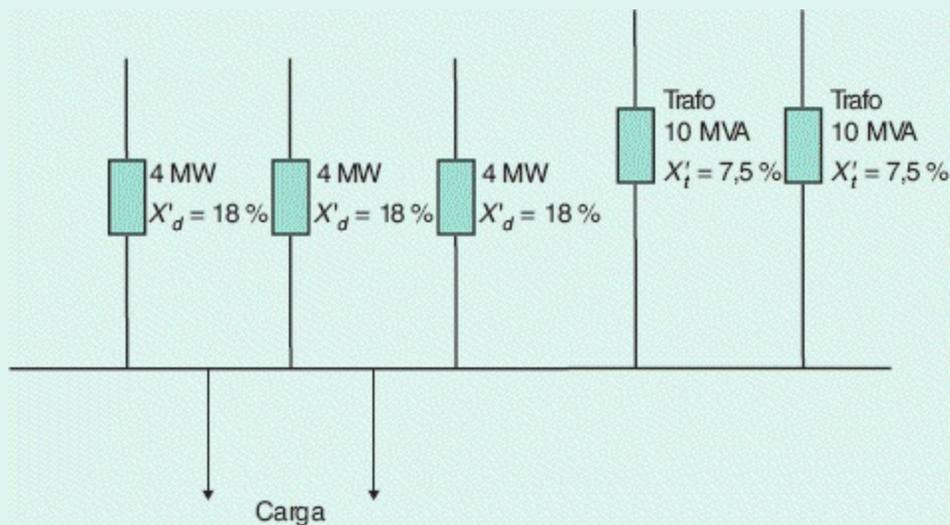
$$X_{tb} = X_t \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left( \frac{V_{nt}}{V_b} \right)^2 = 0,075 \times \frac{5.000}{10.000} \times \left( \frac{6,6}{6,6} \right)^2 = 0,0375 \text{ pu}$$

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

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

A reatância do sistema de transmissão vale:

$$X_s = \frac{P_b}{P_{cc}} = \frac{5.000}{600.000} = 0,0083 \text{ pu}$$



**Figura 16.21** Unidade de geração em operação em paralelo com a rede.

A reatância total vale:

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

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

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

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

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

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

### f) Simulações de contingência

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

Serão consideradas duas condições operacionais:

Operação isolada da rede da concessionária

A condição assumida está mostrada na Figura 16.22.

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

$$\Delta V_{pn} = X'_{dp} \times I_{pnp}$$

$$\Delta V_{pn} = 0,09 \times 3,13 = 0,280pu = 28,0 \%$$

$$\Delta V_{pn} = 28,0 \% > 20 \% \text{ (condição inaceitável)}$$

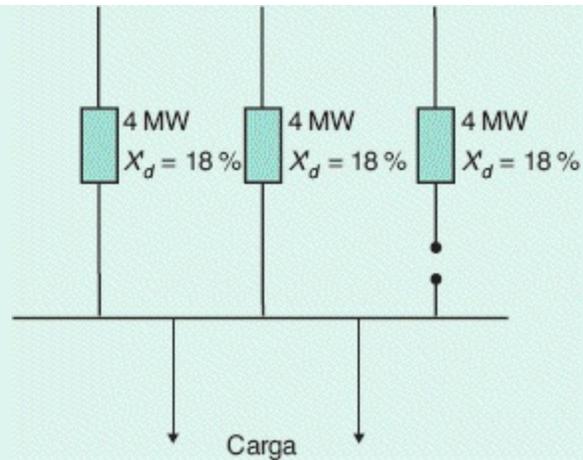
Operação em paralelo com a rede pública de energia

A condição assumida nesta simulação está mostrada na Figura 16.23.

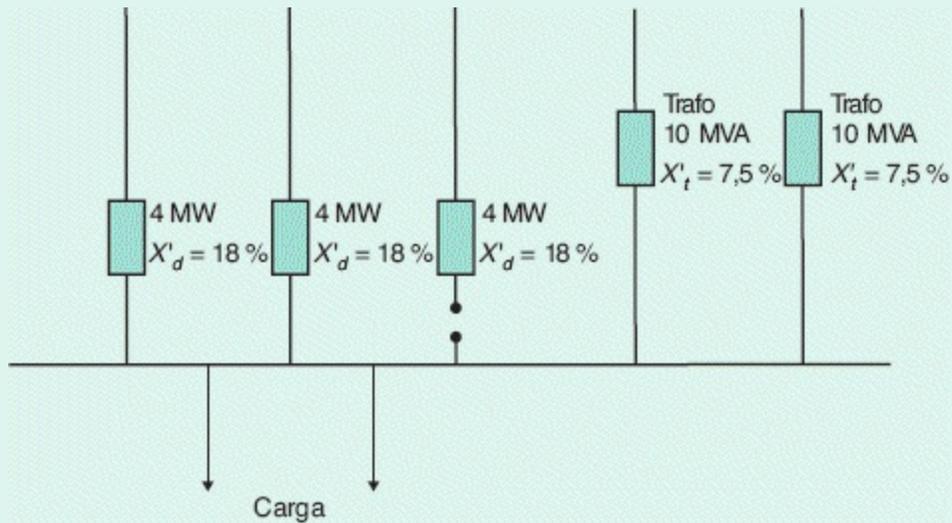
$$X_{eq} = \frac{X_t \times X'_{dp}}{X_t + X'_{dp}} = \frac{0,02705 \times 0,09}{0,02705 + 0,09} = 0,0207pu$$

$$\Delta V_{pn} = 0,0207 \times 3,13 = 0,064pu$$

$$\Delta V_{pn} = 6,4 \% < 20 \% \text{ (condição plenamente satisfeita)}$$



**Figura 16.22** Falha de uma unidade de geração em operação isolada.



**Figura 16.23** Falha de uma unidade de geração em operação paralela.

### 16.3.1.1.2 Usinas de cogeração

Este assunto será discutido na Seção 16.5.

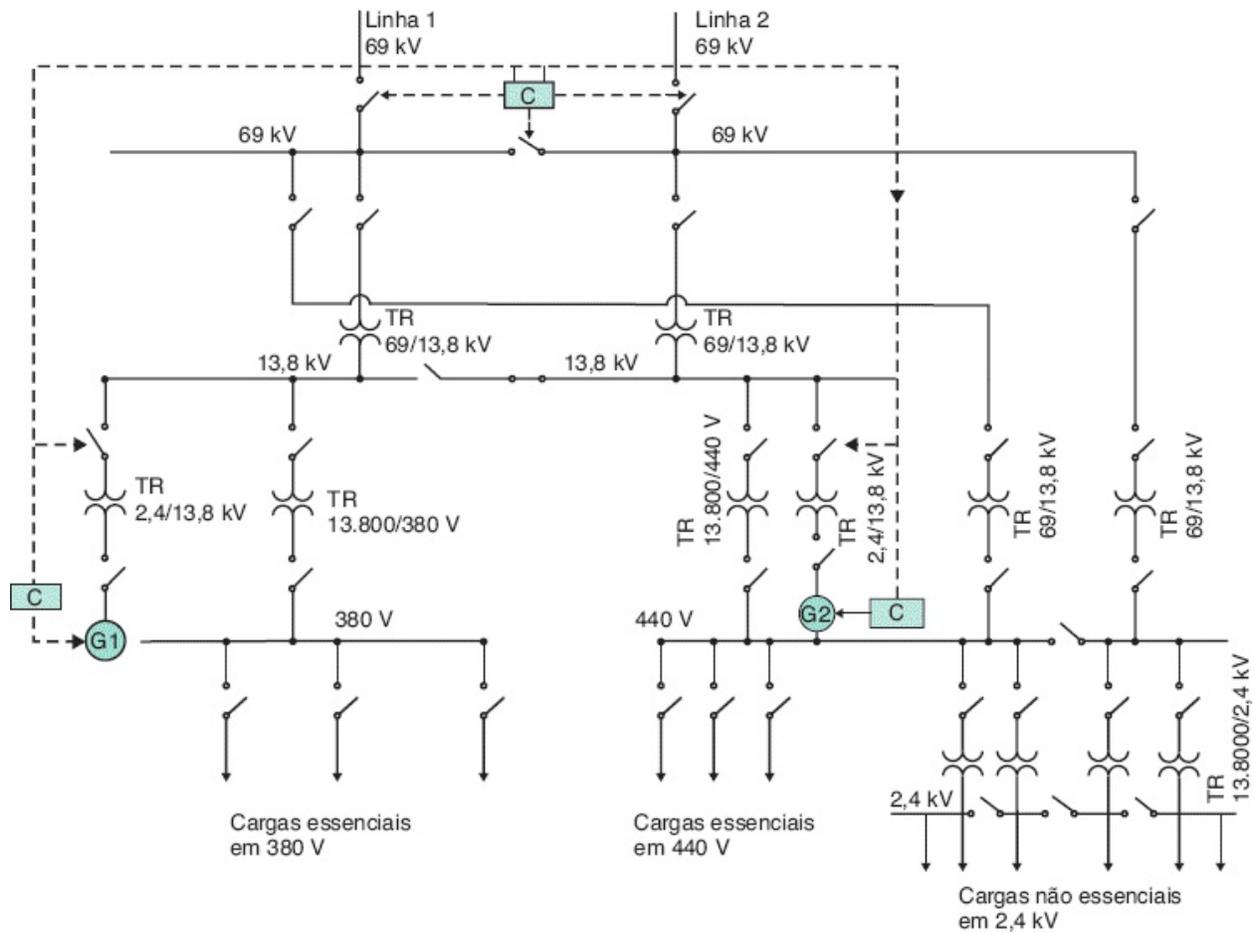
### 16.3.1.1.3 Usinas de emergência

Se a usina termelétrica é destinada a serviço emergencial, devem-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 é também destinada a suprir a unidade consumidora durante o horário de ponta de carga.

A [Figura 16.24](#) mostra um esquema elétrico básico de uma unidade de geração de emergência. Nesse caso, observa-se que as unidades de geração podem operar em paralelo entre si e com a rede pública de energia elétrica.



**Figura 16.24** Esquema elétrico básico de uma geração de emergência.

A geração de emergência pode ser concentrada em um único ponto da planta industrial ou em vários pontos, dependendo do *layout* da indústria. Para indústrias 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 indústrias de médio e 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 16.24](#). Há grandes vantagens em se concentrar a geração de emergência em um único ponto:

- 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 unidades de geração deve 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 foi comentado anteriormente, as UPSs são consideradas cargas não lineares. A alimentação de uma UPS gera tensões e correntes 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 a partir de um

aumento substancial de ruído audível e pelo 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, momentaneamente, assumem 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 (16.5):

$$H = (K \times Q) \pm 1 \quad (16.5)$$

$H$  - ordem da harmônica;

$K$  - número inteiro de 1 a  $N$ ;

$Q$  - número de pulsos do retificador; existem dois tipos: retificadores de seis e 12 pulsos.

Assim, um retificador de seis 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:

- $H = 1 \times 12 - 1 = 11^a$  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 3ª e 5ª ordens, seu conteúdo harmônico é muito inferior ao dos retificadores de seis pulsos, 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 por meio 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 em determinada carga contamina todo o 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, devem-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 sequência das componentes simétricas.

Para se determinar a potência nominal de uma usina de geração emergencial que alimenta uma UPS, pode-se aplicar a [Equação \(16.6\)](#):

$$P_{ng} = K \times \frac{(P_{ups} + P_{rbat})}{\eta_{ups}} + P_{cl} \quad (16.6)$$

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

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

$\eta_{ups}$  - rendimento da UPS;

$P_{rbat}$  - potência de recarga da bateria, em porcentagem da potência da  $P_{ups}$ ;

para pequenas unidades, pode-se considerar  $P_{rbat} = 0,20 \times P_{rps}$ ; para grandes unidades, considerar  $P_{rbat} = 0,30 \times P_{rps}$ ;

$K$  - fator de correção devido à distorção harmônica anteriormente mencionada; seu valor, em geral, é de 1,5;

$P_{cl}$  - 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.
- A reatância transitória do eixo direto do gerador não deve ser 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 nominal do gerador deve ser selecionada para operação contínua.

### Exemplo de aplicação (16.3)

Uma indústria considera essencial a continuidade de alimentação de uma carga de 500 kW para a qual foi adquirida uma UPS com capacidade nominal de 600 kW, cujo rendimento de placa vale 0,65. A indústria possui uma carga linear adicional de 400 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 gerador. A demanda da carga deve ser de 85 % da potência nominal do gerador.

$$P_{ng} = K \times \frac{(P_{ups} + P_{rbat})}{\eta_{ups}} + P_{cl} = 1,5 \times \frac{500 + 0,2 \times 500}{0,65} + 100 = 1.484 \text{ kW}$$
$$P_{ng} = \frac{1.484}{0,85} = 1.746 \text{ kW}$$

Comercialmente, deve-se especificar um gerador a óleo diesel de 2.000 kW ou 2.500 kVA, 60 Hz, de fabricação Cummins, para regime de operação intermitente ou *stand-by*, de acordo com a Tabela 16.3.

### 16.3.1.2 Componentes de uma usina termelétrica a combustível líquido

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

- Motores a diesel.
- Tanques de combustível e lubrificante.
- Tanque de água de refrigeração.
- 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 cogeração.
- Sistema de controle de monitoramento dos motores.
- Gerador de energia elétrica.
- Subestação de potência.
- Painéis de comando elétrico do gerador e da subestação.

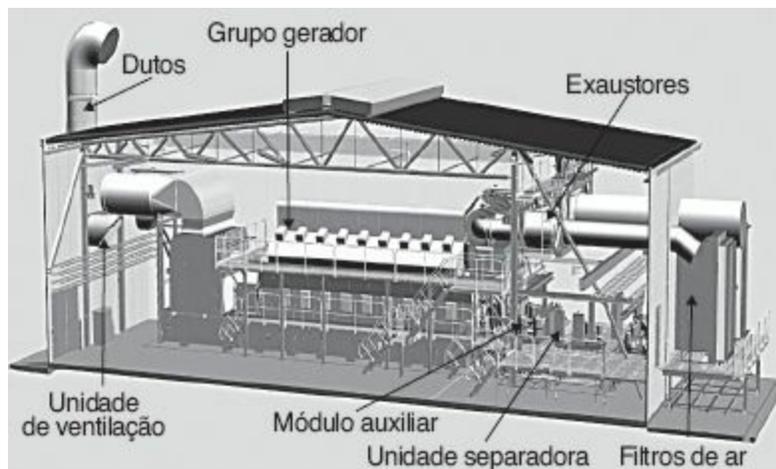
### 16.3.1.3 Configuração (layout) de uma usina termelétrica

As usinas termelétricas a motores a combustível líquido podem assumir diferentes concepções, em conformidade com o espaço disponível.

A [Figura 16.25\(a\)](#) mostra, de forma tridimensional, uma usina de geração do fabricante de motores Wärtsilä, que tanto pode abrigar máquinas a diesel como a gás natural. Já a [Figura 16.25\(b\)](#) mostra o detalhe tridimensional da casa de máquinas da mesma usina cuja capacidade é de 174 MW.



**Figura 16.25(a)** Vista tridimensional da usina termelétrica a óleo combustível de 170 MW — Wärtsilä.



**Figura 16.25(b)** Vista tridimensional da casa de máquinas da mesma usina da [Figura 16.25\(a\)](#).

As usinas termelétricas normalmente ocupam uma área que pode variar de 0,15 a 0,20 m<sup>2</sup>/kW de potência instalada, a depender da forma de *layout* concebida, não incluindo aqui a área ocupada pela subestação e os sistemas auxiliares, como, por exemplo, os tanques de combustível e lubrificante. Quanto ao volume do espaço coberto necessário para abrigar as máquinas pode variar entre 0,9 e 1,4 m<sup>3</sup>/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 importante do combustível é:

- Viscosidade do óleo: 700 a 1.370 cSt (Centstock) a 50 °C.
- Ponto de ignição: > 60 °C.
- Teor de carbono: 22 % em peso.
- Asfalto: 14 % em peso.
- Enxofre: 5 % em peso.
- Água: 1 % em peso;
- Cinzas: 0,2 % em peso.
- Alumínio: 30 ppm.
- Vanádio: 600 ppm.
- Sódio: 30 % de vanádio.

#### **16.3.1.5 Custos de implantação e operação**

Os custos de geração variam em função dos requisitos da especificação do cliente. Deve-se considerar também se a usina é destinada a operar somente para geração de energia ou está associada a um projeto de cogeração. No primeiro caso, o custo médio de uma usina varia de aproximadamente R\$ 620,00 a R\$ 860,00/kW de capacidade instalada, dependendo se o conjunto

motor-gerador é de origem nacional ou importada. Para usinas associadas a projetos de cogeração, o custo pode elevar-se para R\$ 900,00 a R\$ 1.500,00/kW de capacidade instalada.

Os principais custos médios de implantação dos componentes de uma usina são:

- Motores associados aos equipamentos auxiliares: 47 %.
- Geradores associados aos equipamentos auxiliares: 13 %.
- Subestação elevadora: 9 %.
- Montagem e comissionamento: 12 %.
- Transporte: 3 %.
- Obras civis: 16 %.

No entanto, para se elaborar o estudo de viabilidade econômica, é necessário conhecer outros parâmetros, cujos valores médios são:

- Faixa de potência comercial dos motores: 30 kW a 30.000 kW.
- Fator de capacidade médio: 0,92.
- Consumo específico de combustível para grandes potências: 0,170 kg/kWh (212 l/MWh) ou 7.559 kJ/kWh.
- 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.
- Rendimento: 40 a 48 %.
- Consumo de água de resfriamento: 0,03 m<sup>3</sup>/hora/kW.
- Preço do óleo diesel: R\$ 1,5/litro
- Custo médio mensal de operação e manutenção (O&M) para operação contínua: R\$ 35,00/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: R\$ 74,00/MWh.
- Custo de aquisição: R\$ 620,00 a R\$ 860,00/kW instalado.
- Custo médio da geração: R\$ 570,00/MWh/mês.

As usinas termelétricas a motores 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 a 2 e 4 tempos. Os motores a 2 tempos são os de maior capacidade.

A [Tabela 16.7](#) informa os custos médios de operação e manutenção relativos a motores a diesel a plena carga.

**Tabela 16.7** Custos médios operacionais dos motores a diesel

Potência intermitente		Potência contínua		Motor	Consumo		Custos		
Gerador					Óleo diesel	Lubrificante	Óleo diesel	Lubrificante + filtro	Operação (diesel + lub)
kVA	kW	kVA	kW		cv	Litros/h		R\$/h	
40	32	37	30	50	9,40	0,040	20,61	0,720	21,3
55	44	50	40	66	12,80	0,096	28,08	1,740	29,8
81	65	78	62	66	11,60	0,050	25,44	0,900	26,3
86	67	77	62	103	17,80	0,070	39,03	1,260	40,2
115	92	106	85	137	25,10	0,065	55,05	1,200	56,2

135	108	122	98	168	26,80	0,096	58,77	1,740	60,5
150	120	141	113	180	21,00	0,076	67,98	1,380	69,3
170	136	150	120	209	24,00	0,096	74,55	1,740	76,2
180	144	168	134	215	34,80	0,076	76,32	1,380	77,7
200	160	180	144	239	39,50	0,096	86,61	1,740	88,3
230	184	210	168	281	42,00	0,096	92,10	1,740	93,8
255	204	230	184	317	50,00	0,096	109,65	1,740	111,
290	232	260	208	300	48,00	0,104	105,27	1,860	107,
310	248	280	224	380	64,00	0,160	140,34	2,880	143,
340	272	310	248	395	61,00	0,104	133,77	1,860	135,
360	288	325	260	441	74,00	3,160	162,27	2,880	165,
380	304	345	276	471	79,00	0,160	173,25	2,880	176,
450	360	405	324	533	79,00	0,190	173,25	3,420	176,
450	360	405	324	542	87,00	0,160	190,80	2,880	193,
500	400	438	350	605	87,00	0,250	190,80	4,500	195,
500	455	505	404	608	98,00	0,152	214,92	2,760	217,
557	445	505	404	672	101,00	0,320	221,49	5,760	227,
563	450	513	450	734	128,00	0,620	280,71	11,160	291,

563	450	513	410	695	111,00	0,152	243,42	2,760	246,
625	500	556	500	734	128,00	0,620	280,71	11,160	291,
625	500	569	455	765	120,00	0,152	263,16	2,760	265,
631	504	569	455	759	114,00	0,320	249,99	5,760	255,
750	600	676	541	883	154,00	0,750	337,71	13,500	351,
750	600	681	545	913	154,00	0,272	337,71	4,920	342,
1000	800	900	720	1217	197,00	0,528	432,03	9,480	441,
1125	900	1023	818	1359	207,00	0,532	453,96	9,600	463,
1250	1000	1125	900	1510	240,00	0,528	526,32	9,480	535,
1563	1250	1375	1100	1876	274,00	0,604	600,87	10,860	611,
1941	1553	1600	1280	2251	330,00	0,712	723,69	12,840	736,
2188	1750	2000	1600	2591	403,00	1,120	883,77	20,160	903,
2500	2000	2250	1800	2961	449,00	1,120	984,66	20,160	1.004

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

### Exemplo de aplicação (16.4)

Determinar o custo da energia gerada por uma usina termelétrica construída no interior de uma indústria e 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\$ 380,00/MWh, com impostos incluídos.

Preço do óleo diesel..... R\$ 1,50/litro

Preço do óleo lubrificante..... R\$ 27,72/litro

Custo médio do empreendimento:

– Motor, gerador e comando ..... R\$ 402.320,00

– Subestação ..... R\$ 160.800,00

– Obras civis ..... R\$ 155.200,00

– Imposto importação ..... R\$ 58.160,00

– Projeto e despesas gerais ..... R\$ 60.600,00

Total..... R\$ 837.080,00

– Custo total por kW:  $\frac{R\$ 837.080,00}{1.280 \text{ kW}} = R\$ 653,96/\text{kW}$

– Consumo médio de óleo diesel ..... 231 l/MWh

– Consumo de óleo diesel a 100 % de carga ..... 330 l/h (Tabela 16.7)

– Consumo médio de óleo lubrificante ..... 0,712 l/hora (Tabela 16.7)

– Número de horas trabalhadas por dia ..... 24 horas

– Número de dias trabalhados por mês ..... 30 dias

– Tempo máximo de retorno do investimento

- ..... 10 anos
- Taxa de desconto 11 %
- .....
- Custo médio mensal de O&M (fixo) R\$ 35,00/MWh
- .....

**a) Carregamento médio do gerador**

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

**b) Fator de carga**

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

**c) Volume médio de óleo consumido por mês**

$$V_{\text{móleo}} = \frac{231 \text{ l/MWh} \times 860.425 \text{ kWh}}{1.000} = 198.758 \text{ litros}$$

Obs.: pela Tabela 16.7, o valor do consumo mensal de combustível do motor diesel de 2.251 cv é de aproximadamente  $0,92 \times 330 \text{ l/h} \times 24 \times 30 = 218.592$  litros, valor próximo do consumo anteriormente calculado, considerando o fator de capacidade igual a 0,92.

**d) Volume médio de óleo lubrificante por mês**

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

**e) Custo médio mensal do óleo consumido**

$$C_{\text{móleo}} = 198.758 \text{ litros} \times \text{R\$ } 1,50/\text{litro} = \text{R\$ } 298.137,00$$

**f) Custo médio anual do óleo diesel consumido**

$$C_{\text{a óleo}} = \text{R\$ } 298.137,00 \times 12 = \text{R\$ } 3.577.644,00$$

**g) Custo médio mensal do óleo lubrificante**

$$C_{m \text{ lub}} = 512,6 \text{ litros} \times \text{R\$ } 27,72/\text{litro} = \text{R\$ } 14.209,27$$

**h) Custo médio anual do óleo lubrificante**

$$C_{a \text{ lub}} = \text{R\$ } 14.209,27 \times 12 = \text{R\$ } 170.511,24$$

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

$$C_{m \text{ O\&M}} = \frac{35,00 \text{ R\$}}{\text{MWh}} \times \frac{860.425 \text{ kWh}}{1.000} = \text{R\$ } 30.114,87$$

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

$$C_{m \text{ O\&M}} = \text{R\$ } 30.114,87 \times 12 = \text{R\$ } 361.378,44$$

**k) Custo médio operacional mensal da usina de geração**

$$C_{mop} = C_{m \text{ óleo}} + C_{m \text{ lub}} + C_{m \text{ O\&M}} = 298.137,00 + 14.209,27 + 30.114,87 = \text{R\$ } 342.461,14$$

**l) Custo médio operacional anual da usina de geração**

$$C_{aop} = C_{a \text{ óleo}} + C_{a \text{ lub}} + C_{a \text{ O\&M}} = 3.577.644,00 + 170.511,24 + 361.378,44 = \text{R\$ } 4.109.533,68$$

**m) Custo médio anual da energia gerada**

$$C_{am} = \frac{\text{R\$ } 4.109.533,68}{860.425 \text{ kWh}/1.000 \times 12} = \text{R\$ } 398,01/\text{MWh}$$

**n) Análise do investimento**

A indústria paga anualmente à concessionária o valor de:

$$C_{\text{energ}} = \frac{380,00 \times 860.425 \times 12}{1.000} = \text{R\$ } 3.923.538,00$$

Como se pode observar, o custo médio anual operacional da usina de energia elétrica (R\$ 398,01/MWh) é muito superior ao custo médio da energia comprada da concessionária de energia elétrica (R\$ 380,00/MWh), sendo, portanto, inviável o empreendimento.

O cálculo anterior pode ser mostrado através da planilha de cálculo da Tabela 16.8.

### Exemplo de aplicação (16.5)

Calcular a viabilidade econômica de aquisição da usina termelétrica do Exemplo de aplicação (16.4), considerando que ela 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\$ 683,30/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..... R\$ 74,00/MWh (para operação de ponta)

Preço do óleo diesel..... R\$ 1,50/litro

Preço do óleo lubrificante..... R\$ 27,72/litro

#### a) Volume médio de óleo consumido por mês

$$V_{m \text{ óleo}} = \frac{231,0 \text{ l/MWh} \times 78.882}{1.000} = 18.221,53 \text{ litros}$$

#### b) Volume médio de óleo lubrificante por mês

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

**Tabela 16.8** Planilha de cálculo do custo de geração

## Planilha de cálculo de custo de uma Unidade de Geração (UG)



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	kWh	860.425
7	Taxa de câmbio	R\$/US\$	
8	Preço médio do óleo diesel	R\$/litro/máq.	1,50
9	Preço médio do óleo lubrificante	R\$/litro/máq.	27,72
10	Custo médio do empreendimento	R\$	837.080,00
11	Custo total por kW	R\$/kW	653,97
12		US\$/kW	653,97
	Consumo médio do óleo		

13	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	-		11%
18	Custo de O&M	R\$/MWh		35,00
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	l/mês		198.758
23	Custo médio mensal do óleo diesel	R\$/mês		298.137,26
24	Consumo médio mensal do óleo lubrificante	litros/mês		512,64
25	Custo médio mensal do óleo lubrificante	R\$/mês		14.209,27

26	Custo médio anual do óleo diesel	R\$/ano	3.577.644,00
27	Custo médio anual do óleo lubrificante	R\$/ano	170.516,40
28	Custo médio mensal de O&M	R\$/mês	30.114,88
29	Custo médio anual de O&M	R\$/ano	361.378,50
30	Custo operacional mensal da UG	R\$/mês	342.461,41
31	Custo médio operacional anual da UG	R\$/ano	4.109.538,90
32	Custo médio mensal da energia	R\$/MWh	398,01

**c) Custo médio mensal do óleo consumido**

$$C_{m \text{ óleo}} = 18.221,53 \text{ litros} \times \text{R\$ } 1,50/\text{litro} = \text{R\$ } 27.332,29$$

$$C_{m \text{ óleo}} = 18.221,53 \text{ litros} \times \text{R\$ } 1,50/\text{litro} = \text{R\$ } 27.332,29$$

**d) Custo médio anual do óleo diesel consumido**

$$C_{a \text{ óleo}} = \text{R\$ } 27.332,29 \times 12 = \text{R\$ } 327.978,48$$

**e) Custo médio mensal do óleo lubrificante**

$$C_{m \text{ lub}} = 47 \text{ litros} \times \text{R\$ } 27,72/\text{litro} = \text{R\$ } 1.302,84$$

**f) Custo médio anual do óleo lubrificante**

$$C_{alub} = R\$ 1.302,84 \times 12 = R\$ 15.634,08$$

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

$$C_{m\ O\&M} = \frac{R\$ 74,00}{MWh} \times \frac{78.882\ kWh}{1.000} = R\$ 5.837,26$$

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

$$C_{m\ O\&M} = R\$ 5.837,26 \times 12 = R\$ 70.047,12$$

**i) Custo médio operacional mensal da usina de geração**

$$C_{mop} = C_{m\ óleo} + C_{mlub} + C_{m\ O\&M} = 27.332,29 + 1.302,84 + 5.837,26 = R\$ 34.472,39$$

**j) Custo médio operacional anual da usina de geração**

$$C_{aop} = C_{a\ óleo} + C_{alub} + C_{a\ O\&M} = 327.978,48 + 15.634,08 + 70.047,12 = R\$ 413.659,68$$

**k) Custo médio anual da energia gerada**

$$C_{am} = \frac{R\$ 413.659,68}{78.882\ kWh/1.000 \times 12} = R\$ 437,00/MWh$$

**l) Análise do investimento**

A indústria paga anualmente à concessionária o valor de:

$$C_{energ} = \frac{683,30 \times 78.882 \times 12}{1.000} = R\$ 646.800,84$$

A planilha de cálculo da Tabela 16.9 calcula o valor presente líquido. Já a Figura 16.26 mostra o gráfico baseado na Tabela 16.9, que indica o tempo de retorno do investimento, que é de aproximadamente cinco anos. Dessa forma, o investimento é considerado atrativo.



**Figura 16.26** Gráfico do tempo de retorno do investimento.

**Tabela 16.9** Cálculo do valor presente líquido (VPL)

<b>Cálculo do VPL ( ANUAL )</b>					
<b>Investimento em R\$:</b>					<b>837.080,00</b>
<b>Taxa de juros anuais (11 %)</b>					<b>1,1100</b>
Ano	Valor das receitas anuais (R\$)	Valor das despesas anuais (R\$)	Receitas (R\$)	Fluxo atualizado (R\$)	Fluxos acumulados (R\$)
1	646.800,84	413.659,68	233.141,16	210.037,08	210.037,08
2	646.800,84	413.659,68	233.141,16	189.222,60	399.259,68
3	646.800,84	413.659,68	233.141,16	170.470,81	569.730,48
4	646.800,84	413.659,68	233.141,16	153.577,30	723.307,79
<b>5</b>	646.800,84	413.659,68	233.141,16	138.357,93	<b>861.665,72</b>
6	646.800,84	413.659,68	233.141,16	124.646,78	986.312,50
7	646.800,84	413.659,68	233.141,16	112.294,40	1.098.606,90

8	646.800,84	413.659,68	233.141,16	101.166,13	1.199.773,03
9	646.800,84	413.659,68	233.141,16	91.140,65	1.290.913,68
10	646.800,84	413.659,68	233.141,16	82.108,70	1.373.022,38

### 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 m<sup>3</sup> 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, o que é obtido a uma temperatura de -162 °C e mantido 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 m<sup>3</sup> de gás/m<sup>3</sup> hidráulico de vaso, na pressão referida.

Atualmente, a indústria brasileira fabrica as chamadas cestas de gás natural, que compreendem um conjunto de cilindros de aço fixados em uma estrutura com até 16 unidades, perfazendo um total de aproximadamente 700 m<sup>3</sup> de gás natural. Os cilindros de aço são de tamanho aproximado 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 sua extração do poço é limpo e transportado por gasoduto até as proximidades de um porto dotado de uma central de liquefação, isto é, refrigera o gás natural até atingir seu estado líquido, o que ocorre a  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 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 por 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 sua própria propulsão e uso no sistema de refrigeração. Estima-se que, atualmente existam cerca de duas centenas de unidades em operação no mundo.

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

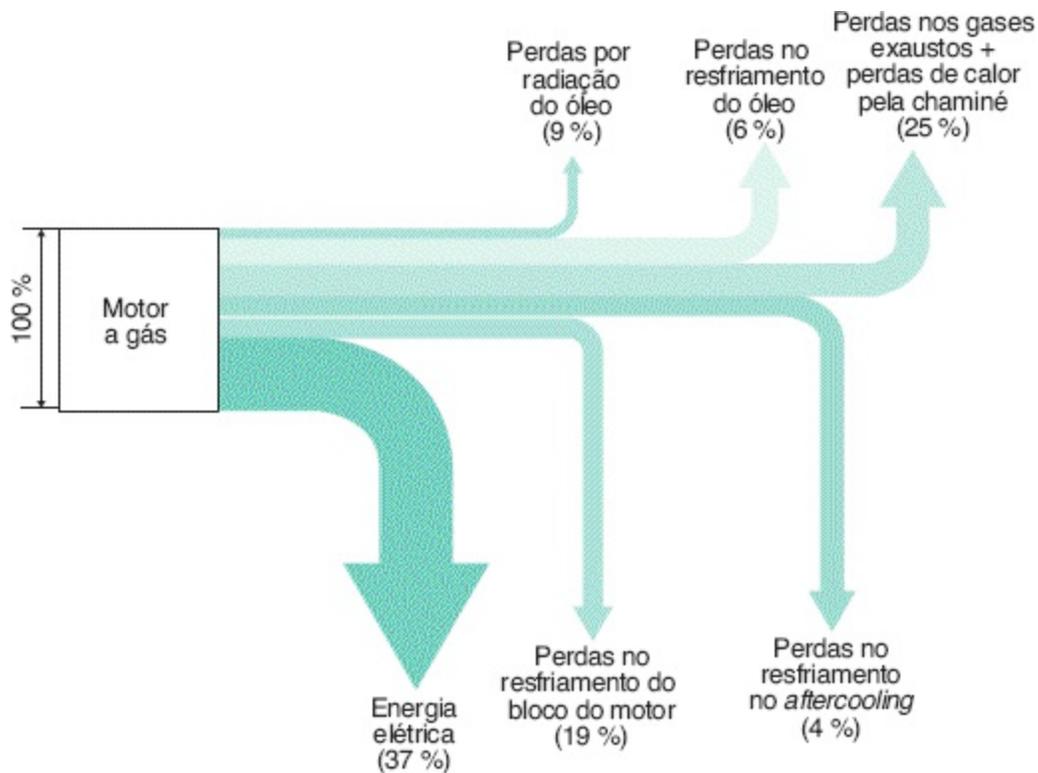
O rendimento dos motores a gás natural depende da qualidade do gás ofertado pelas companhias fornecedoras, afetando significativamente o poder calorífico e o número de metano que mede a resistência à detonação. Em decorrência da tecnologia da eletrônica de potência e dos sistemas de gerenciamento informatizados, 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 consiste no uso de motores do tipo bicombustível, isto é, podem utilizar tanto o gás natural quanto o óleo diesel, sem interrupção de seu funcionamento. O rendimento desses motores, em geral, está entre 30 % e 40 %, pouco inferior aos motores a diesel convencionais. Isto se deve à redução da taxa de compressão utilizada nos motores a bicombustível. A [Figura 16.27](#) mostra o gráfico representativo da distribuição, produção e perdas de energia de 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 nas quais 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 bicombustível, isto é, aqueles que operam em condições normais com gás natural ou a óleo diesel.



**Figura 16.27** 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  $\text{NO}_x$  é da ordem de 0,50 g/kWh de energia gerada, representando 1/5 das emissões realizadas pelos motores a combustível líquido.

A [Figura 16.28](#) mostra uma usina termelétrica de médio porte, destacando-se os componentes do sistema elétrico de potência.

A [Figura 16.29\(a\)](#) mostra o *layout* de uma usina termelétrica a motor a gás natural, 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<sup>2</sup>. Logo, a relação entre a área e a potência vale 0,20 m<sup>2</sup>/kW.

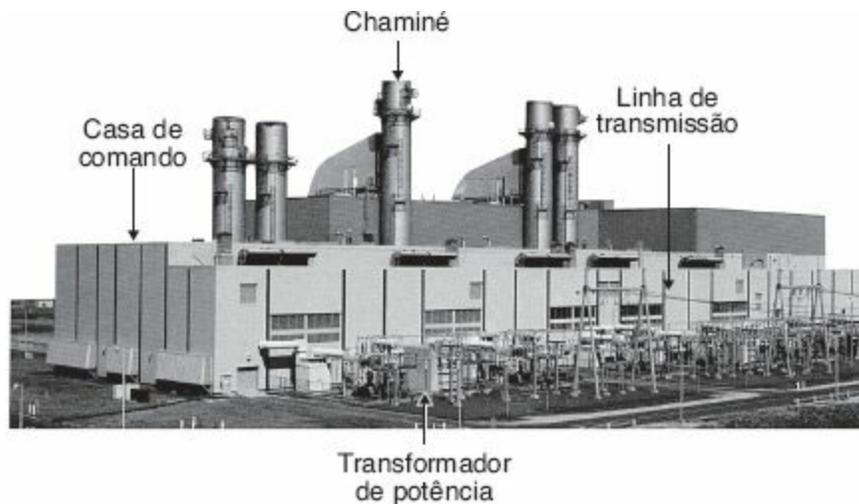
Já a [Figura 16.29\(b\)](#) mostra a vista lateral da mesma usina termelétrica da [Figura 16.2\(a\)](#). O volume ocupado pela usina é de 1,40 m<sup>3</sup>/kW.

Para facilitar as diversas aplicações envolvendo as unidades de energia,

segue a [Tabela 16.10](#) utilizada na sua conversão.

**Tabela 16.10** Tabela de conversão das principais unidades térmicas

Tabela de conversão de unidades							
Unidades	1 ft GN	1 m <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> 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	$4,016 \times 10^{-3}$	$1,136 \times 10^{-4}$	$3,968 \times 10^{-6}$	$1,163 \times 10^{-3}$	$1,560 \times 10^{-3}$	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



**Figura 16.28** 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 o que foi descrito na Seção 16.3.1.1, naquilo que for pertinente ao uso do combustível gasoso.

A [Tabela 16.11](#) fornece as potências das unidades de geração a gás natural, tanto em operação contínua como em operação intermitente.

### **16.3.2.2** *Custos operacionais*

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

- Preço médio do gás natural: R\$ 32,00/m<sup>3</sup> (sem impostos).
- Consumo específico de combustível para grandes potências: 9.837 kJ/kWh.
- Consumo específico de combustível para pequenas potências (por exemplo: 5.000 kW): 8.182 kJ/kWh.
- Consumo específico de combustível para médias potências: 7.250 kJ/kWh.
- Custo médio de operação e manutenção (O&M) para operação

contínua: R\$ 40,00/MWh a R\$ 65,00 /MWh.

- Custo médio de operação e manutenção (O&M) para operação na ponta: R\$ 85,00/MWh.
- Rendimento: 37 % a 40 %.
- Consumo de água de resfriamento: 0,035 m<sup>3</sup>/hora/kW.
- Custo médio da usina: R\$ 750,00 a R\$ 1.200,00/kW.
- Custo médio de geração: R\$ 420,00/MWh.

A [Tabela 16.12](#) mostra os valores médios de consumo e custos médios de operação e manutenção que podem ser utilizados para fins comparativos.

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

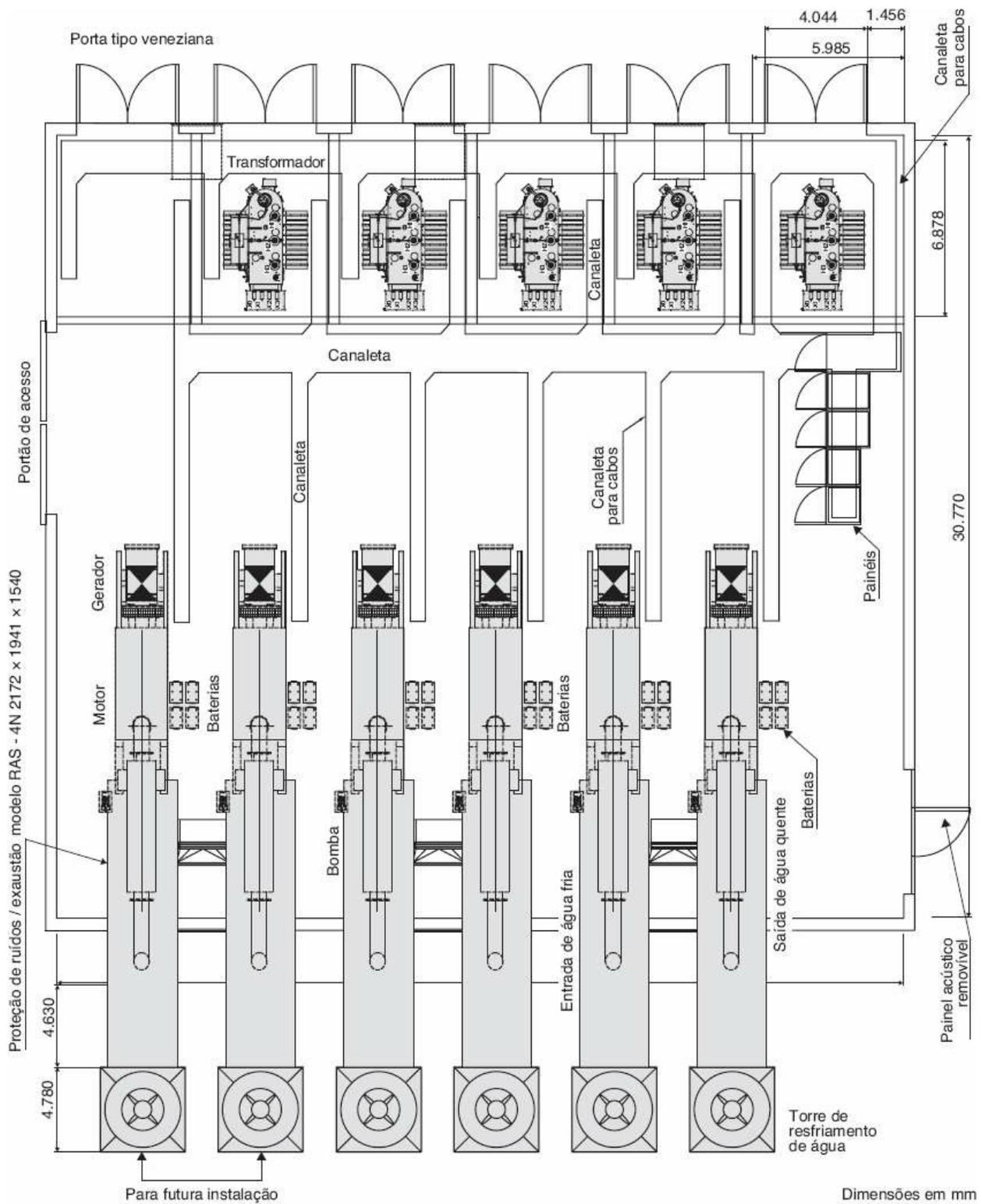


Figura 16.29(a) Layout de uma usina termelétrica industrial.

Tabela 16.11 Informações técnicas de unidades de geração a gás natural

Potência do gerador				Série	Modelo	Número de cilindros	Rotação	Cilindrada
Contínua		Intermitente						
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
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

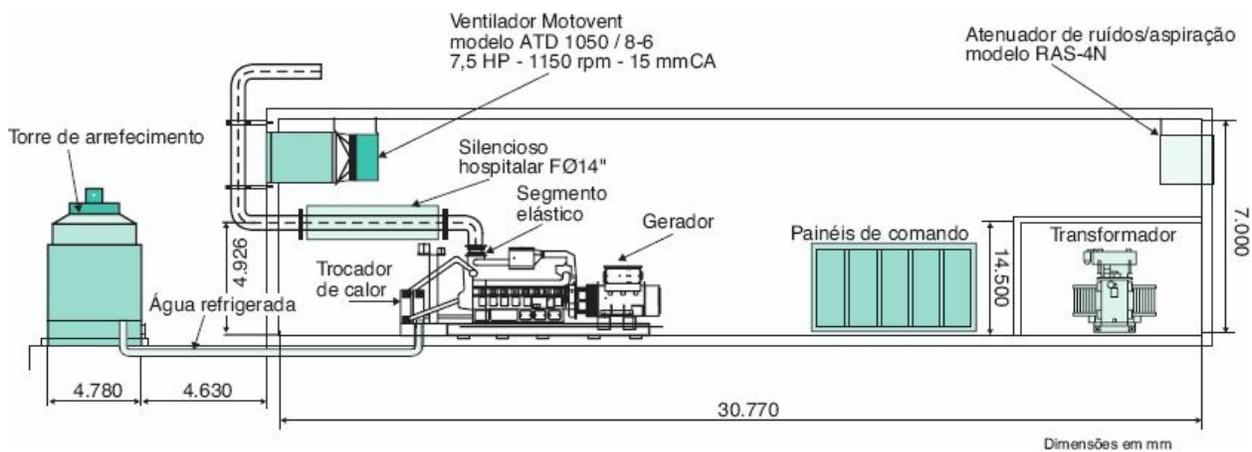


Figura 16.29(b) Vista lateral da usina de geração.

Tabela 16.12 Custos médios operacionais de usinas a motor a gás natural

Potência contínua		Consumo gás natural	Consumo específico	Custo de O&M (*)
Gerador	Motor			

kVA	kW	cv	Nm3/h	BTU/h	Nm3/kWh	R\$/MWh
100	80	135	34	1.131.000	0,4191	59,40
175	140	250	57	1.935.000	0,4098	40,50
175	140	250	59	1.975.000	0,4182	40,50
194	155	240	53	1.775.000	0,3395	46,80
331	265	400	84	2.845.000	0,9183	32,04
331	265	400	89	3.005.000	0,3362	33,48
331	265	400	84	2.845.000	0,3183	32,04
262	210	320	70	3.370.000	0,3346	44,64
438	350	530	118	3.990.000	0,3380	32,58
438	350	530	112	3.790.000	0,3210	31,14
438	350	530	112	3.790.000	0,3210	31,14
662	530	800	175	5.905.000	0,3303	32,04
662	530	800	169	5.685.000	0,3180	30,60
662	530	800	169	5.685.000	0,3180	30,60
913	730	1.065	233	7.855.000	0,3190	29,70
913	730	1.065	224	7.555.000	0,3068	28,44
913	730	1.065	224	7.555.000	0,3068	28,44

356	285	421	93	3.133.042	0,3259	28,62
438	350	512	112	3.765.060	0,3190	24,12
500	400	607	131	4.420.000	0,3276	32,22
500	400	607	143	4.825.000	0,3576	27,90
625	500	738	161	5.445.000	0,3229	26,82
625	500	738	172	5.805.000	0,3442	23,04
719	575	842	186	6.282.060	0,3239	23,40
875	700	1.024	224	7.540.086	0,3194	19,98
1.044	835	1.215	285	9.605.000	0,3410	22,50
1.044	835	1.215	262	8.850.000	0,3142	28,08
1.188	950	1.366	322	10.849.020	0,3386	20,52
1.250	1.000	1.478	343	11.560.000	0,3427	19,26
1.281	1.025	1.478	319	10.750.000	0,3109	22,86
1.438	1.150	1.680	389	13.115.000	0,3381	19,26
1.688	1.350	1.970	420	14.175.000	0,3113	24,84
1.688	1.350	1.970	484	16.315.000	0,3583	20,16
1.663	1.330	1.880	359	12.100.000	0,2697	23,04

2.500	2.000	2.820	542	18.285.000	0,2710	21,78
3.638	2.910	4.050	766	25.830.000	0,2632	19,08

(\*) Não inclui o custo com combustível.

### Exemplo de aplicação (16.6)

Determinar a viabilidade de um projeto de usina de autoprodução para uma indústria, comparando o custo médio da energia gerada pela referida usina com o preço médio da energia fornecida pelo mercado. Para atender a carga da indústria no valor de 2.930.000 kWh/mês, em média, é necessária uma usina termelétrica com a potência nominal de seis unidades geradoras de 850 kW cada, operando em regime contínuo. A indústria paga, em média, por sua conta de energia à concessionária o valor mensal de R\$ 1.237.903,20, totalizando anualmente a quantia de R\$ 14.464.838,40 com impostos.

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.....	R\$ 1,50/m <sup>3</sup>
Custo médio do empreendimento:	
– Motor, gerador e comando (68 %) .....	R\$ 2.120.450,00
– Subestação e quadros de comando (9 %) .....	R\$ 310.800,00
– Obras civis e sistema de resfriamento (6 %) .....	R\$ 246.700,00
– Imposto (4 %) .....	R\$ 135.000,00
– Montagem e comissionamento (9 %) .....	R\$ 343.494,00
– Projeto e despesas gerais (4 %) .....	R\$ 152.200,00

Subtotal (1).....	R\$ 3.308.644,00
– Custo do gasoduto (5 km).....	R\$ 720.000,00
– Participação no gasoduto.....	R\$ 620.000,00
Subtotal (2).....	R\$ 100.000,00
Total.....	R\$ 3.408.644,00

Custo total da usina por kW:

Taxa de eficiência (Heat rate)..... 8.182 BTU/kWh

Número de horas trabalhadas por dia..... 24 horas

Número de dias trabalhados por mês..... 30 dias

Taxa de desconto anual..... 11 %

Custo médio mensal de O&M (fixo)..... R\$ 45,00/MWh

Tempo máximo de retorno do investimento..... 10 anos

### a) Volume médio de gás consumido por mês

1 MMBTU = 28,5 m<sup>3</sup> de gás natural

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

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

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

### b) Custo médio mensal do gás consumido

$$C_{mg} = 682.690 \text{ m}^3 \times \text{R\$ } 1,50/\text{m}^3 = \text{R\$ } 1.024.035,00$$

**c) Custo médio anual do gás consumido**

$$C_{ag} = 1.024.035,00 \times 12 \text{ meses} = \text{R\$ } 12.288.420,00$$

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

$$C_{m \text{ O\&M}} = \frac{\text{R\$ } 45,00}{\text{MWh}} \times 2.930 \text{ MWh} = \text{R\$ } 131.850,00$$

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

$$C_{a \text{ O\&M}} = \text{R\$ } 131.850,00 \times 12 \text{ meses} = \text{R\$ } 1.582.200,00$$

**f) Custo médio operacional mensal da usina de geração**

$$C_{m \text{ opa}} = C_{mg} + C_{m \text{ O\&M}} = 1.024.035,00 + 131.850,00 = \text{R\$ } 1.155.885,00$$

**g) Custo médio operacional anual da usina de geração**

$$C_{ma} = 12.288.420,00 + 1.582.200,00 = \text{R\$ } 13.870.620,00$$

**h) Custo médio operacional anual da energia gerada**

$$C_m = \frac{13.870.620,00}{12 \times 2.930 \text{ MWh}} = \text{R\$ } 394,50/\text{MWh}$$

**i) Custo médio anual da fatura de energia elétrica da concessionária**

$$C_m = \frac{14.464.838,40}{12 \times 2.930 \text{ MWh}} = \text{R\$ } 411,40/\text{MWh}$$

**j) Análise econômica de investimento**

**Tabela 16.13** Cálculo do valor presente líquido (VPL)

Cálculo do VPL ( ANUAL )	

Investimento em R\$:					3.408.644,00
Taxa de juros anuais (11 %)					1,1100
Ano	Valor das receitas	Valor das despesas	Receitas (R\$)	Fluxo atualizado	Fluxos acumulados
	anuais (R\$)	anuais (R\$)		(R\$)	(R\$)
1	14.464.838,40	13.870.620,00	594.218,40	535.331,89	535.331,89
2	14.464.838,40	13.870.620,00	594.218,40	482.280,98	1.017.612,88
3	14.464.838,40	13.870.620,00	594.218,40	434.487,37	1.452.100,25
4	14.464.838,40	13.870.620,00	594.218,40	391.430,07	1.843.530,31
5	14.464.838,40	13.870.620,00	594.218,40	352.639,70	2.196.170,01
6	14.464.838,40	13.870.620,00	594.218,40	317.693,42	2.513.863,43
7	14.464.838,40	13.870.620,00	594.218,40	286.210,29	2.800.073,72
8	14.464.838,40	13.870.620,00	594.218,40	257.847,11	3.057.920,83
9	14.464.838,40	13.870.620,00	594.218,40	232.294,69	3.290.215,53
10	14.464.838,40	13.870.620,00	594.218,40	209.274,50	3.499.490,02

Como se pode concluir pela planilha de cálculo da Tabela 16.13, utilizando o método do valor presente líquido, o investimento está sendo remunerado no período pretendido pelo investidor, que é de dez anos, o que pode ser comprovado pelo gráfico da Figura 16.30.



**Figura 16.30** Gráfico do tempo de retorno do investimento.

### Exemplo de aplicação (16.7)

Determinar a viabilidade de aquisição da usina termelétrica mostrada no Exemplo de aplicação (16.6) para operação no horário de ponta de carga. A energia consumida durante o horário de ponta de carga é de 276.000 kWh/mês. A indústria paga R\$ 2.152.800,00 ao ano pela energia média consumida no horário de ponta de carga, na tarifa azul, inclusos os impostos.

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 R\$ 1,5/m<sup>3</sup>
- .....
- Número de horas trabalhadas por dia 3 horas
- .....
- Número de dias trabalhados por mês ..... 22 dias
- Tempo máximo de retorno do investimento ..... 10 anos
- Taxa de desconto anual 18 %
- .....
- Tempo máximo de retorno do investimento ..... 10 anos

Custo mensal da O&M R\$ 85,00/MWh

**a) Volume médio de gás natural consumido por mês**

$$1 \text{ MMBTU} = 28,5 \text{ m}^3 \text{ de gás natural}$$

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

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

$$V_g = 0,233 \times \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}} \times E_g = 0,233 \times \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}} \times 276 \times 10^3 \text{ kWh} = 64.308 \text{ m}^3$$

**b) Custo médio mensal do gás natural consumido**

$$V_{mg} = 64.308 \text{ m}^3 \times \text{R\$ } 1,5/\text{m}^3 = \text{R\$ } 96.462,00$$

**c) Custo médio anual do gás natural consumido**

$$C_{ag} = 96.462,00 \text{ m}^3 \times 12 = \text{R\$ } 1.157.544,00 \text{ MWh}$$

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

$$C_{m \text{ O\&M}} = \frac{\text{R\$ } 85,00}{\text{MWh}} \times 276 \text{ MWh} = \text{R\$ } 23.460,00$$

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

$$C_{m \text{ O\&M}} = 23.460,00 \times 12 = \text{R\$ } 281.520,00$$

**f) Custo médio operacional mensal da usina de geração**

$$C_{opa} = C_{mg} + C_{\text{O\&M}} = 96.462,00 + 23.460,00 = \text{R\$ } 119.922,00$$

**g) Custo médio operacional anual da usina de geração**

$$C_{opa} = C_{ag} + C_{O\&M} = 1.157.544,00 + 281.520,00 = R\$ 1.439.064,00$$

#### h) Custo médio operacional mensal por energia gerada

$$C_{mena} = \frac{R\$ 1.439.064,00}{276 \text{ MWh} \times 12} = R\$ 434,50/\text{MWh}$$

#### i) Valor do custo anual com o pagamento de energia à concessionária

$$C_{eco} = \frac{R\$ 2.152.800,00}{276 \text{ MWh} \times 12} = R\$ 650,00/\text{MWh}$$

#### j) Análise econômica de investimento

Pode-se observar pela planilha de cálculo da Tabela 16.14 que o projeto tem viabilidade econômica, em conformidade com o cálculo do valor presente líquido. A Figura 16.31 mostra o gráfico que indica o tempo de retorno do investimento, de aproximadamente sete anos de operação.

**Tabela 16.14** Cálculo do valor presente líquido (VPL)

Cálculo do VPL ( ANUAL )						
Investimento em R\$:						3.408.640,00
Taxa de juros anuais (11 %)						1,1100
Ano	Valor das receitas anuais (R\$)	Valor das despesas anuais com O&M (R\$)	Valor das despesas anuais com combustível (R\$)	Receitas (R\$)	Fluxo atualizado (R\$)	Fluxos acumulados (R\$)
1	2.152.800,00	281.520,00	1.157.544,00	713.736,00	643.005,41	643.005,41
2	2.152.800,00	281.520,00	1.157.544,00	713.736,00	579.284,15	1.222.289,55

3	2.152.800,00	281.520,00	1.157.544,00	713.736,00	521.877,61	1.744.167,17
4	2.152.800,00	281.520,00	1.157.544,00	713.736,00	470.160,01	2.214.327,18
5	2.152.800,00	281.520,00	1.157.544,00	713.736,00	423.567,58	2.637.894,75
6	2.152.800,00	281.520,00	1.157.544,00	713.736,00	381.592,41	3.019.487,17
7	2.152.800,00	281.520,00	1.157.544,00	713.736,00	343.776,95	3.363.264,11
8	2.152.800,00	281.520,00	1.157.544,00	713.736,00	309.708,96	3.672.973,07
9	2.152.800,00	281.520,00	1.157.544,00	713.736,00	279.017,08	3.951.990,16
10	2.152.800,00	281.520,00	1.157.544,00	713.736,00	251.366,74	4.203.356,90



**Figura 16.31** 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 porte.

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, como a produção de vapor para gerar mais energia em uma 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 por meio de um recuperador de calor e que, posteriormente, é utilizado em uma turbina a vapor.

As turbinas são mais empregadas na produção de energia elétrica ou nos projetos de cogeração 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 maior é 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 conhecidos em seus valores médios:

- *Heate 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: 22 % a 48 %.
- Custo de aquisição da usina: R\$ 1.200,00 a R\$ 1.800,00/kW.
- Preço médio do gás natural: R\$ 1,5/m<sup>3</sup>.
- Custo médio de operação e manutenção em regime contínuo (O&M): R\$ 65,00 a R\$ 95,00/MWh.
- Custo médio de geração: R\$ 450,00/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 expansão da usina 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 ao das usinas a 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**

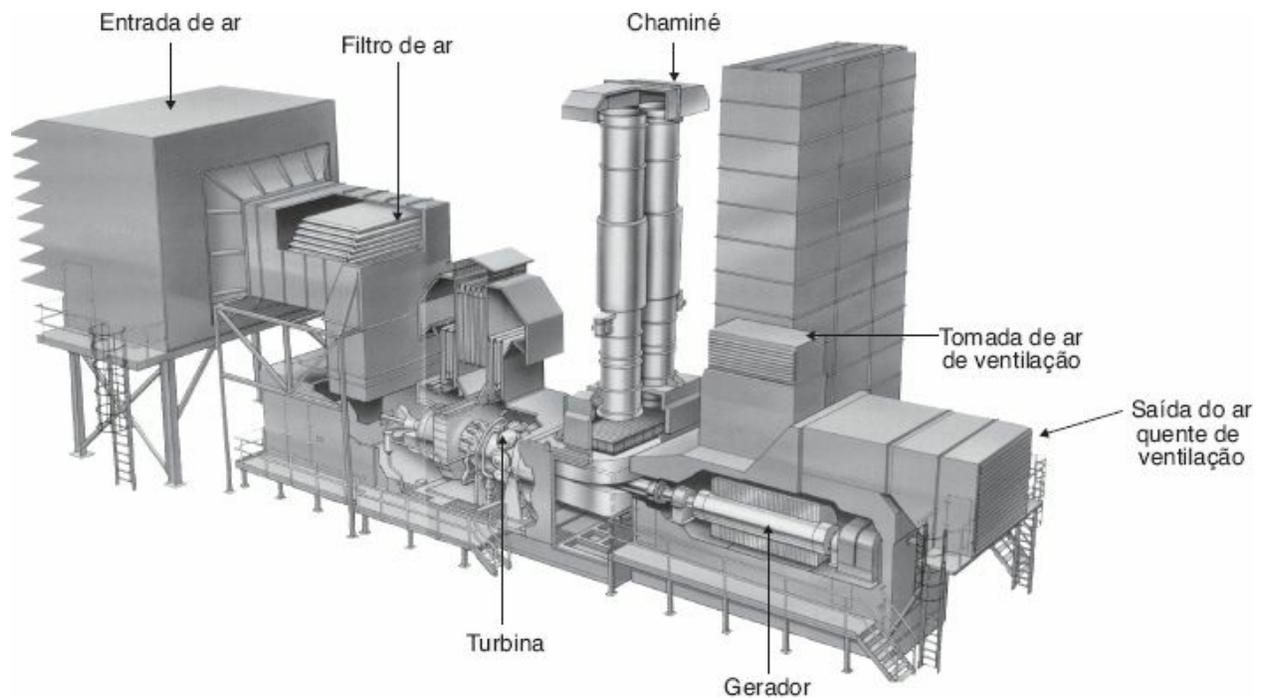
As turbinas a gás natural são compostas do compressor, câmara de combustão e da turbina propriamente dita.

As turbinas atuais disponíveis no mercado apresentam eficiência média de 35 %, operando a temperaturas que podem variar de 1.150 °C a 1.260 °C.

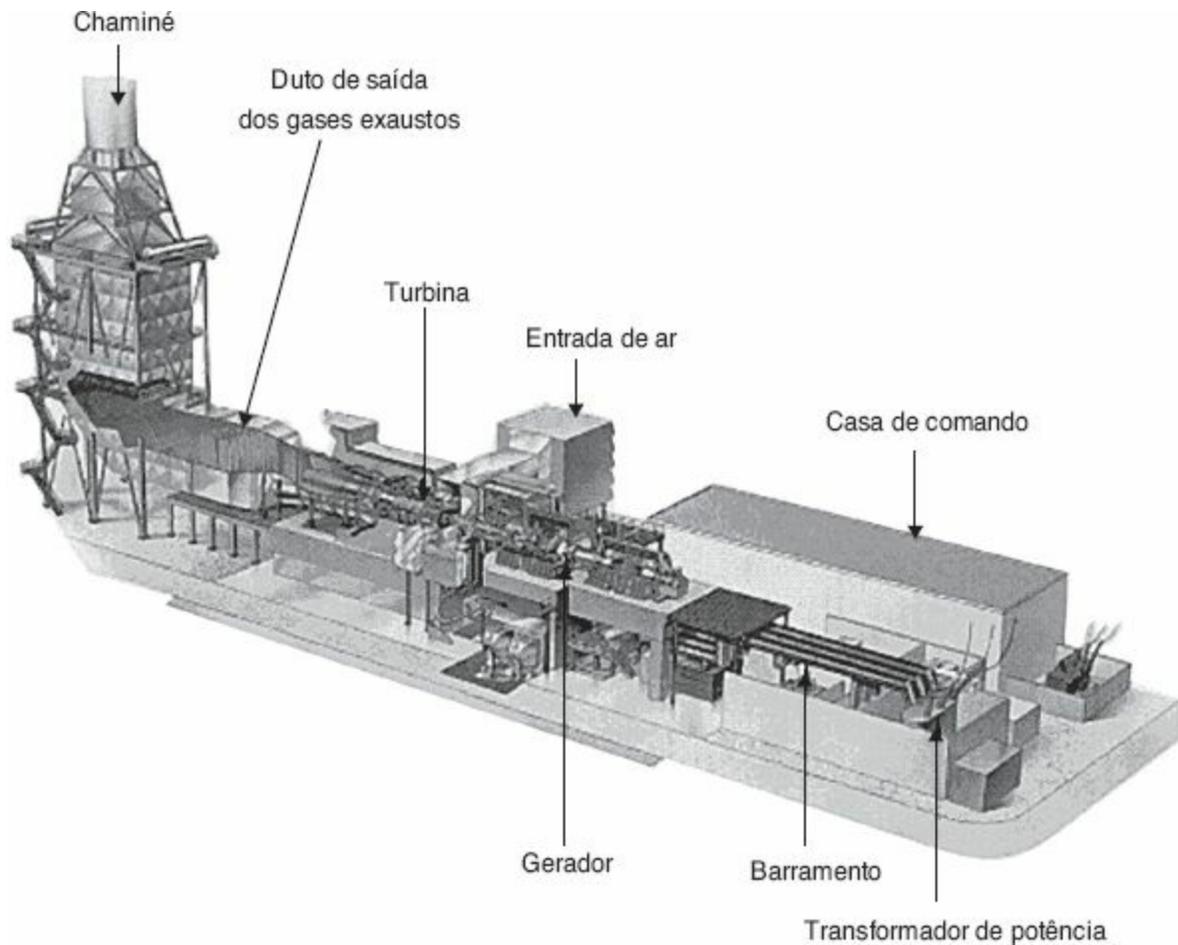
Já a temperatura dos gases exaustos pode variar entre 500 °C e 590 °C.

### c) Chaminé dos gases exaustos

São construídas para conduzir os gases exaustos da turbina para o meio ambiente. Normalmente, são fabricadas em chapas metálicas em forma de tubo de aço, conforme mostrado nas Figuras 16.32 e 16.33.



**Figura 16.32** Vista isométrica de uma usina termelétrica de ciclo aberto.



**Figura 16.33** Vista em corte de uma usina termelétrica a turbina a gás natural.

#### **d) Gerador**

É o equipamento acoplado ao eixo da turbina e responsável pela geração de energia elétrica. A [Figura 16.33](#) 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, pelo gráfico da [Figura 16.34](#).

### **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 determinado volume de ar do meio ambiente, filtra, comprime e o conduz a uma câmara de combustão, onde é injetado certo volume de gás natural. No interior da câmara de combustão, é gerada uma centelha no meio contendo gás misturado ao ar comprimido, provocando a ignição da mistura, que se expande para o interior da turbina propriamente dita.

No interior da turbina, há uma grande expansão desses gases por meio 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 determinado volume de água até a condição de vapor, que é então injetado no interior de uma turbina a vapor. O vapor exausto da turbina é condensado e retorna à caldeira de recuperação, 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 16.35](#) mostra o processo anteriormente descrito, detalhando melhor o ciclo a vapor.

Já a [Figura 16.36](#) mostra um esquema básico de uma usina de ciclo combinado, identificando as pressões médias nos 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 16.37](#) mostra a distribuição de energia gerada e perdida em uma usina de ciclo combinado.

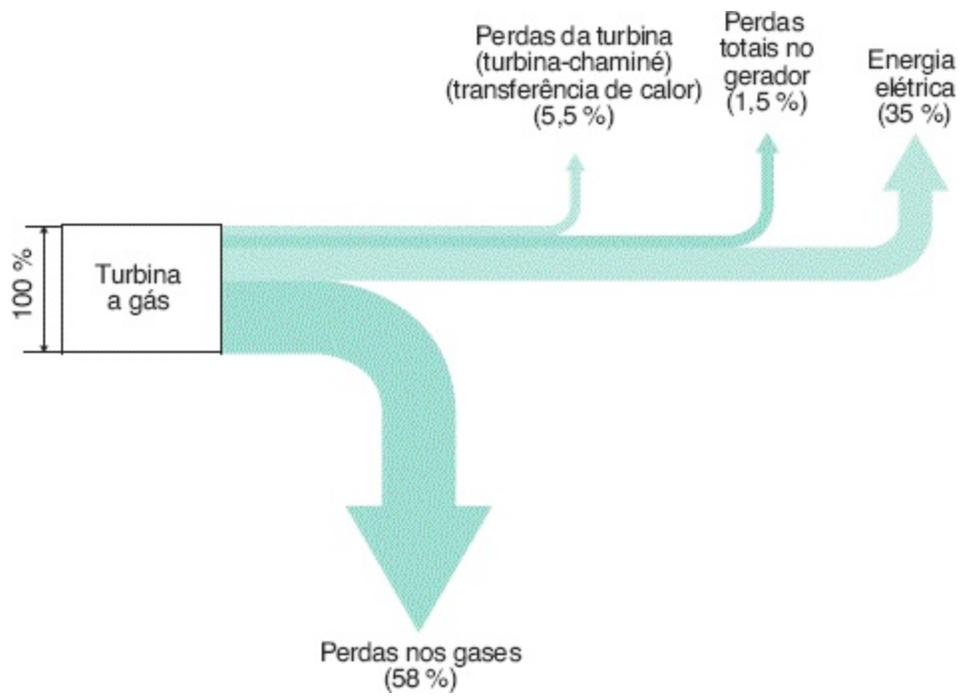
É de fundamental importância o desempenho de uma usina de ciclo combinado em função da grande quantidade de energia elétrica gerada e que deve ser absorvida pelo processo industrial ou disponibilizada ao mercado competindo com a energia elétrica produzida por outras fontes notadamente as fontes hidrelétricas. Além disso, 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.

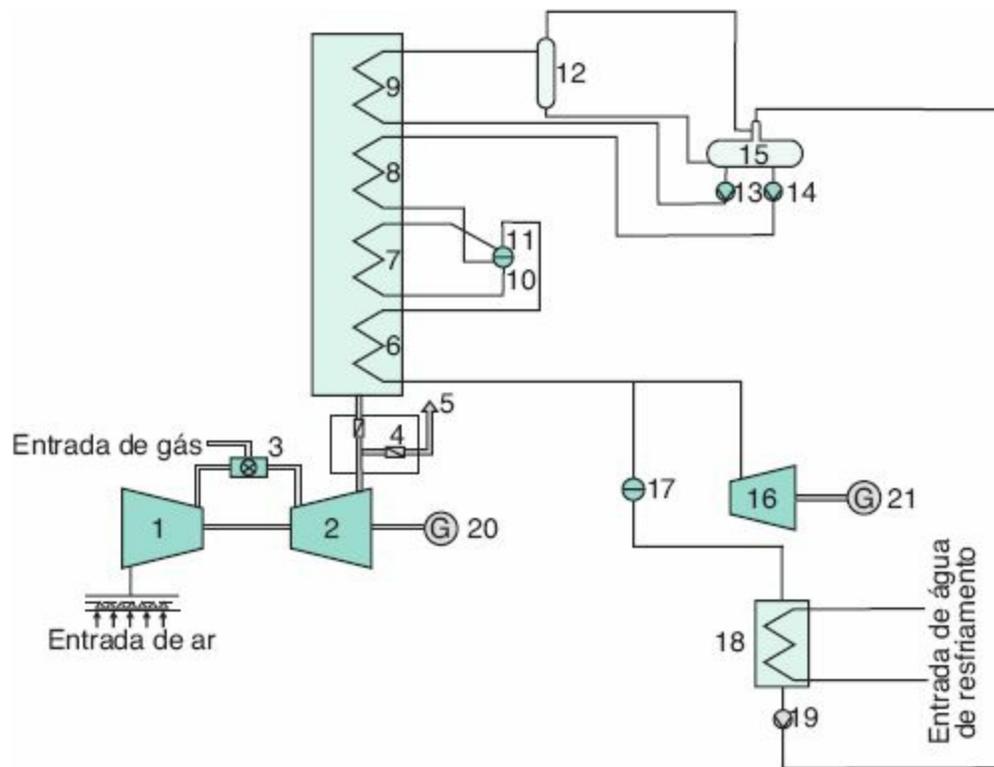
Para uma termelétrica de grande porte, há muitas dificuldades no aproveitamento do calor rejeitado, mesmo que esteja implantada no interior de uma grande indústria. Neste caso, pode ocorrer um aproveitamento parcial dos gases quentes de rejeito. Quando localizada em uma área industrial, pode ocorrer 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 situadas distante das fontes de consumo de insumos térmicos, as usinas termelétricas amargam uma grande perda energética, chegando a um rendimento máximo de 55 %, muito abaixo de uma planta de cogeração, que pode atingir a marca de 85 % em casos de maior rendimento.

As termelétricas a ciclo combinado se comportam favoravelmente em um 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 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.



**Figura 16.34** Gráfico de distribuição de produção e perda de energia em usina de ciclo aberto.



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 - Válvula; 18 - Condensador de turbina a vapor; 19 - Bomba do condensador; 20 - Gerador da turbina a gás; 21 - Gerador da turbina a vapor.

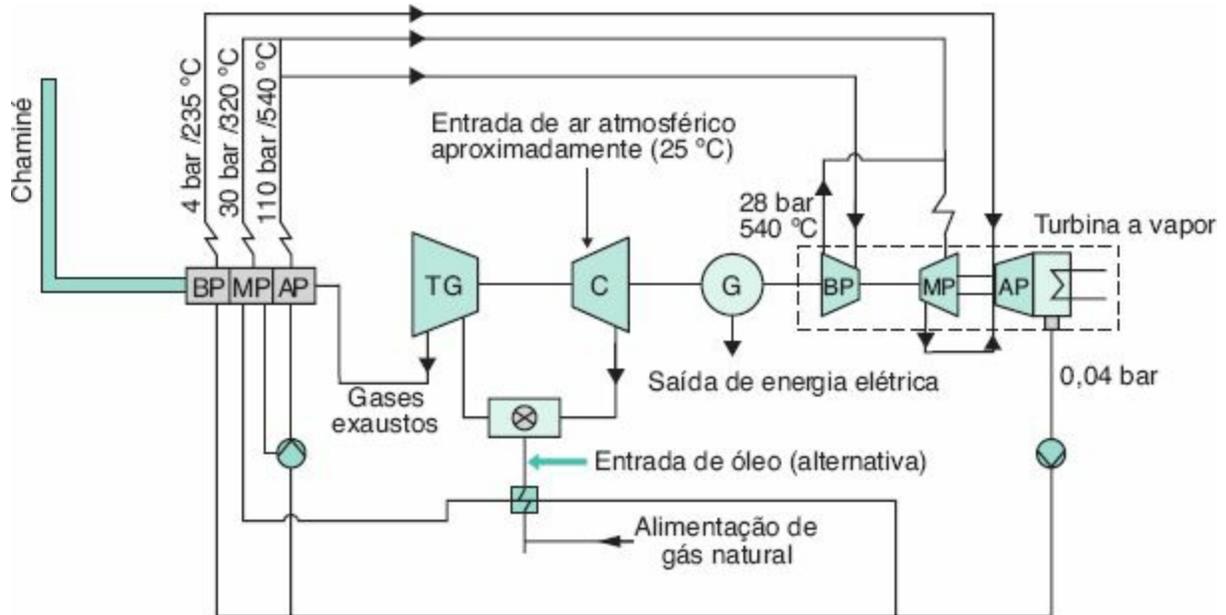
Obs.: evaporação *flash* ou evaporação parcial é o fenômeno que ocorre quando um fluxo de líquido saturado passa por uma redução de pressão pela passagem através de uma válvula de estrangulamento ou outro dispositivo de estrangulamento.

**Figura 16.35** Produção de energia em usina de ciclo combinado.

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.

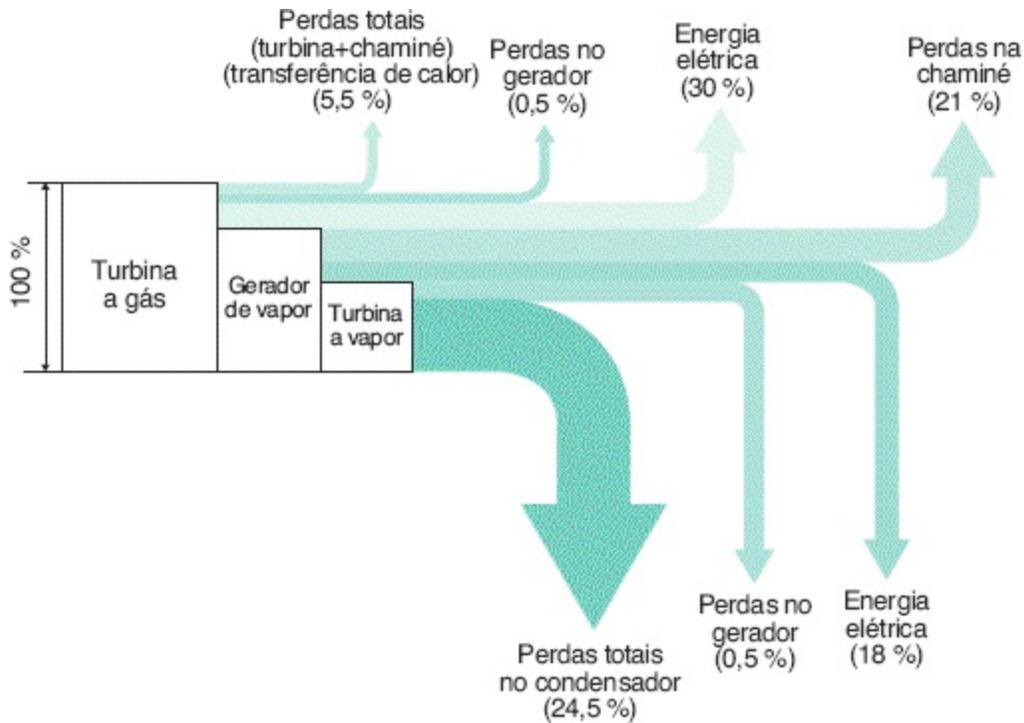
Os custos unitários das usinas termelétricas a ciclo combinado diminuem inversamente com o número de turbinas a gás natural, devido ao fato de a eficiência das turbinas crescer com sua capacidade nominal. Assim, o número de turbinas a gás natural para cada máquina a vapor varia de uma a três unidades, 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 16.38](#).



TG - turbina a gás natural; G - gerador; C - compressor; BP - baixa pressão; MP - média pressão; AP - alta pressão.

**Figura 16.36** Pressões médias em uma usina de ciclo combinado.



**Figura 16.37** Gráfico de distribuição de produção de energia em usina de ciclo combinado.

### 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 \(16.7\)](#):

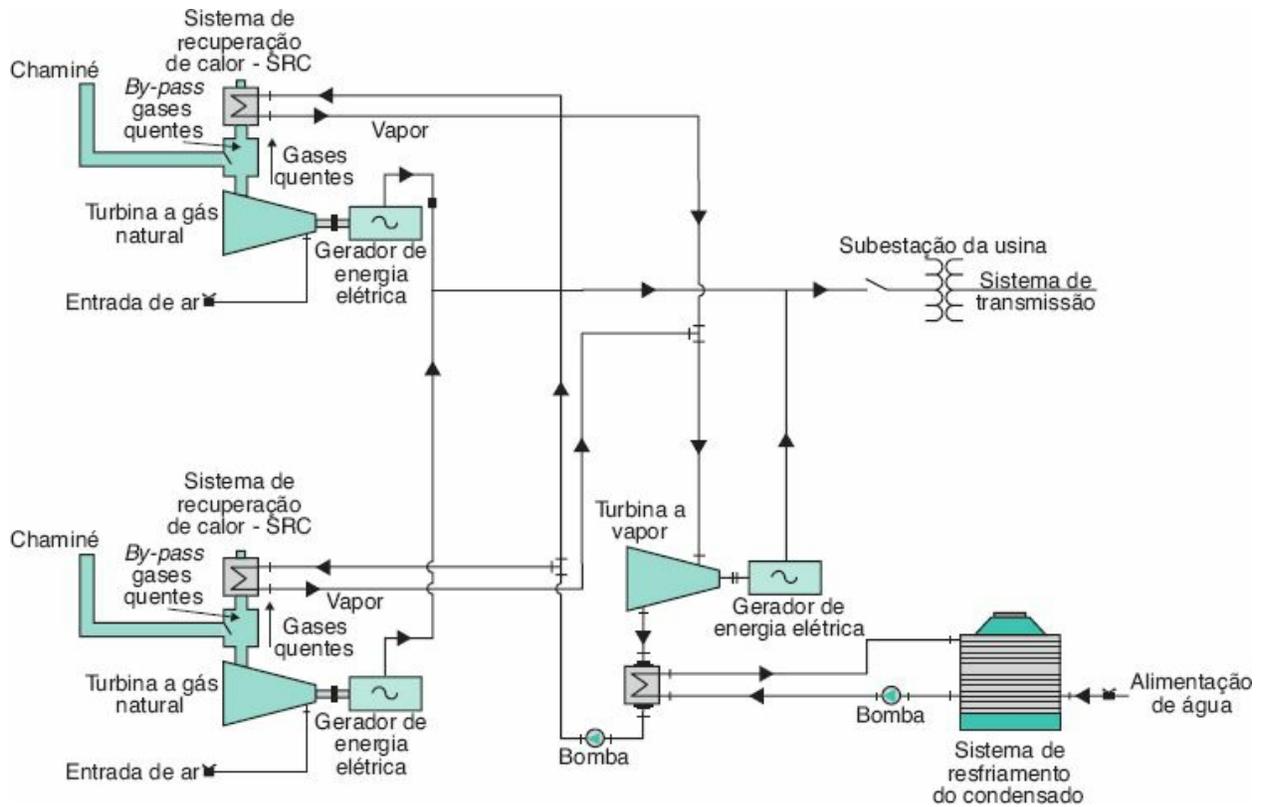
$$P_{iso} = \frac{\frac{P_{eixo}}{F_{cumi}}}{\frac{P_{atm}}{1,03} \times \frac{\sqrt{T_k}}{\sqrt{288,15}}} \quad (16.7)$$

$P_{iso}$  - 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 a umidade relativa é de 60 %;

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



**Figura 16.38** Usina de ciclo combinado com turbinas a gás e uma turbina a vapor.

$$F_{\text{cuml}} = 1,0171514 - 2,858564 \times 10^{-4} \times U_{\text{rel}} \quad (16.8)$$

$U_{\text{rel}}$  - 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.

$$T_k = T_a + 273,16 \text{ (K)} \quad (16.9)$$

$T_a$  - temperatura ambiente, em °C.

A determinação do volume de gás natural, nas condições ISO, para acionamento da turbina pode ser dado pela [Equação \(16.10\)](#):

$$V_{\text{gás}} = P_{\text{atm}} \times \sqrt{T} \times \frac{HR_p \times P_{\text{eixo}}}{62,943} \times \left( 0,2 + \frac{13,987}{P_{\text{atm}} \times \sqrt{T_k}} \times \frac{F_{\text{cum}}}{P_{\text{iso}}} \right) \times \frac{1}{PCI}$$

(16.10)

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

$PCI$  - poder calorífico inferior, em kJ/kg;

$HR_p$  - consumo específico de calor, na condição de projeto, em kJ/kWh:

$$HR_p = C_{\text{espec}} \times PCI \text{ (kJ/kWh)} \quad (16.11)$$

$C_{\text{espec}}$  = consumo específico de calor do gás natural, 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 a temperatura de 52 °C, a água liberada é em forma de vapor. Quando os produtos de combustão são resfriados até a temperatura normal da atmosfera, a água liberada é em forma de condensado.

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

- 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 do calor latente do vapor de água condensado.

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

- Demanda máxima de água bruta para processo: 1,6 m<sup>3</sup>/h/MW.
- Água de processo da torre de resfriamento: 1,56 m<sup>3</sup>/h/MW.
- Água de reposição: 0,016 m<sup>3</sup>/h/MW.
- Demanda máxima de água evaporada na torre de resfriamento: 1,32 m<sup>3</sup>/h/MW.

### Exemplo de aplicação (16.8)

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:  $C_{\text{espec}} = 9.600 \text{ kJ/kWh}$ .

Pressão atmosférica:  $P_{\text{atm}} = 1,03 \text{ bar}$

Temperatura ambiente de 30 °C.

Umidade relativa: 85 %.

Poder calorífico inferior:  $PCI = 11.500 \text{ kcal/kg}$ .

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

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

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

O fator de correção de umidade vale:

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

A potência no eixo da turbina nas condições ISO vale:

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

### b) Determinação do volume do gás natural a ser consumido

De acordo com a Tabela 16.10 e a Equação (16.10), tem-se:

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

$$V_{\text{gás}} = P_{\text{atm}} \times \sqrt{T} \times \frac{HR_p \times P_{\text{eixo}}}{62,943} \times \left( 0,2 + \frac{13,987}{P_{\text{atm}} \times \sqrt{T_k}} \times \frac{P_{\text{eixo}}}{P_{\text{iso}}} \times \frac{F_{\text{cumi}}}{P_{\text{iso}}} \right) \times \frac{1}{PCI}$$

$$V_{\text{gás}} = 1,03 \times \sqrt{303,16} \times \frac{9.600 \times 166,93}{62,943} \times \left( 0,2 + \frac{13,987}{1,03 \times \sqrt{303,16}} \times \frac{170}{166,93} \right) \times \frac{1}{48.148,2} \text{ kg/s}$$

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

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

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

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

## 16.4 Geração distribuída

Durante e após o racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil no período de 2001/2002, as indústrias e os grandes consumidores comerciais instalaram usinas termelétricas em suas unidades de negócio para poder atender sem restrição à 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 elétrico no 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. Esse 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 as 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, para ofertar energia elétrica abundante e a preços imbatíveis comparados aos custos da energia produzida pelas usinas termelétricas.

As usinas termelétricas instaladas nas unidades consumidoras necessitam de conexão com a rede de energia pública das concessionárias para aumentar seu índice de confiabilidade e continuidade. Muitas dessas usinas operam somente no horário de ponta de carga, período em que o custo da energia é extremamente elevado. Outras operam em sistemas de cogeração, 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 16.39](#) mostra um esquema unifilar tradicionalmente conhecido para conexão entre um autoprodutor e a rede de energia da concessionária.

O autoprodutor e/ou a concessionária devem obrigatoriamente realizar estudos elétricos de fluxo de carga e de curto-circuito, denominados estudos em regime permanente e estudos de estabilidade em regime dinâmico, para obter a autorização da conexão com a rede pública de distribuição ou transmissão da concessionária. Algumas vezes, a concessionária também solicita estudos de energização do transformador, além do estudo de qualidade de energia, que envolve os estudos de componentes harmônicos,

energização de linhas de transmissão etc., de acordo com as características da rede à qual será conectada à usina termelétrica.

Além da exigência dos estudos aqui 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 contemplar as 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 etc.

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

Para que duas fontes operem em paralelo, é necessário que haja sincronização entre elas, isto é, ajuste da tensão e da 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 for realizado entre a usina de geração e a rede externa, é necessário 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, denominados Unidade de Supervisão em Corrente Alternada (USCA), 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 dos TPs de

cada unidade de geração e da rede externa. A [Figura 16.40](#) mostra o frontal de uma USCA.

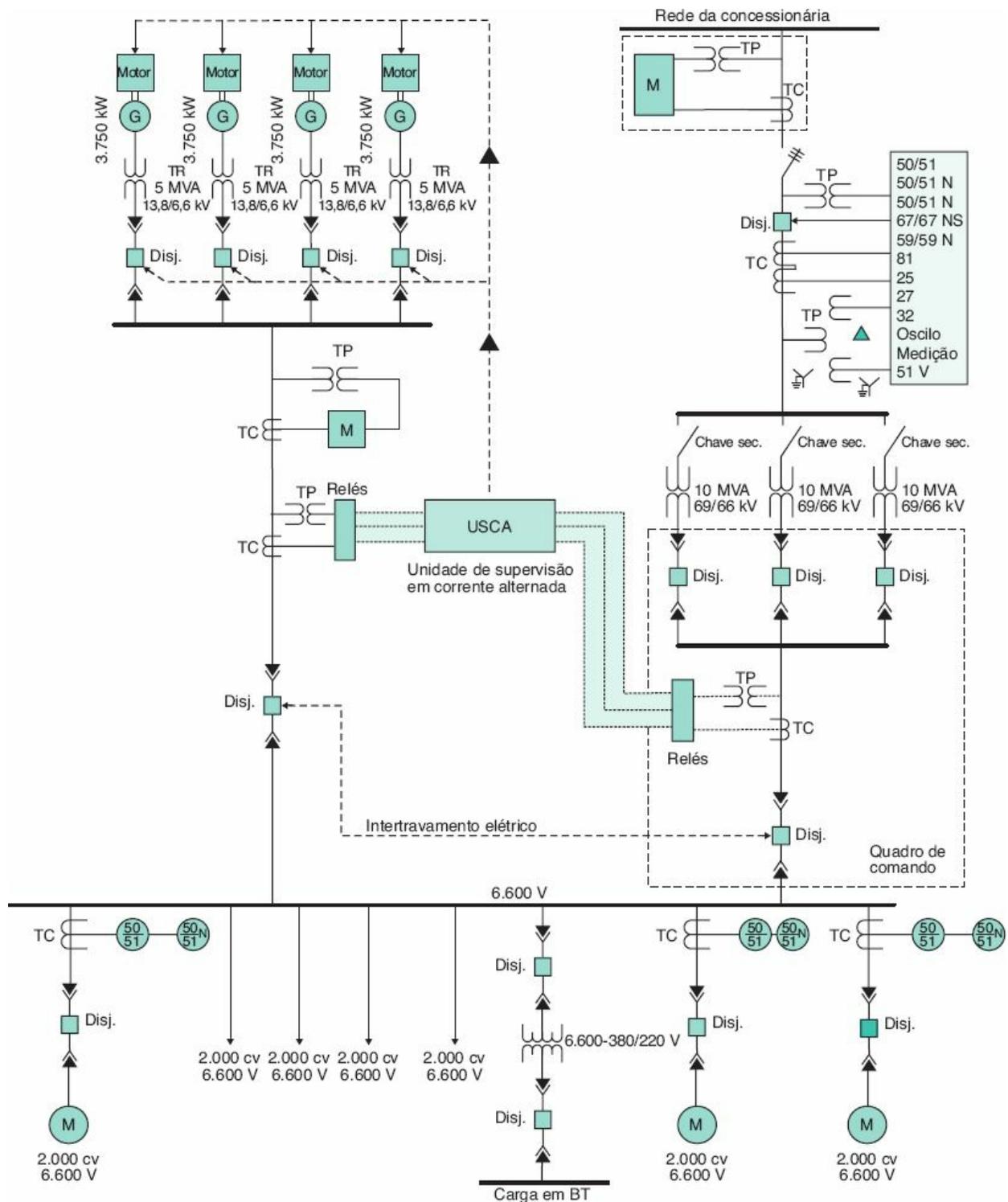
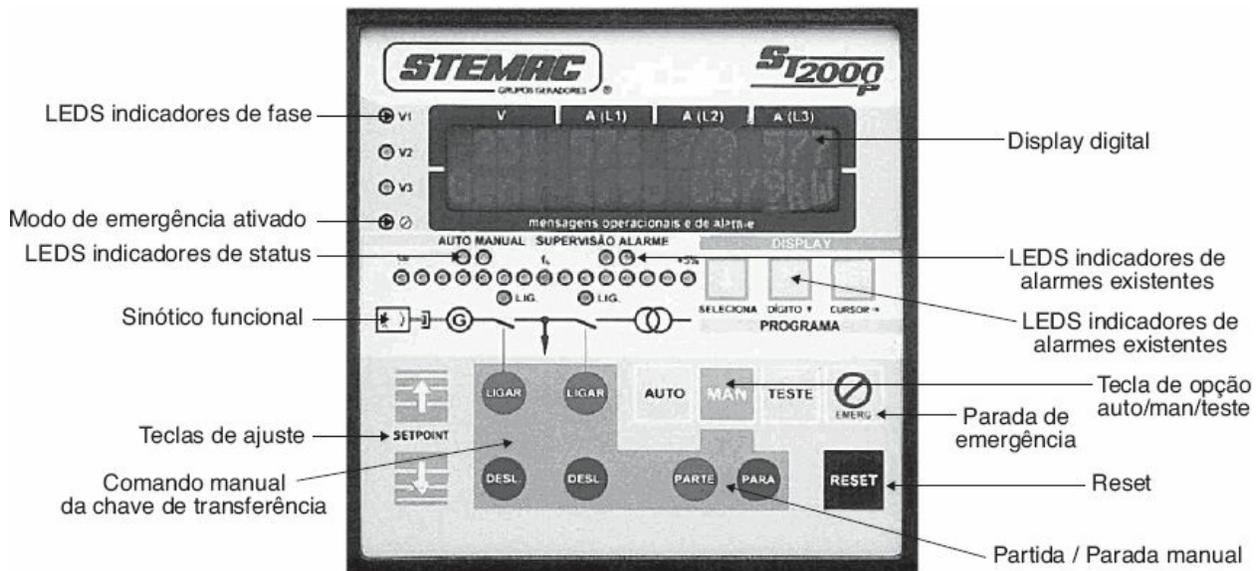


Figura 16.39 Esquema unifilar de conexão entre uma usina e a rede pública.

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 para suprir essas cargas. Esse sistema deve monitorar o equilíbrio entre a potência gerada e a carga drenada da rede.



**Figura 16.40** Frontal de uma USCA.

De forma geral, o esquema de rejeição de carga deve atuar em um 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 frequente na operação de uma usina de geração, em decorrência dos 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 frequência e na 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, em um 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 o 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 à sua condição operacional normal, fazendo com que os motores remanescentes 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, que são previamente selecionadas a partir de um estudo de estabilidade, tomando como base um modelo de resposta dinâmica do sistema, quando ocorrem distúrbios na rede. Esses estudos são essenciais para as usinas de grande porte.

## 16.4.1 Conexão de usinas termelétricas

É o caso das usinas de autoprodução, cogeração 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 por um disjuntor que transfere a conexão da rede pública de energia para os terminais da usina de geração. Essa transferência pode ser realizada de três 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 reversão manual, motorizada ou por solenoide 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, que pode ser ligado ou desligado por motor ou por solenoide. É utilizada em usinas emergenciais instaladas em indústrias, hospitais etc. e só operam com a ausência de energia da rede pública. A [Figura 16.41](#) 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 carga da instalação no horário 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, que está conectado 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 os geradores da 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 16.42](#) 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 do sistema de transferência em rampa.

### **16.4.1.3 Transferência de carga ultrarrápida**

Consiste no emprego de um *nobreak* dinâmico composto por um conjunto motor-volante de grande inércia girante, preso ao eixo da unidade de geração por 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 em um tempo inferior a 150 ms, necessário para que as cargas motrizes permaneçam em operação, embora com velocidade minimamente reduzida devido à inércia mecânica. 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.

Atualmente, esse sistema é pouco utilizado pelo alto custo da energia elétrica consumida pelo motor que opera continuamente o volante. No entanto, seu custo de aquisição é 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 cogeração que operam conectadas permanente à rede pública de energia elétrica. No caso das usinas de autoprodução e cogeração, pode ou não haver exportação 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, colocando 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 máquina, 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:

**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) Controles individuais das unidades de geração**

Neste 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 frequência age em cada regulador de velocidade do seu grupo gerador, controlando ao mesmo tempo a frequência. Já o controlador de fluxo de potência reativa e tensão age sobre o regulador da excitatriz de cada grupo gerador, controlando ao mesmo tempo a tensão, em conformidade com a [Figura 16.43](#).



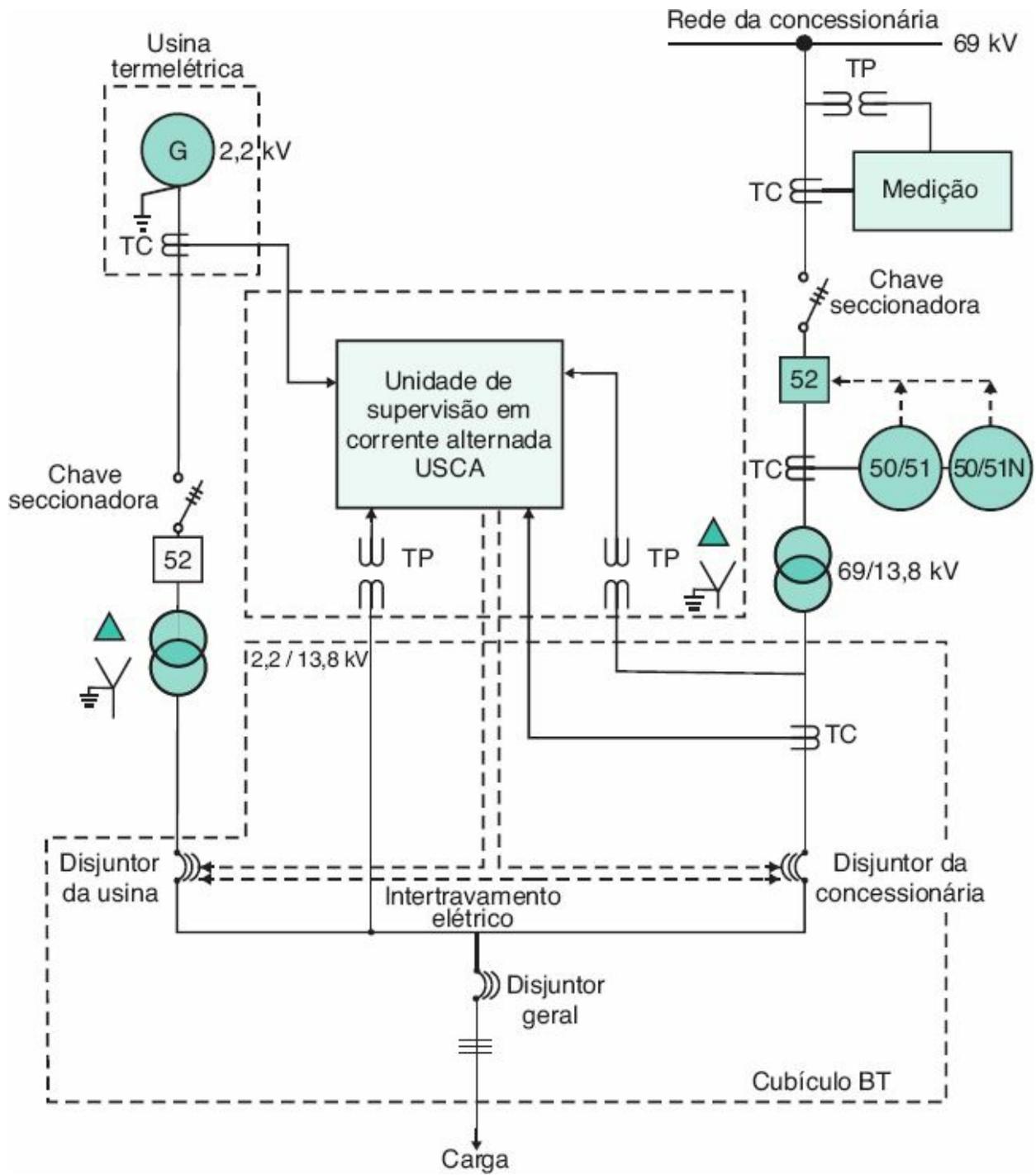
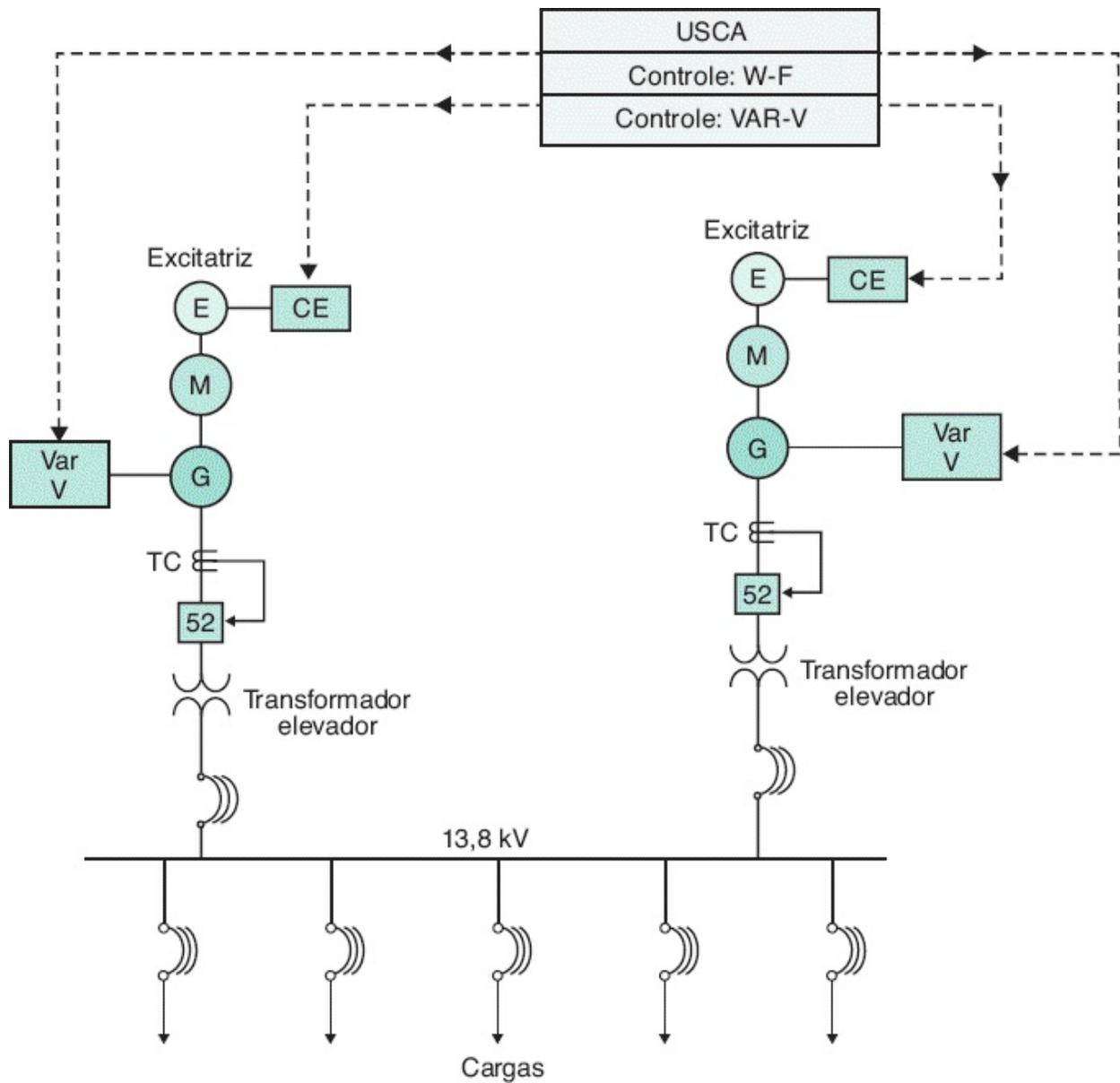


Figura 16.42 Transferência de carga em rampa.



**Figura 16.43** Sistema de controle de grupos geradores em paralelo.

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

## 16.5 Sistema de cogeração

Compreende-se por cogeração o processo de produção simultânea de energia

elétrica e térmica utilizando-se um único combustível, de forma a atender às necessidades da planta.

A cogeração 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 cogeração podem ser aproveitadas em vários processos de produção industrial, ou seja:

#### **a) Produção de vapor**

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

#### **b) 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, de forma 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 por 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

plásticos, no controle de processos industriais etc.

A produção de frio é realizada em 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 utilizam uma pressão maior da substância calorífica e apresentam maior eficiência. Essas máquinas substituem, em um sistema de cogeração, 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 cogeração, em kWh térmico. Citando como exemplo valores típicos de usinas de cogeração 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 em 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  $\beta$  e seu valor depende da tecnologia utilizada na fabricação dos equipamentos de geração de energia. Os valores típicos para determinados sistemas de cogeração são:

- Turbinas a gás natural: 0,30 a 0,80.
- Turbinas a vapor: 0,15 a 0,50.
- Motores a diesel: 0,50 a 1,16.

Outro parâmetro importante na definição de uma unidade de cogeração 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  $\alpha$  e seu valor depende da solução de modelagem do sistema de cogeração. Quanto maior for a energia elétrica que

se queira produzir por unidade de energia térmica, maior será o valor de  $\alpha$ . Os valores típicos de  $\alpha$  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  $\alpha$  e  $\beta$  pode definir a produção e o consumo de energia em determinado projeto de cogeração. Assim, se o valor de  $\beta$  superar o valor de  $\alpha$ , há maior produção de energia elétrica do que térmica, e, portanto, excedentes que devem ser comercializados para viabilizar o empreendimento. Caso contrário, se  $\alpha$  superar  $\beta$ , é necessário a queima suplementar de combustível para complementar as necessidades térmicas da indústria.

Quando é necessária 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 associados 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**

Apesar de todas as vantagens dos projetos industriais de cogeração, alguns empecilhos têm freado a expansão dessa atividade, como:

- Inversão de capital na atividade diferente do negócio da indústria.
- Dificuldades de comercialização de poucos excedentes de energia elétrica.
- Dificuldades de alocar os excedentes de vapor e água quente em

unidades industriais próximas.

- Risco regulatório, isto é, mudanças constantes nas regras do setor elétrico e intromissão do Poder Executivo para atender a requisitos de política partidária.
- 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 cogeração depende das características operacionais de cada indústria, ou seja:

- Possua aparelhos consumidores de energia térmica, como vapor, água quente e água fria em escala elevada.
- Tenha um consumo de energia elétrica intenso.
- Necessite consumir simultaneamente energia elétrica e térmica.

Para que um projeto de cogeração 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 cogeração 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 cogeração pode empregar diferentes tipos de máquina primária para geração de energia, 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 cogeração está situado entre R\$ 1.500 e R\$ 3.000/kW médio instalado, dependendo dos tipos de energia produzidos. Já os custos médios de manutenção são aproximadamente de R\$ 70,00 a R\$ 120,00/MWh.

A [Figura 16.44](#) mostra um esquema básico de uma planta de cogeração utilizando motor, um sistema de recuperação de calor (SRC), *chillers* e

gerador de energia elétrica

### 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 necessitam de 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 que se 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 de 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 turbinas a gás natural são muito empregadas nos sistemas de cogeração a 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 utilizado no processo industrial, em detrimento da produção de eletricidade.

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

Entre várias alternativas de cogeração a ciclo combinado, serão mencionados quatro esquemas básicos de distribuição da energia envolvida no processo.

### a) Produção de energia elétrica e vapor industrial

Nesse tipo de usina de cogeração, 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 cogeração é de, aproximadamente, 72 %.

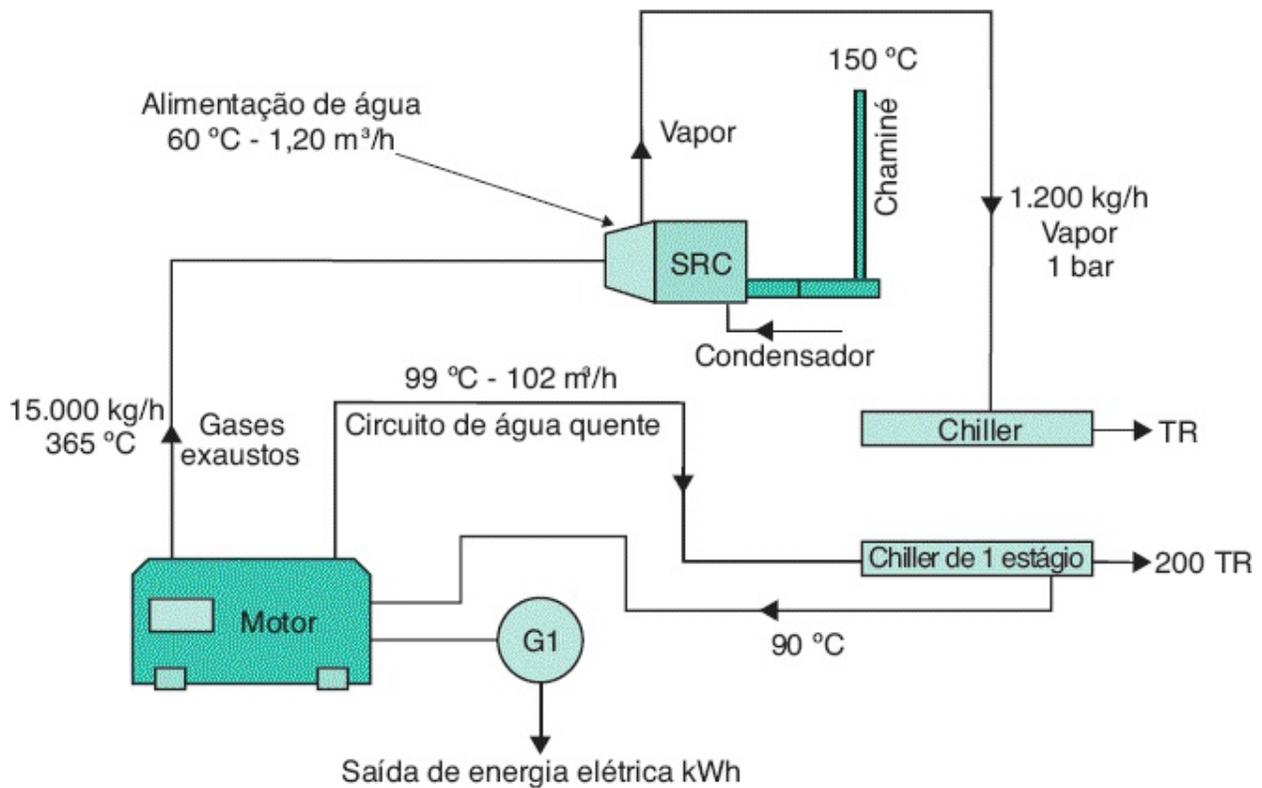
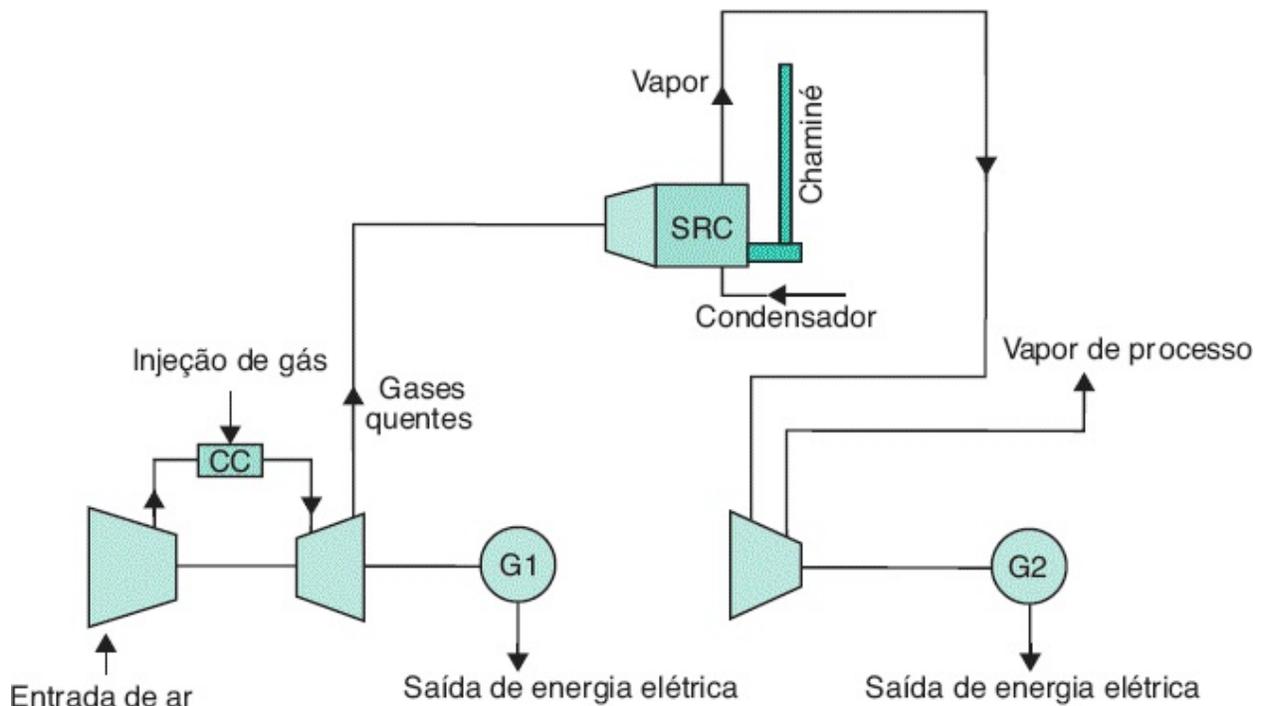


Figura 16.44 Esquema básico de uma usina de cogeração a motor.



**Figura 16.45** Cogeração com usina a ciclo combinado.

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

Nesse tipo de usina de cogeração, 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 empregado nos condicionadores de ambiente e refrigeração e, em menor quantidade, para a 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 cogeração é também de, aproximadamente, 73 %.

## **c) Produção de energia elétrica e ar quente para processo**

Nesse tipo de usina de cogeração, há produção de energia elétrica e os gases exaustos serão utilizados em maior quantidade para a produção de ar quente, empregado diretamente no processo industrial, e em menor quantidade na geração de água quente. Esse sistema é muito usado 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 cogeração é também de, aproximadamente, 73 %.

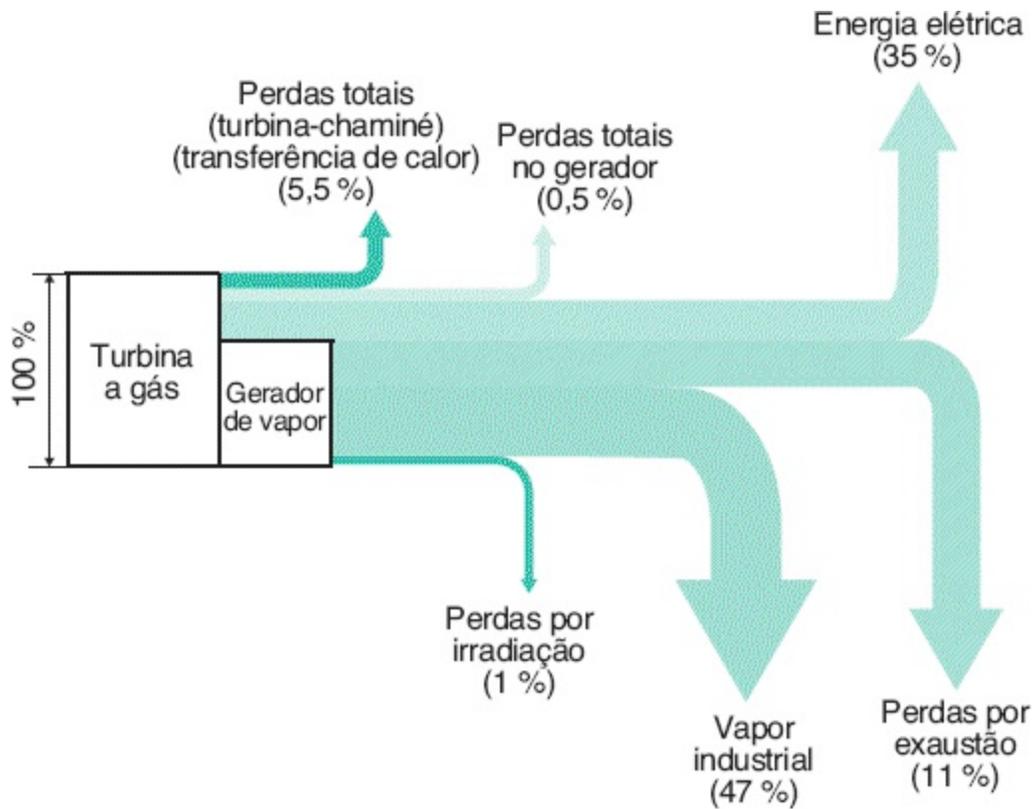
#### **d) Produção de energia elétrica, gás quente e água quente**

Nesse tipo de usina de cogeração, 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 é 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 cogeração é de, aproximadamente, 82 %.

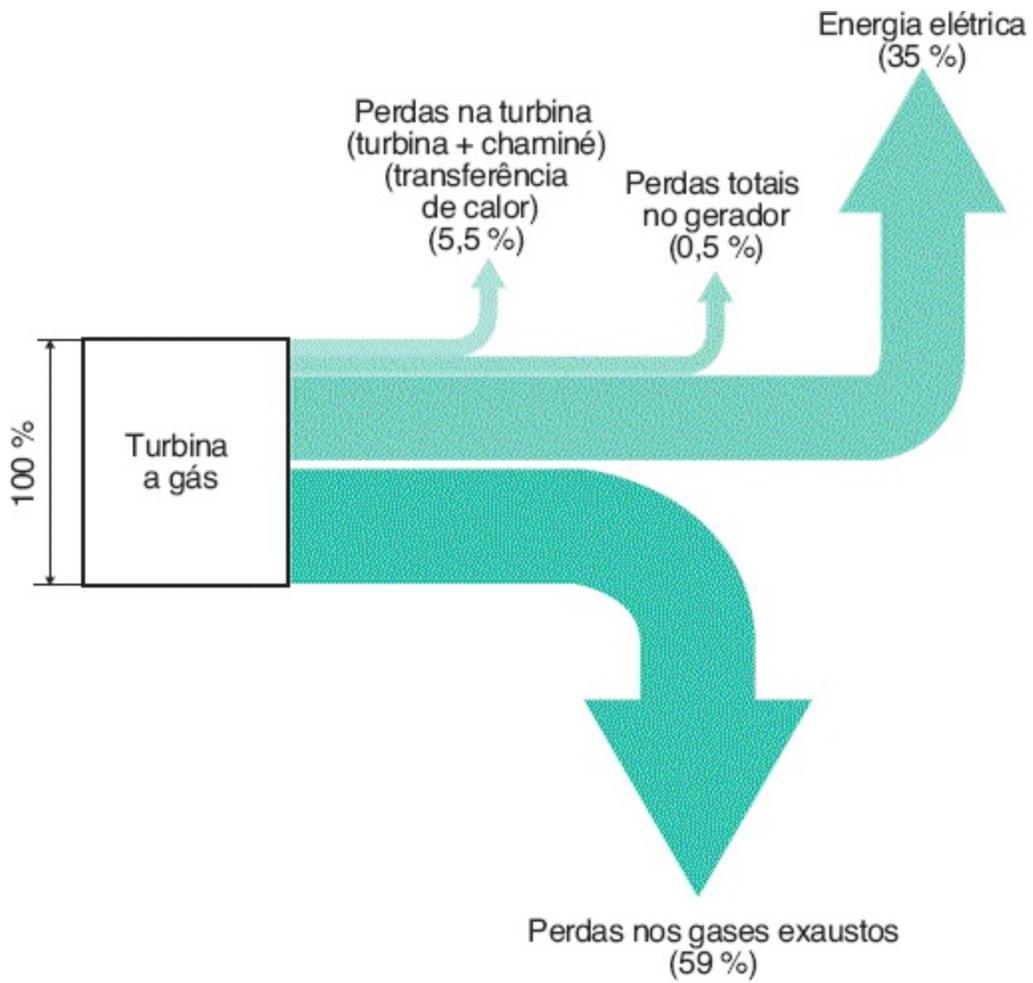
Como informação útil para fins comparativos, seguem os dados práticos de produção de um sistema de cogeração, utilizando duas turbinas a gás natural e uma turbina a vapor:

- 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 ( $86 + 15 - 2,6$  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.

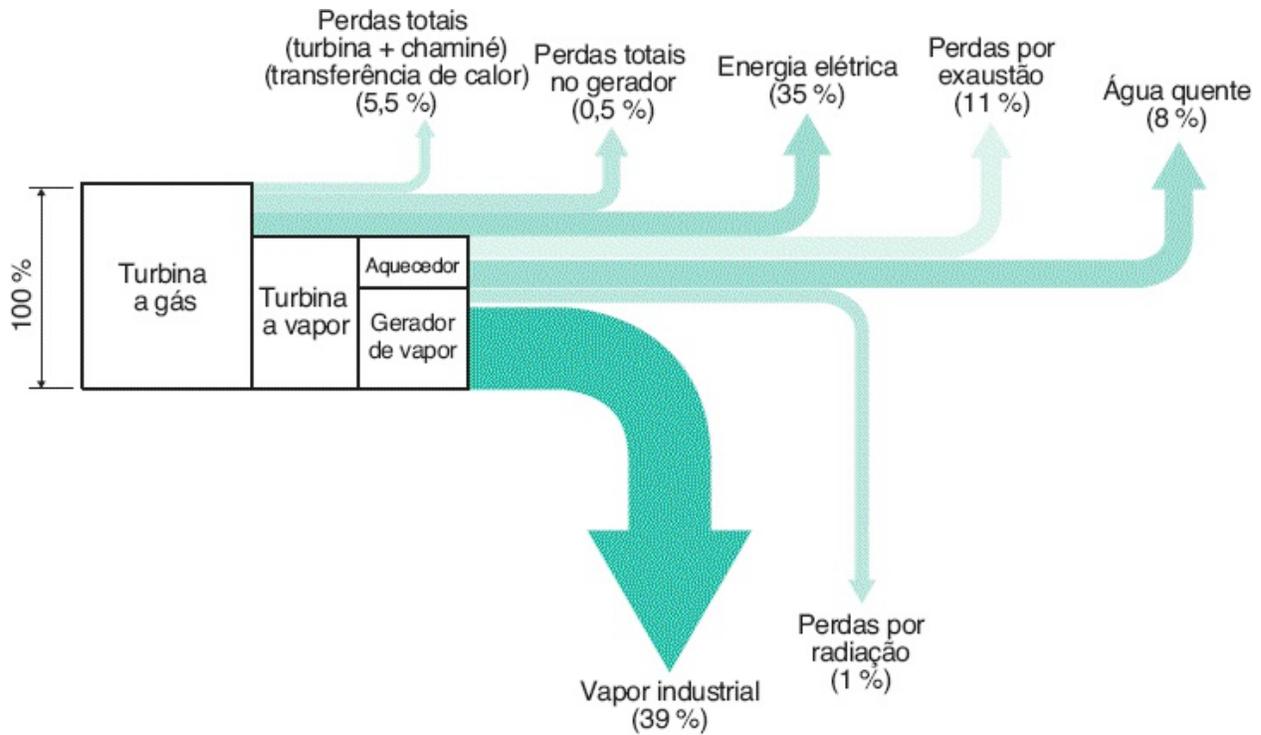
- Pressão: 5,3 bar (saturado).
- Pressão no condensador: 0,082 bar.
- Temperatura dos gases exaustos: 120 °C.
- Temperatura dos gases na entrada da turbina: 1.085 °C.
- Temperatura dos gases na saída da turbina: 535 °C.
- Quantidade de gases exaustos da turbina: 334 kg/s ( $2 \times 167$ ).



**Figura 16.46** Distribuição de energia em usina a ciclo aberto (eletricidade + vapor).



**Figura 16.47** Distribuição de energia em usina a ciclo aberto.



**Figura 16.48** Distribuição de energia em usina a ciclo fechado (água quente + ar quente).

## 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 ( $\approx 90\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) 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 em um projeto de cogeração referem-se aos gases de exaustão e à 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.

### 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 ao das turbinas.

Para o aproveitamento dos gases exaustos na 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 cogeração em que 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 cogeração pode atingir 85 %. Já o rendimento de uma usina de geração elétrica, no modo ciclo combinado, alcança valores máximos de 55 %.

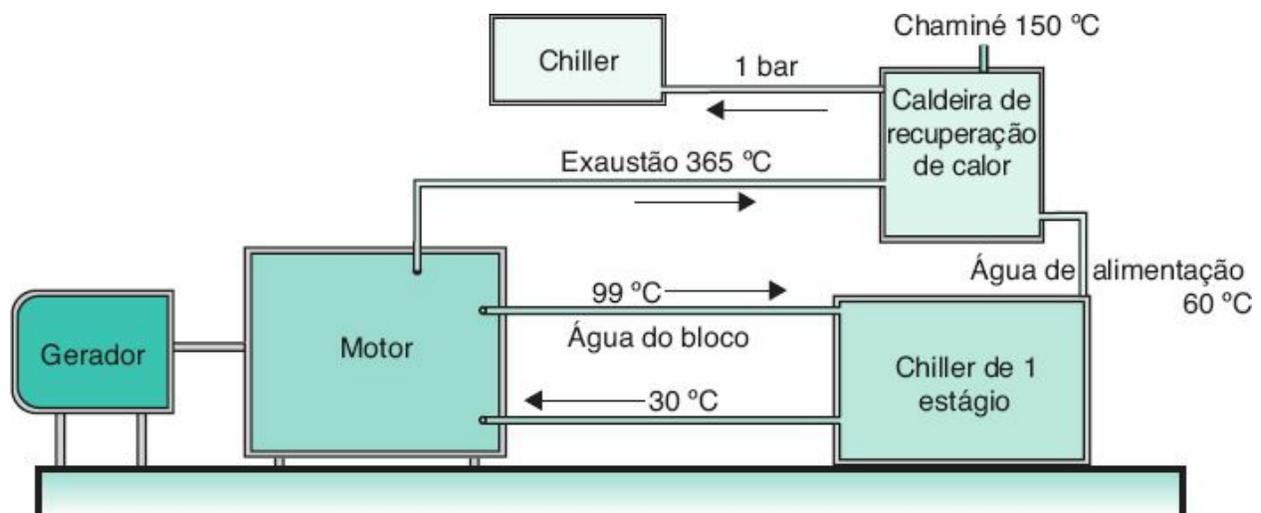


Figura 16.49 Sistema de aproveitamento energético do resfriamento do motor.

Para realizar os estudos de viabilidade de um projeto de cogeração, devem-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.
- Consumo e demanda da instalação.
- Tarifas da concessionária local de energia elétrica.
- Tarifas da concessionária local fornecedora do gás natural.

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

#### 16.5.4 Tipos de sistema de cogeração

Existem, basicamente, dois tipos de sistemas de cogeração caracterizados pela utilização da energia produzida:

##### a) *Topping cycle*

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, no segundo estágio, é transformado em energia elétrica e, no terceiro estágio, é transformado em energia térmica.

Nesse tipo de cogeração 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 ao utilizado na combustão, pode-se empregar um conjunto de queimadores no bocal de descarga da turbina, injetando-se certo volume de gás natural e elevando, assim, a temperatura dos gases exaustos, conforme mostrado na [Figura 16.50](#).

### b) *Bottoming cycle*

Nesse tipo de sistema, o calor produzido em um 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](#).

## 16.5.5 Custos e financiamento

Os elementos de custos a serem considerados em um projeto de cogeração podem ser agrupados nos seguintes itens:

- Capital empregado na aquisição da usina de cogeração, 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, 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 cogeração:

**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 de cogeração por uma empresa qualificada, que pode aplicar recursos próprios ou obter financiamento da rede bancária. Essa empresa ficará responsável pela gestão da usina de cogeração 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 determinado período, a empresa gestora e financiadora da unidade de cogeração transferirá o patrimônio para seu cliente, que, a partir dessa data, ficará responsável pela gestão da unidade de cogeração.

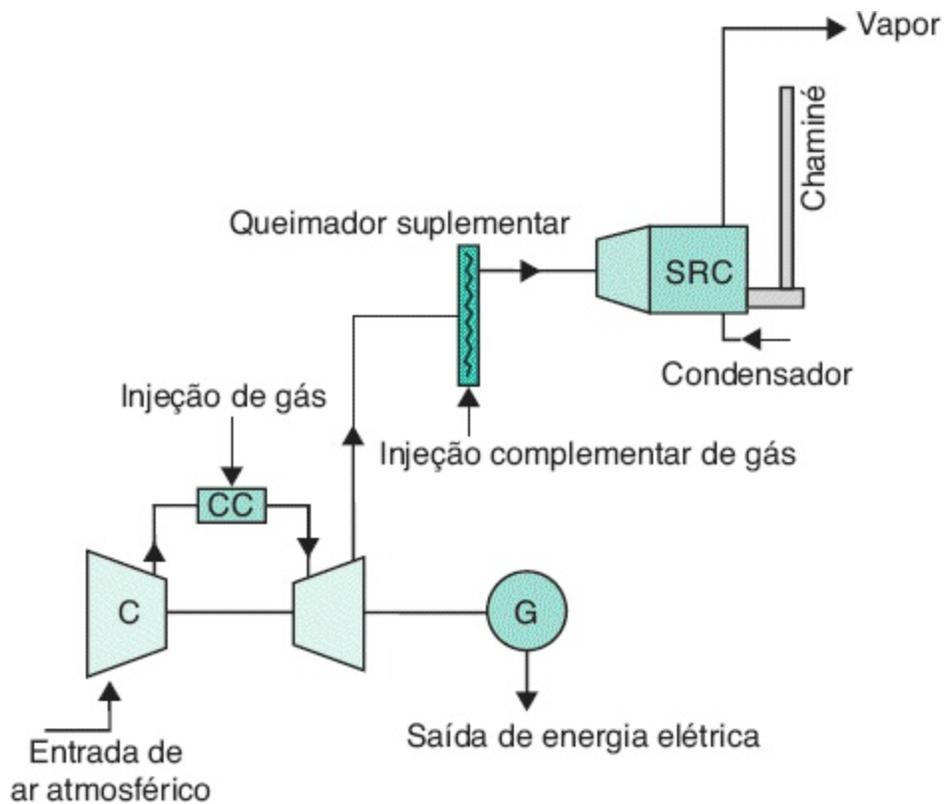


Figura 16.50 Sistema de cogeração do tipo *topping cycle*.

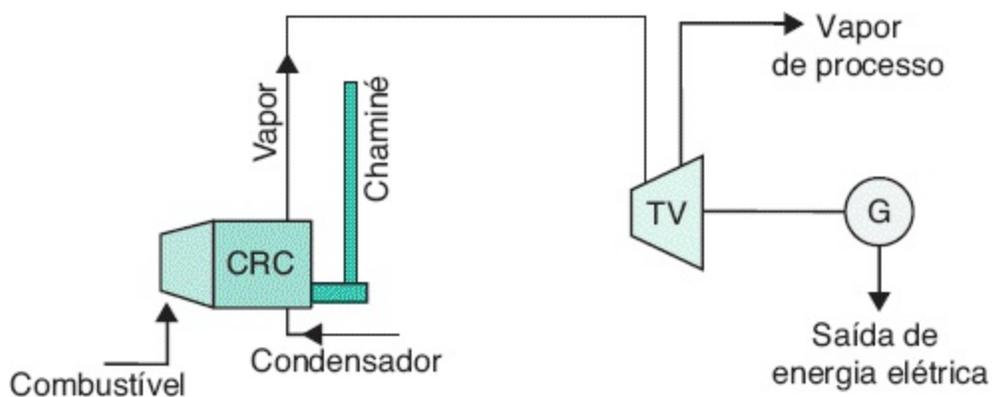


Figura 16.51 Sistema de cogeração do tipo *bottoming cycle*.

### 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 cogeração é compartilhada entre a empresa gestora e financiadora e 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 no livro *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência* (LTC, 2011), de autoria deste autor e do engenheiro Daniel Ribeiro Mamede. 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:

### 16.6.1 Proteções do motor

A seguir são indicados os principais dispositivos de proteção das máquinas primárias.

- Pressostato do óleo lubrificante: efetua a parada da máquina primária (diesel, a gás, turbina) quando a pressão do óleo lubrificante atinge valores abaixo do valor mínimo admitido pela máquina. É frequente o uso de pressostato com dois níveis de atuação. No primeiro estágio, atua o alarme sonoro e/ou luminoso e, somente no segundo estágio, é efetuada a parada do motor.
- Termostato do líquido refrigerante: efetua a parada do motor (diesel, a gás, turbina) quando a temperatura do líquido refrigerante (normalmente, água) atinge valores acima do valor máximo admitido pela máquina. É frequente o uso de termostato com dois níveis de atuação. No primeiro estágio, sonoro e/ou luminoso, atua o alarme e, somente no segundo estágio, é efetuada a parada do motor.
- Sensor do nível do meio refrigerante: faz atuar um alarme sonoro e/ou luminoso indicando a necessidade de completar o nível do

líquido refrigerante.

- Relé taquimétrico: efetua o desligamento do motor de partida quando a rotação do motor ultrapassa um valor predeterminado, normalmente de 500 rpm para motores diesel.
- Sensor do nível de tanque de óleo: faz atuar o alarme quando o nível do óleo no tanque de combustível está abaixo de um valor predeterminado.
- Manômetro do óleo lubrificante: informa a pressão do óleo lubrificante.
- Número de horas para manutenção: indica o tempo para que se efetue a manutenção periódica do motor.
- Indicador de carga da bateria: informa o estado de carga da bateria de partida do motor.

## 16.6.2 Proteções do gerador

A seguir, são indicadas as proteções que devem ser associadas à operação das usinas termelétricas, sendo sua aplicação função de sua potência nominal e do nível de segurança desejado para o gerador.

- 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: comprovação de sincronismo

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

- Função 27: proteção de subtensão

Aplicada nos processos 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 nos processos 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 subfrequência
- Função 64F: proteção contra defeito à terra do rotor do gerador

### **16.6.3 Proteções do ponto de conexão com a rede**

## pública de energia

- Função 67: proteção direcional de sobrecorrente temporizada

Essa função tem como finalidade desconectar a usina da rede pública quando ocorrer um defeito entre fases permanentes nesta rede, 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 pública quando ocorrer um defeito monopolar permanente nesta rede, 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 cogeração e autoprodução, 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 pouco acima da potência contratual exportada.

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:  $I_{aj} = 0,25 \times I_n$

$I_n$  - corrente nominal da unidade de geração;

$I_{aj}$  - corrente de ajuste do relé de proteção;

$T_{op}$  - tempo de operação da proteção.

- Tempo:  $T_{op} = 2$  s.

**c) Função 51G**

- Corrente:  $I_{aj} = 10$  A.
- Tempo:  $T_{op} = 1$  s.

**d) Função 51V**

- Corrente:  $I_{aj} = 1,50 \times I_n$ .
- Tempo:  $T_{op} = 2,5$  s.

**e) Função 87**

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

**f) Função 67**

- Corrente:  $I_{aj} = 1,50 \times I_n$ .
- Tempo:  $T_{op} = 0,5$  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 51V).

**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**

- Sobrefrequência:  $F_g = 1,05 \times F_n$ .
- Tempo de operação:  $T_{op} = 2 \text{ s}$ .
- Subfrequência:  $F_g = 0,95 \times F_n$ .

**p) Função 25**

- Ângulo de defasagem:  $< 10^\circ$ .
- Tensão:  $< \pm 5 \%$ .
- Frequência:  $\pm 1 \text{ Hz}$ .

Obs.: para realizar esses ajustes, deve-se consultar a concessionária local para compatibilizá-los com os esquemas de rejeição de carga de 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  $\text{NO}_x$ .

### 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 de 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 ( $\text{SO}_2$ ) 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):

$$\text{SO}_2 = \frac{72 \times 10^5 \times S_p}{\eta \times \text{PCI}} \text{ (g/kWh)} \quad (16.12)$$

$S_p$  - quantidade de enxofre contida no óleo diesel, em %;

$\eta$  - eficiência da instalação;

$PCI$  - poder calorífico inferior do combustível em kJ/kg.

De acordo com a legislação do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), 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 dos 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, utilizam-se como parâmetro para a análise do teor de emissão de dióxido de enxofre e partículas totais as informações obtidas na Resolução do Conama em vigor.

Essa Resolução estabelece limites máximos de emissão de poluentes do ar (padrões de emissão) para processos de combustão externa em fontes novas e fixa os limites de poluição de usinas geradoras. O teor máximo de partículas totais para óleos combustíveis é de 350 gramas por milhão de quilocalorias e o teor máximo de dióxido de enxofre ( $SO_2$ ) é de 5.000 gramas por milhão de quilocalorias.

Esses valores 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 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 óleo 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 dele, é um indicativo dos depósitos metálicos indesejáveis formados durante 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 as superfícies dos pistões.

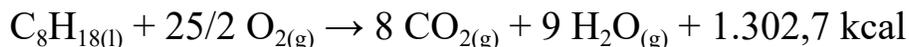
A combustão ou queima de um combustível é uma reação química entre um combustível, no caso, os hidrocarbonetos oriundos do petróleo, e um comburente, no caso o  $O_2$  do ar. A quantidade de comburente presente influencia diretamente o produto, podendo ser uma reação completa ou incompleta.

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



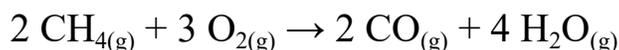
Esse processo é denominado combustão completa. Por exemplo, a gasolina é um combustível obtido a partir do petróleo, constituído de uma mistura de hidrocarbonetos dos quais o mais importante é o octano, cuja fórmula é  $C_8H_{18}$ . Sua combustão pode ser representada simplificada

pela equação química:



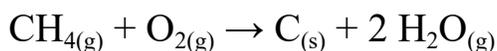
A equação anterior mostra que a queima de um mol de octano produz 1.302,7 kcal de energia.

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:



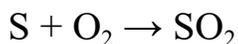
O monóxido de carbono é um gás extremamente tóxico, que dificulta a capacidade de a hemoglobina do sangue carregar oxigênio. Sendo um gás incolor e inodoro, dificilmente percebe-se sua presença. Portanto, é importante que, durante a queima de um combustível, haja ar suficiente para promover a combustão 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, os quais 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 relativamente às questões ambientais 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 compreendem a combustão do carvão contendo enxofre, a 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  $\text{SO}_2$  é proveniente de atividades humanas e não de fontes naturais.

A produção global de  $\text{SO}_2$  aumentou seis vezes desde 1900. Contudo, a maioria das nações industrializadas baixou os níveis de  $\text{SO}_2$  em 20 a 60 % entre 1975 e 1984, e muitos países reduziram a poluição do  $\text{SO}_2$  em áreas urbanas, durante a última década a partir da mudança da indústria pesada e imposição de padrões mais rígidos de emissões. As principais reduções de  $\text{SO}_2$  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 converte-se nos óxidos de enxofre ( $\text{SO}_2$  e  $\text{SO}_3$ ). Além disso, 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 pela ação da luz na decomposição da matéria orgânica. Aproximadamente, metade dos óxidos de nitrogênio é proveniente da ação do homem, principalmente pelo uso de veículos motorizados e usinas termelétricas, e o restante é produzido por operações industriais.

Durante os anos 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  $\text{SO}_2$ , porque grande parte do total das emissões dos óxidos de nitrogênio provém de milhões de veículos motorizados, enquanto a maioria do  $\text{SO}_2$  é lançado 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 para o 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

Referem-se a materiais sólidos e líquidos suspensos no ar, que 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 partículas podem causar danos aos olhos e pulmões.

A poeira, vaporização, fogo em florestas e a queima de certos tipos de combustível estão entre as fontes de partículas na atmosfera. O controle das fontes de emissões tem reduzido a quantidade de partículas lançadas 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 16.15](#) fornece os valores das emissões de SO<sub>3</sub> e particulados.

**Tabela 16.15** Total das emissões de usinas termelétricas a motor a ciclo diesel

Potência MW	Emissões de SO <sub>3</sub> g/Mkcal		Emissões de particulados g/Mkcal	
	Óleo tipo	Óleo tipo	Óleo tipo	Óleo tipo

	B	D	B	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 porte 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<sub>x</sub>), 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<sub>2</sub>), nos gases de combustão.
- Monóxido de carbono: 8 ppmvd (15 % O<sub>2</sub>), nos gases de combustão.
- Óxidos de nitrogênio: 25 ppmvd (15 % O<sub>2</sub>), nos gases de combustão.

Uma turbina desse porte, operando em sua capacidade máxima, emitirá

aproximadamente uma quantidade de gases de 1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h com 12 % de O<sub>2</sub> 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.
- Monóxido de enxofre: 14,29 ppmvd (15 % O<sub>2</sub>), nos gases de combustão.
- Monóxido de carbono: 10 ppmvd (15 % O<sub>2</sub>), nos gases de combustão.
- Óxidos de nitrogênio: 51,34 ppmvd (15 % O<sub>2</sub>), nos gases de combustão.

Já os efluentes líquidos liberados por uma usina termelétrica a ciclo combinado emitirão cerca de 0,274 m<sup>3</sup>/h/MW.

## 16.8 Ruídos

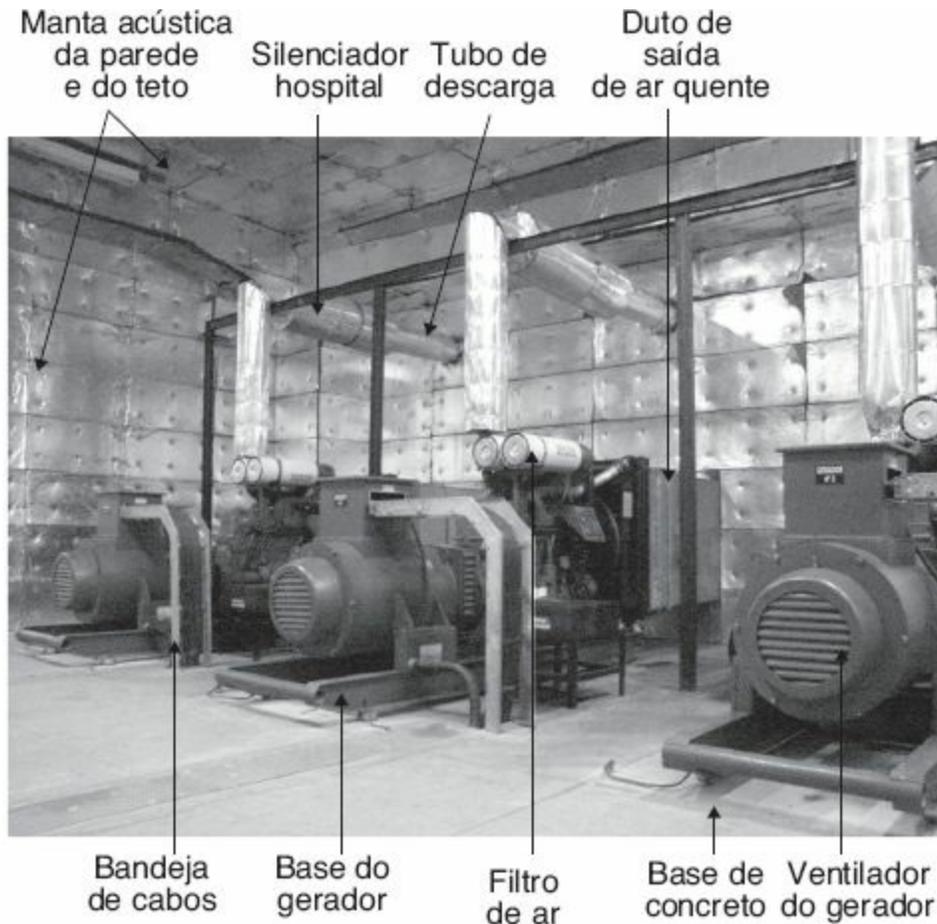
### 16.8.1 Emissão de ruídos

Para a redução do ruído do lado externo da casa de máquinas ao valor requerido pela legislação de 60 dB, é necessário dotar a usina termelétrica de atenuadores de ruído tanto na entrada quanto na saída do ar de refrigeração, conforme mostra a [Figura 16.52](#). Além disso, é necessário utilizar na cobertura de parede, teto e portas atenuadores de 50 mm compostos por material em lâ de vidro.

### 16.8.2 Atenuação de ruídos

As usinas termelétricas quando em operação produzem um nível de ruído muito elevado no ambiente da casa de máquinas. Esse ruído deve ser contido para evitar que seja transmitido aos ambientes circunvizinhos, provocando

desconforto aos usuários e transgredindo a legislação vigente.



**Figura 16.52** Casa de máquinas com manta acústica: gerador de 405 kVA.

As fontes de ruído resultantes da operação dos conjuntos motor-gerador são:

- Ruídos mecânicos

Nos motores primários de combustão interna, os componentes mecânicos em movimento criam impulsos devido às variações rápidas de pressão entre eles, denominados excitadores. Válvulas e seus mecanismos de acionamento, bomba injetora, engrenagens, mancais etc. são exemplos de excitadores. O ruído resultante é transmitido mecanicamente à base do conjunto motor-gerador e sonoramente ao meio ambiente.

- Ruídos da combustão

São resultados do rápido e elevado aumento da pressão na câmara de combustão interna do motor a uma frequência que pode variar entre 500 e 2.500 Hz, além das vibrações resultantes do seu mau funcionamento a uma frequência que pode variar entre 5.000 e 10.000 Hz.

- Ruídos dos ventiladores e ventoinhas

São decorrentes do funcionamento dos ventiladores do radiador do motor, bem como do ventilador do gerador, cujo nível de ruído pode chegar a 110 dB a 5 m de distância.

- Ruídos devidos à variação da carga

São decorrentes da pulsação do fluxo de gases no sistema de sucção e descarga. No caso do filtro de ar, os pulsos da admissão são amortecidos, enquanto o silencioso, muitas vezes denominado silencioso hospitalar, amortece o pulso de descarga.

O projeto de atenuação de ruído compreende duas situações:

- Aplicação de manta acústica

Os ruídos anteriormente estudados ao atingir as paredes e teto são transferidos para o meio externo, provocando desconforto nas pessoas usuárias desses ambientes. Para atenuar o ruído, são utilizadas mantas acústicas resistentes ao fogo (lã de vidro).

A [Figura 16.52](#) mostra uma casa de máquinas com as paredes e o teto cobertos por manta acústica, além de outras particularidades, como o silenciador hospitalar, duto de saída de ar quente etc., componentes esses anteriormente estudados.

- Utilização de porta acústica

Para atenuar os ruídos produzidos pela entrada, deve-se utilizar portão

com as seguintes características:

- O portão acústico deve ser construído em estrutura metálica, com chapa de aço e lã de rocha com densidade de  $40 \text{ kg/m}^3$ .
  - O portão deve ser construído em duas partes, sendo cada uma delas fixadas à parede de alvenaria com dobradiças em forma de pivô.
  - O portão deve permitir uma atenuação do nível de ruído, gerado internamente à casa de máquinas a cinco metros do seu ponto médio de, no máximo, 60 dB.
  - As dimensões do portão devem ser definidas de acordo com as dimensões dos motores e geradores a serem utilizados.
  - O portão deverá abrir para fora da casa de máquinas.
  - As junções entre as duas partes do portão e entre o portão e as paredes, teto e piso devem ser construídas em forma de caixilho, a fim de não permitir um nível de ruído superior ao nível de ruído obtido no centro de cada uma das partes do portão.
- Utilização de atenuadores de ruído

Para atenuar os ruídos que são transmitidos pelo sistema de entrada de ar refrigerante e saída do ar aquecido, devem ser utilizados atenuadores de ruído com as seguintes características:

- A casa de geração deve possuir janelas de entrada e saída de ar refrigerante construídas na direção do corpo de cada conjunto motor-gerador.
- As janelas de entrada e saída de ar refrigerante devem ser providas de atenuadores de ruído construídos de forma a atenuar o nível de ruído a cinco metros de distância do centro das janelas de entrada e saída de ar refrigerante a um valor não superior a 60 dB.
- Nas janelas de entrada e saída do sistema atenuador de ruído,

anteriormente mencionado, devem ser instaladas telas de aço galvanizada para retenção de objetos sólidos com dimensões de 5 × 5 mm.

- As janelas de entrada e saída de ar refrigerante devem ser projetadas para atender às condições de ventilação exigidas pelo conjunto dos grupos motor-gerador e em conformidade com as informações técnicas fornecidas pelo fabricante.

## 16.9 Instalação de grupos motor-gerador

### 16.9.1 Dimensionamento da base

Para que o grupo motor-gerador seja instalado na usina termelétrica, é necessária a construção de uma base de concreto armado por profissional da engenharia civil, observando-se as seguintes recomendações:

- Conhecer o peso do conjunto motor-gerador, o que normalmente é informado pelo fabricante.
- Conhecer a frequência de vibração do conjunto motor-gerador para determinar a necessidade de reforço da estrutura do piso.
- Para determinar a espessura da base do conjunto motor-gerador que utilizam amortecedores de vibração, comumente denominados *vibra stop*, pode-se, simplificarmente, aplicar a Equação (16.13):

$$E_b = \frac{P_{m-g}}{7.182 \times L \times C} \text{ (m)} \quad (16.13)$$

$P_{m-g}$  - peso do conjunto motor-gerador, em kg;

$L$  - largura da base de concreto, igual à largura da base do conjunto motor-gerador mais 30 cm para cada lado, em m;

$C$  - comprimento da base de concreto, igual ao comprimento da base do

conjunto motor-gerador mais 30 cm para cada lado, em m.

- Se o fabricante do grupo motor-gerador não utiliza amortecedores de vibração, o valor de  $E_b$  deve ser multiplicado por 1,25.
- Se há dois ou mais grupos geradores em operação em paralelo, o valor de  $E_b$  deve ser multiplicado por 2.
- A estrutura da base do conjunto motor-gerador não deve ser interligada com a estrutura da edificação da usina termelétrica para evitar que as vibrações sejam transmitidas à essa estrutura, ocasionando rachaduras e possível desabamento se ocorrer o fenômeno de ressonância entre o conjunto motor-gerador e a estrutura da edificação. A velocidade crítica dos conjuntos motor-gerador é inferior a 1.000 rpm.

## 16.9.2 Dimensionamento da quantidade de ar refrigerante

É de fundamental importância para a vida útil dos motores e geradores instalados na casa de máquinas a ventilação adequada que possa retirar a quantidade de calor acumulada no ambiente, transferindo-o para o meio exterior.

Deve-se observar na [Figura 16.52](#) que o ventilador do motor é do tipo soprante, cujo objetivo é retirar calor acumulado na água do radiador e, ao mesmo tempo, forçar a entrada do ar quente irradiado no ambiente da casa de máquinas para o duto de saída, que tem comunicação com o meio exterior. Já o gerador possui um ventilador do tipo aspirante ou soprante, montado normalmente no próprio eixo do grupo motor-gerador, que retira calor das bobinas do gerador e o transfere para o ambiente, conforme visto na [Figura 16.52](#). O duto de saída de ar quente que conduz todo o calor do ambiente interno deve ser flexível e é normalmente constituído de lona. Sua área interna deve ser igual ou superior 130 % da área da colmeia do radiador do

motor.

O calor acumulado no ambiente da casa de máquinas é fornecido pelos seguintes meios:

### 16.9.2.1 Calor irradiado pelo motor

A quantidade de calor irradiado por um motor diesel pode ser determinada pela Equação (16.14):

$$Q_m = \frac{P_{md} \times C_{eoc} \times V_{coc} \times C_{eirm}}{100} \text{ (kcal/h)} \quad (16.14)$$

$P_{md}$  - potência efetiva o motor, em cv;

$C_{eoc}$  - consumo específico do combustível do motor, em kg/cv·h; para o óleo diesel, o valor é de 0,180 kg/cv·h;

$V_{coc}$  - valor calorífico do óleo combustível, que para o óleo diesel vale 10.000;

$C_{eirm}$  - calor específico irradiado pelo motor a diesel em porcentagem do calor, que corresponde à quantidade de combustível injetado. Os valores de  $C_{eirm}$  podem ser aplicados nas seguintes condições:

- Motores com capacidade até 100 cv: 6 %.
- Motores com capacidade 120 a 500 cv: 5 %.
- Motores com capacidade acima de 500 cv: 4 %.
- Motores refrigerados a água: 7 %.

### 16.9.2.2 Calor devido às perdas do gerador

A quantidade de calor formada pelas bobinas do gerador pode ser determinada pela Equação (16.15):

$$Q_g = P_g \times F_{pg} \times \left( \frac{1}{\eta_g} - 1 \right) \times 860 \text{ (kcal/h)} \quad (16.15)$$

$P_g$  - potência nominal do gerador, em kVA;

$F_{pg}$  - fator de potência do gerador; normalmente no valor de 0,80;

$\eta_g$  - rendimento do gerador; se o valor do rendimento do gerador não for conhecido, pode-se adotar para geradores de potência nominal de até 100 kVA o valor de 0,85; para geradores de maior capacidade, pode-se adotar o valor de 0,90.

### **16.9.2.3 Volume de ar para dissipar a quantidade de calor do motor**

O volume de ar necessário para dissipar a quantidade de calor gerada pelo motor vale:

$$V_{adm} = \frac{Q_m}{C_{ear} \times \Delta_{tar}} \text{ (m}^3\text{/h)} \quad (16.16)$$

$C_{ear}$  - calor específico do ar, normalmente igual a 0,31;

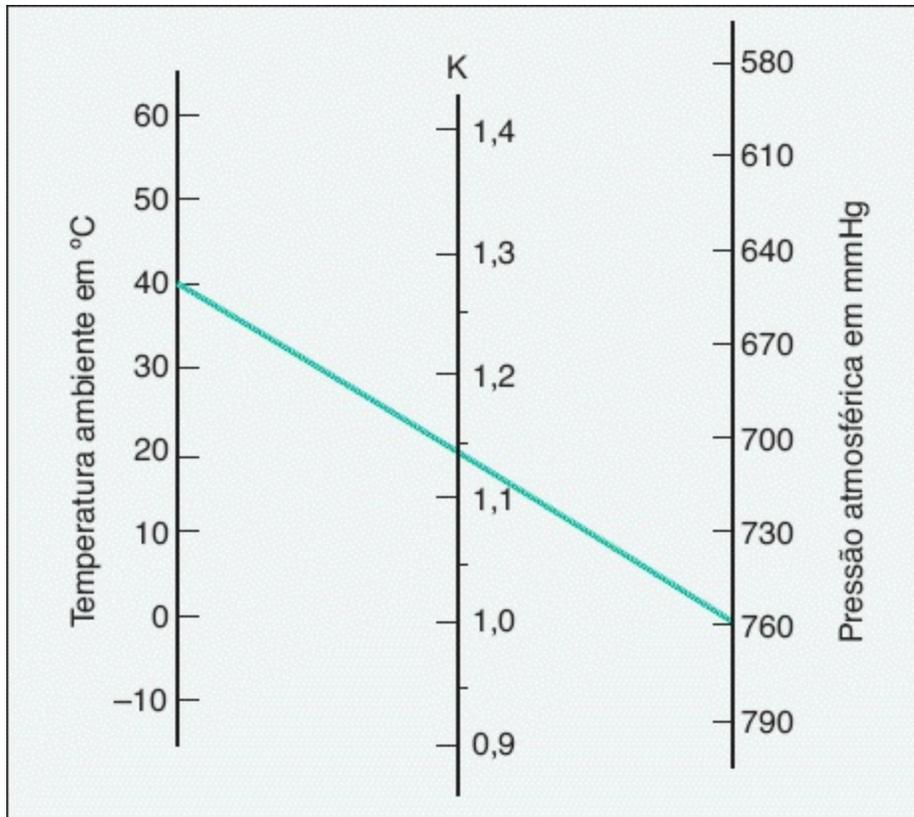
$\Delta_{tar}$  - diferença de temperatura ambiente máxima admitida no ambiente e a temperatura máxima do exterior medida por quatro horas consecutivas;

$K$  - coeficiente de correção das condições atmosféricas; conforme norma DIM 6270, seu valor é de 1,1 que corresponde às condições atmosféricas normais de pressão a 760 mmHg e temperatura a 27 °C, conforme gráfico da [Figura 16.53](#).

### **16.9.2.4 Volume de ar para dissipar a quantidade de calor do gerador**

O volume de ar necessário para dissipar a quantidade de calor gerada pelo gerador vale:

$$V_{adg} = \frac{Q_g}{C_{ear} \times \Delta_{tar}} \text{ (m}^3\text{/h)} \quad (16.17)$$



**Figura 16.53** Gráfico de correção do valor de  $K$ .

### 16.9.2.5 Volume de ar necessário à combustão

O valor do volume de ar necessário à combustão pode ser dado pela Equação (16.18):

$$V_{ac} = P_{md} \times C_{ac} \quad (\text{m}^3/\text{h}) \quad (16.18)$$

$V_{ac}$  - volume de ar necessário à combustão, em  $\text{m}^3/\text{h}$ ;

$C_{ac}$  - consumo específico do ar de combustão, em  $\text{m}^3/\text{cv}\cdot\text{h}$ .

Pode-se estimar o volume de ar de combustão admitindo o valor de 4  $\text{m}^3/\text{cv}\cdot\text{h}$  para motores de aspiração natural e de 4,5  $\text{m}^3/\text{cv}\cdot\text{h}$  para motores turboalimentados.

### 16.9.2.6 Volume de ar necessário ao processo

O volume necessário ao processo de combustão e ao resfriamento do motor e do gerador pode ser dado pela Equação (16.19):

$$V_{ar} = \frac{Q_g + Q_m}{C_{ear} \times \Delta_{tar}} \times K + V_{ac} \quad (16.19)$$

Os valores de volume de ar calculados referem-se ao peso específico do ar de 1,291 kg/m<sup>3</sup>, à temperatura de 15 °C, pressão atmosférica de 760 mmHg e umidade relativa do ar de 60 %.

#### Exemplo de aplicação (16.9)

Uma usina termelétrica é composta por dois grupos motor-gerador com capacidade unitária de 405 kVA/380V. Determinar o volume de ar de refrigeração em m<sup>3</sup>/hora necessário para manter o ambiente interno da casa de máquinas a uma temperatura não superior a 40 °C, sendo a temperatura externa medida no valor de 25 °C. Será utilizado o óleo diesel como combustível.

#### a) Dados da usina termelétrica

Valores nominais dos geradores

- Potência nominal:  $P_{nu} = 2 \times 405 = 810$  kVA (veja Tabela 16.7).
- Fator de potência: 0,80.
- Rendimento: 0,92.
- Temperatura máxima da casa de geração: 25 °C.
- Temperatura máxima exterior: 40 °C.

Potência nominal dos motores:  $P_{md} = 2 \times 533 = 1.066$  cv

Calor irradiado pelo motor diesel

$$K = 0,180 \text{ kg/cv}\cdot\text{h (consumo específico do combustível do motor)}$$

$$Q_m = \frac{P_{md} \times C_{eoc} \times V_{coc} \times C_{eirm}}{100} = \frac{1.066 \times 0,180 \times 10.000 \times 5}{100} = 95.940 \text{ (kcal/h)}$$

Calor irradiado devido às perdas do gerador

$$Q_g = P_g \times F_{pg} \times \left( \frac{1}{\eta_g} - 1 \right) \times 860 = 810 \times 0,80 \times \left( \frac{1}{0,92} - 1 \right) \times 860 = 48.459 \text{ (kcal/h)}$$

Calor dissipado no ambiente

$$Q_t = Q_m + Q_g = 95.940 + 48.459 = 144.399 \text{ (kcal/h)}$$

Volume de ar necessário para dissipar a quantidade de calor gerada pelo motor

$$V_{adm} = \frac{Q_m}{C_{ear} \times \Delta_{tar}} = \frac{95.940}{0,31 \times 15} = 20.632,2 \text{ m}^3/\text{h}$$

Volume de ar necessário para dissipar a quantidade de calor gerada pelo gerador

$$\Delta_{tar} = 40 - 25 = 15^\circ\text{C}$$

$$V_{adg} = \frac{Q_g}{C_{ear} \times \Delta_{tar}} = \frac{48.459}{0,31 \times 15} = 10.421,3 \text{ m}^3/\text{h}$$

- Volume de ar necessário à combustão (ar retirado do interior da casa de máquinas)

$$V_{ac} = P_{md} \times C_{ac} = 1.066 \times 4,5 = 4.797 \text{ m}^3/\text{h}$$

Volume de ar necessário à combustão e ao resfriamento do motor e do gerador

$$K = 1,15 \text{ (valor obtido do gráfico da Figura 16.53)}$$

$$V_{ar} = \frac{Q_g + Q_m}{C_{ear} \times \Delta_{tar}} \times K + V_{ac} = \frac{95.940 + 48.459}{0,31 \times 15} \times 1,15 + 4.797 = 35.711 + 4.797 = 40.508 \text{ m}^3/\text{h}$$

### 16.9.3 Dimensionamento do tanque de combustível

As usinas termelétricas utilizando grandes conjuntos motor-gerador possuem normalmente um grande tanque metálico de combustível que as abastece diretamente, instalados normalmente ao tempo, conforme [Figura 16.54](#), abrigados ou em alguns casos específicos enterrados. Já usinas termelétricas menores, que operam em situação de emergência, possuem apenas um pequeno tanque metálico de combustível instalado ao lado do conjunto motor-gerador, conforme mostrado na [Figura 16.55](#).

Os tanques de combustível devem apresentar as seguintes características técnicas:

- Construção: chapa de aço carbono soldada com tratamento de decapagem e pintura externa em epóxi. O tanque não deve ser pintado internamente.
- Indicador externo de nível de combustível.
- Tubo de respiro para equilíbrio de pressão interna com a pressão atmosférica.
- Boca de contenção.
- Separador de água e borra com dispositivo de drenagem.

As dimensões do tanque de combustível devem estar de acordo com o tempo de uso dos conjuntos motor-gerador. No caso de um tanque central de abastecimento, deve-se somar o consumo diário de cada conjunto motor-gerador, conforme a [Tabela 16.7](#), e multiplicar pelo número de dias do mês de operação da usina. Normalmente, o abastecimento do tanque se dá a cada 30 dias. De uma forma geral, pode-se dimensionar o tanque de combustível pela Equação 16.20:

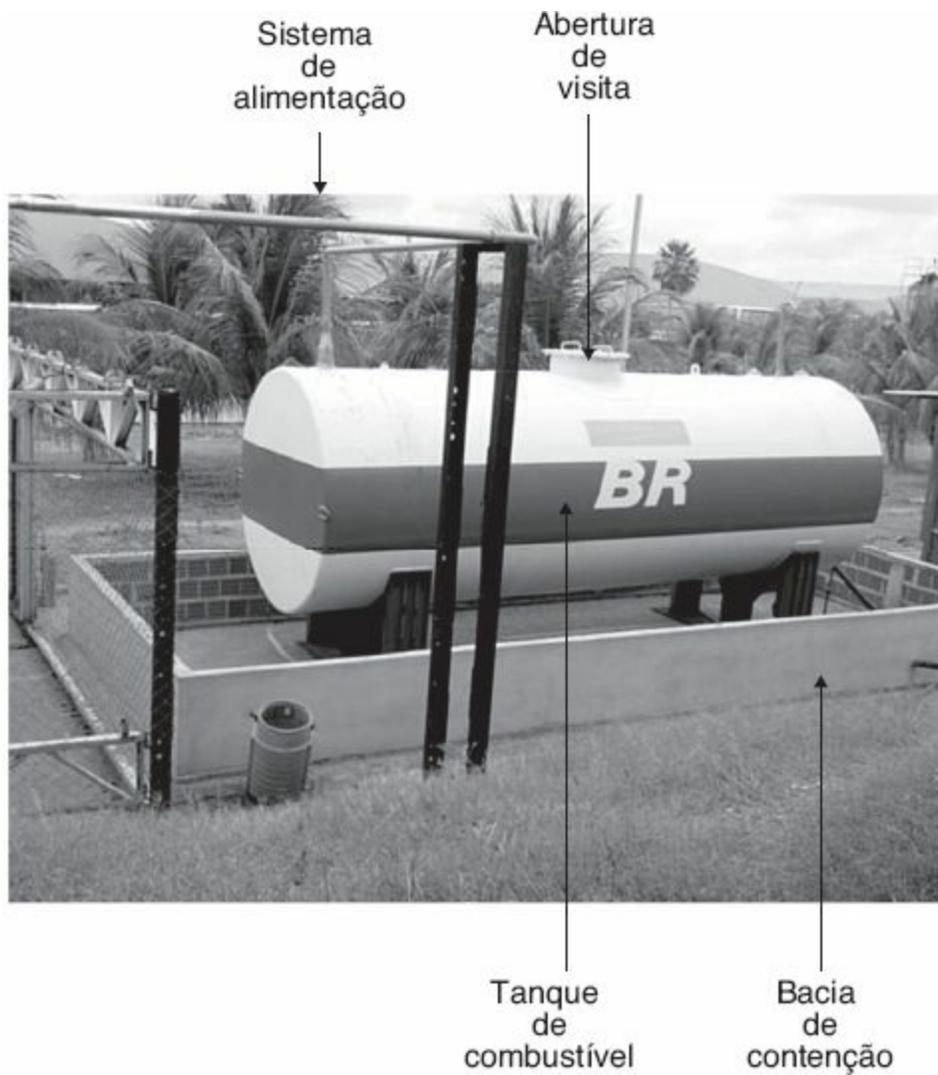
$$V_t = \frac{1,078 \times N_{hd} \times N_{dm} \times P_{ng} \times C_{eoc}}{\eta \times 10^6 \times P_{oc}} \text{ (m}^3\text{)} \quad (16.20)$$

$V_t$  - volume do tanque de combustível para 1 mês de operação, em m<sup>3</sup>;  
 $N_{hd}$  - número de horas diárias de operação da usina;  
 $N_{dm}$  - número de dias por mês de operação da usina;  
 $C_{eoc}$  - consumo específico de óleo; no caso do óleo diesel, pode-se considerar o valor de 170g/cv·h;  
 $P_{ng}$  - potência nominal da geração, em kVA;  
 $\eta$  - rendimento do grupo motor-gerador; pode-se tomar o valor 0,90;  
 $P_{oc}$  - peso do óleo combustível; no caso do óleo diesel, vale, em média, 0,85 kg/litro.

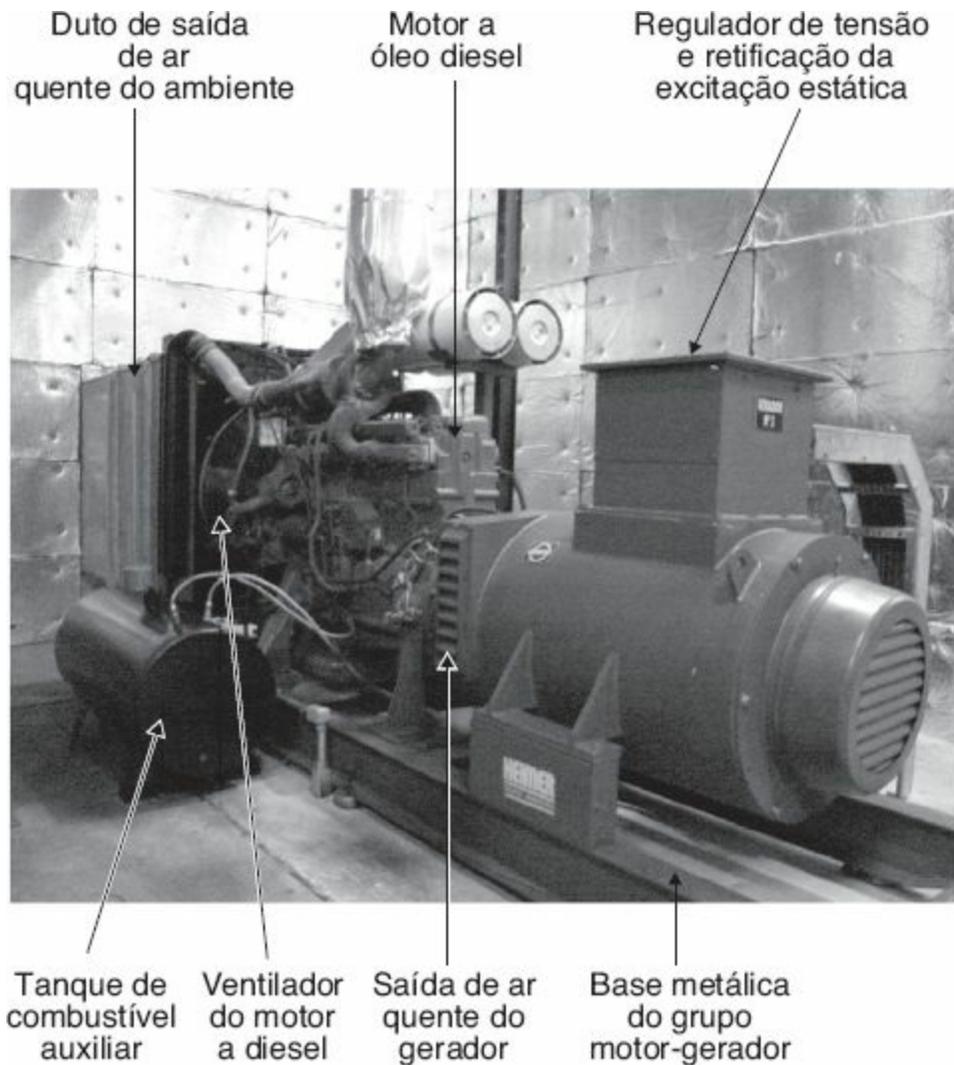
A partir da definição do diâmetro e do comprimento do tanque em função do volume de combustível a ser consumido no período desejado, o volume do tanque pode ser conhecido a partir da Equação (16.21):

$$V_t = \frac{\pi \times D_t^2}{4} \times L_t \quad (16.21)$$

$D_t$  - diâmetro do tanque, em m;  
 $L_t$  - comprimento do tanque, em m.



**Figura 16.54** Tanque de combustível.



**Figura 16.55** Tanque de combustível auxiliar: gerador de 405 kVA.

### Exemplo de aplicação (16.10)

Determinar as dimensões de um tanque de combustível para alimentar dois conjuntos motor-gerador com capacidade unitária de 405 kVA, operando somente no horário de ponta de carga de uma indústria. Utilizar óleo diesel como combustível. A pequena usina termelétrica está mostrada na Figura 16.56.

A partir dos valores operacionais da usina termelétrica, tem-se:

$$N_{hd} = 3 \text{ horas;}$$

$$N_{dm} = 20 \text{ dias (valor médio);}$$

$$C_{eoc} = 170 \text{ g/cv} \cdot \text{h}$$

$$\eta = 0,92$$

$$P_{oc} = 0,85 \text{ kg/litro}$$

$$P_{ng} = 2 \times 405 = 810 \text{ kVA}$$

$$V_t = \frac{1,0878 \times 3 \times 20 \times 810 \times 170}{0,92 \times 10^6 \times 0,85} = 11,49 \text{ m}^3$$

Assim, o diâmetro do tanque, considerando seu comprimento no valor de 4,9 m, vale:

$$V_t = \frac{\pi \times D_t^2}{4} \times L_t \rightarrow D_t = \sqrt{\frac{4 \times V_t}{\pi \times L_t}} = \sqrt{\frac{4 \times 11,49}{\pi \times 4,9}} = 1,72 \text{ m}$$

As dimensões do tanque estão mostradas nas Figuras 16.57 e 16.58.

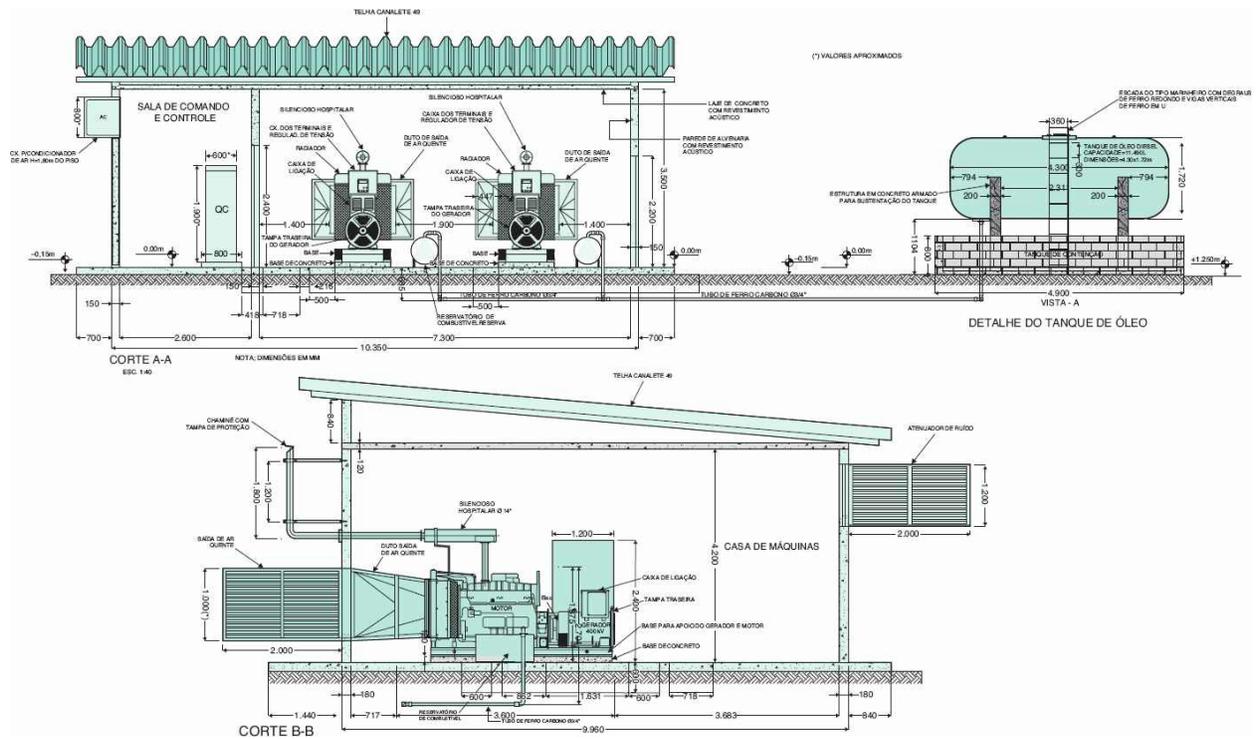


Figura 16.56 Pequena usina termelétrica para operação no horário de ponta de carga.

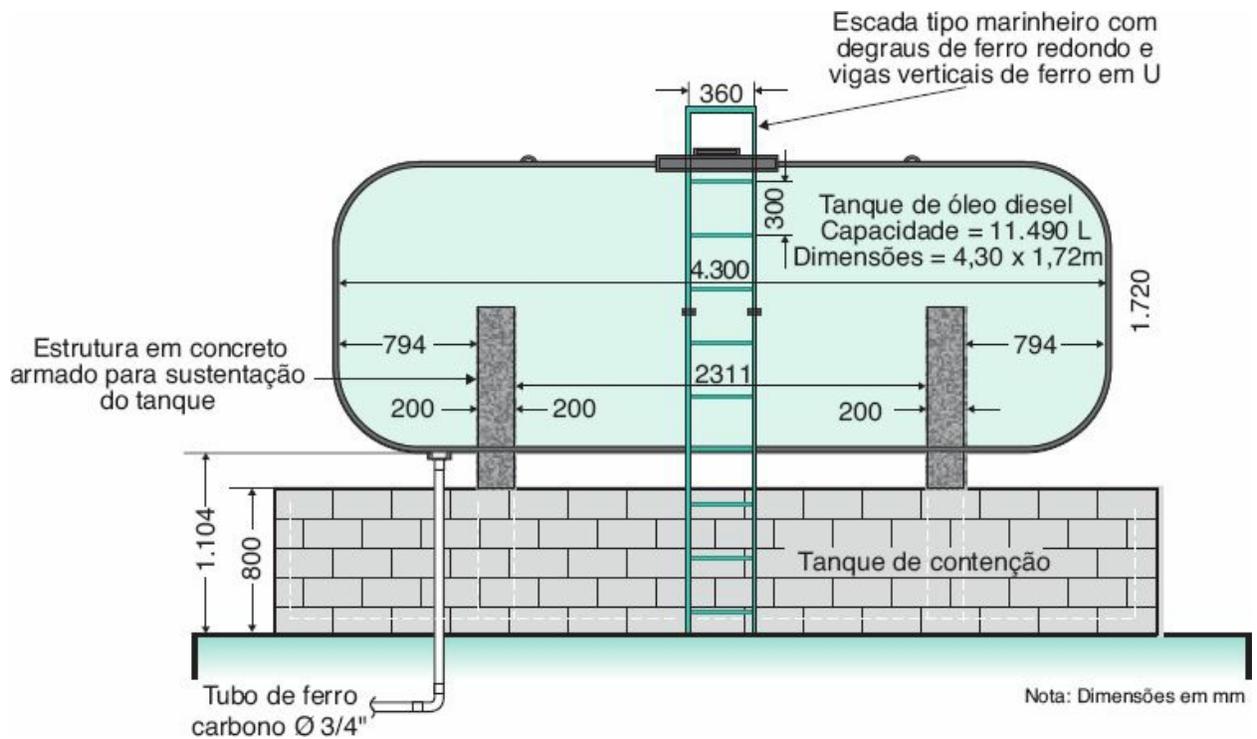


Figura 16.57 Tanque de óleo de construção ao tempo.

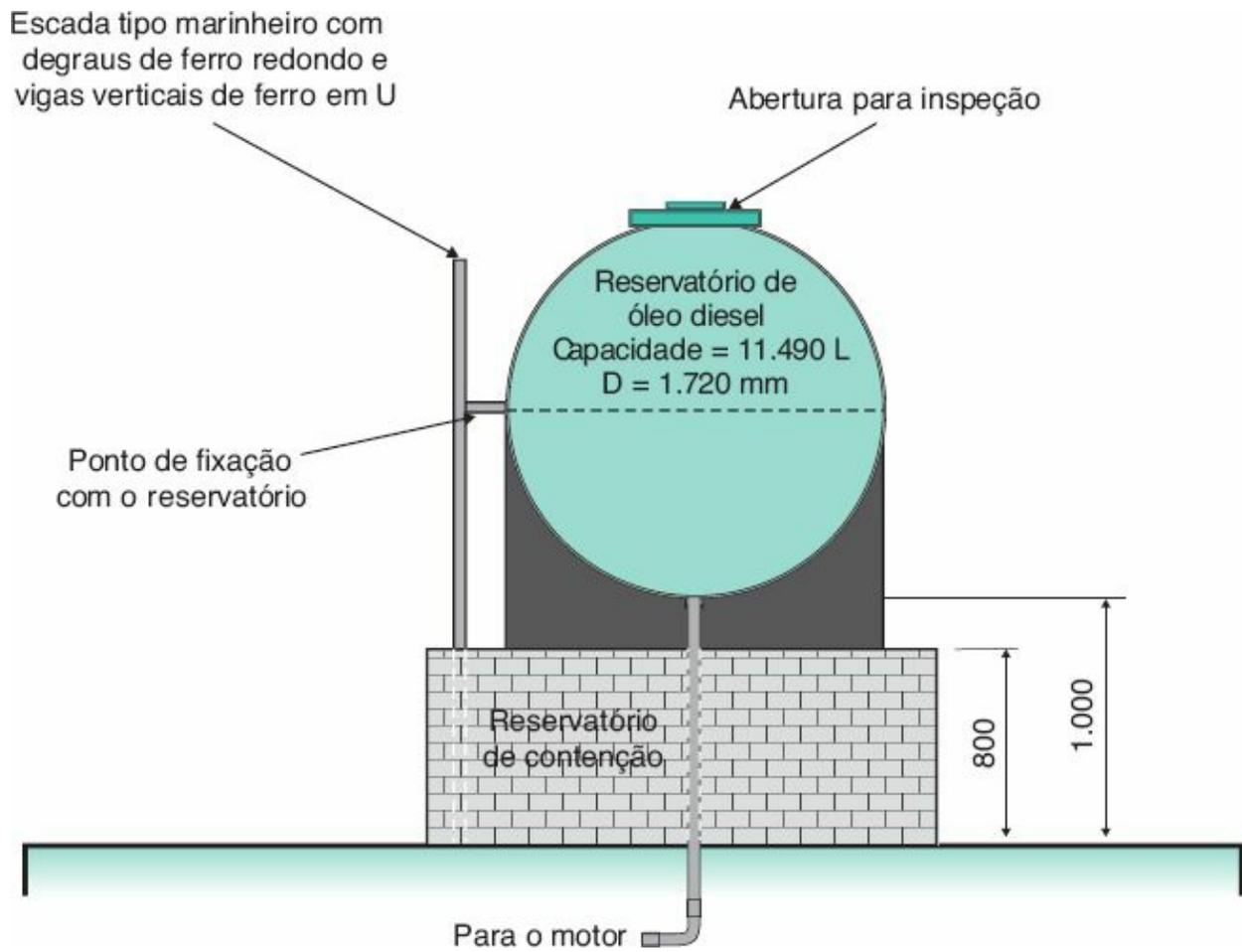


Figura 16.58 Vista lateral de tanque de óleo construído ao tempo.