

Eficiência Energética

Fundamentos e Aplicações

**EFICIÊNCIA ENERGÉTICA:
FUNDAMENTOS E APLICAÇÕES**

1a. Edição

Elektro

Universidade Federal de Itajubá

Excen

Fupai

Campinas - SP

2012



Autores

Augusto Nelson Carvalho Viana

Edson da Costa Bortoni

Fábio José Horta Nogueira

Jamil Haddad

Luiz Augusto Horta Nogueira

Osvaldo José Venturini

Roberto Akira Yamachita

Criação de Capa e Diagramação

Marcos Dias (Contraste Brasil)

contato@marcosdias.com.br



Ficha Técnica

ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A.

Diretor Presidente

Márcio Fernandes

Diretor Executivo Comercial e de Suprimento de Energia

João Gilberto Mazzon

Coordenador do Programa de Eficiência Energética

Evandro Gustavo Romanini

UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá

Reitor

Renato de Aquino Faria Nunes

EXCEN - Centro de Excelência em Eficiência Energética

Coordenador

Jamil Haddad

FUPAI - Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria

Presidente

Djalma Brighenti

Caro aluno,

É com grande satisfação que a **Elektro – Eletricidade e Serviços S.A.** coloca a sua disposição um livro didático de enorme qualidade, com informações imprescindíveis para uma formação acadêmica na área de Eficiência Energética.

Para facilitar o estudo, este livro foi agrupado por temas de interesse.

Nos capítulos 01 ao 05 deste livro, abordamos conceitos e fundamentos sobre energia, detalhamos os aspectos legais e institucionais dos programas de eficiência energética, detalhamos os passos de uma auditoria energética, tarifação do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil e apresentamos noções sobre análise econômica de projetos.

Já nos capítulos 06 ao 12, versamos sobre sistemas de iluminação onde abordamos os conceitos sobre a utilização de iluminação natural, evidenciando os ganhos energéticos resultantes dessa aplicação e informações sobre iluminação artificial, descrevendo, em linhas gerais, os principais sistemas e suas aplicações. Para os sistemas motrizes, com destaque para os motores elétricos e as vantagens da utilização de motores de alto rendimento e inversores de frequência, bem como os sistemas de climatização e de ar comprimido. No uso de calor, enfocando principalmente os aspectos relacionados à energia térmica – geração de vapor –, utilizada amplamente nos processos industriais e também nos setores comercial e de serviços.

Desta forma, entendemos que a permanente necessidade de aprimoramento profissional, competitividade e a melhor utilização dos recursos naturais colocam, nos dias de hoje, a Eficiência Energética como uma das principais ferramentas para a redução de custos e, conseqüente obtenção do desenvolvimento sustentável do setor produtivo ou de serviço.

Pensando nisso e visando, cada vez mais orientar os futuros profissionais quanto ao uso eficiente e seguro, é o nosso desafio a implementação desta disciplina nas escolas técnicas de nossa área de concessão. Promover a identificação de oportunidades de redução de custos operacionais e do consumo de energia elétrica é um dos nossos compromissos com a sociedade e com o meio ambiente.

João Gilberto Mazzon

Diretor Executivo Comercial e de Suprimento de Energia
Elektro – Eletricidade e Serviços S.A

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1

ENERGIA: CONCEITOS E FUNDAMENTOS 13

1.1. Definições	13
1.2. As Formas da Energia	15
1.3 - As Leis das Conversões Energéticas	20
1.4 - Recursos Energéticos	22
1.5 - Terminologia Energética	23
Referências Bibliográficas	28

CAPÍTULO 2

ASPECTOS LEGAIS E INSTITUCIONAIS DOS PROGRAMAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO BRASIL 31

2.1. O Programa de Conservação de Energia Elétrica e o PBE	33
2.2. O Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural - CONPET	38
2.3. A ANEEL e o Programa de Eficiência Energética	40
2.4. A Lei nº 9.991	46
2.5. A Lei de Eficiência Energética	49
2.6. A Empresa de Pesquisa Energética	50
2.7. A Reserva Global de Reversão	50
Referências Bibliográficas	52

CAPÍTULO 3

AUDITORIA ENERGÉTICA 55

3.1. Uma Questão de Terminologia.....	56
3.2. A Auditoria Energética e a Eficiência dos Sistemas Energéticos	57
3.3. A Auditoria Energética na Prática.....	60
3.4. Comentários e Sofismas Finais	70
Referências Bibliográficas	72

CAPÍTULO 4

TARIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA..... 75

4.1. Sistema Elétrico	79
4.2. Definições e Conceitos.....	80
4.3. Tensão de Fornecimento	86
4.4. Modalidade Tarifária.....	87
4.5. Faturamento	88
4.6. ICMS: Cobrança e sua Aplicação	93
4.7. Fator de Potência ou Energia Reativa Excedente	93
4.8. Análise do Perfil de Utilização da Energia Elétrica	94
4.9. A Importância dos Indicadores de Eficiência Energética.....	97
4.10. Comercialização de Energia	100
4.11. Nova Estrutura Tarifária	104
Referências Bibliográficas	106

CAPÍTULO 5

ANÁLISE ECONÔMICA EM CONSERVAÇÃO DE ENERGIA 109

5.1. O Fluxo de Caixa	109
5.2. Critérios para Tomada de Decisão	111
Referências Bibliográficas	120

CAPÍTULO 6

ILUMINAÇÃO 123

6.1. Definições	123
6.2. Lâmpadas Incandescentes	130
6.3. Lâmpadas de Descarga.....	133
6.4. Considerações sobre as Luminárias.....	144
Referências Bibliográficas	144

CAPÍTULO 7

BOMBAS DE FLUXO E VENTILADORES..... 147

7.1. Conceitos e Definições	147
7.2. Comportamento das Bombas de Fluxo e Ventiladores.....	165
7.3. Análise da Bomba Operando com Rotação Constante e Variável.....	170
7.4. Balanço de Energia no Conjunto Moto-Bomba ou Moto-Ventilador	172
Referências Bibliográficas	175

CAPÍTULO 8

CALDEIRAS E FORNOS 179

8.1. Conceitos Básicos.....	179
8.2. Combustíveis	182
8.3. Combustão.....	186
8.4. Fornos e Caldeiras.....	193
8.5. Isolantes Térmicos e Refratários.....	202
8.6. Eficiência Térmica.....	203
Referências Bibliográficas	206

CAPÍTULO 9

ACIONAMENTOS COM MOTORES DE INDUÇÃO TRIFÁSICOS 209

9.1. A Máquina “Motor de Indução”.....	210
9.2. Motor de Alto Rendimento	212
9.3. Análise de Carregamento	216
9.4. Partida de Motores	223
9.5. Análise Térmica	224
9.6. Aplicação Eficiente	226
9.7. Fatores de Influência no Desempenho de Motores	228
9.8. Economia de Energia com o Uso de Controles de Velocidade.....	230
Referências Bibliográficas	233

CAPÍTULO 10

COMPRESSORES E AR COMPRIMIDO 237

10.1. Histórico	237
10.2. Importância do Ar Comprimido.....	238
10.3. Compressores.....	239
10.4. Conceitos Básicos de Termodinâmica.....	242
10.5. Instalações de Ar Comprimido	249
10.6. Aumento da Eficiência Energética	253
Referências Bibliográficas	255

CAPÍTULO 11

TRANSFORMADORES 259

11.1. Características Construtivas	260
11.2. Perdas Elétricas em Transformadores.....	265
11.3. Cálculo das Perdas em um Transformador	269
11.4. Cálculo da Eficiência de um Transformador	271
11.5. Fator de Carga Ótimo	272
Referências Bibliográficas	273

CAPÍTULO 12

REFRIGERAÇÃO E AR CONDICIONADO 275

12.1. Conceitos Importantes	275
12.2. Refrigeração por Compressão de Vapor.....	278

12.3. Refrigeração Por Absorção de Vapor.....	289
12.4. Bombas de Calor	291
12.5. Ar Condicionado	293
12.6. Fluidos Refrigerantes.....	301
12.7. Termoacumulação.....	306
12.8. Conservação de Energia em Sistemas de Refrigeração.....	310
Referências Bibliográficas	313

Capítulo 1

ENERGIA: CONCEITOS E FUNDAMENTOS

A energia está presente em nossa vida de diversas maneiras. Por exemplo, quando usamos motores ou músculos, quando acendemos o queimador de um fogão, quando nos alimentamos ou mesmo quando nos informamos pela televisão ou nos jornais, que freqüentemente se referem a alguma questão energética no Brasil ou no mundo. Por tal diversidade, o campo dos estudos energéticos é vasto, cobrindo desde o uso dos recursos naturais até os aspectos relacionados ao desempenho das modernas tecnologias, permitindo uma abordagem que considere apenas os temas de caráter técnico ou envolva seus componentes sócio-econômicos e ambientais, inclusive quanto à sua evolução histórica e suas perspectivas futuras. Para este largo campo do saber, procura-se nestas notas efetuar uma revisão das definições, das leis básicas e da terminologia empregada, em particular buscando fundamentar a racional utilização dos fluxos de energia.

1.1. Definições

Poucas palavras suportam tantos sentidos e definições como energia. No Século IV A.C. , Aristóteles em sua obra Metafísica, identificava energia (*“energeia”*) como uma realidade em movimento. Na acepção moderna, energia corresponde ao conceito desenvolvido juntamente com a Termodinâmica a partir de meados do Século XIX e utilizado para descrever uma ampla variedade de fenômenos físicos. Um definição usual, encontrada em muitos livros, afirma que *“energia é a medida da capacidade de efetuar trabalho”*. A rigor, esta definição não é totalmente correta e aplica-se apenas a alguns tipos de energia, como a mecânica e a elétrica, que, em princípio são totalmente conversíveis em outras formas de energia. Este modo de se definir energia perde o sentido ao ser aplicado ao calor, forma de energia que é apenas parcialmente conversível em trabalho. De fato, quando está a temperaturas próximas à do ambiente, o calor pouco vale como trabalho. Portanto, essa definição não é completa.



Figura 1.1 - James Clerk Maxwell (1831-1879)

Em 1872, Maxwell propôs uma definição que pode ser considerada mais correta do que a anterior: “*energia é aquilo que permite uma mudança na configuração de um sistema, em oposição a uma força que resiste à esta mudança*”. Esta definição refere-se a mudanças de condições, a alterações do estado de um sistema e inclui duas idéias importantes: as modificações de estado implicam em vencer resistências e é justamente a energia que permite obter estas modificações de estado. Assim, para elevar uma massa até uma determinada altura, aquecer ou esfriar um volume de gás, transformar uma semente em planta, ler este texto, enfim, qualquer processo que se associe a alguma mudança, implica em se ter fluxos energéticos. Nesse contexto denomina-se *sistema* à região de interesse, delimitada por uma *fronteira*, que pode existir fisicamente ou ser uma superfície idealizada, que separa o sistema do ambiente, que neste caso significa portanto tudo aquilo que está fora da região de interesse. Desta forma, o *universo*, o todo, resulta da soma do sistema com o ambiente.

Por ser um conceito tão fundamental, definir energia é sem dúvida mais difícil e menos importante do que sentir e perceber sua existência, como a causa e origem primeira de todas as mudanças. Boa parte das leis físicas que governam o mundo natural são no fundo variantes das leis básicas dos fluxos energéticos, as eternas e inescapáveis leis de conservação e dissipação, que estruturam todo o Universo, desde o micro ao macrocosmo.

Potência é a velocidade na qual a energia é produzida ou consumida, sendo um conceito importante ao se tratar de processos humanos e econômicos, onde o tempo é essencial. Por exemplo, motor elétrico de 1 kW funcionando durante dez horas consome a mesma energia que um motor de 10 kW durante uma hora, mas permitem obter efeitos muito diferentes.

Em princípio, qualquer capacidade instalada poderia atender qualquer necessidade de energia, desde que lhe seja dado tempo suficiente, o que evidentemente não atende às necessidades impostas pela realidade. Por isso, podemos afirmar que a sociedade moderna, que busca atender suas demandas energéticas de forma rápida, é tão ávida em potência quanto em energia. Para explorar um pouco mais estes conceitos, poderia se pensar em nossos usos diários de energia e verificar se para seu atendimento o tempo importa ou não. Será imediato verificar que a taxa de utilização dos fluxos energéticos é tão importante quanto sua mera disponibilidade.

1.2. As Formas da Energia

A energia se apresenta de diversas formas, que podem ser convertidas entre si. É importante observar ainda que apenas nos processos de conversão se identifica a existência de energia, que surge na fronteira do sistema como calor ou como trabalho. De forma sucinta, *calor* é definido como o fluxo energético decorrente de diferença de temperatura, enquanto *trabalho* se entende como todo processo análogo à elevação de um peso.

Em nível atômico, podem ser identificadas as *energias nuclear e atômica*, fundamentais para os processos básicos de conversão energética no Universo. No interior das estrelas, inclusive no Sol, a energia nuclear resulta da fusão dos núcleos de átomos de hidrogênio, ocorrendo uma diferença (déficit) de massa, entre os reagentes e os produtos de reação, que corresponde a significativas quantidades de energia liberada. Este processo tem sido apontado para a geração de energia comercial, mas é de difícil controle e, na atualidade a única aplicação disponível são as bombas de hidrogênio. Já a energia atômica relaciona-se com processos de fissão de átomos pesados, como urânio, tório e plutônio, em decorrência da instabilidade natural ou provocada de alguns isótopos destes materiais, que tendem a fissionar-se e se converter em elementos com número atômico mais baixo, com liberação de energia devido à perda de massa observada. A energia resultante destes processos também é elevada e se apresenta, essencialmente, como calor, mas tem sido conseguido o controle das reações, e, assim, além das bombas atômicas, a energia da fissão tem sido empregada para geração de energia elétrica e para mover navios e submarinos, mediante ciclos térmicos.

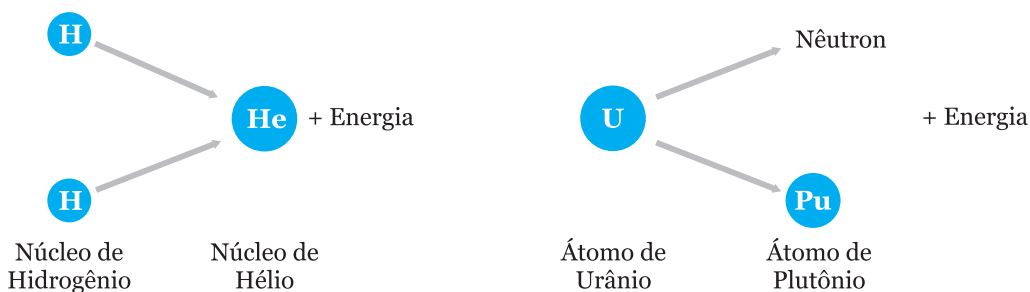


Figura 1.2 - Energia nuclear e atômica

Dependendo de reações químicas e da liberação da energia acumulada na forma de ligações entre os átomos e moléculas, a energia química apresenta grande interesse por sua extensa aplicação. Nas reações químicas, as ligações químicas existentes nas moléculas dos reagentes, contêm mais energia do que as ligações observadas nas moléculas dos produtos. Nos processos de combustão em motores, fornos e caldeiras, a energia química de combustíveis como gasolina, álcool e lenha é convertida em energia térmica, na forma de gases, sob altas temperaturas. Nas baterias e nas pilhas elétricas também se observam processos envolvendo energia química e eletricidade. E nos músculos dos animais e do homem, a energia química dos alimentos, uma espécie de combustível, é convertida em energia mecânica nos músculos para suas atividades vitais.

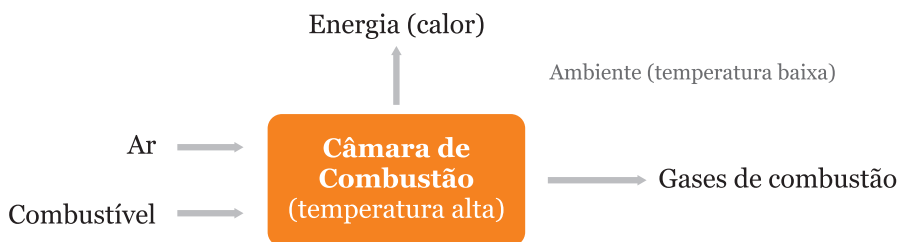


Figura 1.3 - Energia química nas reações de combustão

Embora seja correto considerar-se a existência de energia elétrica nas cargas estacionárias, como se observa nas nuvens eletricamente carregadas e na iminência de uma descarga atmosférica ou ainda nos capacitores elétricos, a energia elétrica é mais frequentemente associada à circulação de cargas elétricas através de um campo elétrico, sendo definida pelo produto entre a potência elétrica e o tempo durante o qual esta potência se desenvolve. Por sua vez, a potência elétrica é dada como o produto entre a corrente e a tensão medida entre os dois pontos onde circula tal corrente. Os dois tipos básicos de corrente elétrica são a *corrente contínua*, quando seu valor é constante com o tempo, como ocorre nas baterias, ou a *corrente alternada*, que varia de modo senoidal com

o tempo, no caso brasileiro e americano com frequência de 60 Hz, enquanto na Europa adota-se 50 Hz. A corrente alternada é mais usada por ser a forma mais simples para produzir, transportar e utilizar em motores elétricos.

No caso particular da corrente alternada trifásica, onde uma carga é alimentada por três condutores com corrente alternada equilibrada, a potência fornecida é dada pela expressão abaixo;

$$P_{el} = V.I.\sqrt{3} \quad (1.1)$$

onde V e I correspondem respectivamente à tensão entre as fases e à corrente em uma das fases. Outra particularidade importante da corrente elétrica alternada é a possibilidade de separar sua potência em dois componentes básicos: a *potência ativa*, associada às cargas de caráter resistivo e portanto à sua efetiva utilização, e a *potência reativa*, decorrente da formação periódica de campos elétricos e magnéticos no circuito, sem efeito útil.

A *energia térmica*, às vezes equivocadamente denominada de calor, pode apresentar-se essencialmente de duas formas: *radiação térmica* ou *energia interna*. Como já comentado, o calor corresponde a um fenômeno observável apenas na fronteira de um sistema onde existe uma diferença de temperaturas. Como radiação térmica, por exemplo, na radiação solar, a energia térmica não apresenta qualquer meio material de suporte, pois se trata de uma radiação eletromagnética. A energia interna está associada à agitação térmica de um material, que pode ser medida por sua temperatura. Quanto maior a temperatura de um material, mais energia interna ele contém.

Outra forma energética com importantes variações é a *energia mecânica*, que pode ser *potencial* ou *cinética*. No primeiro caso, a energia mecânica associa-se diretamente a uma força estática e pode ser *potencial elástica*, tal como se acumula em molas ou em gases comprimidos, ou *gravitacional*, dependendo da posição de uma massa em um campo gravitacional. Um exemplo desta última forma de energia é a energia hidráulica na água acumulada em uma represa. A energia mecânica cinética, que se associa à inércia das massas em movimento, pode considerar velocidades lineares, como é o caso da energia eólica, ou movimentos rotacionais, como dos volantes de inércia.

As formas anteriormente apresentadas não esgotam todas as maneiras de se considerar a energia, que existirá sempre que houver possibilidade de promover alguma mudança de estado, em uma ampla acepção. Assim, poderiam, por exemplo, ser definidas a *energia magnética*, acumulada na forma de campos magnéticos e utilizada de modo prático na transformação de energia elétrica em transformadores, a *energia elástica associada à tensão superficial* de um líquido e que se mostra na formação de bolhas de sabão e diversas outras formas de menor importância.

As Tabelas 1.1 e 1.2 apresentam alguns valores para a energia e a potência associados a processos reais, naturais ou tecnológicos, cobrindo uma ampla gama de situações (Smil, 1990 e Culp, 1991). As variáveis energéticas permitem traduzir em uma mesma linguagem fenômenos aparentemente sem qualquer semelhança como poderiam ser o movimento da Terra em torno do Sol e o consumo anual de gasolina de um veículo, ou um terremoto e o metabolismo basal de um homem adulto. Sempre que existir algo em transformação, crescendo ou diminuindo, mudando de aspecto ou de condição, existem fluxos energéticos se manifestando.

Tabela 1.1 - Energia disponível em sistemas reais

Sistema	Energia (J)
Energia total (radiação térmica) emitida pelo Sol durante 24 horas	$3,0 \times 10^{32}$
Radiação solar recebida pela Terra durante 24 horas	$5,5 \times 10^{24}$
Energia química nos recursos globais de carvão mineral	$2,0 \times 10^{23}$
Energia química fixada fotossinteticamente em um ano na vegetação terrestre	$2,0 \times 10^{21}$
Energia térmica e mecânica em um furacão típico do Caribe	$3,8 \times 10^{19}$
Maior bomba-H testada em 1961	$2,4 \times 10^{17}$
Energia química em 100 ton. de carvão mineral	$2,5 \times 10^{12}$
Uma boa colheita em um hectare de milho (8 ton.)	$1,2 \times 10^{11}$
Consumo anual de gasolina de um carro compacto	$4,0 \times 10^{10}$
Energia química em um barril de petróleo	$6,5 \times 10^9$
Energia química na alimentação diária de um homem adulto	$1,0 \times 10^7$
Energia química em uma garrafa de vinho branco	$2,6 \times 10^6$
Energia cinética em uma bola de tênis (50 g) servida a 25 m/s	$1,5 \times 10^1$
Energia cinética em uma gota de chuva caindo a 6 m/s	$7,5 \times 10^{-5}$
Energia para o salto de uma pulga	$1,0 \times 10^{-7}$

Tabela 1.2 - Níveis de potência de processos reais

Processo ou fenômeno	Duração (s)	Potência (W)
Potência liberada pelo Sol	-	$3,4 \times 10^{27}$
Radiação solar interceptada pela Terra	-	$1,7 \times 10^{17}$
Ondas geradas no mar pelo vento	-	$9,0 \times 10^{16}$
Terremoto (magnitude 8 graus Richter)	30	$1,6 \times 10^{15}$
Produção fotossintética primária média na Terra	-	$1,0 \times 10^{14}$
Grande erupção vulcânica	10^4	$1,0 \times 10^{14}$
Relâmpago gigante	10^{-5}	$2,0 \times 10^{13}$
Turbogerador a vapor de grande porte	-	$1,0 \times 10^9$
Transporte ferroviário pesado	10^4	$5,0 \times 10^6$
Consumo de um supermercado típico de médio porte	-	$1,5 \times 10^6$
Potência de eixo de um carro de corrida, F-1	-	$8,0 \times 10^5$
Transporte rodoviário em caminhão de grande porte	10^4	$3,0 \times 10^5$
Percurso de 20 km em um veículo a gasolina	1200	$4,0 \times 10^4$
Corrida de 100 m rasos	10	$1,3 \times 10^3$
Ciclo simples em uma máquina de lavar	1500	$5,0 \times 10^2$
Metabolismo basal de um homem de 70 kg	-	$8,0 \times 10^1$
Uma vela queimando até o final	1800	$3,0 \times 10^0$
Produtividade média de um m ² de floresta tropical	-	$1,0 \times 10^0$
Vôo de um beija-flor	300	$7,0 \times 10^{-1}$
Coração de um recém-nascido	-	$4,0 \times 10^{-1}$

1.3 - As Leis das Conversões Energéticas

Uma característica essencial das formas energéticas é a possibilidade de interconversão. Isto é, uma forma energética eventualmente pode ser convertida em outra, de modo espontâneo ou intencional, permitindo neste último caso adequar-se a alguma utilização desejada. Frequentemente se empregam as expressões “processos de geração de energia” ou “sistemas de consumo de energia”, quando o mais correto, a rigor, seria falar em “processos de conversão de energia”. A figura a seguir apresenta as principais formas de conversão entre seis formas básicas de energia, podendo se observar que, enquanto alguns processos foram desenvolvidos e aperfeiçoados pelo homem, outros só são possíveis mediante processos naturais, como a conversão energética muscular e a fotossíntese. Nesta figura pode-se também notar como são bastante variados os processos que resultam em energia térmica e como a energia mecânica está envolvida em diversos processos tecnológicos.

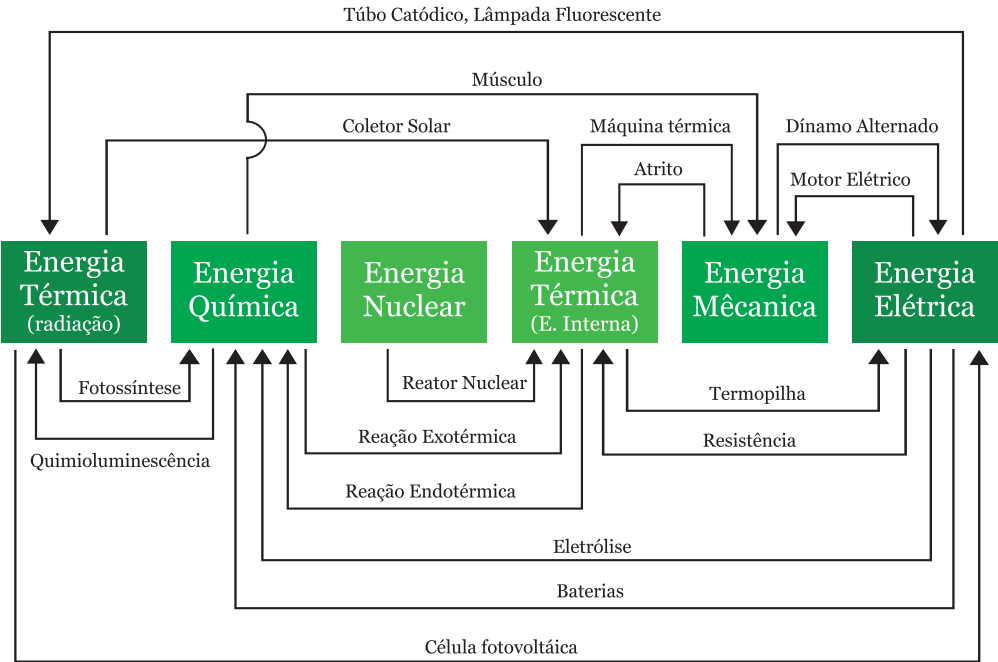


Figura 1.4 - Processos de conversão energética

Quaisquer que sejam os sistemas considerados e as formas de energia envolvidas, todos processos de conversão energética são regidos por duas leis físicas fundamentais, que constituem o arcabouço essencial da ciência energética. A História da Ciência se refere frequentemente ao caráter revolucionário

destas formulações e à dificuldade de sua assimilação pelos estudiosos ao longo do tempo, como decorrência do impacto de seus conceitos. Estas relações físicas de enorme importância, que se sustentam apenas pela observação de processos reais desde o microcosmo até a escala das estrelas, são apresentadas a seguir.

A primeira lei básica é a *Lei da Conservação da Energia*, segundo a qual energia não se cria nem se destrói, salvo nos casos em que ocorrem reações atômicas ou nucleares e então podem se observar transformações de massa em energia. Como na grande maioria das situações, tal dualidade massa-energia não precisa ser considerada, é suficiente afirmar que, em um dado período de tempo, a somatória dos fluxos e estoques energéticos em um processo ou sistema é constante, como se apresenta na expressão abaixo;

$$\Delta E_{\text{entra}} = \Delta E_{\text{sai}} + \Delta E_{\text{sistema}} \quad (1.2)$$

Por exemplo, seja uma panela com água em aquecimento. A elevação da temperatura do líquido é a manifestação sensível de sua mudança de estado e está correlacionada diretamente com o incremento de energia no sistema, resultante de um aporte de energia pela chama do gás sob a panela. Pense em alguma conversão energética e procure imaginar os fluxos na entrada, saída e a acumulação de energia no sistema. Note-se que a aplicação desta lei pressupõe uma convenção de sinais para os fluxos energéticos, convencionando-se como positivo o que tende a aumentar a energia do sistema.

A Lei da Conservação de Energia também é conhecida como Primeira Lei da Termodinâmica e permite efetuar balanços energéticos, determinar perdas, quantificar enfim, fluxos energéticos. Baseia-se também nesta lei, o conceito de desempenho ou eficiência energética de um sistema energético, η_{energ} , relacionando o efeito energético útil com o consumo energético no sistema, como se explicita na figura e equações abaixo, válida para um sistema em regime permanente, isto é, quando não há variação da energia no sistema. Lembre-se que, como energia nunca desaparece, mas apenas muda de forma, a palavra “consumo” refere-se efetivamente ao aporte de energia.

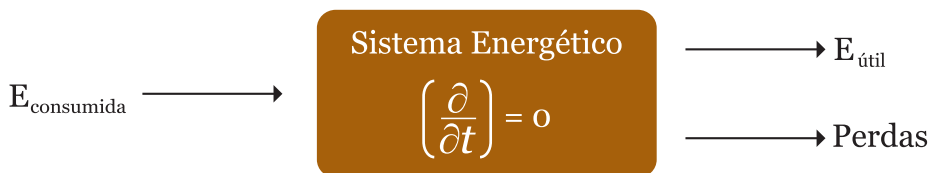


Figura 1.5 - Sistema energético generalizado

$$\eta_{\text{energ}} = \frac{E_{\text{util}}}{E_{\text{consumida}}} = \frac{E_{\text{consumida}} - \text{Perdas}}{E_{\text{consumida}}} = 1 - \frac{\text{Perdas}}{E_{\text{consumida}}} \quad (1.3)$$

A outra lei física básica dos processos energéticos é a *Lei da Dissipação da Energia*, segundo a qual, em todos os processos reais de conversão energética, sempre deve existir uma parcela de energia térmica como produto. Por exemplo, se o objetivo do processo é transformar energia mecânica em calor, tal conversão pode ser total, aliás como ocorre nos freios, mas se o propósito for o inverso, a conversão de energia térmica em energia mecânica será sempre parcial, pois uma parcela dos resultados deverá sempre ser calor. Em outras palavras, existem inevitáveis perdas térmicas nos processos de conversão energética, que se somam às outras perdas inevitáveis decorrentes das limitações tecnológicas e econômicas dos sistemas reais, tais como isolamento térmico imperfeito, atrito, perdas de carga e inércias, entre outras.

1.4 - Recursos Energéticos

Denominam-se recursos energéticos as reservas ou fluxos de energia disponíveis na Natureza e que podem ser usados para atender às necessidades humanas, podendo ser classificadas essencialmente como *recursos fósseis* ou como *recursos renováveis*. No primeiro caso, referem-se aos estoques de materiais que armazenam energia química, acumulada primariamente a partir da radiação solar em épocas geológicas, como é o caso do petróleo, carvão mineral, turfa, gás natural, xisto betuminoso, bem como podendo acumular energia atômica na forma de material físsil, por exemplo o urânio e o tório.

Enquanto as reservas de energia fóssil são necessariamente finitas e se reduzem à medida em que são consumidas, os recursos energéticos renováveis são dados por fluxos naturais, como ocorre na energia solar, em suas distintas formas, como na energia hidráulica, na energia eólica, na energia das ondas do mar e na energia da biomassa, bem como nos fluxos energéticos dependentes do movimento planetário, por exemplo, a energia talassomotriz, associada à variação do nível do mar nas marés e à energia geotérmica, que na escala das realizações humanas existe não deve se esgotar. É importante observar que a utilização inadequada de alguns potenciais energéticos renováveis pode determinar sua exaustão, como acontece em reservatórios geotérmicos sobreexplorados ou nos recursos de biomassa, quando explorados além de sua taxa natural de reposição. Assim, se uma reserva florestal for explorada acima de sua taxa típica de renovação sustentável, esse recurso energético perderá seu caráter de renovabilidade.

A Tabela 1.3 apresenta os níveis das reservas energéticas brasileiras tal como constam do Balanço Energético Nacional, em valores para 2010. Observe-se que as reservas fósseis são dadas em termos de energia e podem se alterar com a descoberta de novos depósitos, enquanto a energia hidráulica, por ser renovável, é apresentada como potência. Isto torna mais complexa a comparação de sua magnitude relativa, que irá depender das taxas de extração assim como das qualidades da energia disponíveis. Certamente 1 kWh de energia hidráulica é mais nobre que a mesma quantia de energia na forma de petróleo ou outro combustível.

Tabela 1.3 - Reservas energéticas brasileiras (BEN, 2012)

Recurso	Unidade	Reservas		
		Medidas/Indicadas/ Inventariadas	Inferidas/ Estimadas	Total
Petróleo	10^6 m^3	2.265	2.261	4.526
Gás natural	10^6 m^3	423	402	825
Carvão mineral	10^3 t	25.771	6.535	32.306
Nuclear	$\text{t U}_3\text{O}_8$	175.500	131.870	309.370
Hidráulica (FC=55%)	GW	102	32	134

1.5 - Terminologia Energética

O estudo dos sistemas energéticos não apenas se baseia em conceitos, mas também impõe o uso de uma linguagem e de parâmetros particulares, que convém apresentar, ainda que de forma sucinta, para facilitar o tratamento dos problemas associados à racionalização dos fluxos energéticos.

Todas as atividades humanas requerem energia, seja na forma de fluxos energéticos como calor e energia elétrica, seja na forma de produtos e serviços, que de forma indireta, também correspondem a fluxos energéticos, sem o que eles não poderiam ser obtidos. Assim, denomina-se *energia direta* aos fluxos físicos de energia, consumidos como tal, e *energia indireta* ou *embutida* às demandas energéticas realizadas para atender aos fluxos de materiais e às demais atividades, sendo, às vezes, também citado como *custo energético* de bens e serviços. Esta abordagem permite avaliar melhor a importância da energia na sociedade e evidenciar a crescente demanda de energia indireta, associada a produtos com elevado consumo em sua produção. A Tabela 1.4 permite comparar a energia embutida em alguns materiais de extenso uso, como, por exemplo, o alumínio e o aço ou o papel e o polietileno, que eventualmente competem por

usos comuns. Os valores foram tomados de Boustead e Hancock (1979), mas certamente podem variar de acordo com as matérias primas e tecnologias adotadas.

Tabela 1.4 - Energia embutida ou custo energético de alguns produtos

Material	(kJ/kg)	Observações
Aço	20-50	produto acabado, a partir de minério
Água tratada	0,001-0,01	a partir de reservatórios naturais
Alumínio	227-342	metal a partir da bauxita
Calcário	0,07-0,1	a partir de jazidas naturais
Cimento	5-9	a partir das matérias primas
Madeira serrada	3-7	a partir da árvore em pé
Oxigênio	6-14	a partir do ar
Papel	25-50	a partir da árvore em pé
Polietileno	87-115	a partir de petróleo
Tijolos	2-5	a partir da argila
Vapor de processo	3-4	a partir da água natural, baixa pressão
Vidro	18-35	a partir das matérias primas

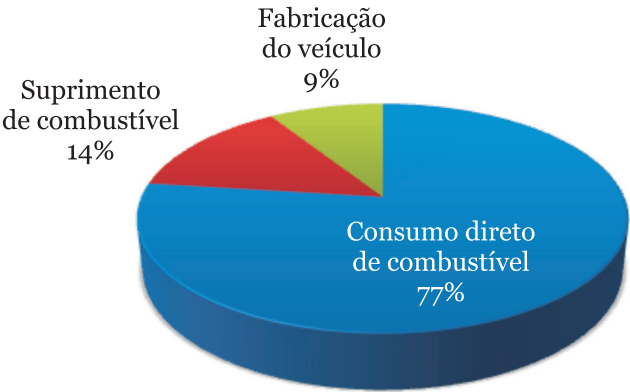


Figura 1.6 - Consumo de energia no ciclo de vida de um veículo típico (DeCicco et alli, 2000)

Outra forma de apresentar o conceito da energia incorporada aos bens e serviços é referindo-se ao *consumo de energia no ciclo de vida*, isto é, a energia consumida por um sistema desde a sua concepção, construção, operação e descarte final, pois em todas estas atividades se demanda energia. Como exemplo, na Figura 1.6, baseada em dados americanos, mostra-se como a energia embu-

tida em um veículo e a energia necessária para abastecê-lo não são desprezíveis face ao seu consumo direto (DeCicco et alli, 2000).

Nem sempre uma disponibilidade energética está na forma como se necessita, mas, felizmente, a energia pode ser convertida e armazenada. Na acepção mais geral, os sistemas energéticos constituem-se de uma seqüência de processos, através dos quais progressivamente obtém-se, converte-se e, eventualmente, armazena-se energia da Natureza, visando sua adequação em termos de tempo e disponibilidade para atender aos diversos usos na sociedade. Conforme sua posição nesta seqüência de processos podem ser definidos alguns tipos de energia, como se apresenta a seguir e se esquematiza na Figura 1.7.

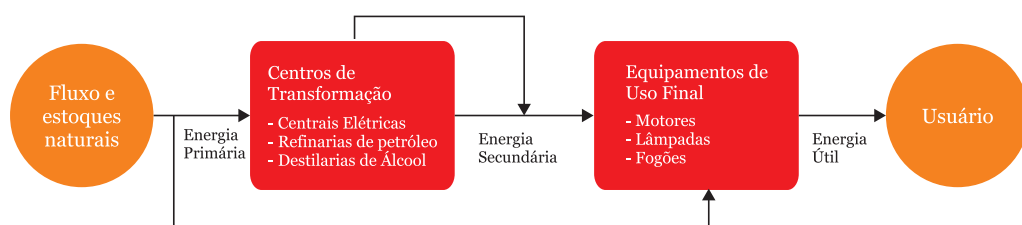


Figura 1.7 - Sistema energético

Energia Primária: energia fornecida pela Natureza, como a energia hidráulica, petróleo ou lenha, podendo ser usada diretamente ou convertida em outra forma energética antes de uso.

Energia Secundária: corresponde à energia resultante de processos de conversão, no âmbito do setor energético, visando aumentar sua densidade energética, facilitar o transporte e armazenamento e adequação ao uso, como a eletricidade, derivados de petróleo, álcool, carvão vegetal, etc. Eventualmente a energia secundária pode ser ainda convertida novamente em outras formas de energia secundária, como é o caso do óleo diesel utilizado em centrais elétricas.

Energia Útil: corresponde à forma energética efetivamente demandada pelo usuário, devendo ser algum fluxo energético simples, como calor de alta e baixa temperatura, iluminação, potência mecânica, etc. A relação entre a energia útil e a demanda correspondente de energia secundária depende da eficiência do equipamento de uso final, como uma lâmpada ou um motor.

No estudo dos sistemas energéticos e, particularmente, para o caso dos sistemas elétricos, são adotados alguns parâmetros que expressam o nível de utilização destes sistemas, devendo ainda se observar que é prática comum em sistemas elétricos referir-se à *demand*a enquanto potência, avaliada em kW e ao *consumo* enquanto requerimento energético e avaliada em kWh. Um indicador importante para consumidores de energia é o fator de carga, que correspon-

de à relação entre a potência média consumida e a potência máxima requerida. Tipicamente, consumidores residenciais e rurais apresentam fatores de carga inferiores a 10%, enquanto em indústrias de grande porte este fator é elevado, podendo estar acima de 90%. Uma conhecida expressão relaciona a energia consumida em base anual, E_{anual} , a demanda máxima de potência, P_{max} e o fator de carga, FC :

$$E_{\text{anual}} = 8760 \cdot FC \cdot P_{\text{max}} \quad (1.4)$$

Como a potência requerida por um consumidor qualquer sempre varia com o tempo, conforme se esquematiza na Figura 1.8a, é possível representar esta variação na forma de curva de duração ou monótona de carga, apresentada na Figura 1.8b, onde, no eixo do tempo, pode ser colocado o período de tempo considerado em horas ou como percentual do tempo total. Ambas curvas trazem informações similares, mas no segundo tipo de curva perde-se a informação acerca do momento em que ocorre determinada demanda.

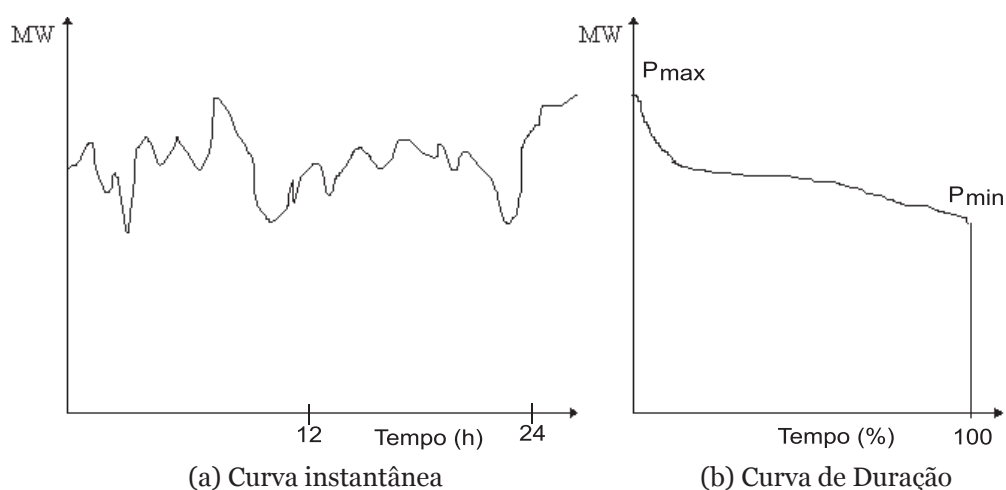


Figura 1.8 - Curvas de carga de consumo de energia

Em um sistema elétrico real, com muitos consumidores e geradores interligados, a operação mais econômica ocorre quando se colocam as centrais elétricas de melhor desempenho e portanto de menor consumo, gerando na base, isto é, durante a maior parte do tempo. Da mesma forma, por considerações de desempenho e flexibilidade ao acompanhar as variações de carga, existem as centrais de ponta. Sem que seja uma convenção muito rígida, admite que as plantas de geração que operem mais de 5.000 horas anuais são *centrais de base* (fatores de capacidade >57%), enquanto aquelas que gerem por menos de 2.000 horas são consideradas de *centrais de ponta* (fatores de capacidade <23%). As centrais que se situam neste intervalo são as *centrais intermediárias*.

Um aspecto marcante para a adequada concepção e operação dos sistemas energéticos refere-se aos conceitos dos *custos de capacidade* e aos *custos de energia*. Entende-se por custos de capacidade os custos de investimento, relacionados com a necessária amortização do capital aplicado no sistema energético. Frequentemente estes custos são apresentados como custos unitários, dados como US\$/kW de capacidade instalada e dependem fortemente da tecnologia do sistema, com os custos mais elevados naturalmente para os sistemas de maior eficiência. Por sua vez, os custos de energia correspondem aos custos incorridos para a geração de uma unidade de energia e incluem a amortização do investimento e os custos de operação e manutenção. É usual ainda, nos sistemas de geração de energia elétrica, separar-se os custos de operação e manutenção, em duas parcelas, uma correspondente ao combustível necessário para a geração e outra, relativa a todos os demais custos, como pessoal, manutenção, etc..

Outra aplicação deste raciocínio, agora para um consumidor de energia, é apresentada na Figura 1.9, onde a viabilidade da utilização de sistemas de iluminação mais eficientes e mais caros ocorre para maiores níveis de utilização, sendo equivocado portanto adotar sempre a opção de maior desempenho, sem que se considere seus custos e impactos operacionais.

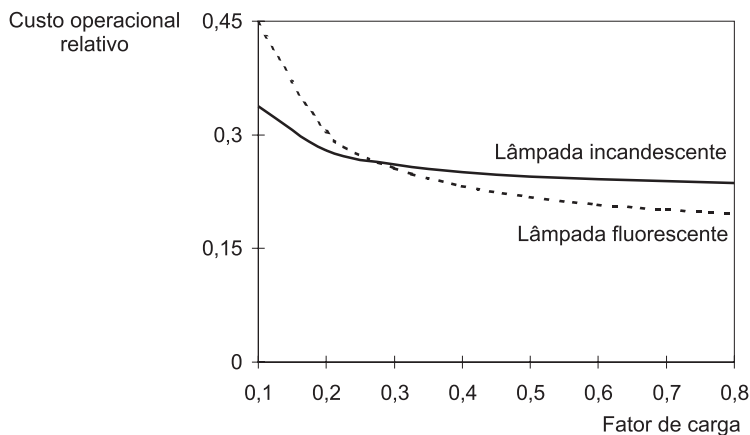


Figura 1.9 - Comparação dos custos operacionais de sistemas de iluminação

Como se pode ver, a energia, tão essencial e tão onipresente, tem várias faces e tantos nomes, sempre se conserva e sempre se degrada, devendo ser usada com responsabilidade e sabedoria, para o bem de todos.

Referências Bibliográficas

Boustead, I., Hancock, G.F.; **Handbook of Industrial Energy Analysis**, Ellis Horwood, Chichester, 1979

Culp, A.W., **Principles of Energy Conversion**, McGraw-Hill, New York, 1991

DeCicco, J., Kliesch, J., Thomas, M., **ACEEE'S Green Book - The environmental Guide to Cars & Trucks**, American Council for na Energy-Efficiency Economy, Washington, 2000

MME, **Balanco Energético Nacional**, Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, 2012

Smil, V., **General Energetics: energy in biosphere and civilization**, Wiley, New York, 1990

Tronconi, P., Valota, R., Agostinelli, M., Rampfi, F.; Nerosubianco- riflessione a colori sull'energia e società, Associazioni Ambiente e Lavoro, Milão, 1987, citado por Sevá, A.O., Medeiros, J.X., Mammana, G.P., Diniz, R.H., "Renovação e Sustentação da produção Energética", in **Desenvolvimento e Natureza: Estudos para uma sociedade sustentável**, Cavalcanti, C., Fundação Joaquim Nabuco/Editora Cortez, São Paulo, 1987

FATORES DE CONVERSÃO

Na análise de sistemas energéticos é usual o emprego de uma variedade de unidades para energia e potência, bem como é comum o emprego de sufixos multiplicadores, como se apresenta nas tabelas a seguir.

ENERGIA

Unidade	Símbolo	equivalência em joule
caloria	cal	4,187 J
quilowatt-hora	kWh	$3,6 \times 10^6$ J
tonelada equivalente de petróleo	tEP	$41,87 \times 10^9$ J
Terawatt-ano	TW-ano	$31,5 \times 10^{18}$ J
British Thermal Unit	Btu	$1,055 \times 10^3$ J
barril de petróleo equivalente (159 litros)	bbl	$6,212 \times 10^6$ J
metro cúbico de gás natural	m ³	$41,23 \times 10^3$ J

POTÊNCIA

Unidade	Símbolo	equivalência em watt
caloria por minuto	cal/min	$68,8 \times 10^{-3}$ W
quilocaloria por hora	kcal/h	1,163 W
cavalo-vapor (métrico)	CV	735,49 W
horse power (inglês)	HP	746 W
British Thermal Unit por hora	Btu/h	0,293 W

PREFIXOS

Prefixo	símbolo	valor
exa	E	$\times 10^{18}$
peta	P	$\times 10^{15}$
tera	T	$\times 10^{12}$
giga	G	$\times 10^9$
mega	M	$\times 10^6$
quilo	k	$\times 10^3$

Capítulo 2

ASPECTOS LEGAIS E INSTITUCIONAIS DOS PROGRAMAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO BRASIL

O Brasil possui várias instituições que lidam regularmente com o tema da eficiência energética, tais como o Ministério de Minas e Energia – MME; a ELETROBRÁS, responsável pela execução do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel); a PETROBRÁS, responsável pela execução do Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados de Petróleo e Gás Natural (Conpet); a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, responsável pela execução do Programa de Eficiência Energética das Concessionárias Distribuidoras de Energia Elétrica – PEE; as próprias concessionárias distribuidoras; o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – Inmetro, responsável pela execução do Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE; e algumas grandes empresas industriais, que possuem programas internos de conservação de energia. Há outras que lidam com o tema de forma transversal ou mesmo esporadicamente.

No passado pode-se destacar o Decreto nº 20.466, de 01/10/31, como um dos primeiros instrumentos legais relacionados à eficiência energética. O mesmo instituiu o primeiro horário de verão no Brasil, “no período de 11h de 03/11/31 até 24h de 31/03/32, em todo o Território Nacional”. Como outro instrumento legal tem-se o Decreto nº 41.019, de 26/02/57, que visava regulamentar os serviços de energia. O Art. 10, inciso I, destacava “Caberá ao Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE determinar ou propor a utilização mais racional e econômica das instalações”.

Atualmente, o Plano Nacional de Energia (PNE 2030) definiu para 2030 uma meta de economia de 10% no consumo final de energia elétrica, a ser alcançada mediante o incremento da eficiência dos sistemas energéticos, e evidenciou a necessidade de elaborar um plano específico para atender esse desafio. Com esse propósito, o Ministério de Minas e Energia vem elaborando o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf), que deverá nortear essas atividades e constituir um direcionamento fundamental para o desenvolvimento da eficiência energética no País.

Um dos instrumentos legais recentes no Brasil é a Lei nº. 10.295/2001 (Lei de Eficiência Energética) e o Decreto nº 4.059/2001, que regulamentou a referida Lei e criou o Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE), com a função, dentre outras, de elaborar um programa de metas com indicação da evolução dos níveis a serem alcançados para cada equipamento regulamentado. Outro instrumento importante é o Programa Brasileiro de Etiquetagem e o Selo PROCEL de Economia de Energia que responde atualmente pela maioria dos resultados obtidos pelo Procel.

Em muitos países da Europa como da América do Norte cada vez mais se têm lançado mão de uma política cada vez mais agressiva no estabelecimento de eficiências mínimas para os equipamentos. Nesses países, os índices mínimos de eficiência energética são mecanismos de políticas públicas que eliminam equipamentos ineficientes do mercado e estão dentre as opções que mais resultados efetivos vêm apresentando em relação aos ganhos de economia de energia e à transformação dos mercados de eficiência energética. Nos Estados Unidos da América do Norte, os padrões de eficiência energética para os equipamentos de uso residencial e comercial representam a maior fonte de economia de energia.

O estabelecimento desses MEPS (Minimum Energy Performance Standards) ou Padrões Mínimos de Desempenho Energético requer um processo de várias etapas inclusive na avaliação prospectivas de impactos. Um exemplo de uma política agressiva nessa questão foi quando o Congresso dos Estados Unidos, com o apoio do governo federal, aprovou uma nova Lei de Energia em 2007 estabelecendo novas e severas metas de eficiência energética que vigoraram a partir de 2012. Através dessa lei, numa primeira fase (2012-2014), as lâmpadas de uso geral devem ser aproximadamente 30% mais eficientes (mais lumens por watt) do que as lâmpadas convencionais fabricadas hoje e, numa segunda fase (a partir de 2020), as mesmas lâmpadas devem ser três vezes mais eficientes.

Uma consequência dessa lei foi o incentivo para que pesquisadores em diversos centros dos Estados Unidos produzissem lâmpadas incandescentes capazes de cumprir as normas que vigorarão a partir de 2012 demonstrando que medidas regulatórias em eficiência energética adotadas por ordem do governo pode se transformar também em ferramentas de estímulo à inovação.

Nesse capítulo são apresentados os principais programas nacionais e ações de fomento à eficiência energética no Brasil, destacando-se seus aspectos legais e institucionais além de suas atividades, estrutura e resultados disponíveis. Serão vistos os programas Procel, Conpet e de Etiquetagem de Equipamentos (PBE). É ainda apresentado o Programa de Eficiência Energética (PEE) regulado pela ANEEL e implementado pelas empresas distribuidoras de energia elétrica.

2.1. O Programa de Conservação de Energia Elétrica e o PBE

O Procel foi instituído em 30 de dezembro de 1985 pelos Ministérios de Minas e Energia e da Indústria e Comércio, sendo gerido por uma Secretaria Executiva subordinada à Eletrobrás e se constituindo no programa mais abrangente e de maior continuidade na área de uso eficiente de energia elétrica no País. Sua atuação, investimentos e mesmo eficácia, no entanto, sofreram flutuações significativas ao longo do período, mas ainda permanece como um apoio institucional importante para alguns programas como o Programa Brasileiro de Etiquetagem, projetos na área de saneamento, edifícios públicos e informação para o público em geral.

O Procel aplica, de forma voluntária, recursos da Eletrobrás enquanto existe a obrigação das concessionárias distribuidoras de energia elétrica realizar investimentos anuais em programas de eficiência de acordo com um percentual de sua receita anual líquida. Em 2007, o investimento total realizado pelo Procel foi de R\$ 53 milhões, e de R\$ 31,3 milhões em 2008, sendo que os recursos aplicados pelas empresas distribuidoras de eletricidade em projetos de eficiência energética foram de mais de R\$ 261 milhões durante o ano fiscal de 2006/2007. Em 2010 foram investidos R\$ 76,23 milhões sendo R\$ 13,91 milhões da Eletrobrás, R\$ 45,32 milhões provenientes da RGR e R\$ 17,00 milhões decorrentes de despesas com instalações prediais, recursos humanos e demais insumos para a gestão do Programa. Em 2011 foram investidos R\$ 95,56 milhões sendo R\$ 68,46 milhões da RGR e o restante da Eletrobrás.

Ao longo dos anos diversos sub-programas foram empreendidos pelo Procel, alguns com relevante sucesso, como o caso da etiquetagem e atribuição do Selo Procel a equipamentos elétricos e coletores solares, com destaque para refrigeradores, e o programa RELUZ, voltado para a iluminação pública. Depois de vários anos contando com o apoio de recursos internacionais do Fundo Global para o Meio Ambiente (Global Environmental Facility, GEF), gerenciados pelo Banco Mundial, o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente e o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, a partir de 2007 o financiamento do Procel passou a contar de forma significativa dos recursos do fundo RGR (Reserva Global de Reversão), conforme pode ser observado na Tabela 2.1, além dos recursos da própria Eletrobrás.

Tabela 2.1 Investimentos anuais no Procel (1986-2008) (R\$ milhões)

	1986/ 2003	2004	2005	2006	2007	2008
Investimentos Eletrobrás/Procel	252,01	27,18	37,17	29,24	13,62	5,5
Investimentos RGR	412,00	54,00	44,60	77,80	39,16	25,8
Investimentos do Projeto de Eficiência Energética para o Brasil (a)	2,09	12,97	16,23	6,20	0	0
Investimentos Totais Realizados	666,08	94,15	98,02	113,24	52,78	31,30

Fonte: (Eletrobrás/Procel,2008; Eletrobrás/Procel, 2009)

(a) Refere-se ao investimento de US\$ 11,9 milhões do GEF e a contrapartida da Eletrobrás

Observando a atual relação de subprogramas do Procel, relacionados a seguir, é possível distinguir três grandes categorias de subprogramas: informação/educação, tecnológicos e apoio direto a setores específicos:

- Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética – **Procel Info**
- Eficiência Energética em Edificações – **Procel Edifica**
- Eficiência Energética em Equipamentos – **Procel Selo**
- Eficiência Energética Industrial – **Procel Indústria**
- Eficiência Energética no Saneamento Ambiental – **Procel Sanear**
- Eficiência Energética nos Prédios Públicos – **Procel EPP**
- Eficiência Energética Municipal – **Procel GEM**
- Informação e Cidadania – **Procel Educação**
- Eficiência Energética na Iluminação Pública e Sinalização Semafórica – **Procel Reluz**

Segundo o Procel estima-se que no ano de 2010 foram economizados aproximadamente 6,16 bilhões de kWh decorrentes das ações implementadas equivalente a 1,47% do consumo total de energia elétrica no Brasil no período. Em 2011 estima-se uma economia de energia de 6,696 bilhões de kWh, o que correspondeu a 1,56 % de todo consumo nacional de eletricidade naquele ano ou a energia fornecida, em um ano, por uma usina hidrelétrica com capacidade de 1.606 MW, evitando ainda que 196 mil tCO₂ equivalentes fossem emitidos na atmosfera. Estima-se ainda que o Procel foi responsável, em 2011, por uma redução de demanda na ponta de 2.619 MW.

Os resultados energéticos globais alcançados pelo Programa se devem principalmente ao Selo Procel Eletrobras, indicando o foco que tem sido dado ao consumidor final, por meio da orientação e do estímulo à aquisição de equipamentos mais eficientes. Esse resultado imputado ao Selo Procel Eletrobras incorpora a contribuição indissociável da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia – ENCE, concedida pelo Inmetro. Ao longo dos anos, o Selo vem contribuindo para um aumento dos índices de eficiência energética de diversos equipamentos, e consequentemente, para uma redução significativa do consumo de energia elétrica no país.

O Selo Procel foi instituído em 1993 e anualmente é conferido aos equipamentos que possuem os melhores índices de eficiência energética de cada categoria de equipamento, de acordo com os resultados dos ensaios de avaliação da etiqueta do Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE. A economia de energia e de capacidade decorrentes do Selo Procel nos principais produtos que recebem essa distinção (geladeiras e congeladores, lâmpadas fluorescentes compactas e reatores eletrônicos, coletores solares e tanques de armazenamento, motores elétricos trifásicos, aparelhos de ar condicionado (de parede e split) e ventiladores de teto) tem sido objeto de discussão e aperfeiçoamento.

A Figura 2.1 apresenta, por exemplo, a evolução do consumo médio de energia elétrica de refrigeradores. Pode ser observado que, em 11 anos, houve uma redução de mais de 25% no consumo dos equipamentos integrantes do Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE, decorrente do desenvolvimento tecnológico estimulado pelo Selo Procel

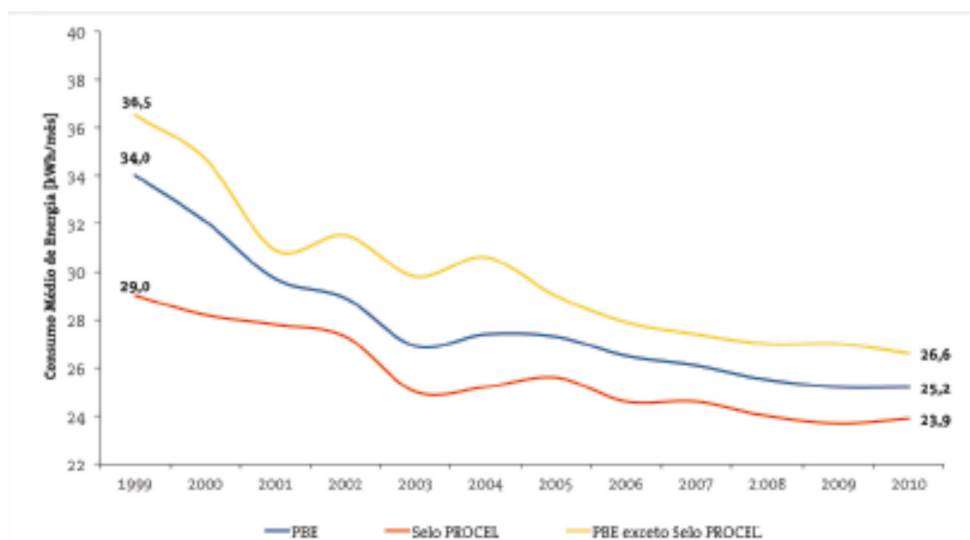


Figura 2.1 Evolução do consumo médio de energia elétrica de refrigeradores

A Figura 2.2 apresenta a evolução do consumo médio de energia elétrica de condicionadores de ar do tipo janela de 7.500 BTU/h, integrante do PBE. Pode ser observado que, em 13 anos, houve uma redução de mais de 31 % no consumo desses equipamentos, decorrente do desenvolvimento tecnológico estimulado pelo Selo Procel Eletrobras.

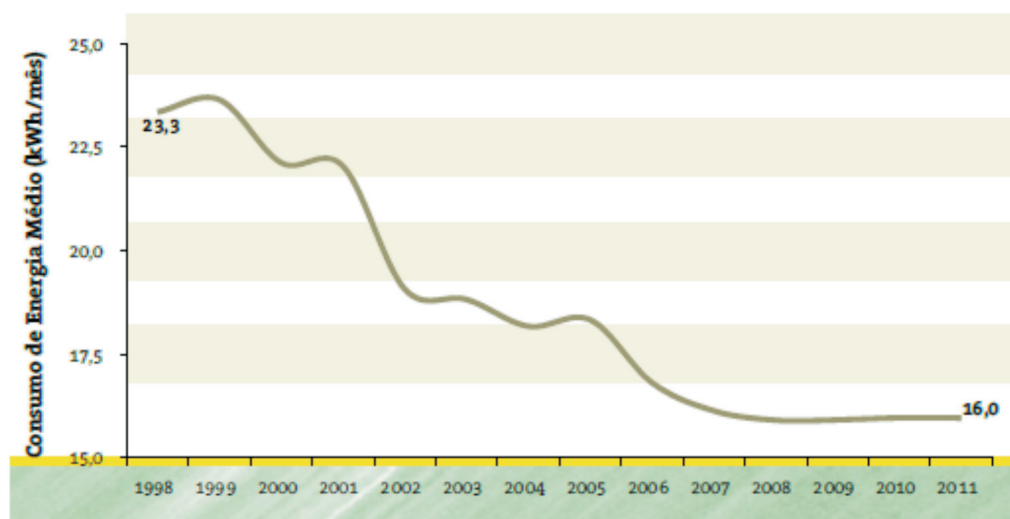


Figura 2.2 Evolução do consumo médio de energia elétrica de condicionadores de ar de 7.500 BTU/h

Cabe também ressaltar que o resultado obtido em economia de energia com a realização das ações da Eletrobras Procel, em 2011, é 8,6 % superior ao resultado de 2010. Isso pode ser explicado pela melhoria na eficiência energética de equipamentos com Selo Procel Eletrobras, bem como pelo aumento nas vendas de equipamentos com Selo, especialmente os sistemas de aquecimento solar de água, refrigeradores e ventiladores de teto. Além disso, houve a inclusão de mais duas categorias de equipamentos contemplados com o Selo Procel Eletrobras, ampliando o leque de opções de equipamentos eficientes. Na vertente educacional, a Eletrobras Procel capacitou nos últimos anos mais de 40 laboratórios, contemplando universidades de todo o país e consolidando uma rede de ensino e pesquisa em eficiência energética. Estima-se que desde 1995, o Procel Educação beneficiou mais de 24 milhões de alunos da educação básica. Cabe ainda mencionar a exposição da Eletrobras Procel na mídia, onde foram veiculadas 132 notícias, com uma média de 2,5 menções por semana.

O PBE é um programa de etiquetagem de desempenho coordenado pelo Inmetro. Em 1984, o Inmetro iniciou com a sociedade a discussão sobre a criação de programas de avaliação da conformidade com foco no desempenho, com a finalidade de contribuir para a racionalização do uso da energia no Brasil através da prestação de informações sobre eficiência energética dos equipamentos disponíveis no mercado nacional. Fazem parte do PBE programas de Avaliação da Conformidade que utilizam a Etiqueta Nacional de Conservação da Energia para prestar informações sobre o desempenho dos produtos no que diz respeito à sua eficiência energética. Seus objetivos são:

- Prover informações úteis que influenciem a decisão de compra dos consumidores, que podem levar em consideração outros atributos, além do preço, no momento da aquisição dos produtos.
- Estimular a competitividade da indústria, através da indução do processo de melhoria contínua promovida pela escolha consciente dos consumidores.

O PBE incentiva a inovação e a evolução tecnológica dos produtos e funciona como instrumento para redução do consumo de energia, estando alinhado, dessa forma, com as metas do Plano Nacional de Energia (PNE2030) e ao Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf). O programa também contribui para o efetivo cumprimento da Lei 10.295, de 17 de outubro de 2001, conhecida como a Lei de Eficiência Energética, que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e do Decreto 4059 de 19 de dezembro de 2001 – Regulamenta a Lei no 10.295.

Com este embasamento, o PBE passou a fazer exigências relacionadas ao desempenho dos produtos no campo compulsório baseando-se no estabelecimento de níveis mínimos de eficiência energética pelo Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE), um fórum interministerial criado pela Lei de Eficiência Energética. Atualmente, o PBE é composto por 38 Programas de Avaliação da Conformidade em diferentes fases de implementação, que contemplam desde a etiquetagem de produtos da linha branca, como fogões, refrigeradores e condicionadores de ar, até demandas mais recentes na área de recursos renováveis (aquecimento solar e fotovoltaicos) e outras mais complexas e com grande potencial de economia de energia para o país, como as edificações e os veículos.

2.2. O Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural - CONPET

O Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural - Conpet foi criado em 18 de julho de 1991 por decreto presidencial, sendo assim posterior ao Procel. O Conpet é um programa do Ministério de Minas e Energia, coordenado e executado pela Petrobras. A Gerência Executiva de Desenvolvimento Energético/Suporte ao Conpet é o setor da Petrobras que exerce a função de Secretaria Executiva do Conpet, sendo responsável por elaborar projetos, operacionalizar as estratégias, promover a articulação institucional e divulgar as ações do programa. Essa gerência, no passado recente, era ligada à Diretoria de Gás e Energia e atualmente está relacionada à Diretoria Corporativa e de Serviços da Petrobras. Essa diretoria é responsável pelas áreas de Organização, Gestão e Governança (OGG); Recursos Humanos (RH); Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde (SMES) e Serviços Compartilhados. Seu principal objetivo é incentivar o uso eficiente destas fontes de energia não renováveis no transporte, nas residências, no comércio, na indústria e na agropecuária, estabelecendo convênios de cooperação técnica e parcerias com órgãos governamentais, não-governamentais, representantes de entidades ligadas ao tema e, também, organiza e promove projetos. O Conpet possui os seguintes subprogramas:

- Selo Conpet
- Educação - Conpet na Escola
- Transporte de cargas e passageiros – Projeto Ônibus a Gás, Economizar e TransportAR
- Prêmio Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, nas categorias: imprensa, indústria e transporte rodoviário

O Selo Conpet de Eficiência Energética foi implantado a partir de 2005 e tem o objetivo de premiar os equipamentos consumidores de derivados de petróleo e de gás natural que obtiverem os menores índices de consumo de combustível a cada ano. De forma similar ao Selo Procel, utiliza os resultados dos ensaios efetuados no âmbito do Programa Brasileiro de Etiquetagem.

O Conpet na Escola é um subprograma de abrangência nacional com o objetivo de levar materiais e informação sobre uso eficiente de energia para os professores. A Figura seguinte mostra o número de atividades (oficinas), número de estados e municípios onde tem atuado e professores que participaram do programa de 2005 a 2009.

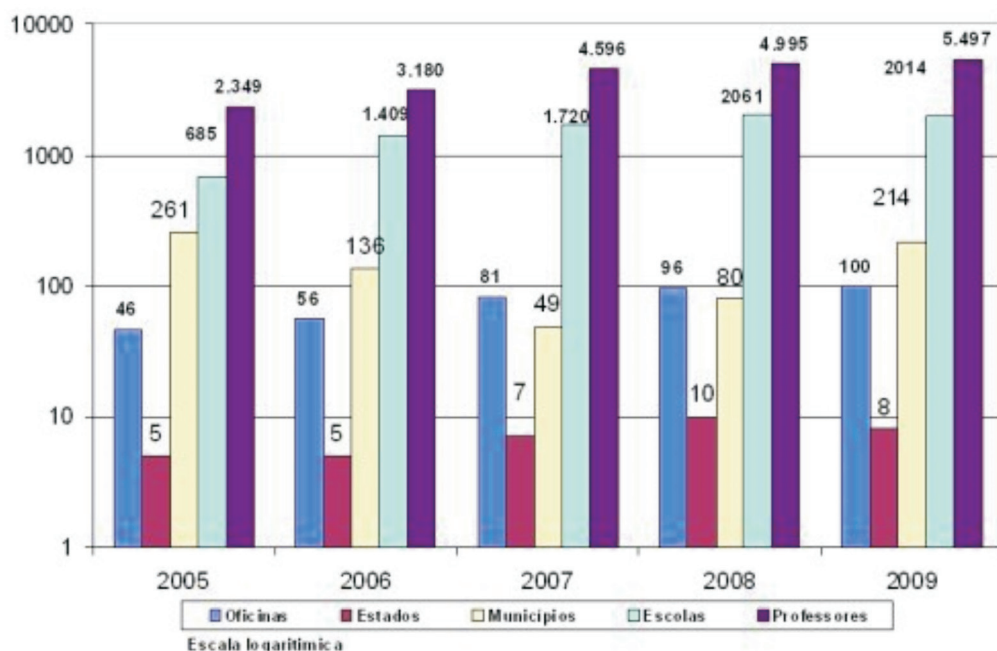


Figura 2.3 Evolução do Subprograma Conpet na Escola

O Projeto TransportAR tem o objetivo de auxiliar os transportadores de combustíveis a reduzir a emissão de fumaça preta, economizar óleo diesel e manter os caminhões-tanque sempre em boas condições. O público-alvo são os transportadores de combustíveis que utilizam o terminal de abastecimento das refinarias. Segundo dados disponíveis na página do Conpet, os resultados desse programa são os indicados na Tabela seguinte.

Tabela 2.2 Resultados do Subprograma TransportAR (2003-2008)

Números do Projeto Transportar	
Tempo de operação	5 anos
Avaliações	7.189
Empresas Participantes	400
Avaliações dentro dos padrões de opacidade	4.885
Avaliações fora dos padrões de opacidade	2.303
Diesel economizado (l/ano) estimado	17.000.000
CO ₂ não estimado (t/ano)	45.500
Particulados não emitidos (t/ano)	1020

O Subprograma Economizar, criado em 1996, oferece gratuitamente apoio técnico ao setor de transporte rodoviário – cargas e passageiros, visando racionalizar o consumo de óleo diesel e promover a melhoria da qualidade do ar, reduzindo a emissão de fumaça preta de ônibus e caminhões. É também um subprograma de abrangência nacional, que conta com a participação de empresas privadas e agências públicas através de Convênio de Cooperação Técnica entre a Petrobras (intermediado pelo Conpet), o Ministério de Minas e Energia, o Ministério dos Transportes e a Confederação Nacional do Transporte (CNT), por meio do Instituto de Desenvolvimento, Assistência Técnica e Qualidade em Transporte (IDT). Os resultados disponíveis estão apresentados na Tabela seguinte.

Tabela 2.3 Resultados do Subprograma Economizar (1996-2005)

Nota: dados consolidados até o ano de 2005	
Estados da Federação	21
Entidades (15 de passageiros, 13 de cargas e 5 mistas)	33
Unidades móveis	48
Empresas participantes	1.750
Frota	98.000
Avaliações realizadas	120.000
Combustível total economizado (l/ano)	252.000.000
CO ₂ não-emitido para a atmosfera (t/ano)	700.000
Particulados não-emitidos para a atmosfera (t/ano)	19.000

2.3. A ANEEL e o Programa de Eficiência Energética

Instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, a ANEEL é autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Dentre as competências da ANEEL (Decreto nº 2.335/97), destacamos aquela afeita diretamente à eficiência energética: (iii) incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica. Assim, a ANEEL editou, em 24 de julho de 1998, a Resolução nº 242, prevendo a obrigação de

investimento anual pelas concessionárias de serviço público, em ações envolvendo eficiência energética, de, no mínimo, 1% da receita operacional apurada no ano anterior. Nessa linha, a ANEEL, através da Resolução nº 318, de 06 de outubro de 1998, previu a aplicação de multa aos concessionários que não apresentarem, nos prazos previstos e segundo as diretrizes dessa Agência, os programas anuais de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica, bem como os relativos à pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Através da Resolução nº 261, de 03 de setembro de 1999, a ANEEL regulamentou a obrigatoriedade de aplicação de recursos das concessionárias de distribuição de energia elétrica em ações de combate ao desperdício de energia elétrica e pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico para o biênio 1999/2000, estabelecendo limites para ações relacionadas aos setores residencial, industrial, prédios públicos, assim como para projetos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico.

Desde o primeiro ciclo (1998/1999) do Programa de Eficiência Energética - PEE o processo de sua elaboração e condução vem sofrendo mudanças significativas. No início, nem as empresas e nem mesmo o órgão regulador tinha a exata noção da forma de conduzir tais projetos e, decorridos todos esses anos, várias foram às mudanças sofridas, traduzidas pelos seguintes documentos:

- a. Contrato de Concessão da distribuidora;
- b. Resolução nº 242, de 24/07/1998;
- c. Resolução nº 261, de 03/09/1999;
- d. Resolução nº 271, de 19/07/2000;
- e. Lei nº 9.991, de 24/07/2000;
- f. Resolução nº 153, de 18/04/2001;
- g. Resolução nº 186, de 23/05/2001;
- h. Resolução nº 394, de 17/09/2001;
- i. Resolução nº 492, de 03/09/2002;
- j. Resolução nº 185, de 21/05/2001 (cálculo da ROL);
- k. Lei nº 10.848, de 15/03/2004;
- l. Resolução nº 176, de 28/11/2005 e Manual de PEE (ciclo 2005/2006);
- m. Lei nº 11.465, de 28/03/2007;
- n. Resolução nº 300, de 12/02/2008 e Manual de PEE – 2008;
- o. Lei nº 12.212, de 20/01/2010.

É importante destacar que nesse período de existência do PEE, um importante avanço foi a criação, pela ANEEL, de uma superintendência denominada Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE, apenas para tratar da regulamentação e acompanhamento dos Programas de Eficiência Energética juntamente com os programas de P&D.

Em 2000 a crise de abastecimento de energia elétrica experimentada no País, levou à implantação de ações que promovessem a racionalização do consumo de energia elétrica de maneira rápida e emergencial, procurando assim, evitar (ou mitigar) seu racionamento. Com isso, as Resoluções Aneel nº 153, de 18/4/2001 e nº 186, de 23/5/2001, alteraram os critérios de aplicação dos recursos em ações de combate ao desperdício de energia elétrica para o ciclo 2000/2001, previamente estabelecidos na Resolução 271/00. Assim sendo, as concessionárias, deveriam aplicar recursos, no mínimo de 0,25% da ROL em projetos de doação de lâmpadas fluorescentes compactas a consumidores de baixo poder aquisitivo e, no mínimo de 0,5%, deveria ser aplicada em projetos de eficientização da iluminação pública. É importante destacar que os projetos que já se encontravam aprovados pela ANEEL e que tinham contratos de fornecimento de materiais e/ou serviços comprovadamente firmados, poderiam ser concluídos.

Outra regulamentação mais recente é aquela que trata dos investimentos destinados a projetos em comunidades de baixo poder aquisitivo, as chamadas baixa renda. A atual resolução nº 300, de 12/02/2008 destaca que as “concessionárias ou permissionárias deverão aplicar no mínimo 50% da obrigação legal de investimento em programas de eficiência energética em projetos voltados a comunidades de baixa poder aquisitivo”.

Outros destaques foram a eliminação dos regimes de ciclos, ou seja, a qualquer momento o projeto pode ser enviado, a necessidade de qualquer projeto apresentar uma metodologia de medição e verificação de resultados (M&V) e que os projetos cujo beneficiário desenvolva atividades com fins lucrativos devem ser feitos mediante Contrato de Desempenho. Uma forma de se criar um “fundo” para projetos de eficiência energética e para a sua gestão consta no Manual MPEE – 2008, reproduzido a seguir:

“...após dois anos da publicação deste manual, para as concessionárias/permissionárias com mercado de energia elétrica superior a 1.000 GWh/ano, o custo do plano de gestão deverá ser bancado, integralmente, com recursos provenientes de contratos de desempenho. O recurso fica limitado ao menor valor entre R\$ 250.000,00 por ano e 20% das receitas provenientes de contrato de desempenho. Os valores aqui referidos podem ser cumulativos para realização de planos de gestão em períodos posteriores”.

O valor a ser aplicado no PEE pelas concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica vem sofrendo seguidas alterações como decorrência da aplicação das Leis nº 9.991, de 24/07/2000 e nº 11.465, de 28/03/2007. Assim, até o ano de 2010 estava previsto a aplicação em Programas de Eficiência Energética o valor de 0,50% da receita operacional líquida (ROL) das distribuidoras de energia elétrica. Após esse período o valor deveria retornar ao percentual de 0,25% da ROL.

Em 20 de janeiro de 2010 foi sancionada e publicada a Lei no 12.212 alterando novamente os percentuais destinados ao PEE pelas empresas distribuidoras de energia elétrica. Assim, até 31 de dezembro de 2015, os percentuais mínimos serão de 0,50% (cinquenta centésimos por cento), tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. No entanto, as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão aplicar, no mínimo, 60% (sessenta por cento) dos recursos dos seus programas de eficiência para unidades consumidoras beneficiadas pela Tarifa Social. A Tarifa Social de Energia Elétrica, criada pela Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, para os consumidores enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda, caracterizada por descontos incidentes sobre a tarifa aplicável à classe residencial das distribuidoras de energia elétrica, será calculada de modo cumulativo, conforme indicado a seguir:

I - para a parcela do consumo de energia elétrica inferior ou igual a 30 (trinta) kWh/mês, o desconto será de 65% (sessenta e cinco por cento);

II - para a parcela do consumo compreendida entre 31 (trinta e um) kWh/mês e 100 (cem) kWh/mês, o desconto será de 40% (quarenta por cento);

III - para a parcela do consumo compreendida entre 101 (cento e um) kWh/mês e 220 (duzentos e vinte) kWh/mês, o desconto será de 10% (dez por cento);

IV - para a parcela do consumo superior a 220 (duzentos e vinte) kWh/mês, não haverá desconto.

Segundo a legislação, essa Tarifa Social de Energia Elétrica é aplicada para as unidades consumidoras classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda, desde que atendam a pelo menos uma das seguintes condições:

I - seus moradores deverão pertencer a uma família inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal - CadÚnico, com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário mínimo nacional; ou

II - tenham entre seus moradores quem receba o benefício de prestação continuada da assistência social, nos termos dos arts. 20 e 21 da Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993.

§ 10 Excepcionalmente, será também beneficiada com a Tarifa Social de Energia Elétrica a unidade consumidora habitada por família inscrita no CadÚnico e com renda mensal de até 3 (três) salários mínimos, que tenha entre seus membros portador de doença ou patologia cujo tratamento ou procedimento médico pertinente requeira o uso continuado de aparelhos, equipamentos ou instrumentos que, para o seu funcionamento, demandem consumo de energia elétrica, nos termos do regulamento.

§ 20 A Tarifa Social de Energia Elétrica será aplicada somente a uma única unidade consumidora por família de baixa renda.

§ 30 Será disponibilizado ao responsável pela unidade familiar o respectivo Número de Identificação Social - NIS, acompanhado da relação dos NIS dos demais familiares.

§ 40 As famílias indígenas e quilombolas inscritas no CadÚnico que atendam ao disposto nos incisos I ou II deste artigo terão direito a desconto de 100% (cem por cento) até o limite de consumo de 50 (cinquenta) kWh/mês, a ser custeado pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, criada pelo art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, conforme regulamento.

Segundo a Superintendência de Pesquisa e Eficiência Energética - SPE, até a data de 23 de abril de 2012, foram cadastrados na ANEEL 951 projetos de eficiência energética no âmbito do PEE (após a resolução 300/2008) com uma previsão inicial de investimento de R\$ 2.505.677.050,47 para todas as modalidades (baixa renda, industrial, serviços públicos, etc). A energia economizada prevista é de 2.511.423,00 MWh/ano e para a demanda retirada da ponta prevê-se o valor de 789.399,06 kW. Se tais valores forem confirmados após a implementação dos projetos tem-se para o custo da energia conservada o valor de R\$/MWh 199,54 (considerando valores correntes e uma duração média de 5 anos das ações de eficiência) e para a demanda o valor de R\$/kW 3.174,15. Considerando valores correntes e uma duração média de 7,5 anos das ações de eficiência, o custo da energia conservada reduz para o valor aproximado de R\$/MWh 133,00. Nas tabelas seguintes têm-se informações relativas aos projetos do PEE, destacando a quantidade de 3.219 projetos aprovados a um custo total aproximado de R\$ 1.936 milhões, proporcionando um custo médio aproximado, por projeto, de R\$ 601.429,00.

Tabela 2.4 Dados do Programa PEE (1998-2007)

Ciclo	ROL (%)	Quantidade de Projetos Aprovados	Investimento (em R\$ milhões)
1998/1999	1	251	196
1999/2000	0,75	364	230
2000/2001	0,5	199	152
2001/2002	0,5	194	142
2002/2003	0,5	402	154
2003/2004	0,5	568	313
2004/2005	0,5	598	175
2005/2006	0,50/0,25	364	311
2006/2007	0,25	279	263
Total	-	3.219	1.936

Tabela 2.5 Dados do Programa PEE (1998-2007)

Ciclo	Quantidade de Distribuidoras	Demanda Retirada de Ponta (MW)	Economia de Energia (GWh/ano)
1998/1999	17	250	755
1999/2000	42	370	1.020
2000/2001	64	251	894
2001/2002	64	85	348
2002/2003	64	54	222
2003/2004	64	110	489
2004/2005	64	275	925
2005/2006	63	158	569
2006/2007	62	141	377
Total	-	1.694	5.599

Considerando ainda a resolução Aneel 300/2008 e um total de 926 projetos cadastrados até março de 2012, têm-se as seguintes tipologias e valores apresentados na Tabela seguinte.

Tabela 2.6 Dados dos Projetos sob a Resolução 300/2008

Tipologia	Projetos	Empresas	Demanda Retirada de Ponta (MW)	Economia de Energia (GWh/ano)	Investimento	
					R\$ Milhões	% s/ Total
Aquecim. Solar	27	-	17,83	24,87	91,87	3,7%
Baixa Renda	236	-	579,15	1.669,38	1.529,30	61,0%
Cogeração	5	-	8,75	70,23	65,23	2,6
Comércio e Serviços	119	-	7,22	22,37	35,46	1,4%
Educacional	36	-	1,51	5,30	73,31	2,9%
Gestão Energética	11	-	0,00	0,00	6,73	0,3%
Industrial	20	-	2,43	56,72	66,55	2,7%
Pela Oferta	1	-	0,32	0,48	5,56	0,2%
Poder Público	274	-	63,50	297,44	369,86	14,8%
Piloto	10	-	9,36	38,32	34,08	1,4%
Residencial	26	-	60,02	183,10	87,75	3,5%
Rural	55	-	14,21	29,41	19,96	0,8%
Serviços Públicos	106	-	25,10	113,80	120,01	4,8%
Projetos Cadastrados	926	78	789,40	2.511,42	2.505,68	100%

2.4. A Lei nº 9.991

A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica. Naquele momento da publicação da lei, as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficaram obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, setenta e cinco centésimos por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, vinte e cinco centésimos por cento em programas de eficiência energética no uso final.

Até 31 de dezembro de 2005, estes percentuais mínimos definidos no parágrafo anterior foram de cinquenta centésimos por cento, tanto para pesquisa e desenvolvimento, como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Tais recursos serão deduzidos daquele destinado aos programas de conservação e combate ao desperdício de energia, bem como de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, estabelecidos nos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica celebrados até a data de publicação desta Lei.

As concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica e as de serviços públicos de transmissão, também ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, observando as condições estabelecidas na Lei. A ANEEL estabelecerá regulamentos para aplicação de parte destes recursos inclusive para aqueles destinados a eficiência energética. A Lei prevê a constituição, no âmbito do Ministério da Ciência e Tecnologia, que lhe prestará apoio técnico, administrativo e financeiro, Comitê Gestor com a finalidade de definir diretrizes gerais e plano anual de investimentos, acompanhar a implementação das ações e avaliar anualmente os resultados alcançados na aplicação de parte dos recursos de que a Lei.

O Comitê Gestor é composto pelos seguintes membros:

I – três representantes do Ministério da Ciência e Tecnologia, sendo um da Administração Central, que o presidirá, um do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq e um da Financiadora de Estudos e Projetos – Finep;

II – um representante do Ministério de Minas e Energia;

III – um representante da ANEEL;

IV – dois representantes da comunidade científica e tecnológica;

V – dois representantes do setor produtivo.

Posteriormente, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, provocou novas alterações na distribuição dos recursos relativo aos 1% que as empresas de energia elétrica devem aplicar em programas de conservação de energia e P&D no setor elétrico. A seguir têm-se os artigos que alteraram a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000. Art. 12. Os arts. 4º e 5º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, passam a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 4º

I – 40% (quarenta por cento) para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e

Tecnológico – FNDCT, criado pelo Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, e restabelecido pela Lei nº 8.172, de 18 de janeiro de 1991;

II – 40% (quarenta por cento) para projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

III – 20% (vinte por cento) para o MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem

como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

.....”.

“Art. 5º

.....

II - no mínimo 30% (trinta por cento) dos recursos referidos nos incisos I, II e III do art. 4º desta Lei serão destinados a projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, incluindo as respectivas áreas das Superintendências Regionais;

.....”.

A Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007, provocou novas alterações na distribuição desses recursos, conforme descrito a seguir.

Art. 1º Os incisos I e III do caput do art. 1º da Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 1º

I – até 31 de dezembro de 2010, os percentuais mínimos definidos no caput deste artigo serão de 0,50% (cinquenta centésimos por cento), tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia;

.....

III – a partir de 10 de janeiro de 2011, para as concessionárias e permissionárias cuja energia vendida seja inferior a 1.000 (mil) GWh por ano, o percentual mínimo a ser aplicado em programas de eficiência energética no uso final poderá ser ampliado de 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) para até 0,50% (cinquenta centésimos por cento);

.....” (NR)

Art. 2º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Como mencionado anteriormente, em 20 de janeiro de 2010 foi sancionada e publicada a Lei nº 12.212 alterando novamente os prazos de vigência e os percentuais destinados ao PEE pelas empresas distribuidoras de energia elétrica. Assim, até 31 de dezembro de 2015, os percentuais mínimos serão de 0,50% (cinquenta centésimos por cento), tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia.

2.5. A Lei de Eficiência Energética

Um marco importante para a eficiência energética no Brasil ocorreu com a sanção da Lei 10.295/2001, que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia. A lei prevê, em seu artigo 2º que o poder executivo estabelecerá “níveis máximos de consumo específico de energia, ou mínimos de eficiência energética, de máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados e comercializados no país”. O Decreto 4.059/2001 instituiu o Comitê Gestor de Indicadores e de Níveis de Eficiência Energética – CGIEE, que possui dentre suas atribuições a elaboração das regulamentações específicas para cada tipo de aparelho consumidor de energia e o estabelecimento do Programa de Metas com indicação da evolução dos níveis a serem alcançados por cada equipamento regulamentado.

O CGIEE iniciou seus trabalhos em julho de 2002 e obteve resultados concretos que se traduzirão em economia de energia significativa para o país ao longo do tempo. Inicialmente foram desenvolvidos os seguintes produtos principais:

- a. Plano de Trabalho para implementação da Lei.
- b. Regulamentação específica de motores.
- c. Decreto Presidencial nº 4.508 de 11 de dezembro de 2002 que dispõe sobre a regulamentação específica que define os níveis mínimos de eficiência energética de motores elétricos trifásicos de indução.

O primeiro equipamento selecionado pelo CGIEE para ser objeto da regulamentação específica foi o motor elétrico trifásico, em função do significativo consumo de energia – estimado em cerca de 30% do consumo total do país e 50% do consumo do setor industrial. Da mesma forma, o estabelecimento de regulamentação específica para lâmpadas fluorescentes compactas propiciará a melhoria da qualidade geral dos produtos disponíveis, com a retirada do mercado de produtos de baixa qualidade. A consolidação da implementação da Lei Nacional de Eficiência Energética produzirá, como consequência, os seguintes fatos:

- a. Retirar do mercado, no médio e longo prazo, os equipamentos menos eficientes energeticamente.
- b. Obter economia de energia ao longo do tempo.
- c. Promover o desenvolvimento tecnológico, através da fabricação de equipamentos energeticamente mais eficientes.
- d. Promover o aumento da competitividade industrial do país.
- e. Reduzir os gastos dos consumidores.

- f. Contribuir para a redução dos impactos sócio-ambientais através do uso de equipamentos que consomem menos energia.

É importante citar que em paralelo a aplicação da Lei de Eficiência Energética, de natureza compulsória, tem-se o suporte do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) estabelecendo padrões e /ou etiquetas de eficiência energética dos equipamentos, de forma voluntária. O Brasil começou a implementar o PBE com o apoio da Eletrobrás/Procel e do INMETRO, a partir de 1985. Entre os vários equipamentos já etiquetados podem ser destacados motores elétricos trifásicos, refrigeradores e congeladores (freezers), condicionadores de ar, coletores solares, lâmpadas fluorescentes compactas, reatores eletromagnéticos, fogões e fornos a gás.

2.6. A Empresa de Pesquisa Energética

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE, instituída através da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras. Entre suas competências cabe à EPE realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira e a elaboração e publicação do Balanço Energético Nacional (BEN).

Particularmente em relação a eficiência energética, a EPE tem por finalidade “promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética” e “promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim”.

2.7. A Reserva Global de Reversão

Os recursos da Reserva Global de Reversão, administrados pela ELETROBRÁS, têm destinação legalmente estabelecida para também serem alocados à eficiência energética. A RGR apresenta um histórico rico de alterações ao longo de sua existência. O Decreto nº 41.019/1957 instituiu a então denominada Reserva de Reversão determinando aos concessionários o depósito na conta do fundo de uma Quota Anual estabelecida pela lei de 3% sobre os investimentos realizados no ano referência. Em 1971, a Lei nº 5.655 cria a Reserva Global de Reversão - RGR determinando aos concessionários o depósito na conta do novo

fundo Global, administrado pela Eletrobrás, da mesma Quota Anual de 3%, mas passam a ser depositadas em parcelas mensais.

Ela também prevê a utilização da RGR para financiar (concessão de empréstimos) a expansão dos serviços de energia elétrica. Essa sutil alteração, ou seja, “financiar a expansão dos serviços de energia elétrica” respaldou e continua respaldando as alterações na sua utilização. Assim, em 1993, através da Lei nº 8.631 foi ampliada a finalidade da RGR para financiar também o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e a Eletrificação Rural (Luz no Campo).

Em 1996, a Lei nº 9.427 inclui uma taxa de fiscalização cobrada pela ANEEL pelo serviço de fiscalização da RGR; reserva 50% dos recursos da RGR para aplicação nos sistemas elétricos das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste; amplia para Estados, Municípios e outros agentes do Setor Elétrico a possibilidade de utilização da RGR e estabelece prazo para a extinção da cobrança da RGR.

Em 2002, a Lei nº 10.438 destina recursos da RGR para utilização no programa de Universalização (Luz P/ Todos) e também para desenvolvimento de projetos com fontes alternativas (Eólica, Solar e Biomassa) bem como Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) além de usinas termelétricas e termonucleares de geração de energia e prorroga o prazo para extinção das quotas da RGR para o fim de 2010. Em 2003, a Lei nº 10.762, permite a utilização da RGR na forma de subvenção econômica na implantação do programa de universalização. Em 2004, a Lei nº 10.848, destina recursos da RGR para utilização no programa de Universalização e para desenvolvimento de projetos com fontes alternativas (Eólica, Solar e Biomassa) bem como Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) além de usinas termelétricas e termonucleares de geração de energia.

A arrecadação anual média da RGR nos últimos anos encontra-se na faixa de 1 bilhão de Reais. A RGR é um importante encargo que vem financiando a expansão do setor elétrico desde a década de 70 quando passou a ser gerido pela Eletrobrás. Nota-se que muito pouco dos recursos arrecadados serviram à sua finalidade que inicialmente motivou a sua criação, ou seja, financiar a estatização (ou a devolução da concessão para a União) do setor elétrico nacional. Com diversas modificações introduzidas na legislação da RGR, esta passou a financiar diversas atividades do setor incluindo a conservação de energia e as fontes alternativas, servindo de fonte de recursos complementares para novos tributos que foram criados para estas finalidades, gerando uma sobreposição de encargos. Contando atualmente com expressivo montante de recursos acumulados, cresce a pressão para a extinção da RGR com reflexo na redução dos encargos na tarifa de energia elétrica.

Referências Bibliográficas

Clever Mazzoni Campos, **"Introdução ao Direito de Energia Elétrica"**, Editora Ícone, 2001

Clever Mazzoni Campos, **"Curso Básico de Direito de Energia Elétrica"**, Editora SYNERGIA, 2010

Maria João Pereira Rolim, **"Direito Econômico da Energia Elétrica"**, Editora Forense, 2002

Resoluções da ANEEL, Constituição Federal de 1988, Leis e Decretos Federais.

Capítulo 3

AUDITORIA ENERGÉTICA

Promover a eficiência energética é utilizar o conhecimento no campo energético de forma aplicada, empregando os conceitos da engenharia, da economia e da administração aos sistemas energéticos. Devido à diversidade e complexidade desses sistemas, é interessante apresentar técnicas e métodos para definir objetivos e ações para melhorar o desempenho energético e reduzir as perdas nos processos de transporte, armazenamento e distribuição de energia. Com esse propósito, nesse capítulo procura-se apresentar e discutir os principais métodos e procedimentos de auditoria energética, que mediante uma abordagem sistemática dos fluxos energéticos em um dado sistema, visa determinar *quem, quanto e como se está consumindo energia* e fundamentar a implantação de programa de uso racional de insumos energéticos. Neste sentido, considerou-se principalmente, a realidade das pequenas e médias empresas comerciais e industriais no contexto brasileiro. Inicialmente se apresenta a terminologia relacionada e procura-se situar tais auditorias nos propósitos da Conservação de Energia. A seguir, as auditorias são abordadas em seus aspectos práticos, concluindo-se com uma breve análise dos obstáculos a superar ao pretender-se racionalizar o uso de energia no ambiente empresarial.

O uso eficiente de energia interessa por si mesmo, como são oportunas todas as medidas de redução das perdas e de racionalização no uso de fatores de produção, sendo conveniente também observar o caráter estratégico que o suprimento de eletricidade e combustíveis apresenta em todos os processos produtivos. Mesmo representando uma parcela por vezes reduzida dos custos totais, a energia não possui outros substitutos senão a própria energia, sem a qual os processos não se desenvolvem. Talvez energia possa ser apenas parcialmente substituída por conhecimento, por informação, de modo a reduzir os desperdícios e melhorar o desempenho dos sistemas energéticos. No Brasil ou nos demais países, restrições de ordem financeira e ambiental se conjugam de modo a incrementar os custos dos energéticos e configuram perspectivas preocupantes de descompasso entre as disponibilidades e as demandas energéticas, ampliando significativamente a importância do uso racional de energia. E a auditoria energética é, efetivamente, o primeiro e essencial passo nesta direção.

3.1. Uma Questão de Terminologia

Para introduzir o tema, é oportuno perguntar o que se entende por auditoria energética. De certa forma, parece que já é do senso comum entender estes termos como sendo a *análise sistemática dos fluxos de energia em um sistema particular, visando discriminar as perdas e orientar um programa de uso racional de insumos energéticos*. Com esta acepção, no início dos anos 80, as auditorias energéticas difundiram-se, principalmente no contexto industrial, motivadas pelos custos energéticos crescentes. São dessa época os trabalhos pioneiros em adotar, explicitamente, e, no sentido acima, a expressão "auditoria energética" em trabalhos em língua portuguesa.

Como a raiz latina de auditoria, *auditio*, é a mesma de auditório, audição e audiência, há uma imediata vinculação com o ato passivo de ouvir. Junto com a auditoria energética, outros termos têm sido empregados com o mesmo objetivo, como "análise energética" e "diagnóstico energético", algumas vezes causando equívocos, já que o estudo das perdas na cadeia de transformações energéticas pode ser desenvolvido com variado grau de desagregação. Além disso, a prática foi cunhando alguns termos de forma bem delimitada, e assim, "diagnóstico" usualmente se refere a um estudo expedito, enquanto "auditoria" seria um estudo minucioso. Segundo a terminologia definida internacionalmente (WEC, 1985), a contabilidade energética em um sistema destinado à produção de bens e serviços é definida como "energy audit" (inglês), "analyse énergétique" (francês), "energieanalyse" (alemão) e "análisis energético" (espanhol), correspondendo certamente à "análise energética", mas de pouco uso em nossa literatura técnica. Esta abundância de termos recomenda cuidado, para a exata transmissão de conceitos.

A expressão "auditoria" tem sido eventualmente evitada em função da conotação fiscalizadora e punitiva que pode receber, quando associada às audita-gens contábeis. De qualquer forma, o conceito parece estar hoje bastante disseminado, como podemos confirmar por uma breve navegada pelos diversos sites nacionais e estrangeiros da Internet que divulgam experiências na área ou procuram vender serviços de racionalização energética, sempre apresentando, como ponto de partida para suas atividades, diagnósticos, auditorias ou levantamentos energéticos. Observe-se também que, na análise dos sistemas energéticos podem ser identificadas interessantes alternativas de redução dos custos com energia, sem necessariamente implicarem em redução das perdas energéticas, seja por reduções de perdas de processo, por substituição dos insumos energéticos (de um combustível para outro ou para eletricidade ou vice-versa) ou ainda por alterações da modalidade tarifária ou tributária associada às faturas energéticas.

Os impasses terminológicos fazem parte da cultura da Eficiência Energética de Energia. Por exemplo, que sentido tem nos preocuparmos em conservar energia, se a Primeira Lei da Termodinâmica já assegura que "energia não se cria nem se destrói, sendo sua quantidade constante no Universo"? De fato, por mais ineficiente que seja um processo ou sistema energético, a soma dos fluxos de energia na saída será sempre igual à soma de fluxos energéticos na entrada. Falar em "uso racional de energia" parece mais sensato, mas também encontra pouca difusão, pode ser que se confunda "racionalização" energética com "acionamento" energético, ambas palavras derivadas da raiz latina *ratio*, razão. Bem diferentes, enquanto a primeira busca aplicar a razão, o bom senso, o raciocínio para usar energia corretamente, a última trata de impor porções, gerir carências, com cotas, frações do todo. De fato, que razão deveria ser usada para reduzir as contas de energia: aquela que significa a inteligência humana ou a outra, que indica a fração? Enfim, mais que palavras, o importante mesmo é entender os sistemas energéticos, determinar e avaliar as oportunidades de ação e agir, sem demora.

3.2. A Auditoria Energética e a Eficiência dos Sistemas Energéticos

Como indicado no item anterior, com a difusão da importância da sustentabilidade dos sistemas energéticos e sobretudo com a elevação dos preços relativos dos combustíveis em meados da década de setenta, emergiu a necessidade do uso racional da energia, quer no âmbito das empresas, quer no cenário institucional. Desde então a chamada "conservação de energia" ou "eficiência energética" tem sido considerada como um recurso energético adicional, em muitos casos mostrando maior economicidade do que as alternativas disponíveis. De fato, a energia não consumida em perdas poderia ser utilizada para algum fim útil, com vantagens imediatas. Por exemplo, diversas medidas de redução do consumo de energia elétrica, como a substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes e a adequação dos motores de indução às cargas acionadas, requerem investimentos da ordem de 20 US\$/MWh economizado, custos muito inferiores aos requeridos para se gerar esta energia a partir dos sistemas convencionais do Sistema Elétrico, estimados em termos marginais acima de 120 US\$/MWh. Ou seja, liberar um kWh reduzindo o desperdício custa neste caso seis vezes menos do que produzir um kWh adicional. Desde já cabe notar que esta diferença de custos é percebida de forma diferenciada entre os agentes econômicos e a própria sociedade, colocando-se como um desafio para as instituições de governo lograr a adequada percepção destes custos reais para todos.

O Brasil, comparado a outros países, apresenta uma condição energética singular e que evoluiu de forma distinta. Do lado dos combustíveis líquidos, nosso país passou de importador de volumes significativos de petróleo para um quadro de autossuficiência e crescente exportador, explorando suas importantes reservas, o que não justifica o desperdício dos combustíveis. Quanto à eletricidade, o desenvolvimento de nosso enorme potencial de hidroelétrico impõe custos elevados e apresenta restrições ambientais, ocasionando, às vezes, crises setoriais. Assim, o setor energético brasileiro vivenciou nestas últimas décadas diferentes períodos de carência de vetores energéticos e acumulou razoável experiência na gestão das demandas como ferramenta auxiliar para o equilíbrio do mercado, com interessante acervo de resultados.

Nos anos oitenta, até 1985, por conta dos choques do petróleo, era muito clara a restrição de oferta e os altos preços dos derivados de petróleo, impondo medidas de conservação e de substituição desses vetores energéticos. Com foco na redução do consumo do petróleo, destacam-se a implementação do CONSERVE, Programa de Conservação de Energia do Setor Industrial, a formação compulsória das CICE's (Comissões Internas de Conservação de Energia), a imposição de cotas máximas de consumo de óleo combustível e da penetração da biomassa e subprodutos de processo como combustível industrial.

Em meados da década de oitenta, a carência de combustíveis era de tal ordem que foram usados excedentes de energia elétrica em grandes fornos e caldeiras industriais, no chamado Programa de Eletrotermia. Entretanto, a partir de 1985 a crise do petróleo transmutou-se paulatinamente em crise do setor elétrico e desde então dificuldades de suprimento de energia elétrica ocorreram de forma mais ou menos recorrente. Nestas condições, em 1985 foi criado o PROCEL, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, gerenciado pela Eletrobrás. Posteriormente, empregando o mesmo modelo, em 1991 foi criado o CONPET, Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural, destinado a promover o uso eficiente de derivados de petróleo, colocado sob a responsabilidade da Petrobras. Nas últimas década os programas de fomento à eficiência energética ganharam mais um motivador: a preocupação com o meio ambiente, em escala local e global.

Na verdade, a utilização eficiente da energia é um objetivo a ser buscado em qualquer conjuntura, onde a conciliação dos custos de investimento e dos custos operacionais em bases corretas é sempre desejável. E, mesmo lembrando que promover a eficiência energética não é mais que aplicar os conceitos da engenharia e análise econômica, a questão de implementar a adequada gestão dos fluxos energéticos tem formalizado uma abordagem própria. Assim, a promoção da eficiência energética passa necessariamente por uma mínima estrutura

gerencial, de porte e abrangência compatíveis à empresa e que visa, em relação aos fluxos energéticos, proceder às etapas mostradas na Figura 3.1.

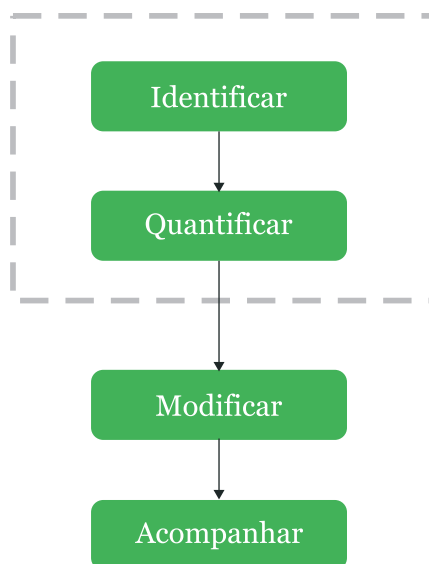


Figura 3.1 - Etapas de um programa de Uso Racional de Energia

Em outros termos, é preciso conhecer, diagnosticar a realidade energética, para então estabelecer as prioridades, implantar os projetos de melhoria e de redução de perdas e acompanhar seus resultados, em um processo contínuo e com eventuais re-alimentações. Esta abordagem é válida para instalações novas, em caráter preventivo, ou instalações existentes, em caráter corretivo, em empresas industriais ou comerciais. Das quatro etapas anteriores, a análise ou auditoria energética atende às duas primeiras, identificando e quantificando os fluxos energéticos ao longo do processo produtivo de bens e serviços. Desta forma, permitem o início ordenado e a continuidade de um programa de eficiência energética, através da resposta às seguintes questões:

- *Quanta energia está sendo consumida ?*
- *Quem está consumindo energia ?*
- *Como se está consumindo energia, com qual eficiência ?*

Estas avaliações, por si só, não conduzem à racionalização do uso de energia. Elas constituem um primeiro e decisivo passo nesta direção, a requerer medidas e ações posteriores, desejavelmente estabelecidas de forma planejada e estruturada, com clara definição de metas, responsáveis e efetivo acompanhamento, se possível no âmbito de um Programa de Eficiência Energética, com visibilidade na corporação e a necessária provisão de recursos físicos e humanos.

Neste sentido, as auditorias energéticas constituem um instrumento essencial de diagnóstico, preliminar básico para obter as informações requeridas para a formulação e acompanhamento deste Programa de redução de desperdícios de energia.

3.3. A Auditoria Energética na Prática

Neste tópico procura-se apresentar os elementos para a realização prática de auditorias energéticas, sobretudo em pequenas e médias empresas, abordando-se os procedimentos e os requerimentos tipicamente observados e baseando-se em experiências concretas desenvolvidas em empresas industriais e comerciais. Em grande parte estas experiências foram realizadas com a ativa cooperação e o envolvimento direto de alunos da Universidade Federal de Itajubá e participantes de cursos da FUPAI, Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria, cujo entusiasmo foi essencial e permitiu o desenvolvimento de dezenas de auditorias energéticas em empresas. Inicialmente são comentados os procedimentos padronizados, seguidos de uma abordagem mais geral e dos requisitos técnicos e de pessoal, bem como dos aspectos a considerar para seu adequado desenvolvimento.

3.3.1. Procedimentos Padronizados

Considerando o contexto em que a energia elétrica tem maior prioridade, foram propostas metodologias padronizadas para efetuar auditorias energéticas. Elas tiveram seu desenvolvimento em grande parte patrocinado pelo PROCEL e são apresentadas a seguir.

Diagnóstico Energético - este método, com algumas versões em aplicativos computacionais, visa estudar as unidades consumidoras industriais e comerciais, essencialmente levantando o perfil de consumo por uso final e comparando com uma amostra dos principais setores produtivos. Eventualmente requer algum levantamento de dados em campo, que permitem identificar qualitativamente os pontos críticos e indicar necessidades de atuação em equipamentos específicos, através de relatórios padronizados. Não trata com detalhe dos aspectos econômicos e aborda, essencialmente, eletricidade.

Auto-avaliação dos pontos de desperdício de energia elétrica - elaborado em princípios dos anos noventa pela Agência para Aplicação de Energia do Estado de São Paulo, trata-se de um roteiro simples para identificar pontos de desperdício e avaliar expeditamente as economias conseguidas com sua eliminação, em um trabalho a ser realizado pelo próprio consumidor. Visa direta-

mente as indústrias e não considera a utilização dos combustíveis.

Estudo de Otimização Energética - desenvolvida em projetos patrocinados pelo PROCEL, esta metodologia é bastante desagregada, inclui análises econômicas e considera tanto o uso de combustíveis como de energia elétrica, já se propondo alternativas e priorizando as ações para melhorar a eficiência energética. É, naturalmente, mais demorada e custosa que as metodologias anteriores, mas é a única que, a rigor, corresponde à definição de auditoria, inclusive pelos requisitos de capacitação para sua execução.

Na medida em que os métodos empregados evoluem para a automação dos procedimentos de campo e os cálculos se apóiam em computadores e modelos progressivamente elaborados, o auditor se liberta para exercer cada vez mais a análise crítica e criativa. Um importante recurso nessa direção é o aplicativo Mark IV Plus, um pacote de programas computacionais disponibilizado pela Eletrobrás exatamente como ferramenta para a execução de auditorias e análises de desempenho de sistemas energéticos, considerando caldeiras, sistemas de cogeração, fornos e estufas, sistemas de iluminação, motores elétricos, quadros de distribuição, transformadores, tubulações e sistemas de ar condicionado e refrigeração. Este programa incorpora ainda recursos para estudos de viabilidade econômica e análises tarifárias, podendo ser de efetiva aplicação na caracterização das perdas e sua hierarquização para progressiva implementação das medidas de eficiência energética.

3.3.2. Abordagem Geral

Em princípio, qualquer estudo dos fluxos energéticos em uma empresa, com o propósito de racionalizar o uso de eletricidade e/ou combustíveis ou reduzir os custos com energia pode ser considerado uma auditoria energética, não sendo obrigatório seguir as metodologias padronizadas expostas no tópico anterior. Nesse sentido, o acervo reunido no Brasil mediante cursos, publicações e a experiência adquirida na realização de auditorias é significativo e permite estabelecer uma abordagem geral para a realização de análises visando promover a eficiência em bases técnico-econômicas. Considerando tal abordagem, a ser adaptada caso a caso, a sequência de atividades apresentada na Figura 3.2 pode ser adotada para o desenvolvimento de uma auditoria energética.

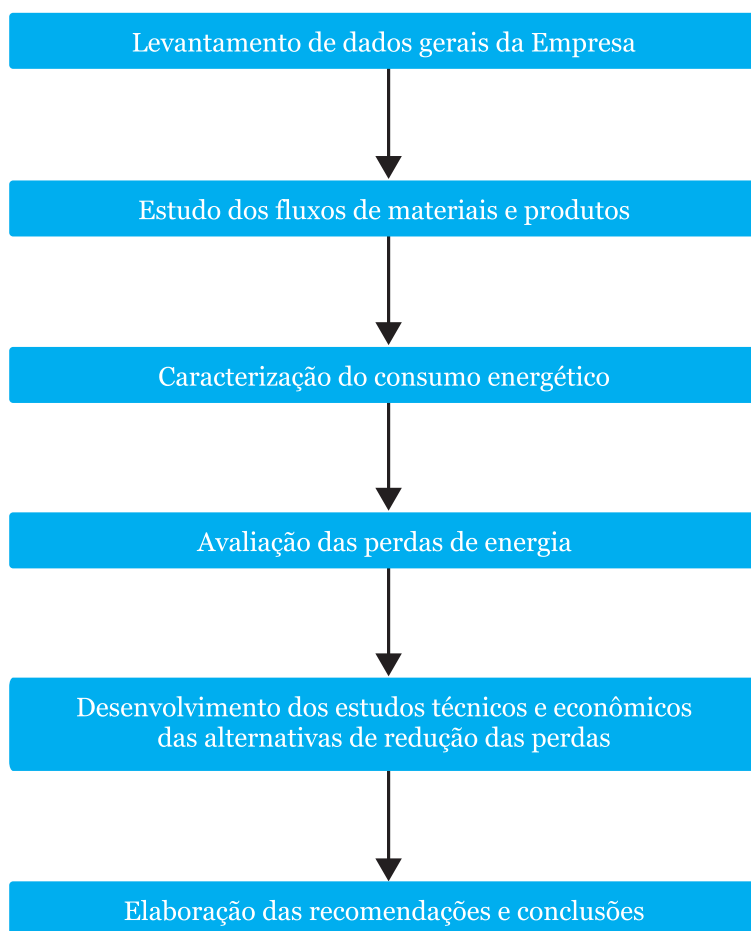


Figura 3.2 - Etapas de uma Auditoria Energética

Como resultado destas atividades deve ser preparado o relatório da auditoria energética, o documento que sintetiza o trabalho de levantamento empreendido e deve apresentar, de forma clara, as recomendações e conclusões. Novamente como um exercício de generalização, no Quadro 3.1 se apresenta um possível conteúdo de um relatório de auditoria energética. Entre parênteses indicam-se os temas que tipicamente podem ser abordados em cada tópico. Nesse livro, diversos destes assuntos serão adequadamente detalhados.

Quadro 3.1- Conteúdo típico do relatório de uma Auditoria Energética**1 - Resumo Executivo****2 - Empresa**

(localização, indicadores, descrição básica dos processos)

3 - Estudos energéticos

(diagramas, características, estudo das perdas)

3.1 - Sistemas Elétricos

a) Levantamento da carga elétrica instalada

b) Análise das condições de suprimento

(qualidade do suprimento, harmônicas, fator de potência, sistema de transformação)

c) Estudo do Sistema de Distribuição de energia elétrica

(desequilíbrios de corrente, variações de tensão, estado das conexões elétricas)

d) Estudo do Sistema de Iluminação:

(luminometria, análise de sistemas de iluminação, condições de manutenção)

e) Estudo de Motores Elétricos e outros Usos Finais

(estudo dos níveis de carregamento e desempenho, condições de manutenção)

3.2 - Sistemas Térmicos e Mecânicos

a) Estudo do Sistema de ar condicionado e exaustão

(sistema frigorífico, níveis de temperatura medidos e de projeto, distribuição de ar)

b) Estudo do Sistema de geração e distribuição de vapor

(desempenho da caldeira, perdas térmicas, condições de manutenção e isolamento)

c) Estudo do Sistema de bombeamento e tratamento de água

d) Estudo do Sistema de compressão e distribuição de ar comprimido

3.3 - Balanços energéticos**4 - Análise de Racionalização de Energia**

(estudos técnico-econômicos das alterações operacionais e de projeto, como por exemplo, da viabilidade econômica da implantação de sistemas de alto rendimento para acionamento e iluminação, viabilidade econômica da implantação de sensores de presença associados a sistemas de iluminação, análise do uso de iluminação natural, análise de sistemas com uso de termoacumulação para ar condicionado, viabilidade econômica da implantação de controladores de velocidade de motores, análise da implantação de sistemas de cogeração)

5 - Diagramas de Sankey atual e prospectivos**6 - Recomendações****7 - Conclusões****8 - Anexos**

(figuras, esquemas, tabelas de dados)

Observe-se que esta listagem se propõe a separar claramente a avaliação da situação real encontrada (Estudos Energéticos), que retrata o quadro encontrado, dos estudos prospectivos (Análise de Racionalização de Energia), que definem condições a serem atingidas. Estas etapas podem ser efetuadas de forma independente, e, mesmo por profissionais diferentes, entretanto, esta estrutura não é rígida e poderiam ser apresentadas as sugestões e alternativas para a racionalização dos sistemas elétricos, térmicos e mecânicos na sequência imediata de sua avaliação.

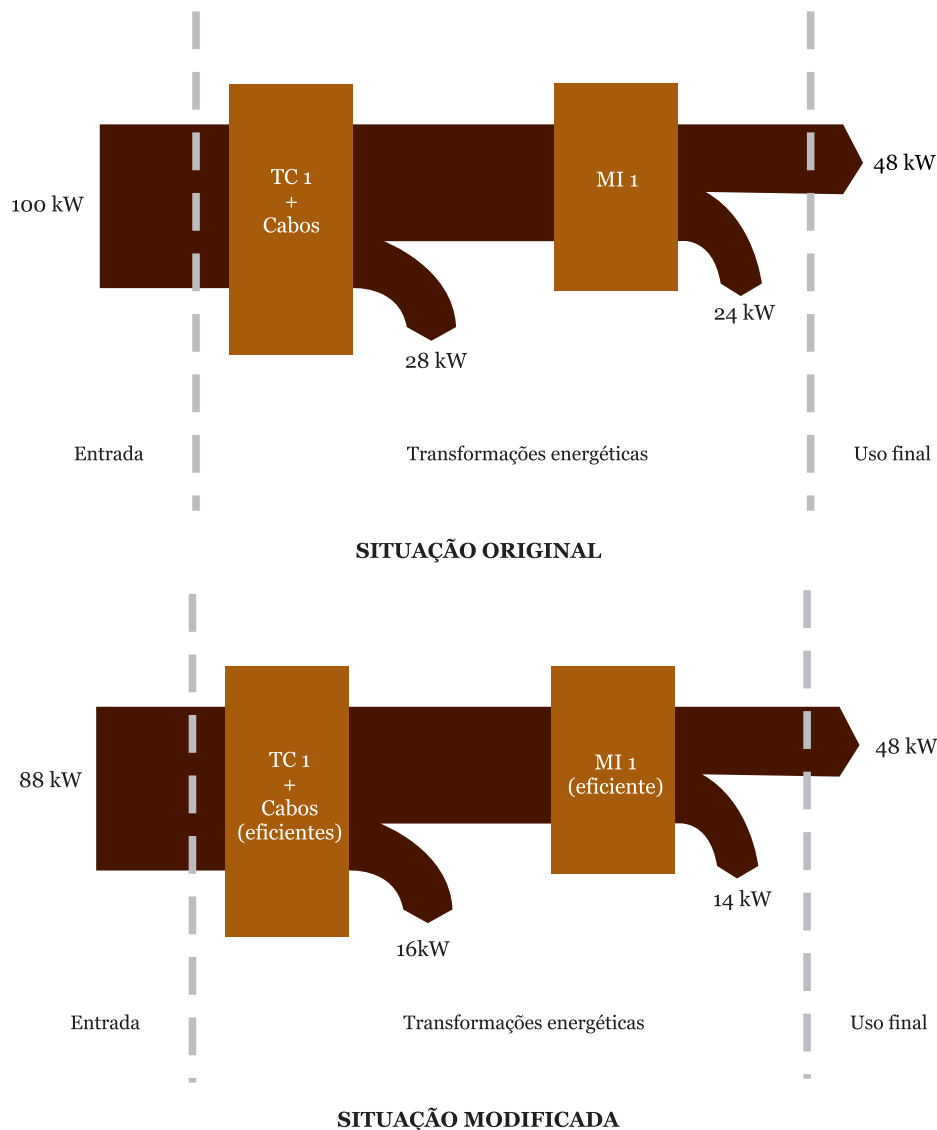


Figura 3.3 - Exemplos de Diagrama de Sankey

Os diagramas de Sankey, mencionados nesta lista de tópicos, são uma forma gráfica de representar os fluxos energéticos na empresa, desde sua entrada até os usos finais, caracterizando as diversas transformações intermediárias e as perdas associadas. Os fluxos são representados por faixas, cuja largura corresponde à sua magnitude em unidades energéticas. A execução destes diagramas para a situação base e para as alternativas propostas permite evidenciar que, com as medidas de racionalização energética, o nível de atendimento das demandas de energia útil (mostradas no lado direito) se mantém e pode até mesmo melhorar, sendo as reduções de consumo de vetores energéticos decorrentes do menor nível das perdas de energia, indicadas na faixa intermediária, onde se representam as transformações e conversões. A Figura 3.3 mostra um exemplo deste tipo de diagrama, comparando duas situações. Na situação original, para um acionamento com um efeito útil de 48 kW no eixo do motor, as perdas no transformador, cabos de distribuição e no motor somam 52 kW. Com a implementação das medidas de melhoria da eficiência energética, as perdas se reduzem para 40 kW, resultando uma demanda de 88 kW e produzindo a mesma potencia de saída da condição originalmente estudada.

3.3.3. Requerimentos para uma Auditoria Energética

Para compreender como se ocorre o uso de energia na empresa, ou seja, para bem auditá-la, é preciso conhecê-la e conhecer suas necessidades. Neste tópico abordamos brevemente os dados necessários, a instrumentação, o pessoal e a terceirização no contexto da auditoria energética, mediante as ESCO's. A relação a seguir apresenta os dados que, em geral, são requeridos para a auditoria em uma indústria.

- a. consumos mensais de água, energia elétrica e combustíveis, ao longo de um ano
- b. plantas, desenhos e esquemas detalhados das instalações (as built, se possível)
- c. balanços energéticos e de material, atualizados, para cada unidade
- d. temperaturas e pressão nos pontos relevantes, valores medidos e de projeto
- e. características elétricas dos equipamentos e valores medidos associados
- f. considerações sobre as especificações do produto, de caráter energético
- g. considerações ambientais e de locação da empresa
- h. perspectivas de alterações no processo.

É fácil perceber que, dos dados acima, apenas uma parte está imediatamente disponível para o auditor. Diversas informações devem resultar de medidas em campo, consultas a fabricantes e entrevistas com os responsáveis pela empresa. Algumas vezes não se dispõe de desenhos atualizados, daí a necessidade de um levantamento preliminar cuidadoso. Em relação aos equipamentos, a carência de parâmetros para a contabilização das perdas é freqüentemente um desafio estimulante para o auditor exercer sua criatividade, improvisando tomadas de sinal e estabelecendo correlações. De um modo geral, em auditorias energéticas, não se exige uma elevada precisão nos levantamentos de campo, aceitando-se preliminarmente desvios de até 10% nos balanços energéticos. Caso resulte da auditoria um projeto específico propondo uma redução de perdas com margens estreitas de retorno, procede-se então à reavaliação, com maior precisão, das perdas envolvidas.

Alguns instrumentos de medida básicos para o auditor energético são: termômetros digital com vários tipos de ponta sensora, analisadores de gases de combustão, medidores de velocidade de ar/líquidos, tacômetros, luxímetros e amperímetros de alicate. Entretanto, mais que qualquer instrumento, é essencial a capacidade de observar, criticamente, as instalações. Assim, percorrer a empresa com olhos clínicos, observando os detalhes, a postura e comportamento do pessoal permite obter informações imediatas e valiosas quanto aos eventuais desperdícios de energia.

A atual disponibilidade de instrumentação de medidas elétricas e sistemas de aquisição remota de dados, a custos relativamente baixos, abre a possibilidade de instalar medidores junto às cargas e centros de cargas mais relevantes, melhorando em muito as possibilidades de análise do comportamento energético dos sistemas. Estes medidores utilizam sistemas de transmissão de dados por celulares e efetuam levantamentos sistemáticos, com aquisição periódica de dados de potência, corrente elétrica, tensão e fatores de potência.

Em situações típicas, a equipe para efetuar auditorias energéticas deve ser composta por um engenheiro treinado e um ou mais técnicos para tomar medidas e auxiliar no processamento dos dados. Empresas de maior porte, processos mais sofisticados ou imposições de prazo podem exigir equipes mais numerosas. Em empresas de maior porte, a auditoria energética justifica uma abordagem "por equipe", em que devem atuar duas equipes em campo, uma responsável pela área mecânica e térmica e outra pela área elétrica, coordenadas por uma terceira equipe, que analisa, estabelece estratégias e elabora o relatório final.

Não é tarefa trivial estabelecer ou estimar a duração de uma auditoria, pois, naturalmente, que depende bastante da complexidade enfrentada e da profundidade desejada em cada situação, mas varia tipicamente entre uma semana a dois meses, incluindo os levantamentos de campo e as análises posteriores. No caso de empresas antigas, onde a instrumentação é escassa e, em geral, faltam dados e desenhos, estas estimativas de prazo são excedidas. Por outro lado, quando se implanta uma sistemática de auditorias, sua realização periódica pode induzir a prazos menores, pela capacitação atingida.

Uma questão ainda controversa em relação à aplicação de auditorias relaciona-se com o uso de pessoal da própria empresa ou a contratação de terceiros. É preciso considerar aqui não apenas os aspectos econômicos e estratégicos ao decidir entre treinar o pessoal ou chamar uma consultora. Certas características de cada empresa também pesam nesta escolha: o pessoal próprio é capaz de atuar com independência e criatividade, às vezes criticando procedimentos e hábitos arraigados? A auditoria energética, ao ser efetuada por um grupo interno, não poderia provocar algum mal estar, principalmente em áreas operacionais? Não obstante, no caso brasileiro, estas dúvidas ainda são pouco frequentes. A grande maioria das auditorias energéticas em nosso país tem sido efetuada sem ônus para empresas, no âmbito de programas institucionais de eficiência energética, que lhes cobrem os custos. Particularmente, para as pequenas e médias empresas, a iniciativa governamental em promover auditorias energéticas tem sido comum, inclusive em países desenvolvidos.

Mais recentemente, ampliou-se no Brasil a presença das empresas de serviços energéticos, ou ESCO's, do inglês Energy Service Companies, existindo mesmo uma Associação Brasileira de ESCO's, a ABESCO, facilmente acessável pela Internet. Estas empresas, que podem ser consideradas consultoras especializadas na promoção da racionalidade energética em uma aceção ampla, oferecem além de experiência técnica e de gestão, recursos computacionais específicos e instrumentação. Muitas vezes as ESCO's podem dar também a orientação necessária para o financiamento da implementação das propostas de redução de perdas energéticas, aspecto decisivo, sobretudo, quando existem investimentos de porte relativamente alto para a empresa. O financiamento do uso racional de energia, eventualmente, envolve modalidades inovadoras na obtenção de recursos, incluindo linhas específicas de bancos públicos de fomento, parcerias, financiamento com agentes externos e multilaterais, bem como os denominados "contratos de desempenho", onde as despesas com a auditoria e a implementação das medidas de correção são cobertas pela própria ESCO, que se ressarce destes custos cobrando parte da economia resultante nas faturas de energia.

3.3.4. Algumas Observações

Neste tópico apresentamos alguns aspectos complementares interessantes para bem conduzir uma auditoria energética, como efeito da sazonalidade, uso de consumos específicos de energia, sobre o uso da exergia como variável energética e sobre como estabelecer as recomendações finais.

Embora seja razoável que os fatores sazonais não sejam significativos para a energia consumida em processos industriais, existe uma clara influência da época do ano sobre o consumo energético para condicionamento ambiental e iluminação. Assim, existirá grande diferença nas demandas de energia no inverno e no verão em um bloco de escritórios com ar condicionado. Esta variação requer bom senso do auditor para a adequada interpretação das medidas efetuadas.

No relatório da auditoria, os resultados das medições podem ser colocados em termos absolutos (kWh, kJ, kcal, etc.) ou específicos, por unidade de produto. Os valores absolutos são bons indicadores da magnitude das perdas e dos fluxos energéticos, mas não servem como base de comparação entre indústrias e processos análogos. Desta forma, com o uso de consumos específicos, pode-se evitar as influências da variação do volume de produção e estabelecer correlações mostrando como varia o consumo por unidade de produto conforme se altera o volume de produção. Os índices de consumo específico permitem estabelecer séries cronológicas e avaliar a condição de uma empresa em particular, em relação a suas congêneres na região e no exterior, bem como verificar o espaço para racionalização do uso de energia, a partir do cotejo com os níveis teóricos mínimos. E, não é raro que, o baixo consumo de energéticos, em valores absolutos para um determinado mês, em uma empresa, esteja associado à queda dos níveis de produção e mascare na verdade um crescimento do consumo por unidade de produto.

Ao efetuarmos comparações entre consumos específicos de origem distinta é preciso tomar a devida cautela para assegurar-se de que os parâmetros são efetivamente análogos e consideram contextos semelhantes, em termos energéticos. Apenas sob tais condições as diferenças entre consumos específicos vão corresponder aos efeitos da conservação de energia. De pouco adianta um número fora de um contexto, como por exemplo, um consumo de 800 kWh/kg de peças fundidas. Este valor incorpora outras energias além da fusão? Está computada a iluminação? Qual a matéria prima considerada? Qual o equipamento de fusão empregado? A consulta a base de dados, inclusive mediante a internet fornece dados e referências interessantes, que devem naturalmente ser utilizadas com critério.

O emprego de consumos específicos já é bem conhecido e, eventualmente, imagina-se que uma auditoria energética sempre deve conduzir a eles. Na verdade, ainda que desejável, as vezes é bastante complexo associar a energia que entra na empresa a uma unidade de produto acabado. É o caso de empresas com grande estoque intermediário ou com uma linha variada (e variável...) de produção. Em tais situações a determinação dos consumos específicos "na saída" é difícil em muitas aproximações, podendo ser substituída pelo cálculo "na entrada". Ou seja, o consumo específico é referido às unidades de matéria prima, em geral de fácil obtenção, ou ao faturamento, mais difícil por questões de sigilo na empresa.

A ferramenta analítica básica, para a identificação de perdas energéticas em sistemas elétricos e mecânicos, é a Termodinâmica, especialmente através de sua Primeira Lei, que permite a contabilidade dos fluxos em uma dada fronteira. No entanto, reconhecendo que fluxos energéticos têm também qualidade, tem sido sugerida a análise pela Segunda Lei, sendo possível demonstrar, por exemplo, que fluxos energéticos de igual valor, mas sob temperaturas diferentes, têm qualidades ou disponibilidades termodinâmicas distintas. O uso da propriedade exergia e da análise energética simplifica tal abordagem e vem se difundindo de modo interessante, entretanto, observa-se mesmo um excessivo apelo a tal tipo de análise, cuja aplicação só faz sentido em auditorias que envolvam processos de reações químicas ou elevadas temperaturas, ou ainda, apresentem potencial de cogeração (Nogueira, 1986). Colocado em outros termos, a maior complexidade imposta pela análise exergética tem de estar justificada pela existência de significativos desníveis de temperaturas entre os pontos de geração e utilização de calor ou pela presença de processos de conversão de calor em trabalho ou vice-versa, neste último caso como ocorre em sistemas com geração de frio para ar condicionado ou frigoríficos. Quando os fluxos de calor não são relevantes, é perda de tempo ponderar os fluxos por seu valor exergético.

Um último aspecto, algo óbvio, é quanto à necessidade de priorizar os itens a serem estudados na auditoria, centrando a atenção nos casos mais relevantes. Devem ser o primeiro alvo de preocupação os equipamentos e processos de menor eficiência, baixos investimentos para racionalização energética e que permitam breve retorno, geralmente relacionado com as situações onde se treinam e capacitam técnicos e operadores. Ao final do relatório da auditoria energética é muito importante que conste uma síntese, indicando as ações recomendadas em nível de projeto/concepção (envolve substituição ou alteração de sistemas), operação e manutenção, com as prioridades correspondentes, em uma matriz sintética, como indica a tabela a seguir. Naturalmente que as ações de maior prioridade são, como acima, definidas com base nos indicadores custo/benefício e impacto esperado em economia energética.

Tabela 3.1 - Recomendações de Auditorias Energéticas

Prioridade	Projeto	Operação	Manutenção
Alta	Devem estar fortemente justificadas	De aplicação imediata, recursos disponíveis ou apenas treinamento	De aplicação imediata, recursos disponíveis ou apenas treinamento
Média	Geralmente menos interessantes, pelos recursos necessários ou pelo benefício esperado	Envolvem maiores mudanças de processos	Envolvem geralmente investimentos em sistemas ou instrumentação

3.4. Comentários e Sofismas Finais

No presente estado de desenvolvimento tecnológico do Brasil e, considerando nossa configuração de preços e disponibilidades energéticas, o uso mais eficiente da energia elétrica e dos combustíveis é tanto possível como oportuno. E onde estão as dificuldades? Não restam dúvidas de que as dificuldades para uma maior difusão das auditorias energéticas são de ordem cultural e não tecnológica. A maioria das empresas não faz um acompanhamento sistemático de seu consumo energético porque isto é considerado irrelevante, porque não possui pessoal capacitado, porque sua administração não alcança a dimensão desta problemática e nem sabe como resolvê-la. É aí, portanto, que se deve atuar para efetivamente promover o uso racional de energia, esclarecendo, difundindo e provocando as atividades pioneiras e reprodutoras em auditoria energética. Seguramente, o sucesso das iniciativas bem conduzidas leva outros a buscar trilhar os mesmos caminhos.

Neste sentido, como grandes obstáculos a vencer durante a implantação de uma consciência favorável ao uso racional de energia, existem três falácias, explícitas ou não, que cumpre desarmar. De livre interpretação do autor, as idéias comentadas a seguir foram tomadas de uma palestra de Antônio Pagy, um saudoso pioneiro na difusão do uso racional de energia no Brasil.

Não é raro ouvir, quando se toca no assunto eficiência energética ou conservação de energia com um empresário, especialmente de médias e grandes empresas, que ele já se preocupa com isso, afinal seu equipamento é de qualidade, seu projeto é competente e os anos passados lhe ensinaram a ser parcimonioso com a energia. Isto é aceitável quando tais comentários se apóiam em auditorias energéticas periódicas, fato infelizmente pouco freqüente. Em geral,

esta postura defensiva surge de uma auto-estima ou de um zelo exagerado pela imagem da empresa, às vezes estimulados pela própria direção. Trata-se na realidade de uma ausência de autocrítica. A promoção da eficiência energética requer uma postura despreconceituosa, aberta a novos enfoques e possibilidades, cabendo um só dogma: *sempre é possível para gastar menos*. Mesmo nas plantas mais modernas, a evolução tecnológica se incumbe de criar permanentemente espaços para o uso mais racional da energia. Ainda se está muito longe de consumir o mínimo teórico, pois os melhores processos têm uma demanda energética dezenas de vezes superior ao mínimo termodinâmico.

Outro argumento equivocado sobre o aumento da eficiência energética é relacionado ao seu custo, muito elevado e de retorno difícil. De fato, se o programa se limitar a uma auditoria, seu retorno será nulo, sem qualquer benefício tangível. Por isto não basta o diagnóstico, é preciso seguir as prescrições. E as prescrições sempre devem estar justificadas por seus indicadores econômicos. Em geral, não se recomendam projetos com prazos de retorno superiores a 24 meses e em alguns casos, até menos, porque existem quase sempre diversas possibilidades de ação com elevada rentabilidade, que pode ser mesmo de semanas. Ou seja, passar a usar bem energia é um investimento rentável, de baixo risco, que vem inclusive estimulando a formação de parcerias entre empresas e consultoras para lucrarem com este negócio, como vimos no caso das ESCO's. Aqui surge outro dogma: *não existe ação sensata para o uso racional de energia que não tenha economicidade*.

A última falácia tem a ver com os presumidos nexos consumo energético/qualidade do produto e consumo energético/produtividade, acreditando alguns que reduzir sua demanda de energia irá afetar o volume de produção e a qualidade de seu produto. Também este argumento não tem maior sustentação. Mesmo quando se mantêm os aportes de energia útil em situações prospectivas, obtém-se significativa economia de energia pela redução das perdas associadas aos inevitáveis processos de conversão e transferência de energia. Economizar energia não é sovinice, mas inteligência.

A auditoria energética é um elemento essencial para a conscientização, esclarecimento e envolvimento do pessoal de uma empresa com o uso racional da energia, permitindo uma irrefutável contestação das falácias anteriores. De qualquer forma, é sempre recomendável o realismo no reconhecimento dos limites a atingir e um especial cuidado no estabelecimento de metas compatíveis com a disponibilidade dos recursos materiais e humanos. É preciso, talvez, humildade para reconhecer que promover a eficiência energética é um processo, uma postura sujeita a recaídas e nunca uma conversão milagrosa ou uma rápida vitória. Esta luta apenas se inicia com a Auditoria Energética, mas como diziam os antigos, o início é metade da façanha.

Referências Bibliográficas

Boustead, I., Hancock, G.F., **Handbook of Industrial Energy Analysis**, Ellis Horwood Publisher, London, 1985

CNP, **Economia de óleo combustível: Auditoria energética** (folheto nº 11, desenvolvido por Spirax Sarco), Conselho Nacional do Petróleo, Brasília, 1985

Gorecki, J., "Gestão do uso de energia", **Curso de Economia de Energia na Indústria**, CNP/IBP/Clube de Engenharia, Rio de Janeiro, 1982

Nogueira, L.A.H., "A análise exergética na otimização de processos industriais", **Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico**, nº 1, vol. XI, Itajubá, 1986

Rocchiccioli, C., "Implantação de um Programa de Conservação de Energia", **Seminário de Conservação de Energia**, Instituto Brasileiro do Gás, São Paulo, 1981.

Susemichel, A.H., "A systematic approach to organizing an energy audit", in **Energy auditing and conservation**, Hemisphere Publishing, Washington, 1980

WEC, **Energy Terminology** (Section 16: Energy Balances and Energy Accounting), World Energy Conference, Pergamon Press, New York, 1985

Capítulo 4

TARIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Várias medidas de efficientização e otimização energética não são implantadas pelos consumidores responsáveis devido aos elevados custos envolvidos quando comparados aos possíveis decréscimos nas faturas de energia elétrica. Estas apresentam a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes.

Assim, compreender a estrutura tarifária e como são calculados os valores expressos nas notas fiscais de energia elétrica é um parâmetro importante para a correta tomada de decisão em projetos envolvendo conservação de energia.

A análise dos elementos que compõem esta estrutura seja convencional ou horo-sazonal, é indispensável para uma tomada de decisão quanto ao uso eficiente da energia. A conta de energia é uma síntese dos parâmetros de consumo, refletindo a forma como a mesma é utilizada. Uma análise histórica, com no mínimo 12 meses, apresenta um quadro rico de informações e torna-se a base de comparação para futuras mudanças, visando mensurar potenciais de economia. Nesse sentido, o estudo e acompanhamento das contas de energia elétrica tornam-se ferramentas importantes para a execução de um gerenciamento energético em instalações.

Além disso, o resultado da análise permite que o instrumento contratual entre a concessionária e o consumidor torne-se adequado às necessidades deste, podendo implicar em redução de despesas com a eletricidade.

Atualmente, o principal instrumento regulatório que estabelece e consolida as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica é a Resolução ANEEL n.º 414, de 9 de setembro de 2010. Além deste, serve como base legal, entre outros, o disposto no Decreto n.º 24.643, de 10 de julho de 1934 – Código de Águas, no Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957 – Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, nas Leis n.º 12.007, de 29 de julho de 2009, n.º 10.848, de 15 de março de 2004, n.º 10.604, de 17 de dezembro de 2002, n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, n.º 10.406, de 10 de janeiro de 2002, n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 – Regime de Concessão e Permissão da Prestação dos Serviços Públicos, n.º 9.074, de 7 de julho de 1995 – Normas para Outorga e Prorrogação das Concessões e Permissões de Serviços Públicos, n.º 8.078, de 11 de setembro de 1990 - Código de Defesa

do Consumidor, n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996 – Instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e no Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997 - Constituição da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

O sistema tarifário de energia elétrica é um conjunto de normas e regulamentos que tem por finalidade estabelecer o valor monetário da eletricidade para as diferentes classes e subclasses de unidades consumidoras. O órgão regulamentador do sistema tarifário vigente é a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia - MME.

Ao longo da história do setor elétrico brasileiro as questões tarifárias, por um motivo ou outro, sempre estiveram presentes, quer seja do lado do consumidor, preocupado com os pagamentos de suas contas mensais, quer seja do lado das empresas concessionárias de energia elétrica, preocupadas com o fluxo de caixa, equilíbrio econômico-financeiro e rentabilidade dos seus negócios. Para os consumidores a tarifa pode servir como um sinal econômico, motivando-o a economizar energia.

No início do século passado, a entrada da Light canadense no Rio de Janeiro e em São Paulo foi protegida pela inclusão, nos contratos da época, de cláusulas prevendo a necessidade de atualizações tarifárias em decorrência de uma futura desvalorização da moeda brasileira. As empresas de capital externo precisavam adquirir divisas para honrarem seus compromissos financeiros externos e também remeterem os dividendos. Um caminho encontrado foi a introdução da chamada cláusula ouro, onde as tarifas eram definidas parcialmente em papel-moeda e em ouro, atualizada esta última pelo câmbio médio mensal.

Com o Decreto-lei nº 1.383, de 1974, tem-se o estabelecimento da política nacional de equalização tarifária. Neste mesmo ano de 1974, foi instituída a Reserva Global de Garantia-RGG, instrumento que serviu para transferir recursos gerados por empresas rentáveis para outras menos rentáveis.

Ao longo dos anos, a fixação das tarifas serviu, ora como um instrumento econômico considerado por muitos como inadequado, caso da equalização tarifária, ora de política antiinflacionária, como ocorreu no período de 1975 até 1986. Como consequência desta política e de um crescente endividamento externo de algumas empresas, instalou-se forte crise financeira no setor elétrico. Neste período de tarifas equalizadas, os reajustes tarifários se baseavam na evolução do “custo do serviço” das empresas concessionárias de energia elétrica, composto basicamente pelos custos de operação e manutenção, mais uma remuneração garantida sobre o capital investido.

Em 1993, com o advento das Leis nºs 8.631 e 8.724 e do Decreto regulamentar nº 774, iniciou-se uma nova fase do sistema de tarifas, buscando, entre outros objetivos, a recuperação do equilíbrio econômico-financeiro das empresas. A Lei nº 8.631 extinguiu o regime de remuneração garantida, terminou com a equalização tarifária e estabeleceu que a ELETROBRÁS também destinaria os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR para, entre outras finalidades, a reativação do programa de conservação de energia elétrica, mediante projetos específicos. Este fato possibilitou estimular e injetar uma soma significativa de recursos nos programas do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL. Outras importantes alterações foram a solução para os débitos acumulados da União para com o setor elétrico (Conta Resultados a Compensar - CRC) e a implantação de uma nova sistemática para o reajuste das tarifas. A partir da referida Lei, passou-se a aplicar uma fórmula paramétrica que garantia às concessionárias o reajuste das tarifas iniciais, proposta com base nos seus custos, por indicadores específicos destes custos. As tarifas seriam revisadas a cada três anos. Na prática, tentou-se garantir aos concessionários um repasse para as tarifas das variações ocorridas nos seus custos.

Com a implantação do Plano Real, através da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1994, as tarifas foram convertidas em Real (URV) pela média dos valores praticados nos meses de dezembro de 1993 a março de 1994.

As leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e nº 9.074, de 07 de julho de 1995, que dispõem sobre o regime das concessões, constituem importante marco legal para o setor elétrico, estabelecendo novas diretrizes para a administração das tarifas. Com a lei nº 8.987, a política tarifária sofre nova alteração, instituindo-se o conceito de “tarifa pelo preço”. Ou seja, visando dar maiores incentivos à busca por eficiência e redução de custos, as tarifas seriam fixadas num processo licitatório onde a concessão seria dada ao agente que solicitasse a menor tarifa ou, alternativamente, uma vez fixadas no edital as tarifas iniciais, a concessão seria dada ao agente que oferecesse o maior pagamento pela concessão.

Cabe ainda destacar a introdução nos contratos de concessão de cláusulas de garantia de preço, com fórmula de reajuste anual e critérios de revisões periódicas e extraordinárias; a introdução de mecanismos de competição com a livre negociação de energia elétrica com a criação dos “Consumidores Livres”; promoção da desverticalização das atividades setoriais, visando dar transparência à definição dos preços de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Uma importante mudança no sistema tarifário brasileiro ocorreu com a implantação da tarifa horo-sazonal. O Decreto nº 86.463, de 1981, já determinava que o então existente Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, passaria a estabelecer diferenciações nas tarifas, tendo em vista os

períodos do ano e os horários de utilização da energia. Optou-se, então, pelo emprego da teoria dos custos marginais, onde o custo marginal de fornecimento reflete o custo incorrido pelo sistema elétrico para atender o crescimento da carga.

Este sistema tarifário permitiu a implantação de um sinal econômico para os consumidores, incentivando-os à maior utilização de energia durante os períodos de menor demanda ou de maior disponibilidade de oferta pelo sistema elétrico. A THS, como é também conhecida a tarifa horo-sazonal, teve suas primeiras portarias publicadas em 1982, sendo que a portaria DNAEE nº 33, de 11 de fevereiro de 1988, consolidava todas as anteriores. A modalidade THS também prevê contemplar os consumidores de baixa tensão, notadamente os residenciais, através da tarifa amarela. Algumas concessionárias realizaram projetos pilotos de tarifa amarela, autorizadas na época pelo DNAEE, através da Portaria nº 740, de 07 de novembro de 1994.

O sistema de tarifação horo-sazonal permitiu a diferenciação na cobrança de energia elétrica de acordo com os períodos do dia (horários de ponta e fora de ponta) e com os períodos do ano (seco e úmido). Tal forma de tarifarão trouxe vantagens para o sistema elétrico, pois levou a uma utilização mais racional da energia. Os consumidores por sua vez passaram a ter alternativas de deslocamento do seu consumo para períodos em que o custo é mais baixo, reduzindo gastos. Atualmente, este sistema tarifário bem como as modificações recentes envolvendo o Fator de Potência estão consolidadas na Resolução ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010. Novas alterações na estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia estão sendo implementadas pela ANEEL através da Resolução ANEEL nº 464, de 22 de novembro de 2011. O novo regulamento prevê a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo, oferecendo tarifas mais baratas nos períodos em que o sistema é menos utilizado pelos consumidores. A nova sistemática, que será aplicada a cada distribuidora a partir de sua revisão tarifária, entre 2012 e 2014, modifica padrões vigentes desde a década de 1980 e considera as mudanças que ocorreram na oferta e na demanda de energia nesse período.

Para os consumidores de baixa tensão, seja os residenciais, comerciais, industriais e de áreas rurais, a principal mudança é a criação da modalidade tarifária branca, que será uma alternativa à convencional hoje em vigor e oferecerá três diferentes patamares para a tarifa de energia, de acordo com os horários de consumo. De segunda a sexta-feira, uma tarifa mais barata será empregada na maioria das horas do dia; outra mais cara, no horário em que o consumo de energia atinge o pico máximo, no início da noite; e a terceira, intermediária, será entre esses dois horários. Nos finais de semana e feriados, a tarifa mais

barata será empregada para todas as horas do dia. Entretanto, a tarifa branca somente começará a valer quando as distribuidoras substituírem os medidores eletromecânicos de energia pelos eletrônicos, assunto que está em estudo na ANEEL.

4.1. Sistema Elétrico

O sistema elétrico de potência pode ser subdividido, na prática e para facilitar a compreensão, em sub-sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição:

- Transmissão: Alta Tensão (AT)

Grandes unidades consumidoras: 69 a 500 kV

- Subtransmissão: Média Tensão (MT) e AT

Médias unidades consumidoras: 13,8 a 138 kV

- Distribuição: MT e Baixa Tensão (BT)

Pequenas unidades consumidoras:

- Residencial
- Comercial
- Industrial
- Poder Público
- Rural

A localização das unidades consumidoras no sistema vai depender, basicamente, da característica de consumo de energia, isto é, de acordo com sua potência elétrica. Em sistemas de distribuição pode-se relacionar as cargas envolvidas da seguinte forma:

- Carga da unidade consumidora;
- Carga do transformador;
- Carga de uma rede primária ou linha de distribuição;
- Carga de uma subestação.

É importante considerar que o regime dessas cargas não é fixo, varia de um valor mínimo a um valor máximo. Assim, o sistema deve estar preparado para atender a esse valor máximo. Deve-se considerar, ainda, que os valores máximos dessas cargas não ocorrem ao mesmo tempo, e para que não ocorra

um superdimensionamento do sistema deve-se considerar uma diversidade de consumo para cada um dos níveis de carga. As curvas de carga variam de acordo com as características de uso e hábito das unidades consumidoras. Assim, as unidades consumidoras residencial, industrial, comercial, rural, iluminação pública etc., apresentam efeitos combinados sobre o sistema elétrico.

4.2. Definições e Conceitos

Para facilitar a compreensão dos conceitos e definições que virão a seguir, suponha a curva de carga apresentada pela Figura 4.1. Estas curvas representam as potências médias medidas em intervalos de 15 em 15 minutos de uma unidade consumidora.

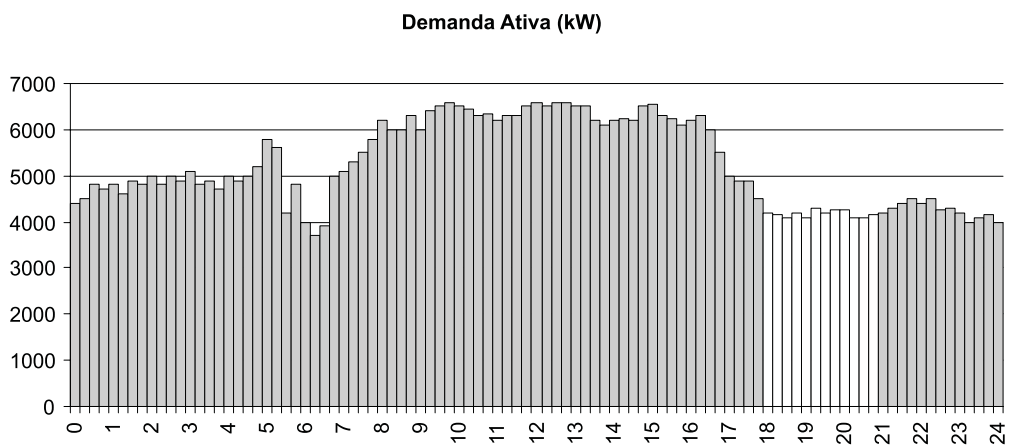


Figura 4.1 – Curva de carga típica de uma unidade consumidora, ao longo de um dia.

4.2.1. Energia Elétrica Ativa

É o uso da potência ativa durante qualquer intervalo de tempo, sua unidade usual é o quilowatt-hora (kWh). Uma outra definição é “energia elétrica que pode ser convertida em outra forma de energia” ou ainda, conforme visto anteriormente, “é aquilo que permite uma mudança na configuração de um sistema, em oposição a uma força que resiste à esta mudança”.

4.2.2. Energia Elétrica Reativa

É a energia elétrica que circula continuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reactivo-hora (kvarh).

4.2.3. Demanda

É a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado. Assim, esta potência média, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kvar), respectivamente. Pode ser calculada, por exemplo, dividindo-se a energia elétrica absorvida pela carga em um certo intervalo de tempo Δt , por este intervalo de tempo Δt . Os medidores instalados no Brasil operam com intervalo de tempo $\Delta t = 15$ minutos (Decreto nº 62724 de 17 de maio de 1968).

4.2.4. Demanda Máxima

É a demanda de maior valor verificado durante um certo período (diário, mensal, anual etc.). Ver Figura 4.2.

4.2.5. Demanda Média

É a relação entre a quantidade de energia elétrica (kWh) consumida durante certo período de tempo e o número de horas desse período. Ver Figura 4.2.

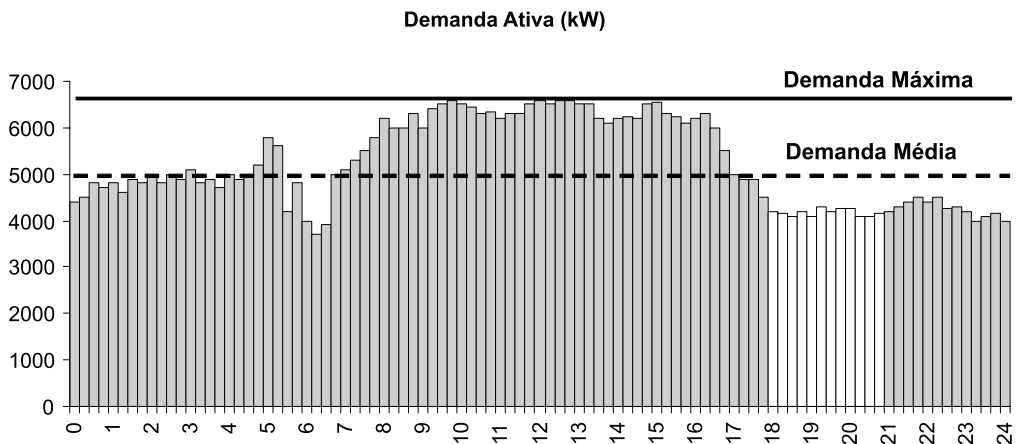


Figura 4.2 – Demandas Máxima e Média de uma curva de carga.

4.2.6. Demanda Medida

É a maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW). Considerando um ciclo de faturamento de 30 dias, tem-se 720 horas e 2880 intervalos de 15 min.

4.2.7. Demanda Contratada

É a demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada, durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW). A Figura 4.3 exemplifica a demanda contratada.

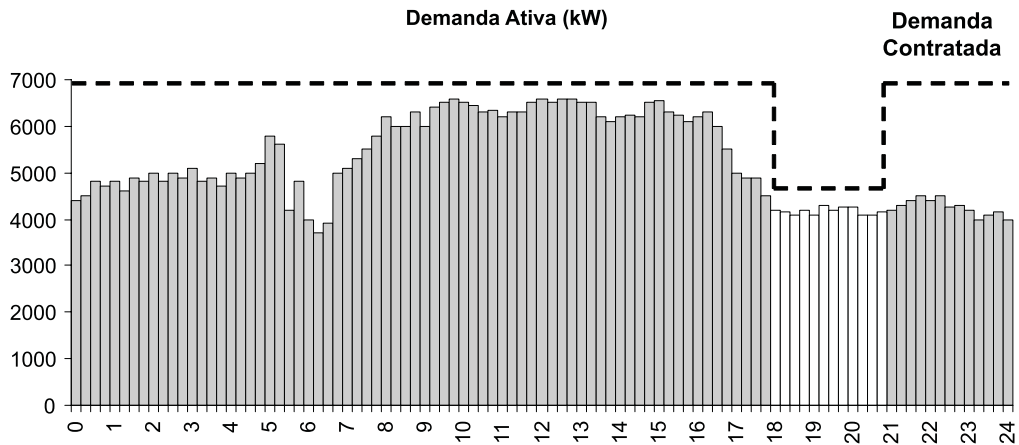


Figura 4.3 – Demanda contratada para a curva de carga da unidade consumidora.

4.2.8. Demanda Faturável

É o valor da demanda de potência ativa, identificada de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).

4.2.9. Fator de Carga

O Fator de Carga (FC) é a razão entre a demanda média (D_{MED}) e a demanda máxima (D_{MAX}) da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo (Δt) especificado.

$$FC = \frac{D_{MED}}{D_{MAX}} = \frac{D_{MED} \cdot \Delta t}{D_{MAX} \cdot \Delta t} = \frac{kWh}{D_{MAX} \cdot \Delta t}$$

$$\text{sendo: } D_{MED} = \frac{\int_{T_1}^{T_2} p \cdot dt}{T_2 - T_1}$$

Obs: O FC pode ser calculado considerando um dia, uma semana, um mês, etc.

As Figuras 4.4 e 4.5 mostram a relação entre a demanda média e a máxima, através das áreas geradas pela curva de carga da unidade consumidora.

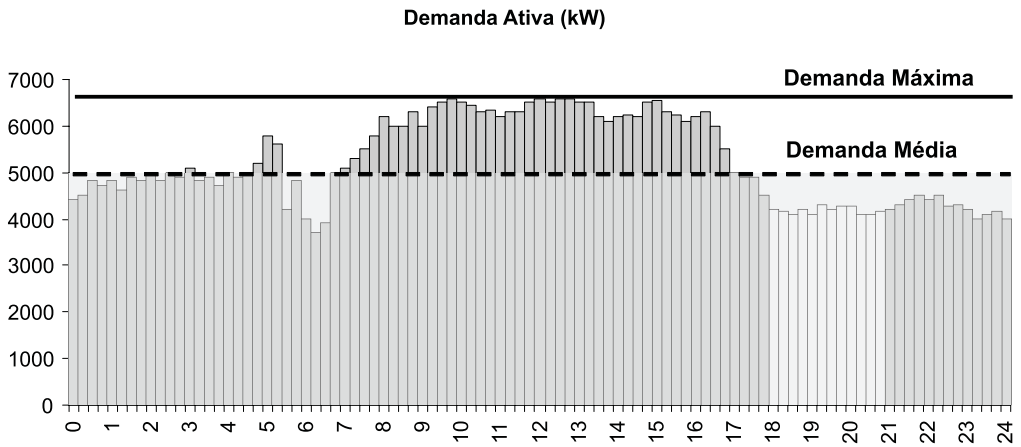


Figura 4.4 – Consumo de Energia baseado na Demanda Média.

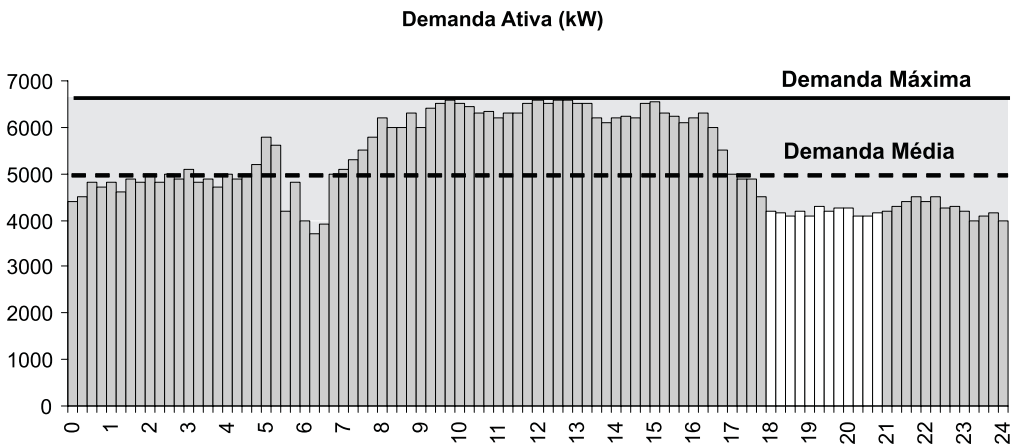


Figura 4.5 – Consumo de Energia baseado na Demanda Máxima.

4.2.10. Fator de Potência

O Fator de Potência é a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétrica ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado.

Pode-se observar que a relação entre o consumo de energia devido à demanda média, pelo consumo de energia devido à demanda máxima, se traduz no Fator de Carga da unidade consumidora.

Verifica-se, então, que o fator de carga pode ser expresso pela relação entre o consumo real de energia e o consumo que haveria se a carga solicitasse, durante todo o tempo, de uma potência constante e igual à demanda máxima. Deve-se procurar trabalhar com um Fator de Carga o mais próximo possível da unidade.

4.2.11. Horários Fora de Ponta e de Ponta

O horário de ponta (P) é o período definido pela distribuidora e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, “Corpus Christi”, e oito dias de feriados conforme descrito na resolução ANEEL 414, considerando a curva de carga do seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão. O horário fora de ponta (F) é o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta. A Figura 4.6 apresenta um exemplo do exposto.

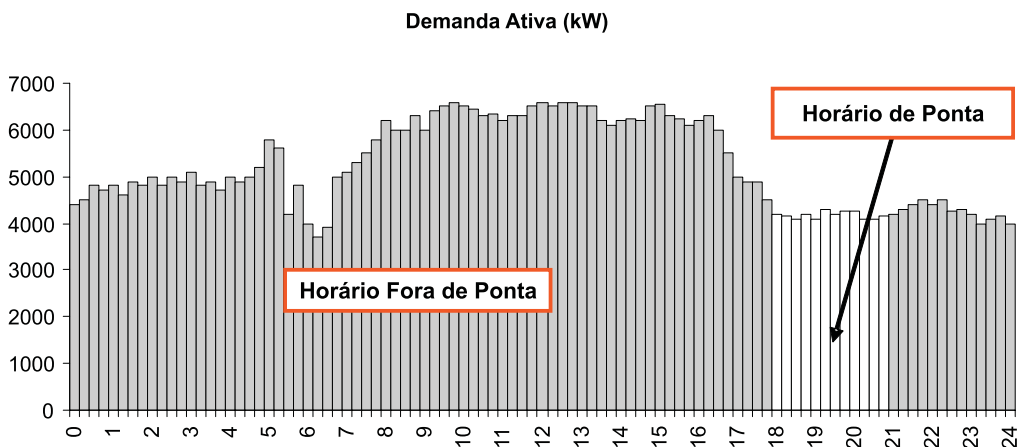


Figura 4.6 – Horários de Ponta e Fora de Ponta para uma unidade consumidora.

Estes horários são definidos pela *concessionária* em virtude, principalmente, da capacidade de fornecimento que a mesma apresenta. A curva de fornecimento de energia típica de uma concessionária pode ser vista através da Figura 4.7, onde o maior valor de demanda ocorre geralmente no horário de ponta.

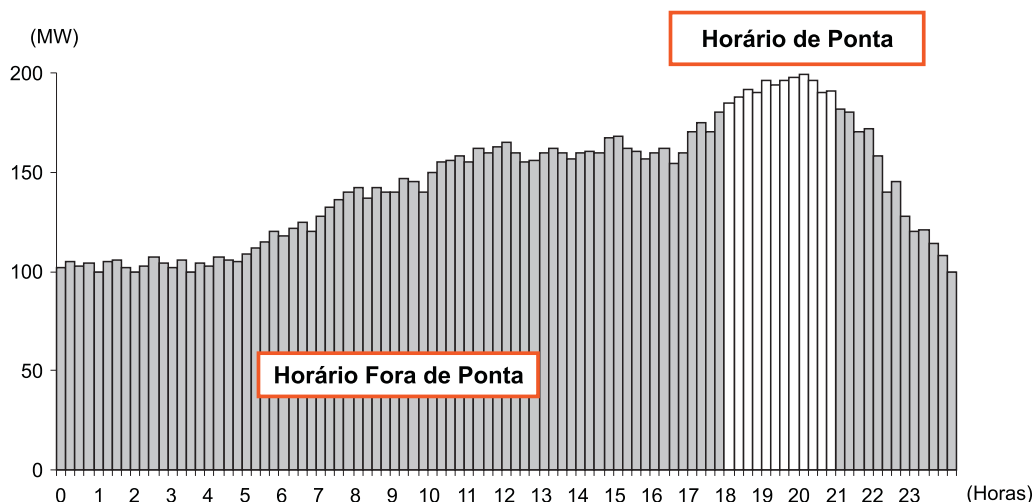


Figura 4.7 – Curva típica de fornecimento de potência de uma concessionária.

4.2.12. Períodos Seco e Úmido

Estes períodos guardam, normalmente, uma relação direta com os períodos onde ocorrem as variações de cheias dos reservatórios de água utilizados para a geração de energia elétrica.

O período Seco (S) corresponde ao período de 07 (sete) ciclos de faturamento consecutivos iniciando-se em maio e finalizando-se em novembro de cada ano; é, geralmente, o período com pouca chuva. O período Úmido (U) corresponde ao período de 05 (cinco) ciclos de faturamento consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte; é, geralmente, o período com mais chuva.

4.2.13. Consumidor

Consumidor é uma pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representado, que solicite a distribuidora o fornecimento, a contratação de energia elétrica ou o uso do sistema elétrico, assumindo as obrigações decorrentes desse atendimento à(s) suas(s) unidades(s) consumidora(s),

segundo disposto nas normas e nos contratos. Atualmente têm-se as figuras do consumidor especial, consumidor livre, consumidor potencialmente livre e o consumidor cativo. De uma forma simplificada, unidade consumidora é um conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, etc, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.

4.3. Tensão de Fornecimento

Competirá à distribuidora informar ao interessado a tensão de fornecimento para a unidade consumidora, com observância dos critérios estabelecidos na legislação. Assim, por exemplo, para tensão secundária em rede aérea, a carga instalada na unidade consumidora deve ser igual ou inferior a 75 kW. Para fins de faturamento, as unidades consumidoras são agrupadas em dois grupos tarifários, definidos, principalmente, em função da tensão de fornecimento e também, como consequência, em função da demanda. Se a concessionária fornece energia em tensão inferior a 2300 Volts, o consumidor é classificado como sendo do “Grupo B” (baixa tensão); se a tensão de fornecimento for maior ou igual a 2300 Volts, será o consumidor do “Grupo A” (alta tensão). Estes grupos foram assim definidos:

4.3.1. Grupo A

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos subgrupos A1, A2, A3, A3a, A4 e AS. A tabela seguinte apresenta estes subgrupos.

Tabela 4.1 - Tensão de Fornecimento – Grupo A

Subgrupo	Tensão de Fornecimento
A1	≥ 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo

4.3.2. Grupo B

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, caracterizado pela tarifa monômnia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a. Subgrupo B1 - residencial;
- b. Subgrupo B2 - rural;
- c. Subgrupo B3 - demais classes; e
- d. Subgrupo B4 - Iluminação Pública.

Obs.: Para efeito de aplicação de tarifas, a Resolução ANEEL nº 414 apresenta a classificação das unidades consumidoras com as respectivas classes e subclasses, como por exemplo, unidade consumidora classe Residencial e, por exemplo, a subclasse Residencial Baixa Renda.

4.4. Modalidade Tarifária

A modalidade ou estrutura tarifária é um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas.

4.4.1. Tarifa Convencional

Esta modalidade é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

4.4.2. Tarifa Horossazonal

Esta modalidade se caracteriza pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com os postos horários, horas de utilização do dia, e os períodos do ano, conforme especificação a seguir:

- a. Tarifa Azul: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia;
- b. Tarifa Verde: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de uti-

lização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência;

- c. Horário de ponta (P);
- d. Horário fora de ponta (F);
- e. Período úmido (U);
- f. Período seco (S).

4.4.3. Critérios de Enquadramento

Os critérios de enquadramento na modalidade de tarifa convencional ou horossazonal aplicam-se às unidades consumidoras atendidas pelo Sistema Interligado Nacional – SIN conforme as condições apresentadas a seguir, estabelecidas na Resolução ANEEL nº 414.

I – na modalidade tarifária horossazonal azul, aquelas com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;

II - na modalidade tarifária horossazonal azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW; e

III - na modalidade tarifária convencional, ou horossazonal azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW.

4.5. Faturamento

A Fatura de energia elétrica é a nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes. O valor líquido da fatura é o valor em moeda corrente, resultante da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento, sem incidência de imposto, sobre os componentes de consumo de energia elétrica ativa, de demanda de potência ativa, de uso do sistema, de consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes. Para as unidades consumidoras do Grupo B, tem-se um valor mínimo faturável referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, de acordo com os limites fixados por tipo de ligação.

Segundo a Resolução ANEEL nº 414, a distribuidora deve efetuar as leituras em intervalos de aproximadamente 30 (trinta) dias, observados o mínimo

de 27 (vinte e sete) e o máximo de 33 (trinta e três) dias, de acordo com o calendário de leitura. A distribuidora é obrigada a instalar equipamentos de medição nas unidades consumidoras, exceto em casos especiais, definidos na legislação, como por exemplo, para fornecimento destinado para iluminação pública. O fator de potência da unidade consumidora, para efeito de faturamento, deverá ser verificado pela distribuidora por meio de medição permanente, de forma obrigatória para o grupo A e facultativa para o Grupo B.

4.5.1. Faturamento de Unidade Consumidora do Grupo B

O faturamento de unidade consumidora do Grupo B realiza-se com base no consumo de energia elétrica ativa, e, quando aplicável, no consumo de energia elétrica reativa excedente. Os valores mínimos faturáveis, referentes ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicáveis ao faturamento mensal de unidades consumidoras do Grupo B, serão os seguintes:

I - monofásico e bifásico a 02 (dois) condutores: valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh;

II - bifásico a 03 (três) condutores: valor em moeda corrente equivalente a 50 kWh;

III - trifásico: valor em moeda corrente equivalente a 100 kWh.

Os valores mínimos serão aplicados sempre que o consumo, medido ou estimado, for inferior aos referidos acima, não sendo a diferença resultante não será objeto de futura compensação.

4.5.2. Faturamento de Unidade Consumidora do Grupo A

O faturamento de unidade consumidora do grupo A, observadas as respectivas modalidades quando da aplicação de tarifa horossazonal, deve ser realizado com base nos valores identificados por meio dos critérios descritos a seguir:

I – demanda faturável: um único valor, correspondente ao maior valor dentre os definidos a seguir:

- a. demanda contratada ou demanda medida, exceto para unidade consumidora da classe rural ou reconhecida como sazonal;
- b. demanda medida no ciclo de faturamento ou 10% (dez por cento) da maior demanda medida em qualquer dos 11 (onze) ciclos completos de faturamento anteriores, no caso de unidade con-

sumidora incluída na tarifa convencional, da classe rural ou reconhecida como sazonal; ou

- c. demanda medida no ciclo de faturamento ou 10% (dez por cento) da maior demanda contratada, no caso de unidade consumidora incluída na tarifa horossazonal da classe rural ou reconhecida como sazonal.

Quando os montantes de demanda de potência ativa ou de uso do sistema de distribuição – MUSD medidos excederem em mais de 5% (cinco por cento) os valores contratados aplica-se a cobrança de uma “ultrapassagem” conforme a legislação vigente.

II – consumo de energia elétrica ativa:

- a. quando houver Contrato de Compra de Energia Regulada - CCER celebrado deve ser utilizado um dos seguintes critérios:

1. Para consumidores especiais ou livres, quando o montante de energia elétrica ativa medida no ciclo de faturamento, em megawatt-hora, for maior que o produto do número de horas do ciclo pelo limite estabelecido para a energia elétrica ativa contratada, fixado em MWmédio para cada ciclo de faturamento, o faturamento da energia elétrica ativa será:

$$FEA(p) = MWmédio(contratado) \times Horas(ciclo) \times TE(comp)(p)$$

2. Para consumidores especiais ou livres, quando o montante de energia elétrica ativa medida no ciclo de faturamento, em megawatt-hora, for menor ou igual ao produto do número de horas do ciclo pelo limite estabelecido para a energia elétrica ativa contratada, fixado em MWmédio para cada ciclo de faturamento, o faturamento da energia elétrica ativa será:

$$FEA(p) = EEAM(p) \times TE(comp)(p)$$

3. Para demais consumidores que celebrem o CCER, o faturamento da energia elétrica ativa será:

$$FEA(p) = EEAM(p) \times TE(comp)(p)$$

Onde:

$FEA(p)$ = faturamento da energia elétrica ativa, por posto horário “p”, em Reais (R\$);

$EEAM(p)$ = montante de energia elétrica ativa medido em cada posto horário “p” do ciclo de faturamento, em

megawatt-hora (MWh);

$TE(comp)(p)$ = tarifa de energia “TE” das tarifas de fornecimento, por posto horário “p”, aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horossazonal azul, em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh);

$MWmédio(contratado)$ = limite estabelecido para a energia elétrica ativa contratada, fixado em $MWmédio$ para cada ciclo de faturamento;

$HORAS(ciclo)$ = indica a quantidade total de horas do ciclo de faturamento; e

p = indica posto horário, ponta ou fora de ponta, para as tarifas horossazonais.

- b. para demais unidades consumidoras, deve ser obtido pela aplicação da tarifa final de energia elétrica ativa homologada ao montante total medido no período de faturamento, conforme a modalidade tarifária correspondente, limitando-se ao intervalo máximo de tempo permitido à leitura.

A cada 12 (doze) ciclos de faturamento, contados da celebração do Contrato de Fornecimento ou do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD, a distribuidora deve:

I – verificar se as unidades consumidoras da classe rural e as reconhecidas como sazonal, registraram, no período referido no caput, o mínimo de 3 (três) valores de demanda ou MUSD (Montante de Uso do Sistema de Distribuição) iguais ou superiores aos contratados, excetuando-se aqueles ocorridos durante o período de testes; e

II – faturar, considerando o período referido no caput, os maiores valores obtidos pela diferença entre as demandas ou MUSD contratados e os montantes medidos correspondentes, pelo número de ciclos em que não tenha sido verificado o mínimo referido no item I acima.

4.5.3 Modalidades Tarifárias

A tarifa convencional é aplicada considerando-se o seguinte:

I – para o grupo A:

- a. a) tarifa única de demanda de potência (kW); e
- b. b) tarifa única de consumo de energia (kWh).

II – para o grupo B, tarifa única aplicável ao consumo de energia (kWh).

A tarifa horossazonal azul é aplicada considerando-se o seguinte:

I – para a demanda de potência (kW):

- a. uma tarifa para horário de ponta (P); e
- b. uma tarifa para horário fora de ponta (F).

II – para o consumo de energia (kWh):

- a. uma tarifa para horário de ponta em período úmido (PU);
- b. uma tarifa para horário fora de ponta em período úmido (FU);
- c. uma tarifa para horário de ponta em período seco (PS); e
- d. uma tarifa para horário fora de ponta em período seco (FS).

A tarifa horossazonal verde é aplicada considerando-se o seguinte:

I – para a demanda de potência (kW), uma tarifa única; e

II – para o consumo de energia (kWh):

- a. uma tarifa para horário de ponta em período úmido (PU);
- b. uma tarifa para horário fora de ponta em período úmido (FU);
- c. uma tarifa para horário de ponta em período seco (PS); e
- d. uma tarifa para horário fora de ponta em período seco (FS).

Resumo do Faturamento Tarifário

	AZUL	VERDE	CONVENCIONAL
Demanda (kW)	Um preço para ponta	Preço único	Preço único
	Um preço para fora de ponta		
Consumo (kWh)	Um preço - ponta - período úmido		Preço único
	Um preço - fora de ponta - período úmido		
	Um preço - ponta - período seco		
	Um preço - fora de ponta - período seco		

4.6. ICMS: Cobrança e sua Aplicação

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS incidente sobre o fornecimento de energia elétrica é um imposto onde as suas alíquotas são definidas em lei estadual. Cabe à distribuidora, na qualidade de contribuinte legal e substituto tributário do referido imposto, dentro de sua área de concessão, apenas a tarefa de recolher ao Erário Estadual as quantias cobradas nas Faturas de Energia Elétrica. O ICMS é devido por todos os consumidores.

O cálculo do ICMS é efetuado de forma onde o montante do imposto integra a sua própria base de cálculo (cálculo por dentro). Para operacionalizar o cálculo é adotada a fórmula abaixo, definida pelo Conselho de Política Fazendária - Confaz:

$$\text{ICMS} = F \cdot \left[\left(\frac{1}{1 - X} \right) - 1 \right]$$

onde:

F = Fornecimento

X = Alíquota / 100

4.7. Fator de Potência ou Energia Reativa Excedente

As mudanças ocorridas com o Fator de Potência tiveram início na Portaria DNAEE nº 1569, de 23/12/1993 e, atualmente, estão consolidadas na Resolução ANEEL nº 414. O fator de potência (FP) é um índice que reflete como a energia está sendo utilizada, mostrando a relação entre a energia realmente útil (ativa – W) e a energia total (aparente – VA), fornecida pelo sistema elétrico.

A resolução fixa o fator de potência de referência “fr”, indutivo ou capacitivo, em 0,92 o limite mínimo permitido para as instalações elétricas das unidades consumidoras. Para as unidades consumidoras do Grupo A, a medição do FP será obrigatória e permanente, enquanto que para aquelas do Grupo B, a medição será facultativa.

A energia reativa capacitiva passa ser medida e faturada. Sua medição será feita no período entre 23 h e 30 min e 6 h e 30 min e a medição da energia reativa indutiva passa a ser limitada ao período diário complementar. Esses critérios para faturamento regulamentam a cobrança de excedente de energia reativa abandonando a figura do "ajuste por baixo fator de potência" a qual sempre se associou a idéia de multa. O excedente de reativo indutivo ou capacitivo, que

ocorre quando o fator de potência indutivo ou capacitivo é inferior ao fator de potência de referência, 0,92, é cobrado utilizando-se as tarifas de fornecimento de energia ativa. Surge então o conceito de energia ativa reprimida, ou seja, a cobrança pela circulação de excedente de reativo no sistema elétrico.

4.8. Análise do Perfil de Utilização da Energia Elétrica

Com a possibilidade de reduções na carga total instalada, a partir do aumento de eficiência dos sistemas consumidores instalados, deve-se, também, considerar a otimização da demanda de potência em função de níveis mais baixos de consumo de kWh. Outras possibilidades de otimização devem ser consideradas, tais como a análise da opção tarifária e a correção do fator de potência.

4.8.1. Otimização da Demanda de Potência

A análise da demanda tem por objetivo a sua adequação às reais necessidades da unidade consumidora. São analisadas as demandas de potência contratada, medidas e as efetivamente faturadas. A premissa básica é a de se procurar reduzir ou mesmo eliminar as ociosidades e ultrapassagens de demanda.

Assim, a unidade consumidora estará trabalhando adequadamente quando os valores de demanda de potência registrados, contratados e faturados tiverem o mesmo valor, ou, pelo menos, apresentarem valores próximos, pois assim estará pagando por aquilo que realmente necessita. As Figuras 4.8 e 4.9 exemplificam o exposto.

Deve-se, nesse ponto, considerar a possibilidade de reduções nas demandas contratadas em função de alterações nos principais sistemas consumidores, com a redução das cargas instaladas e a introdução de controles automatizados para a modulação ótima da carga. Para assegurar mínimas despesas mensais com a Fatura de Energia Elétrica, é fundamental a escolha dos valores para as demandas a serem contratadas junto às concessionárias de eletricidade, que devem ser adequados às reais necessidades da empresa. Esse procedimento deve ser observado tanto quando se faz a opção pela estrutura tarifária, como na renovação periódica do contrato.

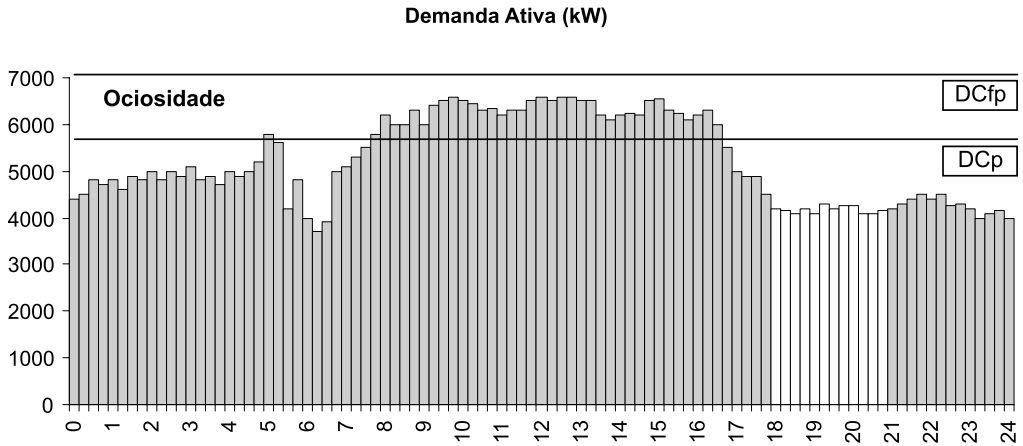


Figura 4.8 – Contrato ocioso de demanda.

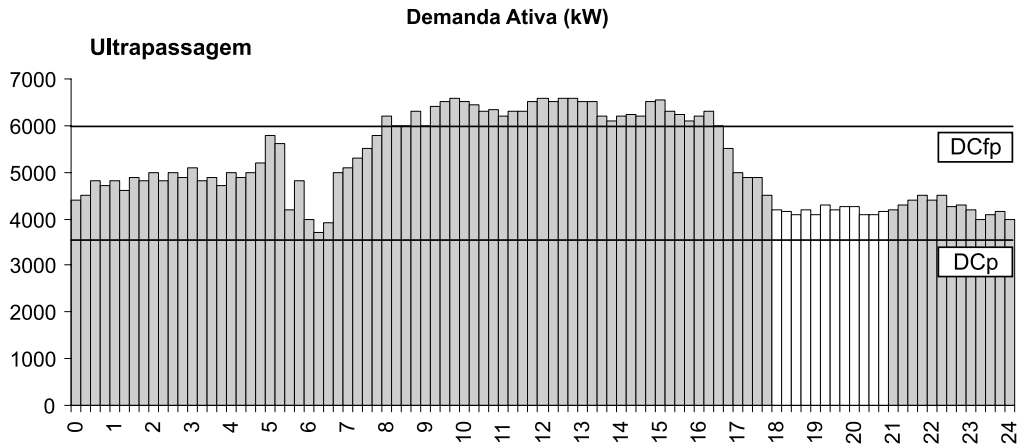


Figura 4.9 – Contrato insuficiente de demanda.

A importância na fixação de valores adequados de contrato reside em dois pontos importantes da legislação:

- se a demanda solicitada for inferior à contratada, será faturada a demanda contratada;
- nos contratos de tarifas horo-sazonais, serão aplicadas as tarifas de ultrapassagem, caso a demanda registrada ultrapasse a contratada em percentuais superiores aos limites estabelecidos.

Dessa forma, se as demandas contratadas não forem aquelas realmente necessárias e suficientes para cada segmento horário, haverá elevação desnecessária dos custos com energia elétrica.

O super ou subdimensionamento das demandas contratadas geram aumentos de custos que podem e devem ser evitados. O ideal é ser sempre faturado pelo valor efetivamente utilizado em cada ciclo de faturamento.

Outro ponto importante é que, uma vez fixado os valores de contrato, deve-se supervisionar e controlar o consumo de energia de forma a evitar que algum procedimento inadequado venha a provocar uma elevação desnecessária da demanda. Para as empresas, onde a demanda registrada varia muito ao longo do tempo, pode ser conveniente a instalação de um sistema automático de supervisão e controle da demanda.

4.8.2. Análise de Opção Tarifária

A otimização tarifária é a escolha da tarifa mais conveniente para a unidade consumidora, considerando-se o seu regime de funcionamento, as características do seu processo de trabalho, bem como a oportunidade/possibilidade de se fazer modulação de carga. A simulação realizada com os dados obtidos nas contas de energia elétrica confirma, ou não, a tarifa utilizada como a mais conveniente, e com os fatores de carga vigentes e a legislação tarifária em vigor, aponta a tarifa que proporciona o menor custo médio. Conforme visto anteriormente, a estrutura tarifária brasileira atual oferece várias modalidades de tarifas, as quais, em função das características do consumo de cada empresa, apresentam maiores ou menores vantagens, em termos de redução de despesas com energia.

Não se podem fixar regras definidas para esta escolha, devendo ser desenvolvida uma análise detalhada do uso de energia elétrica, identificando-se as horas do dia de maior consumo e as flutuações de consumo ao longo do ano.

No entanto, é possível dizer que as tarifas horo-sazonais apresentam maiores possibilidades para gerenciamento das despesas com energia, permitindo obter menores custos, desde que se possam minimizar, ou mesmo evitar, o consumo e a demanda nos horários de ponta.

De maneira geral, para determinar o melhor sistema de tarifação, é preciso considerar:

- os valores médios mensais de consumo e de demanda em cada um dos segmentos de ponta e fora de ponta;
- os valores médios mensais a serem faturados em cada um dos segmentos horo-sazonais, ou os valores respectivos de demanda e consumo para tarifação convencional; e, também, os valores de ultrapassagem que porventura ocorram;

- as possibilidades de deslocamento do horário de trabalho de diversos equipamentos para minimizar o consumo e a demanda no segmento de ponta;
- as despesas mensais com cada um dos sistemas tarifários.

A análise tarifária mostra-se como opção de redução do custo médio da energia da mesma forma que a correção do fator de potência ou a otimização da demanda contratada eliminando ultrapassagens ou ociosidades. Como poderão ser notadas em outras análises tarifárias, as diferenças das tarifas de uma região para outra, frente às revisões e ao realinhamento tarifário mostrarão que os resultados podem ser diferentes.

Ações de gerenciamento energético como a modulação de carga e a substituição do suprimento no horário de ponta, bem como ações de eficiência energética como a substituição tecnológica em usos finais, muitas vezes dependerão dos resultados obtidos numa recontração de demanda.

4.8.3. Correção do Fator de Potência

Alguns aparelhos elétricos, como os motores e transformadores, além de consumirem energia ativa, solicitam também energia reativa necessária para criar o fluxo magnético que seu funcionamento exige. Com base na relação entre a energia reativa e ativa, determina-se o fator de potência indutivo médio num determinado período. A análise das contas de energia elétrica aponta um fator de potência médio, na ponta e fora de ponta, que comparado aos 0,92, aponta ou não para a necessidade da implantação de medidas corretivas, tais como:

- instalação de banco de capacitores estáticos ou automáticos;
- através de motores síncronos;
- aumento do consumo de energia ativa.

Quando o fator de potência é inferior a 0,92, o total desembolsado a título de consumo de excedente reativo se constituirá num potencial de economia que poderá ser obtido através das medidas citadas.

4.9. A Importância dos Indicadores de Eficiência Energética

De uma maneira geral, pode-se afirmar que a eficiência energética aumenta quando se consegue realizar um serviço e/ou produzir um bem com uma quantidade de energia inferior a que era usualmente consumida. Para se poder

quantificar esta melhoria utiliza-se os chamados *indicadores de eficiência energética*. Dentre os mais comuns e os que apresentam maior utilização, pode-se destacar:

- Consumo Específico de Energia (CE);
- Fator de Carga da Instalação (FC);
- Custo Médio de Energia.

4.9.1. Consumo Específico de Energia (CE)

A análise do consumo de energia (kWh) ou da carga instalada (kW) em relação ao produto gerado, serviço prestado ou à área ocupada produz indicadores de desempenho passíveis de comparação à padrões estabelecidos no país e exterior. Em relação à área ocupada, o índice W/m^2 é determinado e comparado com as edificações tipológicas e funcionalmente semelhantes, mas, com diferentes níveis de eficiência. Pode-se, dessa forma, projetar padrões muito mais eficientes de consumo de energia elétrica, considerando-se a utilização de produtos e processos de melhor desempenho energético. Para o cálculo do consumo específico de energia (CE), faz-se:

$$CE_i = \frac{CA_i}{QP_i}$$

sendo

CA – o consumo mensal de energia dado em kWh/mês;

QP – a quantidade de produto ou serviço produzido no mês pela unidade consumidora;

i - índice referente ao mês de análise do histórico de dados.

Torna-se importante ressaltar que o consumo mensal de energia (CA) deve coincidir com o período da quantidade de produto ou serviço produzido no mês (QP). Isto para que não se obtenha resultados incorretos. Torna-se, portanto, importante saber qual o exato período de medição do consumo de energia e a real quantidade produzida neste mesmo período.

4.9.2. Custo médio de Energia e Fator de Carga da Instalação

O custo médio de energia elétrica depende grandemente da forma como ela é utilizada. Se estiver sendo usada eficientemente, seu custo médio é menor e, ao contrário, se o uso não é eficiente.

O fator de carga que é deduzido pelos dados das contas de energia é um dos indicadores de eficiência, pois, mostra como a energia está sendo utilizada ao longo do tempo.

Quanto maior for o fator de carga, menor será o custo do kWh. Supondo-se a possibilidade de manter, ao longo do ano, o fator de carga na faixa do mais alto já obtido, no período analisado, projeta-se uma economia média em cima da fatura mensal de energia.

Um fator de carga próximo de 1 indica que as cargas elétricas foram utilizadas racionalmente ao longo do tempo. Por outro lado, um fator de carga baixo indica que houve concentração de consumo de energia elétrica em curto período de tempo, determinando uma demanda elevada. Isto se dá quando muitos equipamentos são ligados ao mesmo tempo.

Para obter um fator de carga mais elevado existem três formas básicas:

- aumentar o número de horas trabalhadas (ou seja, aumentando-se o consumo de kWh), porém conservando-se a demanda de potência;
- otimizar a demanda de potência, conservando-se o mesmo nível de consumo de kWh;
- atuar simultaneamente nos dois parâmetros acima citados.

Para se avaliar o potencial de economia, neste caso, deve-se observar o comportamento do fator de carga nos segmentos horo-sazonais e identificar os meses em que este fator apresentou seu valor máximo. Isto pode indicar que se adotou nestes meses uma sistemática de operação que proporcionou o uso mais racional de energia elétrica. Portanto, seria possível, repetir esta sistemática, após uma averiguação das causas deste alto fator de carga e determinando se este valor pode ser mantido ao longo dos meses. Desta forma, para cada período (ponta ou fora de ponta) existe um fator de carga diferente. O fator de carga pode ser assim calculado:

$$FC = \frac{CA}{h \cdot DR}$$

sendo

FC – fator de carga do mês na ponta e fora de ponta;

CA – consumo de energia (kWh) no mês na ponta e fora de ponta;

h – número médio de horas no mês, sendo geralmente 66 horas para a ponta e 664 horas para o período fora de ponta;

DR – demanda registrada máxima de potência no mês na ponta e fora de ponta.

Desta forma, determina-se o fator de carga para as tarifas.

- Convencional

$$FC = \frac{CA}{730 \cdot DR}$$

- Horo-sazonal Azul

No Horário de Ponta:

$$FC_p = \frac{CA_p}{66 \cdot DR_p}$$

No Horário Fora de Ponta

$$FC_f = \frac{CA_f}{664 \cdot DR_f}$$

Para a análise do custo médio de energia, tem-se:

$$CM_e = \frac{\text{Custo Total da Conta}}{\text{Consumo de Energia no Mês}} = \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}}$$

onde

CMe – custo médio de energia (R\$/kWh);

O custo médio de energia também é conhecido como custo unitário de energia.

4.10. Comercialização de Energia

Com os principais objetivos de promover a modicidade tarifária e garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, a Lei nº 10.848 de 2004, propõe uma reestruturação no planejamento energético procurando obter, quando possível, competição na geração e formas de contratação de energia elétrica em dois ambientes distintos.

Os contratos de compra e venda de energia passam a ser celebrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE entre os Agentes participantes. A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consu-

mido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no “Mercado de Curto Prazo” e valorado ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo.

4.10.1. Agentes da CCEE

Os Agentes associados que participam da CCEE estão divididos nas categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização podendo ser facultativos ou obrigatórios.

As condições atualmente em vigor e que definem a obrigatoriedade dos agentes estão resumidas a seguir.

- Agentes de geração
 - Concessionários ≥ 50 MW instalados
 - Produtores Independentes ≥ 50 MW instalados
 - Autoprodutores ≥ 50 MW instalados
- Agentes de distribuição
 - Consumo ≥ 500 GWh/ano
 - Agentes que adquirem toda energia com tarifa regulada
- Agentes de comercialização
 - Importadores e exportadores ≥ 50 MW intercambiados
 - Comercializadores ≥ 500 GWh/ano
 - Consumidores livres

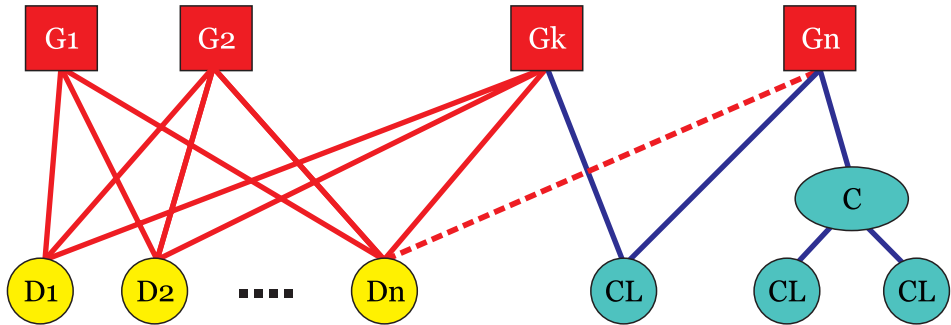
4.10.2. Ambientes de Contratação

Nas bases do novo Modelo de comercialização foram criados dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Regulado – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

No ACR a contratação é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

Como resultado destas contratações a ANEEL no seu papel de agente regulador estabelece as tarifas de energia e os reajustes tarifários das distribuidoras.

Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais.



Ambiente de Contratação Regulada (ACR) Ambiente de Contratação Livre (ACL)

- contratos bilaterais regulares
leilões pelo CCEE
contratação de longo prazo
- contratos bilaterais de ajuste
leilões pelo CCEE
contratação por até 2 anos
- contratação em regime de
livre contratação

A busca por oportunidades de redução do custo da energia elétrica tem incentivado muitos consumidores migrar do ACR para o ACL podendo ter a opção de comprar toda a sua energia ou parte dela de comercializadoras ou diretamente de geradoras.

4.10.3. Tarifas Aplicadas

No novo modelo de comercialização de energia elétrica são aplicadas aos agentes do mercado tarifas para o uso do sistema de transmissão – TUST e tarifas para o uso do sistema de distribuição – TUSD.

A Rede Básica é composta por uma rede de linhas de transmissão em tensão igual ou superior a 230 kV e as suas subestações transformadoras. O acesso às linhas de transmissão é garantido pela ANEEL aos agentes que atendam certas exigências técnicas e que necessitam de grandes fluxos de energia. A

administração do sistema de transmissão desta Rede Básica e o gerenciamento do despacho de energia são uma atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

As regras de composição da Rede Básica, atualmente em vigor, determinam que o serviço de transmissão de unidades transformadoras deve ser pago exclusivamente pelas concessionárias de distribuição que delas se beneficiam. Sendo assim, foram criadas duas parcelas, a TUST-FR associada às demais instalações de transporte e a TUST-RB referente à Rede Básica, correspondendo à TUST – Fio determinado por um valor em R\$/kW para cada distribuidora.

Atualmente, o cálculo destas tarifas é feito através de um software e as parcelas componentes desta tarifa são calculadas com base nos custos de cada distribuidora tendo como suas componentes, especificamente para o período 2006/2007, as seguintes variáveis: RAP-RB (Receita Anual Permitida da Rede Básica), ONS, parcela de ajuste, parcela de ajuste PIS/COFINS, previsão de novas obras, RAP-FR (Receita Anual Permitida da Rede Básica de Fronteira), RAP-DIT (Receita Anual Permitida das Demais Instalações de Transmissão).

Aos consumidores livres e autoprodutores conectados diretamente à Rede Básica, a parcela TUST-RB é calculada individualmente tomando como referência o ponto de conexão ao sistema, formando a TUST – Encargo em R\$/MWh. Estas tarifas ainda incorporam três encargos setoriais, a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

O cálculo da TUSD também é realizado seguindo uma metodologia apresentada pela ANEEL. Neste cálculo são necessárias informações das distribuidoras como sua receita de distribuição, o diagrama unifilar simplificado, o percentual de perdas técnicas e as tipologias representativas dos consumidores. As principais componentes que fazem parte da TUSD correspondem à Receita Requerida de Distribuição e aos Custos Marginais de Fornecimento de Potência. Os componentes de cada uma destas parcelas estão relacionados a seguir.

- Receita requerida

TUSD – Fio (em R\$/kW)

Parcela de Distribuição

Perdas técnicas do sistema de distribuição

Reserva Global de Reversão – RGR

Encargos de Conexão

Encargos do ONS

- Encargos de uso do sistema de distribuição
- P&D e Eficiência Energética
- PIS/PASEP e COFINS
- Taxa de fiscalização da ANEEL
- Uso da Rede Básica
- TUSD – Encargo (em R\$/MWh)
 - Conta Consumo de Combustíveis – CCC
 - Transporte de Itaipu
 - Perdas comerciais
 - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA
 - Encargo de Serviços do Sistema – ESS
 - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE
 - PIS/PASEP e COFINS
 - Conta de Desenvolvimento Energético – CDE
 - Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética
- Custo Marginal de Fornecimento de Potência
 - Custo incremental médio de longo prazo
 - Perdas técnicas

4.11. Nova Estrutura Tarifária

A ANEEL através da Resolução 464/2011, de 28 de novembro de 2011, publicou os Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret com o objetivo de estabelecer os procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da Estrutura Tarifária para as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. O mesmo aplica-se a todas as revisões tarifárias de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, a partir do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica e reajustes subsequentes que acontecerá entre 2012 e 2014.

Atualmente são adotadas no Brasil três modalidades de tarifas para alta tensão: tarifa horária azul, tarifa horária verde e tarifa convencional, sendo esta última sem sinal horário. A diferença decorre da aplicação de postos tarifários e da forma de cobrança dos custos relativos ao uso da rede (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD) no horário de maior utilização do sistema, definido como horário de ponta. Os custos de rede (demanda) são cobrados em demanda (R\$/kW) e em energia (R\$/MWh), sendo que para a energia, além do componente de rede (uso do sistema de distribuição) há o componente de energia t. Este valor, publicado anualmente pela Aneel por meio de Resolução será mantido, porém, poderá ser alterado com base nas propostas da distribuidora e da sociedade para adequá-lo à realidade da concessão na busca de minimizar a necessidade de expansão da rede e a inibição de uso de geradores diesel no horário de ponta.

Os consumidores livres terão disponível, além da atual modalidade azul, a modalidade verde. O objetivo é atender o comando legal e tratar isonomicamente todos os consumidores em relação ao pagamento do uso da rede, independentemente do fato de ele comprar energia da distribuidora ou ser um consumidor livre. A opção da tarifa convencional de alta tensão, caracterizada pela cobrança de uma tarifa única de demanda, em R\$/kW, e de uma tarifa de consumo, em R\$/MWh, terá seu limite de enquadramento alterado de 300 quilowatts (kW) de demanda contratada mensal para 150 kW, com prazo de 12 meses para migração. No 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, a partir de 2014, será extinta a modalidade convencional. Os consumidores do sistema isolado terão disponíveis as mesmas modalidades e regras tarifárias do sistema interligado, com as opções de modalidades tarifárias verde e , azul

Uma modificação que valerá para os consumidores de alta e de baixa tensão, a partir de janeiro de 2014, é a criação das bandeiras tarifárias verde, amarela e vermelha, que funcionarão como um semáforo de trânsito e se refletirão em diferença de tarifa para o consumidor. A Bandeira Verde significa custos mais baixos para a compra de energia. A Bandeira Amarela indicará um sinal de atenção, pois os custos de compra de energia estão aumentando. Por sua vez, a Bandeira Vermelha indicará que a situação anterior está se agravando e a oferta de energia para atender a demanda dos consumidores ocorre com maiores custos de compra, como por exemplo, o acionamento de grande quantidade de termelétricas para gerar energia, que é uma fonte mais cara do que as usinas hidrelétricas. Em 2013, será realizado um ano-teste, que terá como objetivos simular os resultados obtidos com a aplicação hipotética das bandeiras amarela e vermelha, bem como calibrar os sinais, e divulgar aos consumidores os procedimentos de aplicação do sistema de bandeiras. A decisão de qual bandeira usar não caberá às distribuidoras e será mensal, comunicada aos consumidores com um mês de antecedência.

Para o Grupo B, ao qual pertencem os consumidores residenciais, será criada a modalidade Branca, dividida em três postos horários: ponta, intermediário e fora de ponta, válidos somente de segunda a sexta-feira (sábados, domingos e feriados serão considerados integralmente como fora de ponta). Os horários de cada posto serão definidos pelas distribuidoras. O consumidor poderá decidir se desejará migrar para a modalidade Branca ou permanecer na Convencional Monômnia, como é hoje, com um único valor. O consumidor residencial, que hoje paga uma tarifa única independentemente do período do dia, poderá optar pelo plano que prevê energia mais barata nos horários de menor demanda. Pelo novo sistema, cada distribuidora de energia terá que definir um intervalo de três horas, entre as 17h e 22h, em que o consumo de energia elétrica será mais caro. A adoção da modalidade Branca implicará na necessidade de se instalar medidores eletrônicos de energia, ao contrário dos medidores eletromecânicos encontrados atualmente na maioria das residências brasileiras. Essa ainda depende de regulamentações comerciais e relacionadas à medição. A nova modalidade tarifária terá caráter opcional, exceto para a cobrança de iluminação pública e para o mercado de baixa renda.

Referências Bibliográficas

Código de Águas, Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934

Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995

Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995

Resolução ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010

Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004

Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004

Capítulo 5

ANÁLISE ECONÔMICA EM CONSERVAÇÃO DE ENERGIA

As decisões de investimento em alternativas e projetos de economia e uso eficiente da energia passam, necessariamente, por uma análise de viabilidade econômica. Tais questões podem se apresentar de duas formas: ou deseja-se decidir sobre a escolha entre duas alternativas mutuamente excludentes, ou deseja-se conhecer a economicidade de uma dada alternativa.

Esta análise, em geral, utiliza-se de índices econômicos que permitem traduzir a atratividade de um investimento. Dentre estes índices pode-se destacar o valor presente líquido, o valor anual uniforme, a taxa interna de retorno e o tempo de retorno de capital. Para a execução de tais análises procura-se moldar o problema real em uma forma padrão denominada fluxo de caixa, o que permite utilizar-se de certas equações previamente concebidas e, assim, avaliar economicamente o projeto.

5.1. O Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é uma maneira simplificada de se representar graficamente as receitas e as despesas de um projeto ao longo do tempo. Nesta modelagem, tudo o que for ganho, benefício, receita e semelhantes, é representado por uma seta apontando para cima. Por outro lado, tudo o que for gasto, despesa, investimento, custos e outros é representado por uma seta para baixo. A figura a seguir apresenta um fluxo de caixa onde foi feito um investimento **I** no instante zero (seta para baixo) que resultará em um retorno anual **A** (seta para cima) durante **n** períodos de tempo, ou em um valor futuro **F** após este mesmo período.

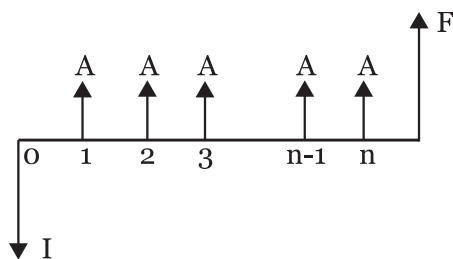


Figura 5.1 - Exemplo de fluxo de caixa

A unidade de tempo utilizada pode ser qualquer uma. Análises anuais e mensais são as mais comuns, uma vez que a maturação destes projetos normalmente está inserida dentro deste período de tempo. Neste ponto é importante introduzir o que vem a ser a taxa de juros **i**. O conceito da taxa de juros procura exprimir o que vem a ser o “valor do dinheiro”. Por exemplo, desprezada qualquer inflação, para um indivíduo, mais vale receber mil reais hoje do que esperar para receber daqui a um ano. Esta é uma questão bastante intuitiva e individual, pois, na verdade, cada um sabe o quanto estaria disposto a receber por esperar. Considerando a taxa de juros como sendo um prêmio para que este indivíduo espere para receber o que lhe é devido, pode-se usar a taxa de juros para relacionar o valor futuro **F** com o valor presente **P**:

$$F = P + P.i = P.(1+i)$$

Quando se considera mais de um período e tempo, ou seja, para **n** períodos, obtém-se a seguinte expressão:

$$F = P.(1+i)^n \quad (5.1)$$

Na prática, o número de períodos muitas vezes representa a vida útil de um equipamento, vida contábil, período de análise ou a duração do fluxo de caixa como ocorre em projetos que envolvam períodos de concessão.

Exemplo: Devo receber mil reais. Se eu não ganhar este valor hoje, quanto eu devo receber daqui a dois anos para compensar este atraso. Considere uma taxa de juros de 12%a.a. (obs: a.a. = ao ano).

$$F = 1000 . (1 + 0,12)^2 = 1144$$

Ou seja, deverei receber 1144 reais.

Nestas análises é importante que a taxa de juros seja dividida por cem e esteja em conformidade com o período de tempo adotado, ou seja, devem-se adotar taxas de juros anuais para períodos anuais ou taxas de juros mensais para períodos mensais. Para o caso de se ter várias anuidades, o cálculo deve ser cumulativo. Seja por exemplo o seguinte fluxo de caixa:

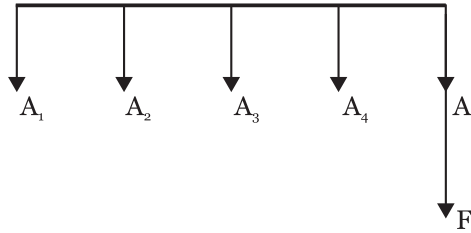


Figura 5.2 - Fluxo de caixa

O valor futuro será dado pela soma das contribuições de cada anuidade corrigida pela taxa de juros, da seguinte forma:

$$F = A_5 + A_4 \cdot (1+i) + A_3 \cdot (1+i)^2 + A_2 \cdot (1+i)^3 + A_1 \cdot (1+i)^4$$

Se as anuidades e os intervalos de tempo forem iguais, caracterizando a chamada *série uniforme*, pode-se lançar mão da fórmula da soma dos elementos de uma p.g. para se obter uma equação generalizada.

Soma da p.g.:
$$S_n = a_1 \cdot \frac{q^n - 1}{q - 1}$$

Neste caso tem-se: $q = (1+i)$ e $a_1 = A$

No que resulta:
$$\frac{F}{A} = \frac{(1+i)^n - 1}{i} \quad (5.2)$$

Podem-se obter importantes relações entre **A** e **P** combinando-se (5.1) e (5.2). Logo, tem-se:

Fator de recuperação de capital:
$$FRC(i,n) = \frac{A}{P} = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (5.3)$$

Fator de valor presente:
$$FVP(i,n) = \frac{P}{A} = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \quad (5.4)$$

5.2. Critérios para Tomada de Decisão

Os critérios de tomada de decisão baseados em análise econômica utilizam-se das expressões deduzidas anteriormente. Será apresentado o método do valor presente líquido, do valor anual uniforme, do tempo de retorno de capital e da taxa interna de retorno. Naturalmente, as diversas técnicas apresentam

certas vantagens e desvantagens quando comparadas entre si, devendo sempre ser aplicadas conhecendo as suas limitações. A seguir serão apresentados estes conceitos através de exemplos de aplicação em problemas envolvendo questões energéticas. Na maioria dos casos, as séries serão consideradas uniformes. Na realidade, para que as equações apresentadas possam ser utilizadas, deve-se sempre tentar modelar o problema real como sendo uma série uniforme.

5.2.1. Valor Presente Líquido

O método do valor presente líquido é bastante interessante quando se deseja comparar alternativas mutuamente excludentes. De modo que, todos os benefícios e custos em seus diversos instantes no tempo, sejam trazidos para o presente. A alternativa que oferecer o maior valor presente líquido será, dentro deste critério, a mais atraente.

É importante observar que ao se fazer comparações entre alternativas, deve-se sempre levar em consideração somente os aspectos que as diferenciam. Por exemplo, sejam duas alternativas que ofereçam a mesma produção, porém uma energeticamente mais eficiente do que a outra. Neste caso os benefícios auferidos com a produção não deverão ser considerados, posto que é o mesmo para as duas alternativas e, em um momento ou no outro, serão cancelados entre si. Somente a redução no custo, pela eficiência energética, deve ser considerada. Neste critério, deve-se trazer para o presente, usando o fator de valor presente, todos os custos e benefícios que ocorrem em cada período de tempo. É de fundamental importância, no entanto, que o período de análise seja o mesmo para as diversas alternativas. Mais adiante serão apresentadas técnicas adequadas para o estudo de casos com diferentes períodos de análise.

Seja o exemplo de aquisição de uma caldeira onde se tem duas opções: a primeira é mais cara, mas consome lenha, que é um combustível barato. A segunda é mais barata, mas consome óleo pesado, que é mais caro que a lenha. Pode-se construir dois fluxos de caixa, um para cada caldeira, assumindo-se uma vida econômica igual para os dois equipamentos, e igual a n_c . A taxa de juros adotada, conforme análise do mercado financeiro é igual a i %a.a. Os fluxos de caixa são mostrados na Figura 5.3.

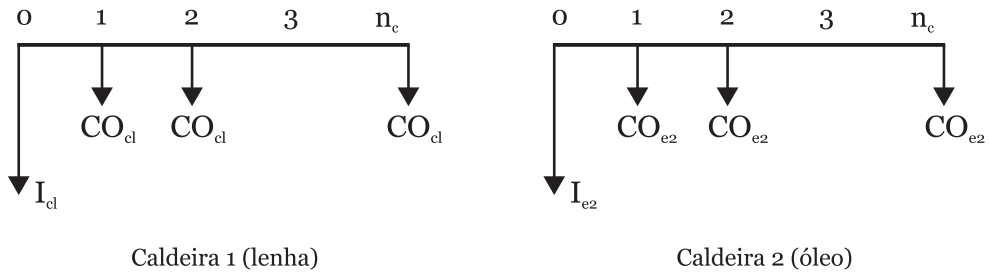


Figura 5.3 - Fluxo de caixa para as caldeiras.

Nestes fluxos considerou-se o consumo anual do vapor constante, bem como a eficiência das caldeiras. Se os custos das manutenções são considerados constantes, chega-se a custos anuais constantes de operação e manutenção das caldeiras (CO_{C1} e CO_{C2}). A melhor opção será obtida através do valor presente líquido, **VPL**. O VPL para cada investimento, considerando o instante zero, é a soma do investimento **I** mais o valor presente da série correspondente ao custo de operação e manutenção. Assim, tem-se para as caldeiras:

$$VPL_{C1} = I_{C1} + CO_{C1} \cdot FVP(i, n_c)$$

$$VPL_{C2} = I_{C2} + CO_{C2} \cdot FVP(i, n_c)$$

O melhor investimento é o que apresentar o maior valor presente líquido. Utilizando-se ainda desse exemplo pode-se introduzir o conceito de *custo de oportunidade*. O custo de oportunidade é um artifício que permite considerar vantagens tecnológicas ou benefícios oriundos de uma determinada alternativa em uma análise econômica. Neste caso, suponha-se que além das duas alternativas de caldeiras anteriores, tenha-se também uma caldeira a gás natural. Sabe-se que ao se utilizar o gás natural como combustível tem-se grande benefício ambiental, dado à reduzida emissão de poluentes e particulados. Para considerar este benefício, pode-se, por exemplo, adicionar ao custo de investimento das outras alternativas, o custo de um filtro que igualasse os níveis de emissão ao da caldeira a gás natural.

O mesmo ocorre com alternativas que melhorem o fator de potência. Neste caso, o custo de oportunidade é igual ao valor de um banco de capacitores que conduzissem ao mesmo efeito de melhoria no fator de potência. Sendo assim, fica evidenciada a importância de uma análise de sensibilidade. Esta deve fazer variar alguns parâmetros importantes, dentro de faixas relativamente estreitas, a fim de se verificar como se comporta o valor presente. Isto contribuirá sobremaneira na tomada de decisão.

5.2.2. Valor Anual Líquido

O método do valor anual líquido também é indicado para comparar alternativas mutuamente excludentes. A grande vantagem deste método é que se podem analisar alternativas com vidas úteis diferentes lançando-se mão do conceito de *reposição contínua*, ou seja, passada a vida útil do equipamento, ele será repostado por outro idêntico, sendo que isto irá ocorrer indefinidamente. Este critério trabalha com a distribuição de custos e de investimentos que estejam concentrados em um determinado instante do tempo através do fator de recuperação de capital. Dessa forma, o que apresentar o valor uniforme mais atraente será a alternativa escolhida.

Como exemplo, considere-se o caso de se fazer o estudo da colocação de um banco de capacitores para compensação do fator de potência. A viabilidade econômica deste empreendimento será mostrada se os benefícios superam os custos. É exatamente aí que está a dificuldade do problema. Sabe-se que a compensação de reativo traz como benefícios a diminuição das perdas, menores gastos com a energia comprada, além de liberação de capacidade dos equipamentos. Desses, o mais difícil de avaliar é a liberação da capacidade, pois isto só será benefício se esta capacidade for utilizada para alimentar outro sistema. O benefício será, exatamente, igual ao custo de aquisição e equipamentos para abastecer o outro sistema. O fluxo de caixa do problema em questão, mostrando a reposição contínua é mostrado na Figura 5.4. Neste caso, a capacidade ociosa só será utilizada a partir do período m .

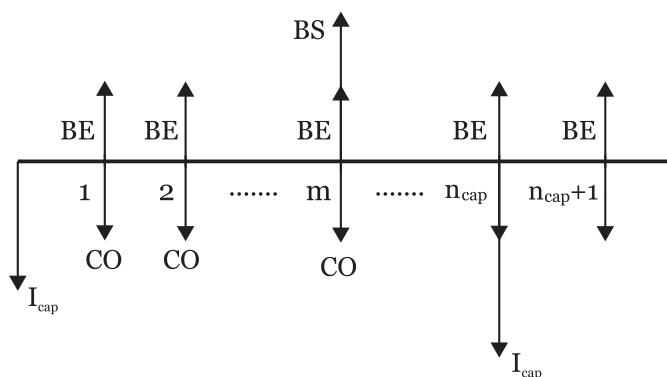


Figura 5.4 - Fluxo de caixa para a compensação de reativos

O custo de instalação I_{cap} , bem como o de operação CO são relativamente fáceis de serem determinados. Já o benefício pela redução das perdas e diminuição da multa por baixo fator de potência **BE** é extremamente dependente da operação da planta industrial. Isto leva a se estabelecer um cenário para a aná-

lise. Entende-se por cenário um conjunto de hipóteses de operação, baseadas nas características do processo, que permitem estabelecer o comportamento do sistema. É importante observar que uma boa análise econômica deve conter vários cenários.

Avaliado BE, para um cenário, tem-se que avaliar o benefício pela capacidade ociosa BS. Esta só existe a partir da entrada de outro sistema no período m que faça uso desta capacidade ociosa. De fato, não se vai calcular BS, mas sim, o custo anual BA correspondente aos equipamentos que não foram adquiridos. Este é o custo deles I_e multiplicado pelo correspondente FRC, sendo n_e a vida dos equipamentos. Em caso de diferentes equipamentos com vidas diferentes, tem-se que calcular os custos anuais de cada um, somando-os no final.

$$BA = I_e \cdot FRC(i, n_e)$$

Pode-se, também, transformar I_{cap} em uma série uniforme, como mostrado a seguir, onde n_{cap} é a vida do empreendimento.

$$CA = IA \cdot FRC(i, n_{cap})$$

Tem-se, então, a partir de m , uma série uniforme, até infinito, cujos valores anuais são (BA-CO-CA). Esta série infinita pode ser transformada em um valor anual, localizado no período $m-1$. Para isto basta multiplicar (BA-CO-CA) pelo FVP, com n igual a infinito. Pode-se mostrar que este fator é o inverso da taxa de juros i . O valor atual calculado, localizado em $m-1$, pode ser transportado para o instante zero, no que resulta:

$$BT = \frac{BA - CO - CA}{i} \cdot \frac{1}{(1+i)^{m-1}}$$

Para se ter o valor atual líquido final do empreendimento VAL, tem-se que trazer para o instante zero a série uniforme que vai até $m-1$, cujos termos são BE-CO, o que é possível aplicando-se o FVP, resultando:

$$VAL = BT + (BE-CO) \cdot FVP(i, m-1)$$

Se VAL for positivo, o empreendimento é atrativo, caso contrário, não o será. Assim, para o exemplo dos capacitores, pode-se avaliar o índice “dólares por quilowatt-hora”. Este é o custo anual dividido pela economia de energia que se obtém com a compensação de reativos, que é um benefício do empreendimento. Este índice pode ser, a fim de estimativa, comparado com índices semelhantes, resultantes da relação entre o montante da “conta de luz” pelo consumo total de energia. Caso o primeiro seja menor que o segundo, tem-se um indicativo da conveniência do empreendimento. É oportuno observar a influência da taxa de juros na tomada de decisão. Maiores taxas de juros desestimulam altos

investimentos, isto é, não incentivam a produção, favorecendo a especulação financeira. Para as vidas úteis, no entanto, uma vida útil maior irá favorecer o investimento que exigir menores custos de operação e manutenção.

5.2.3. Taxa Interna de Retorno

Um dos critérios que tem alcançado grande aceitação é o da taxa interna de retorno, principalmente quando se analisa um projeto por si mesmo, com seus custos e benefícios. Esta é a taxa de juros que zera o valor líquido presente, ou anual, do empreendimento. A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de juros que torna equivalente o investimento inicial ao fluxo de caixa subsequente, ou seja, é a taxa que torna nulo o valor presente líquido do projeto dentro de um período de tempo estipulado.

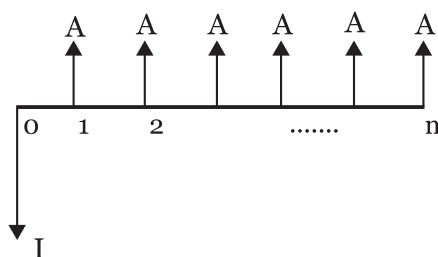


Figura 5.5 - Taxa interna de retorno

Igualando o valor presente a zero, fica:

$$A \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} - I = 0$$

Não se consegue determinar algebricamente o valor de i que anule o valor presente líquido, uma vez que esta é uma equação transcendental. A sua solução exige a aplicação de métodos numéricos como o de Newton-Raphson ou outro processo iterativo. Para o caso presente, a maneira mais fácil de encontrar a TIR é calculando o VPL para crescentes taxas de juros, e marcando estes pontos em um gráfico. Após alguns pontos a curva VPL x i já é suficientemente definida para se avaliar o ponto de VPL nulo, que corresponde à TIR. A Figura 5.5 ilustra o exposto. Quando a TIR for superior à taxa de juros, considerada para o empreendimento, tem-se que este é atrativo, e vice-versa. Outra maneira de se analisar a viabilidade é comparar a TIR com a taxa mínima de atratividade. A taxa mínima de atratividade (TMA) é a expectativa mínima de lucratividade, em termos de taxa de juros, que se espera em um investimento. Na prática,

esta pode ser definida através de dois enfoques: Ou toma-se a taxa de juros equivalente à maior rentabilidade das aplicações correntes de pouco risco; ou adota-se o custo do capital mais o risco do investimento.

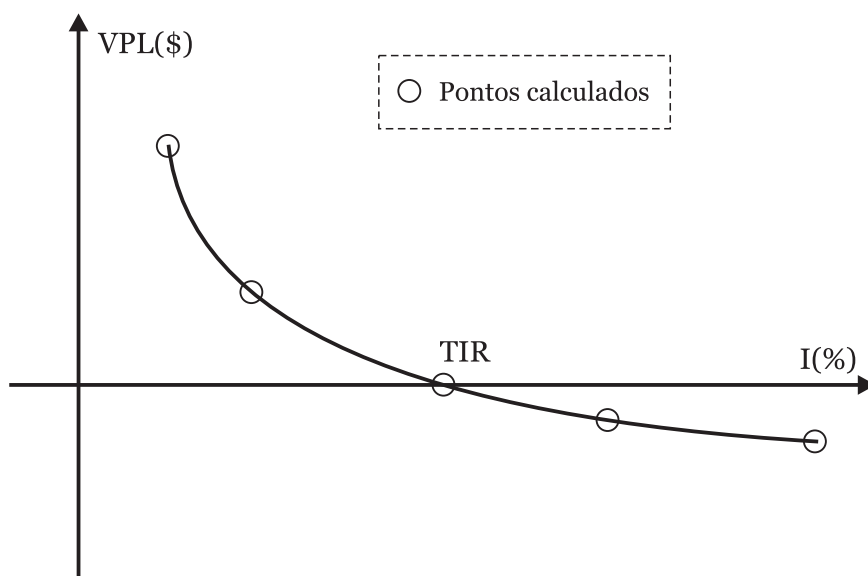


Figura 5.6 - Processo gráfico para o cálculo da TIR

No primeiro caso, quando um investidor possui um capital e deseja aplicá-lo, evidentemente ele não vai aplicar em um projeto que possua uma taxa de rentabilidade menor do que outra aplicação já existente no mercado, já que esta última apresenta pouco risco ou, em outras palavras, ele só irá aplicar o seu capital em um projeto com taxa de retorno se esta for maior que em aplicações garantidas comumente encontradas no mercado. Já o segundo caso poderá ser esclarecido supondo-se que o capital a ser investido seja obtido junto ao mercado, a um custo de uma determinada taxa de juros, considerando que o projeto possua um determinado nível de risco, a taxa mínima de atratividade não deverá ser menor que o custo do capital adicionado ao risco do investimento. Note-se que o risco pode atuar tanto negativamente como positivamente sobre o projeto e, sendo assim, deve-se considerar a pior alternativa.

Uma análise que embute o conceito da TIR, tendo as mesmas limitações, é a de custo-benefício. Esta é, como explicita o nome, a relação entre o custo total atual, ou anual, pelo benefício total atual, ou anual. É bastante comum, em empreendimentos energéticos, utilizar-se índices, para comparação entre investimentos ou simples acompanhamento, que são, na verdade, a relação custo-benefício. Matematicamente pode-se demonstrar esta afirmação quando, na expressão do fator de valor presente, o período de análise assume valores muito

grandes. No limite, quando n tende a infinito, a expressão do valor presente fica.

$$VPL = -I + \frac{A}{i} = 0$$

Se i é a taxa interna de retorno, tem-se, realmente, que esta está diretamente ligada à relação benefício-custo, ou custo-benefício:

$$TIR = \frac{A}{I}$$

5.2.4. Tempo de Retorno de Capital

O critério do tempo de retorno de capital, ou *payback*, é, sem dúvida, o mais difundido no meio técnico para análises de viabilidade econômica, principalmente devido à sua facilidade de aplicação. Nestes termos fala-se do chamado *payback* não descontado, isto é, um procedimento de cálculo onde não se leva em consideração o custo de capital, ou seja, a taxa de juros. Esta análise é feita apenas dividindo-se o custo da implantação do empreendimento pelo benefício auferido. Em outras palavras, este critério mostra quanto tempo é necessário para que os benefícios se igualem ao investimento.

O tempo de retorno descontado é o número de períodos que zera o valor líquido presente, ou anual, do empreendimento. Neste caso, a taxa de juros adotada é o próprio custo de capital.

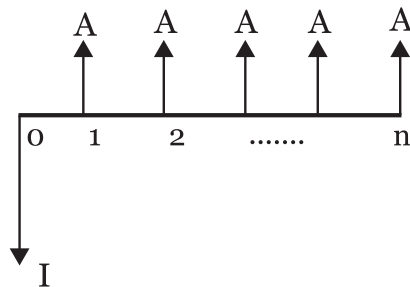


Figura 5.7 - Taxa interna de retorno

Igualando o valor presente a zero, tem-se:

$$A \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} - I = 0$$

Diferentemente do cálculo da TIR, felizmente, o tempo de retorno de capital pode ser calculado algebricamente a partir da expressão anterior, no que resulta:

$$n = - \frac{\ln(1-I/A.i)}{\ln(1+i)}$$

Pode-se também desenvolver uma interpretação gráfica para o tempo de retorno descontado, calculando-se o VPL para diferentes tempos de retorno, e marcando estes pontos em um gráfico. Após alguns pontos a curva já é suficientemente definida para se avaliar o ponto de VPL nulo, que corresponde ao tempo procurado. A figura a seguir ilustra o exposto.

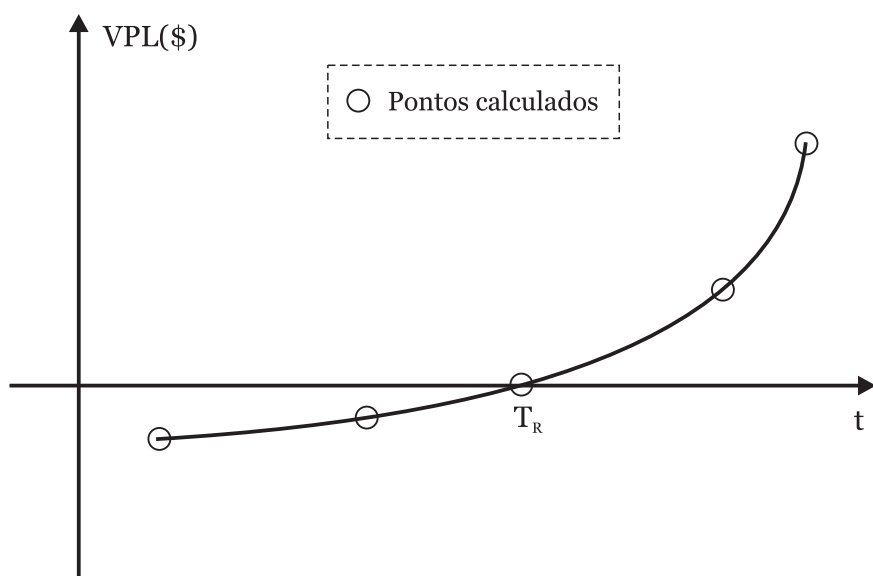


Figura 5.8 - Processo gráfico para o cálculo da TIR

Exemplo: Investimento em tecnologias de iluminação

Calcular o tempo de retorno simples (não descontado), para um investimento em uma tecnologia de iluminação que garanta a economia de \$50,00 mensais, a um investimento inicial de \$300,00. Calcular também o tempo de retorno descontado considerando uma taxa de juros de 2% ao mês.

a) Tempo de retorno simples

No tempo de retorno simples basta dividir o investimento pela economia, no que resulta:

$$n = \frac{300}{50} = 6 \text{ meses}$$

b) Tempo de retorno descontado

$$n = - \frac{\ln(1-300/50.0,02)}{\ln(1+0,02)} = 6,45 \text{ meses}$$

Ou seja, se o custo de capital for considerado, neste exemplo, o retorno levará quase 14 dias a mais para se verificar. O negócio será efetivado se o tempo de retorno for aceitável pelo investidor.

Referências Bibliográficas

Antonio Dantas , "**Análise de Investimentos e Projetos**", Editora da Universidade de Brasília, 1996.

Adriano Bruni e Rubens Famá, "**Matemática Financeira**", Editora ATLAS, 2008

Adriano Bruni e Rubens Famá, "**A Matemática das Finanças**", Editora ATLAS, 2008

Adriano Bruni e Rubens Famá, "**As Decisões de Investimentos**", Editora ATLAS, 2007

Nelson Filho e Bruno Kopittke, "**Análise de Investimentos**", Editora ATLAS, 2010

Capítulo 6

ILUMINAÇÃO

A iluminação é responsável por, aproximadamente, 23% do consumo de energia elétrica no setor residencial, 44% no setor comercial e serviços públicos e 1% no setor industrial (Santos, 2007).

Vários trabalhos desenvolvidos mostram que a iluminação ineficiente é comum no Brasil. Uma combinação de lâmpadas, reatores e refletores eficientes, associados a hábitos saudáveis na sua utilização, podem ser aplicados para reduzir o consumo de energia elétrica.

A seguir são apresentadas as definições básicas, os sistemas de iluminação existentes e aspectos relacionados com a conservação de energia elétrica.

6.1. Definições

6.1.1. Absorção

Transformação de energia radiante numa forma diferente de energia por interação com a matéria, por exemplo, transformação de energia ultravioleta em luz visível através da camada de fósforo existente em lâmpadas fluorescentes.

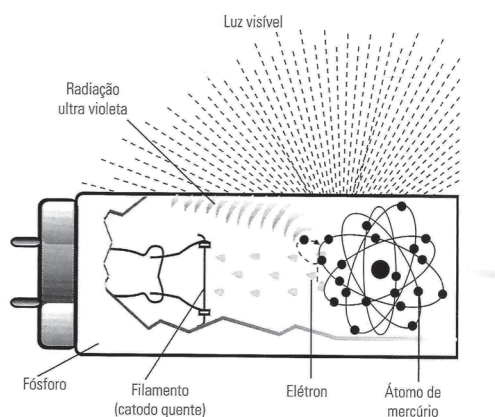


Figura 6.1 - Transformação de energia ultravioleta em luz visível (Sylvania, 2001).

6.1.2. Área Projetada

A área projetada de uma luminária, numa dada direção, é a área de projeção ortogonal da superfície luminosa, num plano perpendicular à direção específica. Unidade - m^2

6.1.3. Campo Visual

O campo visual do olho humano é a extensão angular do espaço no qual um objeto pode ser percebido, é dado por: 50° para cima, 60° para baixo e 80° horizontalmente para cada lado.

6.1.4. Controlador de Luz

É a parte da luminária projetada para modificar a distribuição espacial do fluxo luminoso das lâmpadas; podendo ser do tipo refletor, refrator, difusor, lente e colméia.



Figura 6.2 - Luminária com refletor.

6.1.5. Depreciação do Fluxo Luminoso

É a diminuição progressiva da iluminância do sistema de iluminação devido ao acúmulo de poeira nas lâmpadas e luminárias, e também, ao decréscimo do fluxo luminoso das lâmpadas.

6.1.6. Difusor

Dispositivo colocado em frente à fonte de luz com a finalidade de diminuir sua luminância, reduzindo as possibilidades de ofuscamento.



Figura 6.3 - Difusor para luminária com lâmpada fluorescente.

6.1.7. Eficiência Luminosa (EL) de uma Fonte

É o quociente do fluxo luminoso total emitido por uma fonte de luz em lúmens e a potência por ela consumida em Watts. Por exemplo, para uma lâmpada incandescente de 100 W que produz um fluxo luminoso de 1.470 lúmens, possui uma EL de 14,7 lm/W; por outro lado, uma lâmpada fluorescente compacta de 23 W, que produz um fluxo luminoso de 1500 lúmens, possui uma EL de 65,2 lm/W.

6.1.8. Espectro Eletromagnético

O espectro eletromagnético contém uma série de radiações, que são fenômenos vibratórios, cuja velocidade (v) de propagação é constante e que diferem entre si por sua frequência (f) e por seu comprimento de onda (λ), tal que $v = \lambda f$. Para o estudo da iluminação, é especialmente importante o grupo de radiações compreendidas entre os comprimentos de onda de 380 e 780 nanômetro (nm), pois elas são capazes de estimular a retina do olho humano.

Tabela 6.1 - Faixa do comprimento de onda para o espectro visível.

Comprimento de onda [nm]	Cor
380 a 436	Violeta
436 a 495	Azul
495 a 566	Verde
566 a 589	Amarelo
589 a 627	Laranja
627 a 780	Vermelho

6.1.9. Fator de Manutenção (Fm)

É a razão da iluminância média no plano de trabalho, após um período de uso, pela iluminância média obtida sob as mesmas condições da instalação nova. Este fator depende do período de uso sem limpeza e do tipo de ambiente (limpo, médio ou sujo).

6.1.10. Fator de Utilização (Fu)

É a razão do fluxo utilizado pelo fluxo luminoso emitido pelas lâmpadas. É um índice da luminária e influi no rendimento desta. Por exemplo, uma luminária para lâmpada fluorescente com fator de utilização de 0,82, com uma lâmpada que produz um fluxo luminoso de 3.100 lúmens, fornecerá um fluxo utilizado de 2.542 lúmens.

6.1.11. Fluxo Luminoso (ϕ)

Quantidade de luz produzida pela lâmpada, emitida em todas as direções, que pode produzir estímulo visual. Unidade: lúmen - lm.



Figura 6.4 - Fluxo luminoso de uma lâmpada.

6.1.12. Iluminância (E)

A iluminância é definida como sendo o fluxo luminoso incidente por unidade de área iluminada, ou ainda, em um ponto de uma superfície, a densidade superficial de fluxo luminoso recebido. A unidade de medida usual é o lux, definido como sendo a iluminância de uma superfície plana, de área igual a 1 m^2 , que recebe, na direção perpendicular, um fluxo luminoso igual a 1 lm , uniformemente distribuído.

Considerando os ambientes de trabalho, a iluminância é definida como iluminância média no plano de trabalho, cujos valores recomendados pela NBR 5413 estão apresentados na tabela a seguir:

Tabela 6.2 – Níveis de iluminância médios recomendados pela norma NBR 5413

ATIVIDADE	ILUMINÂNCIA (Lux)	
	mínimo	máximo
Mínimo para ambientes de trabalho	150	—
Tarefas visuais simples e variadas	250	500
Observações contínuas de detalhes médios e finos (trabalho normal)	500	1000
Tarefas visuais contínuas e precisas (trabalho fino, por exemplo, desenho)	1000	2000
Trabalho muito fino (iluminação local, por exemplo, conserto de relógio)	2000	—

6.1.13. Índice de Reprodução de Cor (IRC)

O IRC, no sistema internacional de medidas, é um número de 0 a 100 que classifica a qualidade relativa de reprodução de cor de uma fonte, quando comparada com uma fonte padrão de referência da mesma temperatura de cor. O IRC identifica a aparência como as cores dos objetos e pessoas serão percebidas quando iluminados pela fonte de luz em questão. Quanto maior o IRC, melhor será o equilíbrio entre as cores.

6.1.14. Luminância (L)

A luminância de uma superfície é uma medida da luminosidade que um observador percebe refletido desta superfície. Unidade: candela por metro quadrado - cd/m^2 .



Figura 6.5 - Luminância de uma superfície

6.1.15. Luxímetro

Instrumento utilizado para medição de iluminâncias em ambientes com iluminação natural e / ou artificial.

6.1.16. Mortalidade de Lâmpadas

É o número de horas de funcionamento das lâmpadas antes que uma percentagem delas deixe de funcionar. É dependente do número de vezes que se acendem e apagam em um dia. A figura a seguir apresenta a curva típica de mortalidade de lâmpadas fluorescentes com vida mediana nominal de 12.000 horas em função do ciclo de funcionamento.

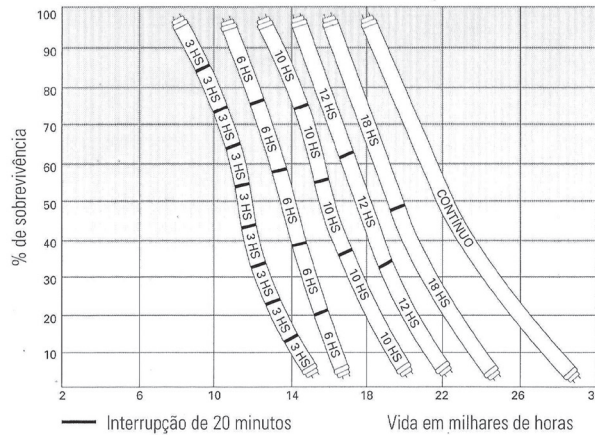


Figura 6.6 - Gráfico de desempenho das lâmpadas fluorescentes (Sylvania, 2001).

6.1.17. Ofuscamento

Efeito de uma luz forte no campo de visão do olho. Pode provocar sensação de desconforto e prejudicar o desempenho visual nas pessoas presentes neste ambiente.

6.1.18. Reator

Equipamento que limita a corrente em uma lâmpada fluorescente e também fornece a tensão adequada para dar partida na lâmpada. Pode ser do tipo eletromagnético ou eletrônico, com partida rápida ou convencional, e com alto ou baixo fator de potência.

6.1.19. Starter

Equipamento que fecha o circuito de partida convencional da lâmpada fluorescente para aquecer os filamentos, e depois abre o circuito para a partida da lâmpada.

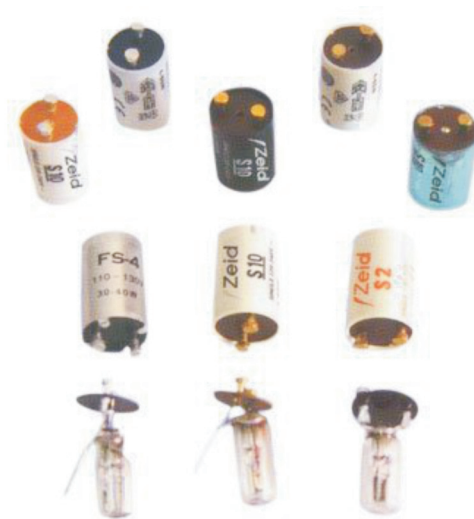


Figura 6.7 - Starter para lâmpada fluorescente (Harris, <http://ciencia.hsw.uol.com.br>).

6.1.20. Temperatura de Cor Correlata (TCC)

É usado para descrever a cor de uma fonte de luz. A TCC é medida em Kelvin, variando de 1.500K, cuja aparência é laranja/vermelho até 9.000K, cuja aparência é azul. As lâmpadas com TCC maior que 4.000K são chamadas de aparência “fria”, as lâmpadas com TCC menores que 3.100K são de aparência “quente” e as lâmpadas com TCC entre 3.100 e 4.000K são chamadas de aparência “neutra”.

6.1.21. Vida Mediana Nominal (horas)

Corresponde ao valor no qual 50% de uma amostra de lâmpadas ensaiadas se mantém acesas sob condições controladas em laboratório.

6.2. Lâmpadas Incandescentes

6.2.1. Lâmpadas Incandescentes Comuns

6.2.1.1. Funcionamento

A iluminação incandescente resulta da incandescência de um fio percorrido por corrente elétrica, devido ao seu aquecimento, quando este é colocado no vácuo ou em meio gasoso apropriado.

6.2.1.2. Características construtivas

Uma lâmpada incandescente é composta pelos seguintes elementos:

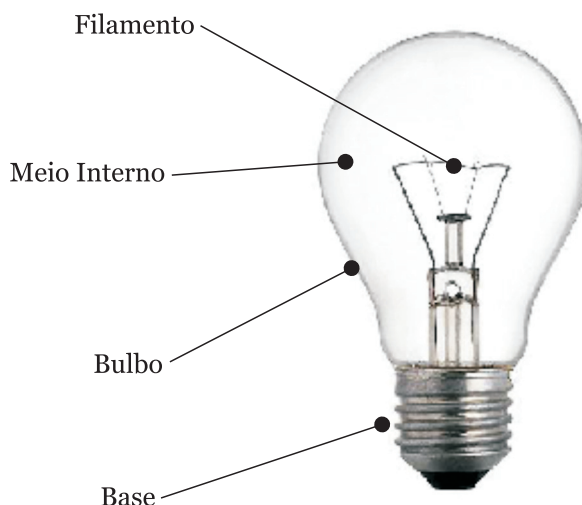


Figura 6.8 - Lâmpada incandescente

- **Bulbo:** Serve para isolar o filamento do meio externo, proteger o conjunto interno, alterar a iluminância da fonte de luz e também como decoração para o ambiente. As lâmpadas incandescentes são construídas normalmente de vidro-cal, tipo de vidro macio e com baixa temperatura de amolecimento, de vidro boro-silicato, tipo duro que resiste a altas temperaturas, ou ainda de vidro pirex que resiste a choques térmicos.
- **Filamento:** para que o filamento possa emitir luz através da passagem da corrente elétrica, deverá possuir um elevado ponto de fusão e baixa evaporação. Os filamentos são, atualmente, construídos de tungstênio trefilado pois apresentam um ponto de fusão de 3.655 K, além de possuírem uma boa resistência mecânica e ductilidade.
- **Meio interno:** para diminuir a evaporação e a oxidação do filamento das lâmpadas incandescentes, são utilizados gases inertes como meio interno, como por exemplo, uma mistura de argônio e nitrogênio e em alguns casos criptônio.
- **Base:** têm como função fixar a lâmpada mecanicamente ao seu suporte e fazer a ligação elétrica desta com seu circuito de alimentação.

6.2.1.3. Vida mediana

A vida mediana de uma lâmpada é considerada com a mesma trabalhan-

do em condições nominais, ou seja, na tensão nominal e temperatura ambiente. Assim, uma lâmpada incandescente para uso geral possui uma vida mediana de 1.000 horas.

6.2.1.4. Eficiência luminosa

Considerando que uma lâmpada incandescente de 200 W possui um fluxo luminoso de aproximadamente 3.400 lm, a mesma irá apresentar uma eficiência luminosa de 17 lm/W. A eficiência luminosa da lâmpada incandescente é baixa pois a maior parte da energia consumida é transformada em calor.

6.2.1.5. Aplicações

As lâmpadas incandescentes são muito utilizadas em iluminação residencial e de pequenas áreas devido ao seu baixo custo. Existem alguns tipos de lâmpadas incandescentes que são utilizadas para aplicações específicas como, por exemplo, aparelhos domésticos (geladeira e fogão), painéis de sinalização e decorativos.

6.2.2. Lâmpadas Halógenas

As lâmpadas halógenas pertencem à família das lâmpadas incandescentes de construção especial, pois contêm halogênio adicionado ao gás criptônio dentro do bulbo, e funcionam sob o princípio de um ciclo regenerativo que tem como funções evitar o escurecimento, aumentar a vida mediana e a eficiência luminosa da lâmpada.

Em uma lâmpada incandescente normal, a alta temperatura do filamento causa evaporação das partículas de tungstênio, que se condensam nas paredes internas do bulbo e causam seu escurecimento. Nas lâmpadas halógenas, a temperatura do bulbo é suficientemente alta para evitar a condensação do tungstênio evaporado.

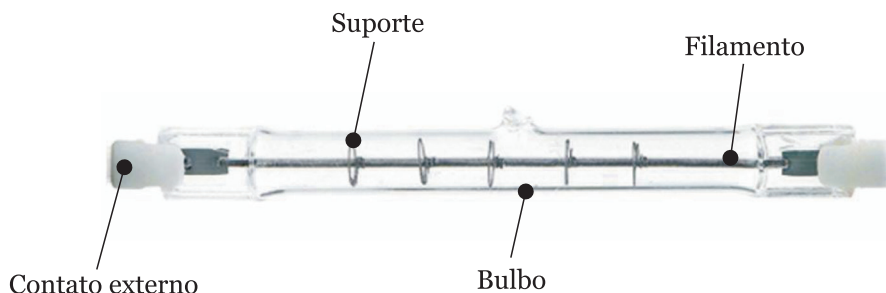


Figura 6.9 - Lâmpada Halógena

A lâmpada halógena possui uma vida mediana e uma eficiência luminosa um pouco maiores do que a incandescente comum. Devido ao fato de apresentarem um fluxo luminoso maior e uma boa reprodução de cores, são utilizadas em iluminação de fachadas, áreas de lazer, artes gráficas, teatros, estúdios de TV, faróis de automóveis, entre outras.

6.3. Lâmpadas de Descarga

6.3.1. Características Gerais

6.3.1.1. Funcionamento

Conforme apresentada anteriormente, em uma lâmpada incandescente, a luz é produzida pelo aquecimento de um filamento. No caso de uma lâmpada de descarga, a luz é produzida por uma descarga elétrica contínua em um gás ou vapor ionizado, às vezes, combinado com fósforo depositado no bulbo que, excitado pela radiação de descarga, provocam uma luminescência.

Uma lâmpada de descarga funciona com equipamento auxiliar (reator e em alguns casos um ignitor) ligado ao seu circuito elétrico. O reator tem como função limitar a corrente da lâmpada e o ignitor ajudar a produzir a tensão necessária para o início da descarga elétrica.

Após a ignição acontece a estabilização do gás, dependendo do tipo de lâmpada, pode demorar mais ou menos tempo. Durante este tempo o fluxo luminoso aumenta até que a lâmpada atinja seu valor nominal.

As lâmpadas de descarga são divididas em lâmpadas de baixa e alta pressão sendo:

- Lâmpadas de alta pressão: Mercúrio, Sódio, Mista e Vapores Metálicos;
- Lâmpadas de baixa pressão: Mercúrio (Fluorescente) e Sódio baixa pressão.

6.3.1.2. Características construtivas

- **Meio interno:** as lâmpadas de descarga possuem, internamente, gases ou vapores que podem variar de acordo com o tipo de lâmpada. Os gases utilizados com maior frequência são o argônio, o neônio, o xenônio, o hélio ou o criptônio e os vapores de mercúrio e de sódio muitas vezes com alguns aditivos.
- **Tubo de descarga:** onde é feita a composição dos gases e vapores e onde ocorre a descarga elétrica, normalmente, apresenta a forma tubular.

- **Eletrodos:** São normalmente feitos de tungstênio espiralado, contendo um material emissivo (óxido de bário ou estrôncio) que facilita a emissão dos elétrons. É fixado à base da lâmpada através de uma ligação hermética (selo). Algumas lâmpadas possuem dois eletrodos principais e um auxiliar, outras, somente os dois principais.
- **Bulbo externo:** tem por função proteger o tubo de descarga, que é colocado em seu interior, contra influências externas. O bulbo é preenchido com um gás inerte (nitrogênio) ou opera a vácuo e, pode ser internamente coberto com uma camada difusora ou de fósforo para melhorar a reprodução de cores, além de absorver a radiação ultravioleta emitida pelas lâmpadas.

6.3.2. Lâmpadas Fluorescentes

São lâmpadas de descarga de baixa pressão, onde a luz é produzida por pós fluorescentes que são ativados pela radiação ultravioleta da descarga. A lâmpada possui, normalmente, o formato do bulbo tubular longo com um filamento em cada extremidade, contendo vapor de mercúrio em baixa pressão com uma quantidade de gás inerte para facilitar a partida. O bulbo é recoberto internamente com um pó fluorescente ou fósforo que, compostos, determinam a quantidade e a temperatura de cor da luz emitida.

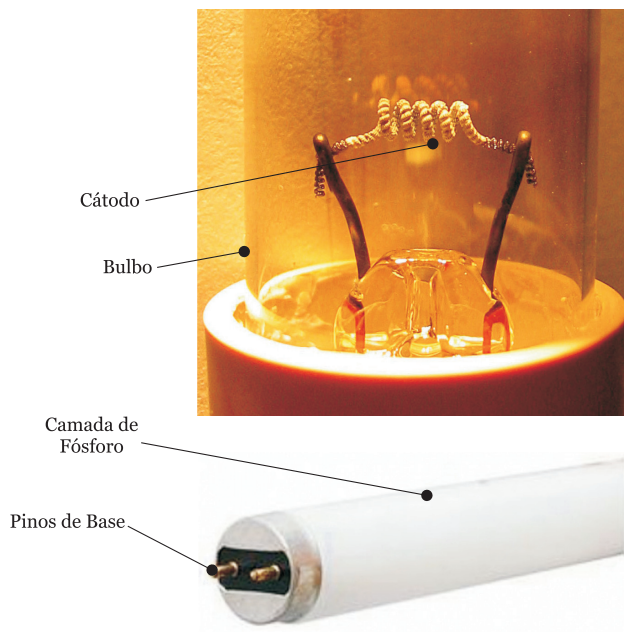


Figura 6.10 - Lâmpada Fluorescente

As lâmpadas fluorescentes podem ainda possuir os eletrodos (catodos) quentes com ou sem pré-aquecimento. No caso do catodo quente com pré-aquecimento, a lâmpada necessita de um *reator* e de um *starter*. Na de catodo quente sem pré-aquecimento, é necessário um reator de construção especial. O reator é constituído por uma bobina de fio de cobre esmaltado e por um núcleo de lâminas de material ferromagnético prensadas. Existem, atualmente, reatores eletrônicos que proporcionam maior economia de energia e menor manutenção, além de serem mais leves e de pequenas dimensões.

As lâmpadas fluorescentes de catodo quente e partida rápida diferem das de catodo quente com pré-aquecimento por terem eletrodos de construção especial, que são aquecidos continuamente, desde a partida, por bobinas de baixa tensão que são incorporadas ao reator.

6.3.2.1. Lâmpadas fluorescentes compactas

São lâmpadas fluorescentes de tamanho reduzidas, criadas para substituir com vantagens as lâmpadas incandescentes em várias aplicações. Estão disponíveis em várias formas e tamanhos, podendo vir com o conjunto de controle incorporado ou não, e ainda com bases tipo rosca ou pino.

Suas vantagens, em relação às incandescentes, estão, principalmente, no fato de apresentarem o mesmo fluxo luminoso com potências menores, o que gera uma economia de energia de até 80 %, uma vida mediana maior, além de possuírem uma boa definição de cores.

6.3.2.2. Vida mediana e eficiência luminosa

A eficiência luminosa de uma lâmpada fluorescente compacta é maior em comparação com as incandescentes, comparando uma incandescente de 100 W e fluorescente compacta de 23 W, que produzem respectivamente 1.470 e 1.520 lúmens, tem se: 66 lm / W para a fluorescente compacta e 15 lm / W para a incandescente.

A vida mediana das lâmpadas fluorescentes é considerada em função de seu tipo, ou seja:

- lâmpadas de catodo quente = 7.500 a 20.000 horas
- lâmpadas compactas = 3.000 a 12.000 horas

6.3.3. Lâmpadas a Vapor de Mercúrio de Alta Pressão

6.3.3.1. Características construtivas

Consta basicamente de um bulbo de vidro, que contém em seu interior um tubo de descarga feito de quartzo para suportar altas temperaturas. Possui em seu interior argônio e mercúrio que, quando vaporizado, produzirá o efeito luminoso. Em cada uma de suas extremidades possui um eletrodo principal de tungstênio. Junto a um dos eletrodos principais existe um eletrodo auxiliar ligado em série com um resistor de partida que se localiza na parte externa do tubo de descarga. No interior do bulbo externo é colocado gás inerte para estabilizar a lâmpada mantendo-a em temperatura constante.



Figura 6.11 - Lâmpada a vapor de mercúrio de alta pressão

A distribuição de cores na composição do espectro do fluxo luminoso desta lâmpada é pobre (luz branca azulada com emissão na região visível nos comprimentos de onda de amarelo, verde e azul, faltando o vermelho), porém, o tubo de descarga emite uma quantidade considerável de energia ultravioleta. Torna-se então necessário fazer uma correção de cor nesta lâmpada, visando aumentar a cor vermelha. Isso é feito através da transformação da radiação ultravioleta em luz vermelha, adicionando-se uma camada de fósforo no bulbo.

Assim como a fluorescente, a lâmpada a vapor de mercúrio também necessita de um reator para que este forneça tensão necessária na partida e limite a corrente de operação.

6.3.3.2. Vida mediana e eficiência luminosa

A vida mediana de uma lâmpada a vapor de mercúrio de alta pressão é superior a 15.000 horas com 30 % de depreciação do fluxo luminoso no período. A eficiência luminosa, para uma lâmpada de 400 W que produz 22.000 lúmens, irá apresentar um valor de 55 lm / W.

Comparando-a com as lâmpadas incandescentes e fluorescentes que apresentam respectivamente uma eficiência luminosa de 15 e 66 lm / W, pode-se concluir que a fluorescente compacta é a que apresenta uma melhor eficiência luminosa.

As lâmpadas de vapor de mercúrio são utilizadas em iluminação pública, industrial interna e externa (cor corrigida), em iluminação de fachadas de prédios, monumentos e jardins (tubular de vidro claro), mas estão sendo substituídas por outras mais eficientes, como por exemplo, as de vapor de sódio na iluminação pública. Estas lâmpadas devem ser instaladas em locais que possuam um pé direito (altura) superior a 4 metros para não produzir ofuscamento para as pessoas.

6.3.4. Lâmpadas a Vapor Metálicas

6.3.4.1. Características construtivas

Com a popularização das lâmpadas a vapor de mercúrio sob alta pressão e o aperfeiçoamento da tecnologia, surgiram as lâmpadas de vapor de mercúrio com iodetos metálicos, ou simplesmente, lâmpadas de vapor metálico.

As lâmpadas de vapor metálico são semelhantes às lâmpadas de vapor de mercúrio, com exceção da presença de iodetos metálicos, pelo seu maior desempenho, e pela possibilidade de variação da coloração da lâmpada em função da seleção dos iodetos metálicos presentes dentro do tubo de descarga. Esta lâmpada possui um revestimento de alumina nas extremidades do tubo de descarga, cujo objetivo é refletir o calor produzido pela descarga para os eletrodos, impedindo a condensação dos iodetos no interior do tubo de descarga da lâmpada.

A lâmpada de vapor metálica opera em conjunto com um reator, que irá produzir picos de alta tensão para a ignição. Existe no mercado versões que possuem eletrodo auxiliar tornando desnecessária a geração de pulsos de alta tensão, ou ainda, modelo contendo um ignitor interno tipo starter.

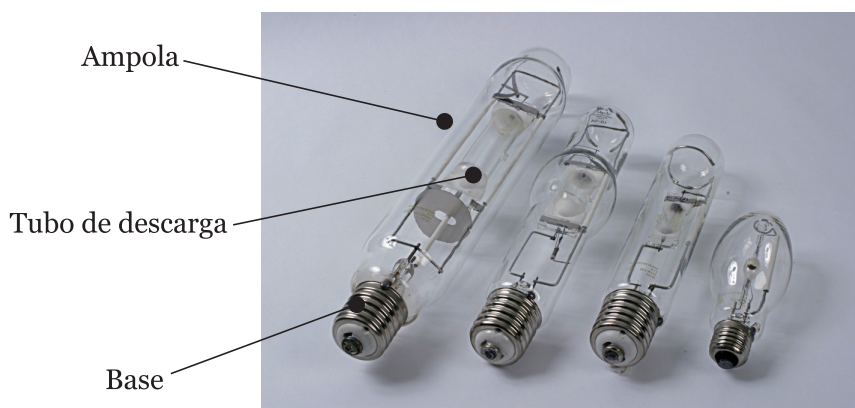


Figura 6.12 - Lâmpadas de vapor metálico.

6.3.4.2. Vida mediana e eficiência luminosa

A vida mediana de uma lâmpada a vapor metálico está na ordem de 15.000 horas com 30 % de depreciação do fluxo luminoso no período. A eficiência luminosa, para uma lâmpada de 400 W que produz 36.000 lúmens, irá apresentar um valor de 90 lm / W.

Comparando-a com a lâmpada de vapor de mercúrio apresentada no item anterior, que possui uma eficiência luminosa de 55 lm / W, pode-se concluir que a vapor metálico apresenta uma melhor eficiência luminosa.

As lâmpadas de vapor metálicas possuem um grande número de aplicações, a se destacar a iluminação de lojas de departamentos, estádios de futebol, monumentos, indústrias, e até para iluminação automotiva, com as lâmpadas de xenônio, que são lâmpadas de vapor metálico com atmosfera de xenônio, capazes de acender instantaneamente.

6.3.5. Lâmpadas Mistas

6.3.5.1. Características Construtivas

São idênticas às lâmpadas a vapor de mercúrio de alta pressão, diferenciando-se apenas por possuírem um filamento montado ao redor do tubo de descarga e ligado em série com este.

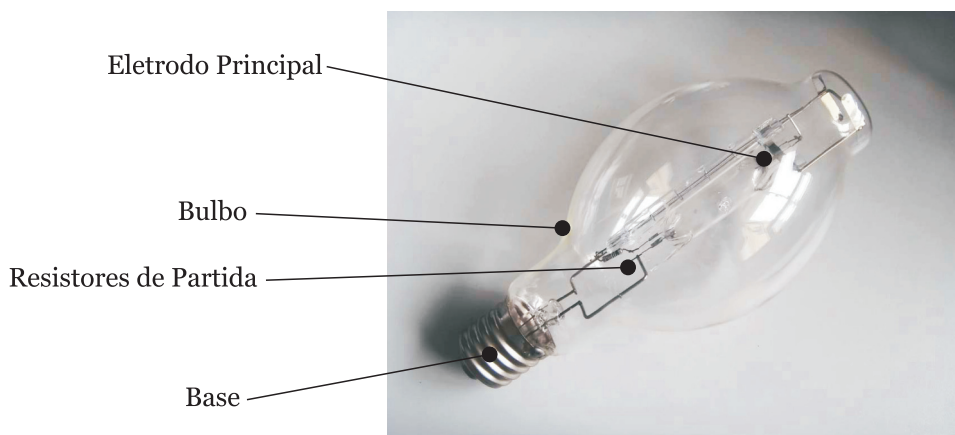


Figura 6.13 - Lâmpada mista

Seu funcionamento é similar ao da lâmpada vapor de mercúrio, porém, a lâmpada mista não necessita de reator para funcionar, pois o filamento além de emitir a energia luminosa, funciona também como elemento de estabilização da lâmpada.

A luz produzida por essa lâmpada é de cor branca difusa, derivada da lâmpada vapor de mercúrio de alta pressão e da luz de cor quente da incandescente, o que dá uma aparência agradável.

6.3.5.2. Vida mediana e eficiência luminosa

A vida mediana de uma lâmpada mista é superior a 6.000 horas com 30 % de depreciação do fluxo luminoso no período. A eficiência luminosa, para uma lâmpada de 250 W que produz 5.500 lúmens, irá apresentar um valor de 22 lm / W, sendo, portanto, mais eficiente apenas que a lâmpada incandescente.

Por apresentarem boa reprodução de cores podem ser usados em vias públicas, jardins, praças, estacionamento, comércio em geral e na modernização de instalações feitas com lâmpadas incandescentes. Quanto à altura de montagem tem a mesma restrição das lâmpadas a vapor de mercúrio de alta pressão, ou seja, devem ser instaladas em locais onde o pé direito for superior a 4 metros. Devido à sua baixa eficiência luminosa, esta lâmpada é pouco utilizada.

6.3.6. Lâmpadas a Vapor de Sódio

As lâmpadas a vapor de sódio podem ser divididas em duas classes: de baixa e as de alta pressão, conforme apresentadas a seguir:

6.3.6.1. Lâmpadas a vapor de sódio de baixa pressão

Consta de um tubo de descarga em forma de U, com um eletrodo em cada extremidade, e cheios de gás argônio e neônio em baixa pressão para facilitar a partida, contendo também sódio metálico que irá se vaporizar durante o funcionamento.

O conjunto é protegido por um invólucro de vidro tubular no qual existe vácuo, coberto na superfície interna por óxido de índio, que funciona como um refletor infravermelho, mantendo a parede do tubo de descarga na temperatura de funcionamento apropriada.

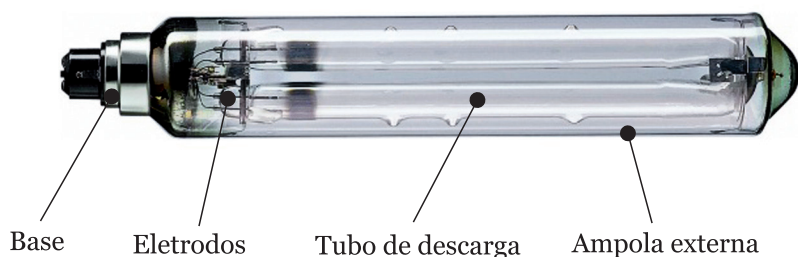


Figura 6.14 - Lâmpadas a vapor de sódio de baixa pressão

A descarga elétrica na partida inicia-se com o gás neônio, que provoca a produção de um pequeno fluxo luminoso de cor rosa e elevação da temperatura, o que causa uma progressiva vaporização do sódio. A lâmpada atinge sua condição normal de funcionamento em aproximadamente 15 minutos, produzindo um fluxo luminoso de cor amarela, devido à descarga no vapor de sódio.

A vida mediana de uma lâmpada a vapor de sódio de baixa pressão é de aproximadamente 15.000 horas com depreciação de 30 % do fluxo luminoso no período e sua eficiência luminosa é da ordem de 200 lm / W, portanto, maior do que todas as lâmpadas apresentadas anteriormente.

Devido ao fato de sua luz ser monocromática, sua aplicação fica limitada a locais em que não é necessário um alto índice de reprodução de cores, ou seja, auto-estradas, portos, pátios de manobras, entre outras.

6.3.6.2. Lâmpadas a vapor de sódio de alta pressão

Seu formato é similar ao da lâmpada de vapor de mercúrio de alta pressão, diferenciando-se apenas pelo formato do tubo de descarga que é comprido, estreito e feito de óxido de alumínio sinterizado translúcido (material cerâmico que suporta altas temperaturas, pois no tubo de descarga dessa lâmpada pode-

se atingir 1.000°C) onde é colocado xenônio para iniciar a partida, mercúrio para corrigir a cor e sódio em alta pressão, além de possuir em cada uma de suas extremidades um eletrodo principal feito de nióbio. O tubo de descarga é colocado dentro de um bulbo externo onde é produzido o vácuo entre eles visando diminuir a perda de calor externo, além de aumentar a pressão no tubo de descarga e a eficiência luminosa da lâmpada.

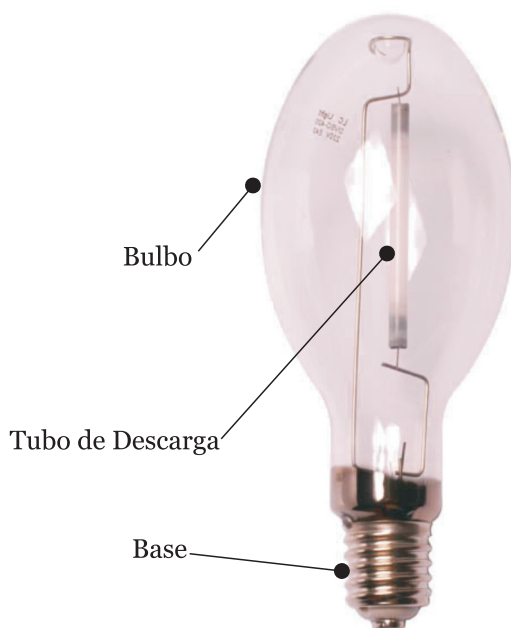


Figura 6.15 - Lâmpada a vapor de sódio de alta pressão

Seu funcionamento é similar ao das lâmpadas de descarga de modo genérico, frisando-se apenas que necessita de tensões altas para a partida e, portanto, precisa do uso de um ignitor. Essas lâmpadas demoram cerca de 3 a 4 minutos para atingir seu brilho máximo.

A vida mediana de uma lâmpada a vapor de sódio de alta pressão é superior a 24.000 horas com 25 % de depreciação do fluxo luminoso no período e sua eficiência luminosa é de $120 \text{ lm} / \text{W}$, menor que sua similar de baixa pressão.

Pelo fato de possuírem uma propriedade de cor mais agradável que as de baixa pressão, encontram um número maior de aplicações, sendo usadas em vias públicas, ferrovias, áreas de estacionamento, e todo tipo de iluminação externa, bem como em iluminação interna de indústrias.

Pode ser encontrada nas versões com bulbo oval, no caso com camada difusora na parede interna ou bulbo tubular de cor clara. Devem também ser instaladas em locais cujo pé direito seja superior a 4 metros.

6.3.7. Diodos Emissores de Luz (LEDs)

Os diodos emissores de luz (LEDs) são componentes semicondutores que convertem corrente elétrica em luz visível. Com tamanho reduzido, o LED oferece vantagens através de seu desenvolvimento tecnológico, tornando-o numa alternativa real na substituição das lâmpadas convencionais. Diferentemente do que ocorre com a lâmpada incandescente, que abrange todo espectro de cores, o LED gera apenas uma única cor, que depende do tipo de material utilizado, como por exemplo, galênio, arsênio e fósforo.

Os LEDs estão disponíveis em encapsulamentos comerciais de 3mm, 5mm e 10mm nas cores vermelho, verde, laranja, azul, branco entre outros. Os LEDs de alto brilho mais encontrados no mercado são azul, branco, vermelho e verde. A eficiência luminosa do LED tem aumentado consideravelmente nos tempos atuais devido às melhorias no processo produtivo e ao avanço tecnológico.

A tecnologia LED está sendo produzida com custos cada vez menores e está sendo utilizada em iluminação para diversas aplicações, como por exemplo, sinalização e orientação (degraus e escadas), letreiros luminosos, iluminação de piso, balizamento, segmento automotivo, etc.

Os LEDs apresentam alguns benefícios, como por exemplo: longa durabilidade (pode-se obter até 50.000 horas de funcionamento); alta eficiência luminosa; variedade de cores; dimensões reduzidas; alta resistência a choques e vibrações; não gera radiação ultravioleta e infravermelha; baixo consumo de energia e pouca dissipação de calor; redução nos gastos de manutenção, permitindo a sua utilização em locais de difícil acesso; possibilidade de utilização com sistemas fotovoltaicos em locais isolados; etc.



Figura 6.16 – Lâmpada LED

A tabela a seguir apresenta os principais tipos de lâmpadas e suas características gerais.

Tabela 6.3 - Principais características das lâmpadas

Tipo	Características gerais
Incandescente Comum	Excelente reprodução de cores, baixa eficiência luminosa, vida mediana de 1.000 horas, não exige equipamentos auxiliares.
Incandescente halógena	Excelente reprodução de cores, vida mediana de 2.000 horas, eficiência luminosa maior que a incandescente comum, vários tamanhos, inclusive com refletores
Fluorescente	Excelente a moderada reprodução de cores, boa eficiência luminosa, vida mediana de 7.500 a 20.000 horas, exige equipamentos auxiliares: reator e starter (partida convencional).
Fluorescente Compacta	Boa reprodução de cores, boa eficiência luminosa, vida mediana de 3.000 a 12.000 horas, exige equipamento auxiliar (reator), possui o mesmo bocal da lâmpada incandescente.
Mista	Moderada reprodução de cores, vida mediana de 8.000 horas, eficiência luminosa moderada, não exige o uso de equipamento auxiliar.
Vapor de mercúrio	Moderada reprodução de cores, vida mediana de 12.000 a 24.000 horas, boa eficiência luminosa, exige o uso de equipamento auxiliar (reator).
Vapor metálico	Boa reprodução de cores, vida mediana de 3.000 a 20.000 horas, boa eficiência luminosa, exige o uso de equipamento auxiliar (reator).
Vapor de sódio alta pressão	Baixa reprodução de cores, alta eficiência luminosa, vida mediana de 12.000 a 55.000 horas, exige o uso de equipamentos auxiliares (reator e ignitor).
LED	Boa reprodução de cores, vida mediana de 25.000 a 50.000 horas, boa eficiência luminosa, alto custo de investimento.

6.4. Considerações sobre as Luminárias

A luminária, além de ser uma peça decorativa, deve atender os seguintes requisitos: sustentar a lâmpada; garantir a conexão elétrica e direcionar o fluxo luminoso.

São projetadas de acordo com o tipo de lâmpada e devem assegurar conforto visual com o máximo de eficiência. O fluxo luminoso deve ser adequadamente direcionado evitando-se o fenômeno de ofuscamento. Para evitar o ofuscamento pode-se embutir a luminária, mas tal providência pode resultar em perdas da ordem de 20 a 70 % do fluxo luminoso. Outra solução mais adequada consiste em instalar a lâmpada acima do campo visual ou, se estiver baixa, utilizar um anteparo que a cubra parcialmente, concentrando-se o fluxo luminoso sobre a tarefa visual em questão.

É importante desenvolver uma manutenção periódica visando a limpeza destes sistemas de iluminação. Com o passar do tempo, a poeira vai se acumulando na luminária e, conseqüentemente, reduzindo a intensidade de fluxo luminoso, fazendo com que a luz ambiente diminua. A manutenção inadequada das luminárias pode representar uma perda de até 20 % de luz no ambiente.

Quanto maior for o ambiente e mais claros os acabamentos, menor será a absorção de luz e maior será a iluminação incidente sobre o plano de trabalho. Assim sendo, com a melhora das condições do ambiente pode-se reduzir o gasto de energia sem prejuízo no conforto visual.

O espaçamento entre as luminárias depende de sua altura ao plano de trabalho (altura útil) e da sua distribuição de luz. Esse valor situa-se geralmente, entre 1 a 1,5 vezes o valor da altura útil em ambas as direções. O espaçamento até as paredes deverá ser de aproximadamente a metade desse valor. Vale ressaltar que, se o número de luminárias calculadas resultarem em valores incompatíveis com esses limites, os mesmos deverão ser ajustados para não se correr o risco do ambiente ficar com sombras. O ajuste é feito elevando-se o número de luminárias ou mudando-se a sua distribuição.

Referências Bibliográficas

Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT “**Iluminância de interiores - Especificação**”, NBR 5413, Brasil, 1982.

Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, “**Verificação de iluminação de interiores - Procedimento**” NBR 5382, Brasil, 1985.

Costa, G. J. C., **“Iluminação Econômica: Cálculo e Avaliação”** EDIPU-CRS, Brasil, 1998.

Garcia Jr, E., **“Instalações Elétricas - Luminotécnica”**, Editora Érica, Brasil, 1996.

GE Iluminação **“Spectrum - Catálogo de lâmpadas 2011”**, Brasil, 2011.

Harris T.; **Como funcionam as lâmpadas fluorescentes**, acessado em fevereiro de 2012, disponível em <http://ciencia.hsw.uol.com.br/lampadas-fluorescentes4.htm>

Intral – Reatores e Luminárias, **Catálogo Geral de Produtos**, Brasil, 2011.

Ministério de Minas e Energia - Procel / Eletrobrás, **“Manual de Iluminação Eficiente”**, Brasil, 2002.

Moreira, V. A., **“Iluminação Elétrica”**, 1ª Edição, Editora Edgard Blucher Ltda, São Paulo, 1999.

Osram **“Catálogo Geral 2011/2012 – LampLEDs, Sistemas de LED, Iluminação Geral, Sistemas de Gerenciamento da Iluminação, Sistemas Eletrônicos”**, Brasil, 2011.

Philips Iluminação, **“Guia Prático – Lâmpadas, reatores, luminárias e LEDs”**, Brasil, 2009.

Santos, A. H. M., et. alli. **Conservação de Energia Eficiência Energética de Equipamentos e Instalações**, 3ª. Edição, Eletrobras / PROCEL Educação, Universidade Federal de Itajubá, Fupai, Itajubá, 2006.

Santos, A. H. M., et. alli. **Eficiência Energética Teoria & Prática**, 1ª. Edição, Eletrobras / PROCEL Educação, Universidade Federal de Itajubá, Fupai, Itajubá, 2007.

Sylvania Iluminação, **Catálogo de Lâmpadas**, Brasil, 2004.

Yamachita, R. A., **“Conservação de Energia Utilizando Sistemas de Iluminação”** Dissertação de Mestrado – Escola Federal de Engenharia de Itajubá – 1998.

Capítulo 7

BOMBAS DE FLUXO E VENTILADORES

Normalmente na indústria, nas empresas de saneamento e em outras aplicações, as instalações de bombeamento ou de ventilação operam suas máquinas na rotação constante e, para obter a variação de vazão, principalmente na sua diminuição, utilizam válvulas que estrangulam a tubulação, aumentando a pressão da bomba ou ventilador com o aumento das perdas do sistema. Essa prática, normalmente, penaliza energeticamente a instalação se comparada com a variação de vazão através da rotação variável.

Neste capítulo, mostrar-se-ão as definições, os tipos, o comportamento da bomba de fluxo e do ventilador operando com rotação constante e variável, além da análise do comportamento da instalação com o objetivo de dar subsídios para se analisar enfocando a conservação de energia.

7.1. Conceitos e Definições

7.1.1. Máquinas de Fluxo

Máquinas de fluxo são aquelas em que o escoamento flui continuamente. As máquinas de fluxo podem ser:

- **Motoras:** transformam energia do tipo - $E_{\text{pressão}} \rightarrow E_{\text{cinética}} \rightarrow E_{\text{mecânica}}$
Exemplos: Turbinas hidráulicas, turbinas à gás;
- **Geradoras:** transformam energia do tipo - $E_{\text{mecânica}} \rightarrow E_{\text{cinética}} \rightarrow E_{\text{pressão}}$
Exemplos: Compressor de fluxo, bombas de fluxo.

As máquinas de fluxo podem ser térmicas ou hidráulicas. Nas máquinas de fluxo térmicas, o fluido é compressível, enquanto que, nas hidráulicas, o fluido é incompressível. Nesse capítulo estudar-se-ão as máquinas de fluxo hidráulicas geradoras, ou seja, as bombas de fluxo e ventiladores.

7.1.2. Bombas de Fluxo e Ventiladores

7.1.2.1. Definição

São máquinas nas quais a movimentação do fluido é produzida por forças que se desenvolvem na massa líquida, em consequência da rotação de rotor com um certo número de pás especiais. A distinção entre os diversos tipos de bombas de fluxo e ventiladores é feita, fundamentalmente, em função da forma como o rotor cede energia ao líquido, bem como pela orientação do líquido ao passar pelo rotor.

Os ventiladores são definidos como geradores de fluxo que trabalham com fluido no estado gasoso, provocando uma diferença de pressão inferior a $0,20 \text{ [kgf/cm}^2\text{]}$. Portanto, com essa diferença de pressão, a massa específica do fluido praticamente não se altera. Desta forma, os ventiladores são considerados máquinas de fluxo hidráulicas.

7.1.2.2. Classificação

A classificação das bombas de fluxo e dos ventiladores é praticamente igual, com algumas particularidades devido ao fato do tipo de fluido, líquido para as bombas e normalmente ar para os ventiladores.

De acordo com a forma do rotor.

O rotor é a parte da bomba ou do ventilador mais importante, pois ele realiza grande parte da transformação de energia mecânica em energia de pressão. Os rotores são classificados quanto a sua forma da seguinte maneira:

- Centrífugas ou radiais – aquelas em que o formato do rotor impõe um escoamento predominantemente segundo planos perpendiculares ao eixo;
- Fluxo misto – aquelas em que o formato do rotor impõe um escoamento simultaneamente nas direções axial e perpendicular ao eixo;
- Axiais – aquelas em que o formato do rotor impõe um escoamento predominantemente na direção paralela ao eixo.

A figura 7.1 mostra os três rotores. É importante ressaltar que o rotor radial opera vazões pequenas e grandes alturas ou pressões; o rotor misto, médias vazões e médias alturas ou pressões; e o axial, grandes vazões e pequenas alturas ou pressões. Isto quer dizer que existe a bomba adequada ou ventilador adequado para a instalação certa. A geometria muda para atender as vazões

e pressões necessárias solicitadas por uma instalação. Em outras palavras, a escolha correta da bomba ou do ventilador para uma determinada instalação favorecerá a um melhor rendimento.

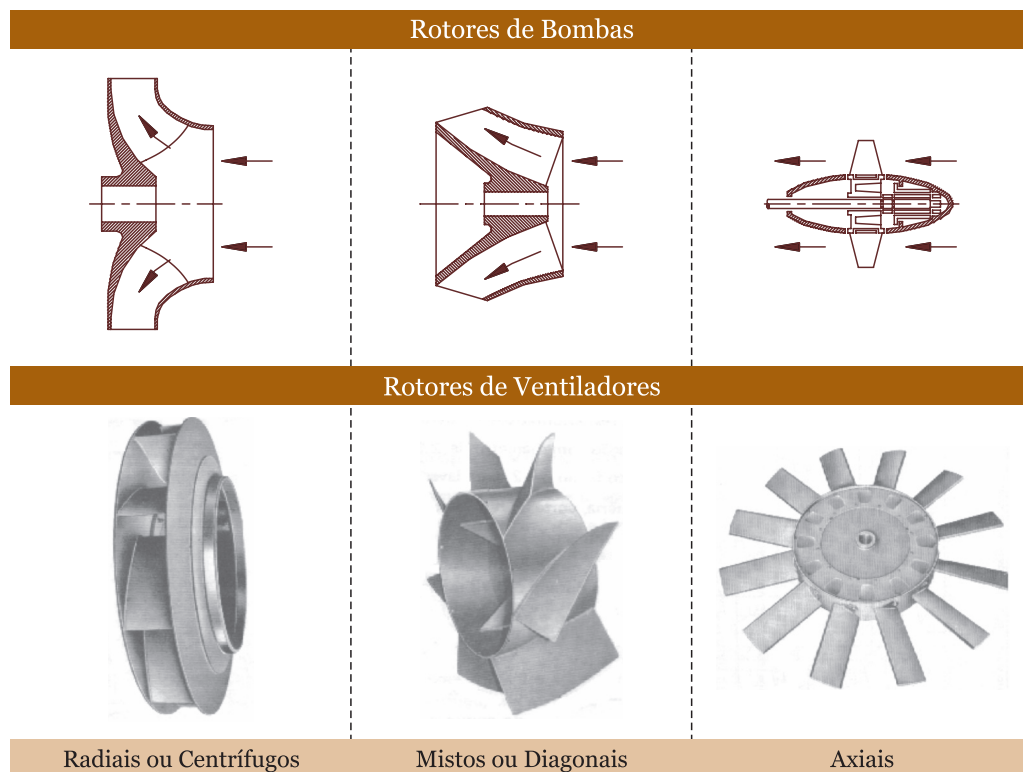
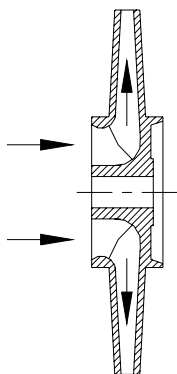


Figura 7.1 – Rotores de bombas e ventiladores de fluxo radial, misto e axial.

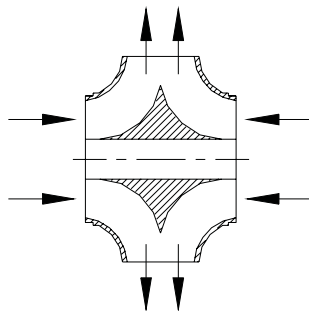
De acordo com o modo de entrada do líquido no rotor:

- Simples Sucção – tem a entrada do líquido em um lado do rotor;
- Dupla Sucção – tem a entrada do líquido nos dois lados do rotor.

A figura 7.2 ilustra rotores de simples sucção e dupla sucção, sendo este último conhecido como rotor gêmeo e tem a finalidade de dobrar a vazão para a mesma pressão.



Entrada do líquido em um lado do rotor.



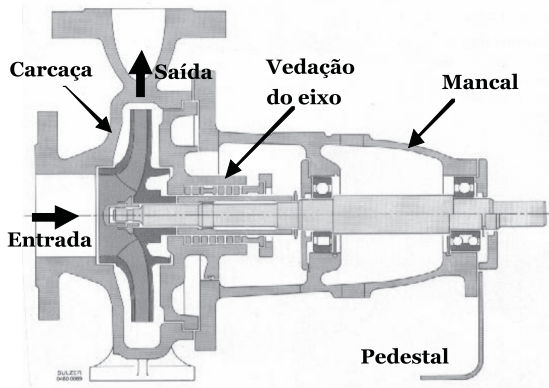
Entrada do líquido nos dois lados do rotor (função duplicar a vazão).

Figura 7.2 – Rotores radiais de simples sucção e dupla sucção.

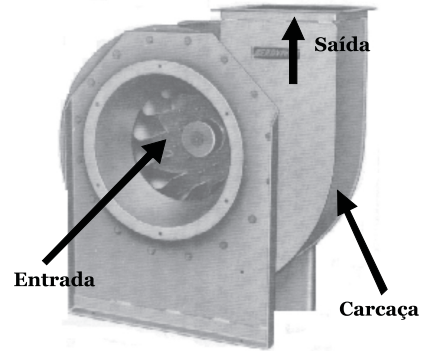
De acordo com o número de rotores em uma mesma carcaça

- Um estágio – a bomba ou ventilador possui apenas um rotor;
- Vários estágios – a bomba possui mais de um rotor (não existe ventilador de vários estágios).

A figura 7.3 apresenta uma bomba em corte e um ventilador com um rotor radial e suas partes principais. A bomba ou ventilador possui uma entrada e saída, denominada de carcaça. A entrada é denominada de sucção (parte de menor pressão) e a saída conhecida como pressão, sendo a maior parte da transformação de energia realizada pelo rotor. A parte mecânica da máquina é o eixo que está apoiado em um mancal. Existe a parte de vedação entre o eixo e a carcaça. O pedestal é o apoio que vai fixado em uma base.



Bomba centrífuga e suas partes principais



Ventilador centrífugo

Figura 7.3 – Bomba ou ventilador radial, simples sucção, um estágio e eixo horizontal

A figura 7.4 mostra uma bomba de vários rotores ou estágios. Essa classificação só vale para bombas, pois não existe ventilador com vários estágios. A finalidade da bomba de vários estágios é aumentar a pressão com a mesma vazão. Normalmente, a bomba de vários estágios apresenta rendimentos inferiores à de um estágio.

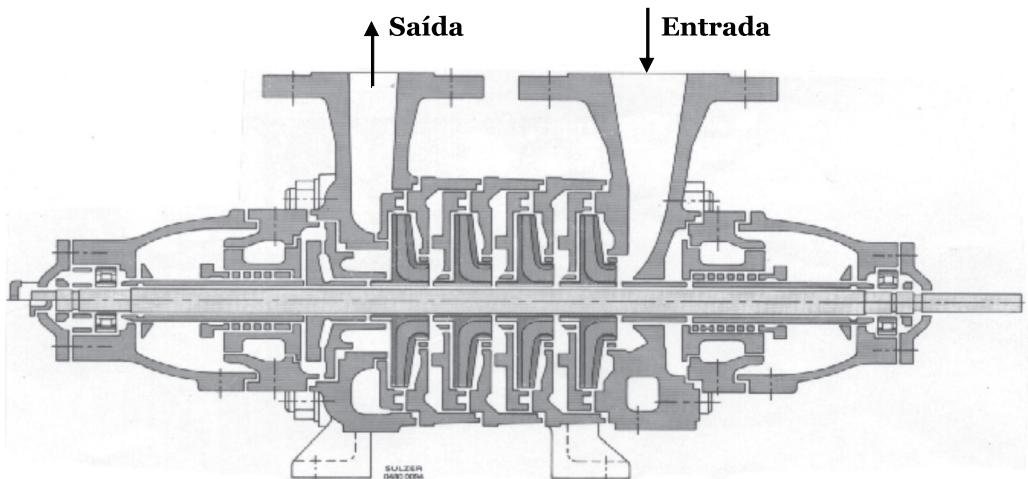


Figura 7.4 – Bomba radial, simples sucção, quatro estágios e eixo horizontal (Sulzer)

De acordo com a posição da bomba ou ventilador.

- Eixo horizontal (figuras 7.3 e 7.4);
- Eixo vertical (somente para bombas)
 - de eixo prolongado (estágio submerso),
 - bomba submersa.

A figura 7.5 mostra uma bomba de eixo vertical prolongado. As bombas de eixo vertical prolongado, o motor de acionamento encontra-se externo ao líquido, enquanto as bombas submersas o conjunto moto-bomba opera no interior do líquido. Estas últimas são utilizadas para poços profundos.

De acordo com a posição das pás no rotor.

Os ventiladores possuem rotores fechados e as bombas as três posições.

- Rotor fechado – possui dois discos, o traseiro e o dianteiro;
- Rotor semi-aberto – possui apenas um disco, onde são fixadas as pás;
- Rotor aberto – não possui nenhum disco, e as pás são fixadas no cubo do mesmo.

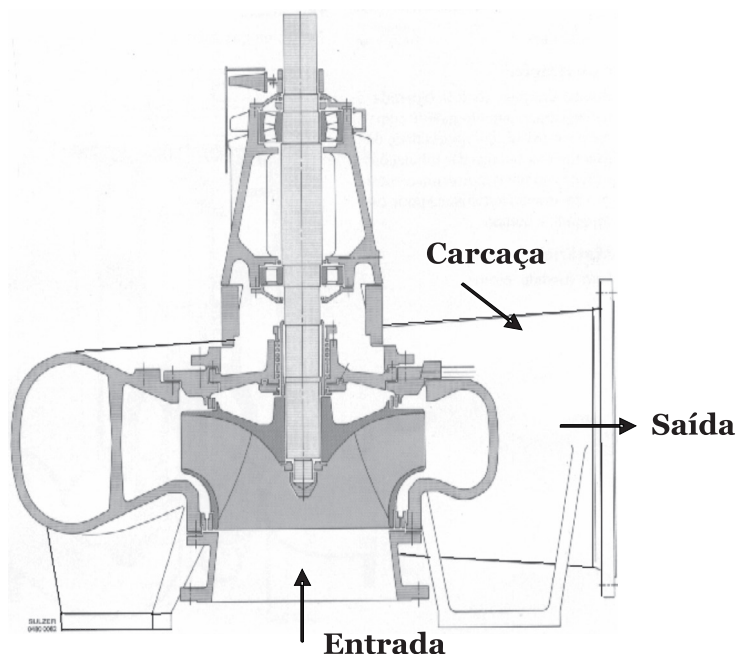


Figura 7.5 – Bomba de eixo vertical, rotor radial e 01 estágio (Sulzer)

A figura 7.6 ilustra os rotores fechado, semi-aberto e aberto. No caso de bombas, normalmente o rotor fechado é utilizado para líquidos limpos, enquanto os rotores semi-abertos e abertos são utilizados para líquidos sujos e viscosos. Existem ainda outros rotores de bombas de fluxo com desenhos diferentes, que visam a aplicações específicas e que, portanto, não se enquadram dentro dessa classificação.

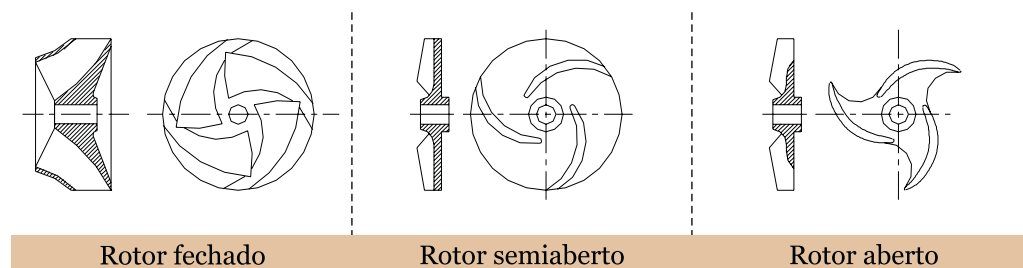


Figura 7.6 – Rotores fechado (bombas e ventiladores), semiaberto e aberto (somente bombas).

É importante salientar que, no caso da figura 7.6, o rotor fechado apresenta maior rendimento que o semi-aberto que, por sua vez, apresenta maior rendimento que o aberto.

7.1.2.3. Características

a) Vazão

A vazão é definida como sendo o volume de fluido escoado em metros cúbicos em um segundo. A vazão nominal é definida como sendo aquela para qual a máquina (bomba ou ventilador) é especificada. Entende-se, nessa especificação, a vazão para o rendimento máximo. No sistema internacional, a vazão é dada em m^3/s .

b) Alturas e Pressões

Alturas geométricas da instalação

As alturas geométricas são definidas somente para as bombas. Nos ventiladores, por operarem ar essas alturas são desprezadas.

- Altura geométrica de sucção: diferença de elevação entre o centro do eixo da bomba e nível de líquido do reservatório de sucção;
- Altura geométrica de recalque: diferença de elevação entre o centro do eixo da bomba e o nível líquido do reservatório de recalque;

- Altura geométrica total: diferença de elevação entre os níveis de líquido dos reservatórios de recalque e sucção.

Altura total de elevação da bomba (H) ou diferença de pressão total do ventilador (Δp).

Por definição é a diferença entre a altura total na saída da bomba e altura total na entrada da bomba. Para o ventilador é a diferença de pressão total na sua saída e na sua entrada.

No caso da altura total de elevação nominal da bomba ou diferença de pressão total do ventilador é definida como sendo aquela para qual a máquina é especificada. Neste caso considera-se esta condição para o rendimento máximo.

A altura total em metros de uma posição qualquer do escoamento de um líquido é dada pelo somatório da altura de pressão, da altura de velocidade e da altura de posição, equação 7.1. Em termos de unidades de pressão em N/m², a pressão total de uma posição qualquer de escoamento de ar é o somatório das parcelas de pressão e de velocidade, equação 7.2, pois a parcela de posição é considerada nula.

$$H_t = \underbrace{\frac{p}{\rho \cdot g}}_{\text{pressão}} + \underbrace{\frac{v^2}{2g}}_{\text{velocidade}} + \underbrace{z}_{\text{posição}} \quad (7.1)$$

$$p_t = \underbrace{p}_{\text{pressão}} + \underbrace{\rho \cdot \frac{v^2}{2}}_{\text{velocidade}} \quad (7.2)$$

H_t [m] – altura total de uma posição qualquer de um escoamento;

P_t [N/m²] – pressão total de uma posição qualquer de um escoamento;

p [N/m²] – pressão manométrica no ponto considerado;

ρ [kg/m³] - massa específica da água;

g [m/s²] - aceleração da gravidade;

v [m/s] – velocidade média de escoamento;

z [m] – cota da posição (normalmente em relação ao nível do mar).

c) Instalações de bombeamento e de ventilação - Equações

Instalação de bombeamento

Analisemos primeiramente uma instalação de bombeamento. As posições de análise serão: 1 – nível do líquido no reservatório de sucção; 2 – entrada

No gráfico da figura 7.7 a curva mostrada representa a equação 7.3, ou seja, a equação da instalação. Essa equação serve para selecionarmos a bomba para uma determinada instalação. Quando Existe uma parcela denominada de estática, que independe da vazão representada pela soma do desnível geométrico do líquido entre os reservatórios de sucção e recalque H_o , e a diferença de pressão entre os reservatórios $\frac{P_4 - P_1}{\rho \cdot g}$. Essa diferença é considerada zero para

reservatórios abertos. A outra parcela, denominada de dinâmica, é a soma da diferença de velocidades $\frac{V_4^2 - V_1^2}{2g}$ mais a parcela da perda de carga H_p . Quando

a instalação tiver reservatórios, que é a maioria, essa parcela é zero, como no caso da figura 7.7. Essa parcela é função da velocidade ao quadrado, portanto da vazão ao quadrado. Por essa razão a curva da instalação é uma parábola.

A outra forma de análise da figura 7.7 é pela entrada e saída da bomba. Aplicando Bernoulli na posição 2 e 3 tem-se a equação 7.4.

$$H = \frac{P_3}{\rho \cdot g} - \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{V_3^2 - V_2^2}{2g} + (z_3 - z_2) \quad (7.4)$$

H [m] – altura total de elevação da bomba;

$\frac{P_3}{\rho \cdot g}$ [m] – altura referente à pressão na saída da bomba (medida em

um manômetro);

$\frac{P_2}{\rho \cdot g}$ [m] – altura referente à pressão na entrada da bomba (medida

em um manovacuômetro);

$\frac{V_3^2 - V_2^2}{2g}$ [m] – variação de altura referente à energia cinética entre entra-

da e saída da bomba;

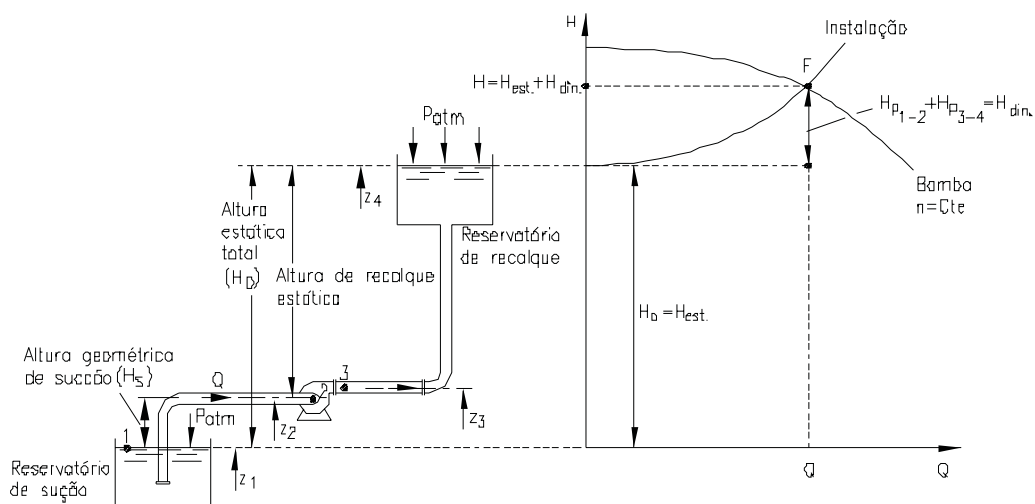
$(z_3 - z_2)$ [m] – diferença entre a cota de posição de entrada e saída da bomba.

A equação 7.4 representa a equação da bomba e na figura 7.7 a curva da bomba é representada na condição da mesma operando com rotação constante. O ponto de interseção entre as duas representa o ponto de funcionamento da bomba e da instalação, o a altura total de elevação é H , para a mesma vazão Q . Essa equação é utilizada quando queremos realizar um ensaio da bomba já instalada.

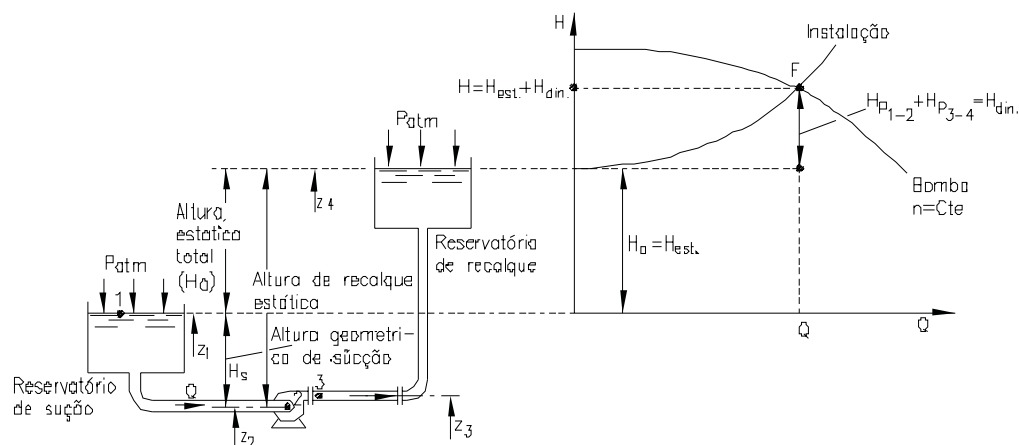
A figura 7.8 ilustra duas instalações mais comuns na prática co tanques de sucção e recalque abertos. A primeira o nível do líquido no reservatório de sucção

está abaixo do eixo da bomba. Neste caso, a bomba é denominada não afogada. A segunda o nível do líquido está acima do eixo da bomba e é denominada bomba afogada. Para os dois casos a equação 7.5 representa a instalação, pois para reservatórios $v_1=v_4=0$ e reservatórios abertos $p_1=p_4=p_{atm}=0$ (em termos manométricos). Já a bomba tem-se a mesma equação 7.4 para a rotação $n = \text{constante}$.

$$H = H_o + H_p = H_o + H_{p1-2} + H_{p3-4} \quad (7.5)$$



Instalação não afogada (nível do líquido no reservatório de sucção abaixo da bomba)



Instalação afogada (nível do líquido no reservatório de sucção acima da bomba)

Figura 7.8 – Instalações de Bombeamento com tanques abertos

Instalação de ventilação

A figura 7.9 ilustra uma instalação com ventilador. Analisemos este exemplo dessa instalação. As posições de análise serão: 1 – entrada de ar da instalação; 2 – entrada do ventilador (sucção); 1-->2 – linha de sucção; 3 – saída do ventilador (pressão); 4 – saída da instalação. Da mesma forma da bomba, há duas formas de análise para determinar a diferença de pressão total Δp_t . Primeiramente no caso dos ventiladores a unidade que se trabalha normalmente é a de pressão, sendo no sistema internacional a unidade de N/m^2 . Assim, para se obter em N/m^2 , multiplica-se a equação 7.3 para a instalação de bombeamento, por $\rho \cdot g$ e tem-se a equação 7.6 para uma instalação de ventilação, figura 7.9.

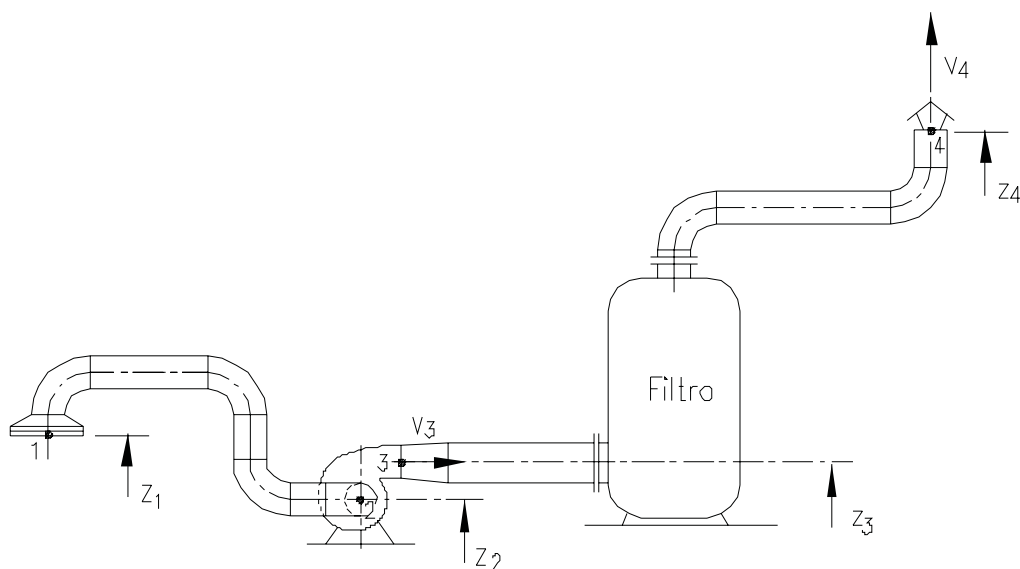


Figura 7.9 – Exemplo de uma instalação de ventilação

$$\rho \cdot g \cdot H = \rho \cdot g \cdot H_0 + p_4 - p_1 + \rho \cdot \frac{V_4^2}{2} - \rho \cdot \frac{V_1^2}{2} + \rho \cdot g \cdot H_p \quad (7.6)$$

Na equação 7.6 tem-se as seguintes considerações: $\Delta p_t = \rho \cdot g \cdot H$; $\rho \cdot g \cdot H_0 = \rho \cdot g \cdot (z_4 - z_1) = 0$ (as cotas de posição para instalação de ventiladores são consideradas zero por trabalhar com ar); $p_4 = p_1 = p_{atm} = 0$ (em termos manométricos).

Assim a equação 7.6 transforma na equação 7.7.

$$\Delta p_t = \rho \cdot \frac{V_4^2}{2} - \rho \cdot \frac{V_1^2}{2} + \rho \cdot g \cdot H_p \quad (7.7)$$

Δp_t [N/m^2] – diferença de pressão total que a instalação requer ou do ventilador;

$\rho \cdot \frac{v_4^2}{2}$ [N/m²] – parcela de pressão devido a velocidade na posição 4;

$\rho \cdot \frac{v_1^2}{2}$ [N/m²] – parcela de pressão devido a velocidade na posição 1;

ρ [kg/m³] – massa específica do ar;

v_4 [m/s] – velocidade do fluido na posição 4;

v_1 [m/s] – velocidade do fluido na posição 1;

$\rho \cdot g \cdot H_p$ [N/m²] – parcela de pressão devido à perda de carga na linha de sucção e recalque;

g [m/s²] – aceleração da gravidade;

H_p [m] – perdas de carga na linha de sucção e recalque, que é uma função da vazão ao quadrado (Q^2).

Quando a área da posição 4 é uma coifa, ou seja, é grande, considera-se $v_4 = 0$.

Na equação 7.7 a diferença total de pressão é função das velocidades de escoamento e da perda de carga, que por sua vez são funções da vazão ao quadrado. Assim, a figura 7.9 ilustra a curva da instalação em função da vazão, que é uma parábola. Finalmente para uma instalação com ventiladores, figura 7.9, a parcela estática é zero e a diferença de pressão fica somente em função da parcela dinâmica.

Para a equação do ventilador tem-se da equação 7.4 da bomba multiplicada por $\rho \cdot g$, mostrada na equação 7.8.

$$\rho \cdot g \cdot H = p_3 - p_2 + \rho \cdot \frac{v_3^2}{2} - \rho \cdot \frac{v_2^2}{2} + \rho \cdot g \cdot (z_3 - z_2) \quad (7.8)$$

Na equação 7.8 tem-se as seguintes considerações: $\Delta p_t = \rho \cdot g \cdot H$; $\rho \cdot g \cdot (z_3 - z_2) = 0$ (as cotas de posição de entrada e saída do ventilador são consideradas zero por trabalhar com ar). Tem-se a equação 7.9 do ventilador.

$$\Delta p_t = p_3 - p_2 + \rho \cdot \frac{v_3^2}{2} - \rho \cdot \frac{v_2^2}{2} \quad (7.9)$$

Δp_t [N/m²] – diferença de pressão total do ventilador;

p_3 [N/m²] – pressão na saída do ventilador (medida em manômetro ou transdutor de pressão);

p_2 [N/m²] – pressão na entrada do ventilador (medida em manovacuômetro ou transdutor de pressão);

$\rho \cdot \frac{V_3^2}{2}$ [N/m²] – parcela de pressão devido a velocidade na posição 3;

$\rho \cdot \frac{V_2^2}{2}$ [N/m²] – parcela de pressão devido a velocidade na posição 2;

ρ [kg/m³] – massa específica do ar;

v_3 [m/s] – velocidade do fluido na posição 3 (saída do ventilador);

v_2 [m/s] – velocidade do fluido na posição 2 (entrada do ventilador);

Na equação 7.9 a diferença de pressão representa a diferença de pressão manométrica ou estática e pode-se chamar de $p_3 - p_2 = \Delta p_{\text{est}}$. As outras duas parcelas representam a diferença de pressão dinâmica e pode-se chamar de $\rho \cdot \frac{V_3^2}{2} - \rho \cdot \frac{V_2^2}{2} = \Delta p_{\text{din}}$. Assim a equação 7.9 transforma-se na equação 7.10.

$$\Delta p_t = \Delta p_{\text{est}} + \Delta p_{\text{din}} \quad (7.10)$$

As equações 7.9 e 7.10 representam o comportamento do ventilador (Q versus Δp_t) para a rotação n igual a constante e sua curva está mostrada na figura 7.9.

7.1.2.4. Rotação Específica

A rotação específica é uma grandeza que define a geometria ou o tipo de rotor da bomba de fluxo ou do ventilador mais adequado. Ela é função dos parâmetros principais da máquina, ou seja, da vazão Q , da rotação n e da altura total de elevação H ou da diferença de pressão total Δp_t . Assim, tem-se no sistema internacional as equações 7.11 para bombas e para os ventiladores.

$$nq_A = \frac{10^3 \cdot n \cdot \sqrt{Q}}{(H \cdot g)^{3/4}} \Rightarrow \text{Bomba} \quad nq_A = \frac{10^3 \cdot n \cdot \sqrt{Q}}{\left(\frac{\Delta p}{\rho} \right)} \Rightarrow \text{Ventilador} \quad (7.11)$$

nq_A [1] – rotação específica;

n [rps] – rotação;

Q [m³/s] – vazão;

H [m] – altura total de elevação da bomba;

Δp_t [N/m²] – diferença de pressão total do ventilador;

g [m/s²] – aceleração da gravidade;

ρ [kg/m³] – massa específica.

No caso de bombas e ventiladores com rotor duplo ou gêmeo, nas equações 7.11 a vazão Q deverá ser dividida por dois. Para as bombas de vários estágios a altura H deverá ser dividida pelo número de estágios na equação 7.11. A rotação específica é sempre determinada para um rotor.

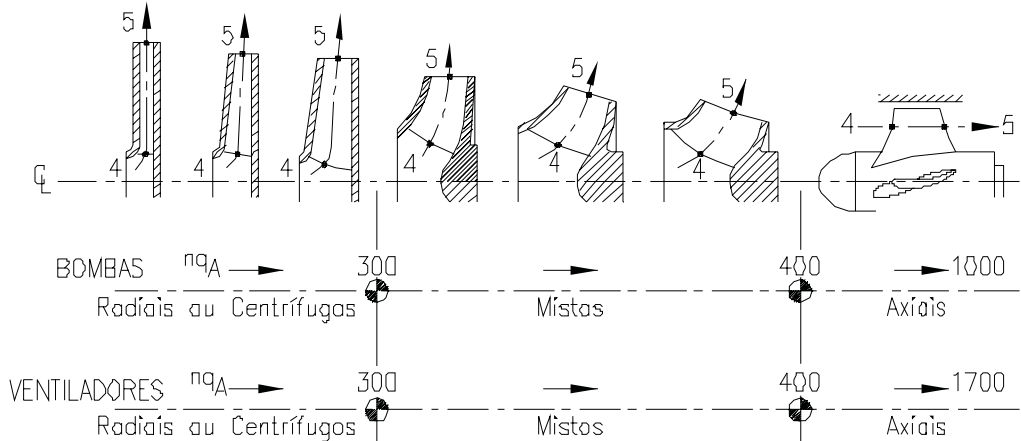
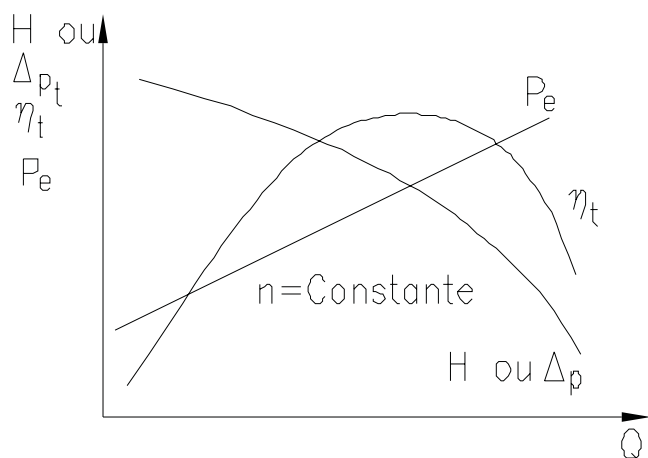


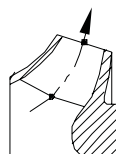
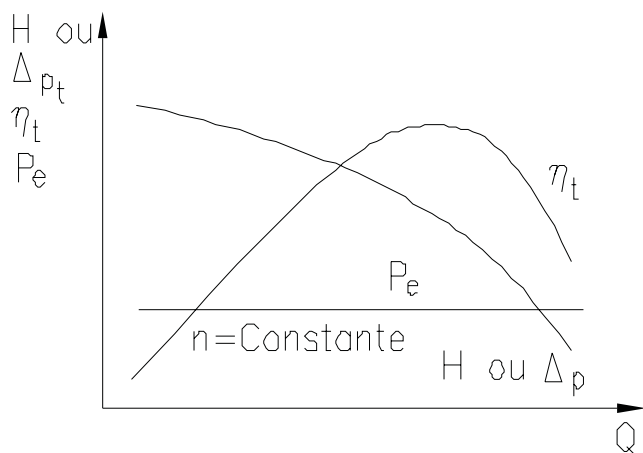
Figura 7.10 – Rotação específica no sistema internacional de bombas e ventiladores

7.1.2.5. Curvas Características

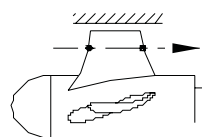
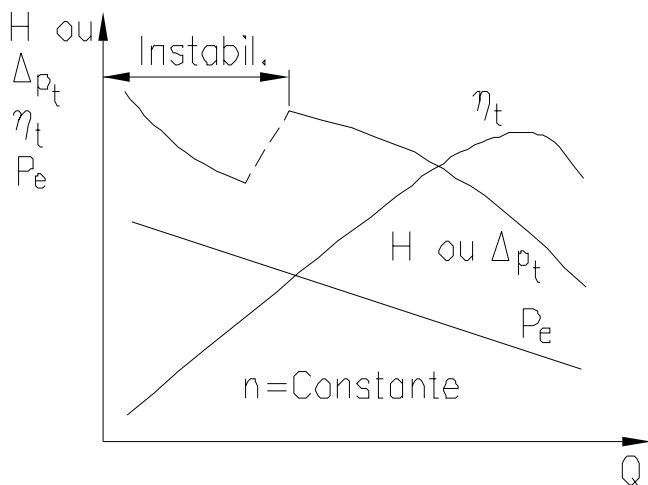
A figura 7.11 ilustra as curvas características de bombas e ventiladores operando com rotação n constante. São elas: vazão Q versus altura total de elevação H (bombas) ou diferença de pressão total Δp_t (ventiladores), rendimento total η_t e potência de eixo P_e .



Bombas e ventiladores radiais ou centrífugos



Bombas e ventiladores mistos ou diagonais



Bombas e ventiladores axiais

Figura 7.11 – Curvas características das bombas e ventiladores para rotação constante

A comparação do comportamento do rendimento η_t de uma bomba ou ventilador radial uma bomba ou ventilador axial com a vazão Q , caracterizado na figura 7.11, que a primeira tem um patamar mais achatado que a segunda. Isto quer dizer que a máquina radial pode operar com variação de vazão com pouco decréscimo do rendimento, enquanto a máquina axial opera praticamente em um ponto no rendimento máximo e fora deste há um decréscimo acentuado de rendimento.

Com relação a altura total de elevação H ou diferença de pressão Δp_t a máquina radial e mista, normalmente, opera com decréscimo no aumento da vazão Q . Já a axial para vazões pequenas opera com um ramo instável. Recomenda-se não operar nesta faixa, pois a máquina trabalha com rendimento baixo e com excesso de vibração.

A potência de eixo P_e com a vazão Q , na rotação constante n é diferente para as máquinas centrífugas mistas e axiais. No caso das centrífugas, a potência aumenta com o aumento da vazão e, para as mistas, a potência é praticamente constante com o aumento da vazão, enquanto que, para as axiais, a potência decresce com o aumento da vazão. Conclui-se que, para a partida de uma bomba de fluxo ou de um ventilador, para a proteção do motor elétrico, deve-se verificar se a válvula de saída da máquina está:

- bombas e ventiladores radiais – válvula fechada;
- bombas e ventiladores diagonais – válvula aberta ou fechada;
- bomba e ventiladores axiais – válvula aberta.

É importante também enfatizar que mesmo que o motor de acionamento tenha proteção ou esteja em condições de se ter uma sobrecarga, o consumo de energia na partida torna-se maior, caso não se obedeça a essas regras de operação.

As curvas características de uma bomba centrífuga e a curva da instalação são mostradas na figura 7.12, enquanto a figura 7.13 ilustra a de um ventilador centrífugo e de um ventilador axial e suas respectivas curvas da instalação são mostradas na figura 7.12. O ponto do funcionamento F da instalação coincide com o rendimento máximo da máquina. Este ponto caracteriza-se por ponto nominal ou condições nominais de funcionamento. Caso a instalação não solicitasse da bomba ou do ventilador uma alteração da vazão, o projetista deveria selecionar a bomba ou o ventilador para operar no ponto de máximo rendimento. Quando existe variação de vazão, este ponto varia e cabe ao projetista, antes da seleção desse tipo de máquina analisar as solicitações da instalação e qual será o ponto de vazão que estará mais tempo em operação. Neste caso, deve-se selecionar a bomba ou o ventilador no seu rendimento máximo, para atender esta vazão. Esta é uma preocupação de um consumo menor de operação. As curvas características dos ventiladores têm o mesmo comportamento das bom-

bas de fluxo. No caso dos ventiladores, a curva da instalação, representada pela equação 7.7, não possui parte estática, pois eles que operam com fluido gasoso. Portanto, a curva da instalação para a vazão zero tem Δp_i zero.

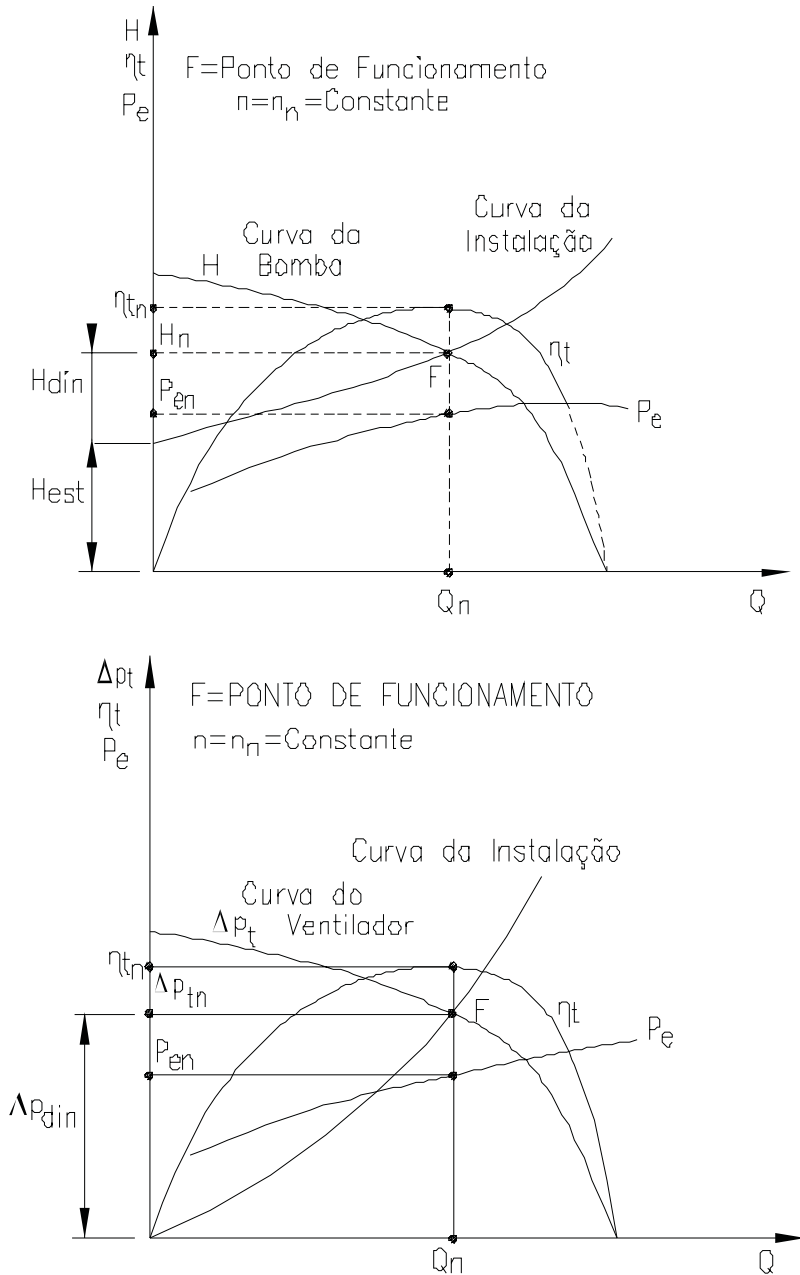


Figura 7.12 – Curvas de uma bomba centrífuga e de um ventilador centrífugo com as curvas das instalações

7.2. Comportamento das Bombas de Fluxo e Ventiladores

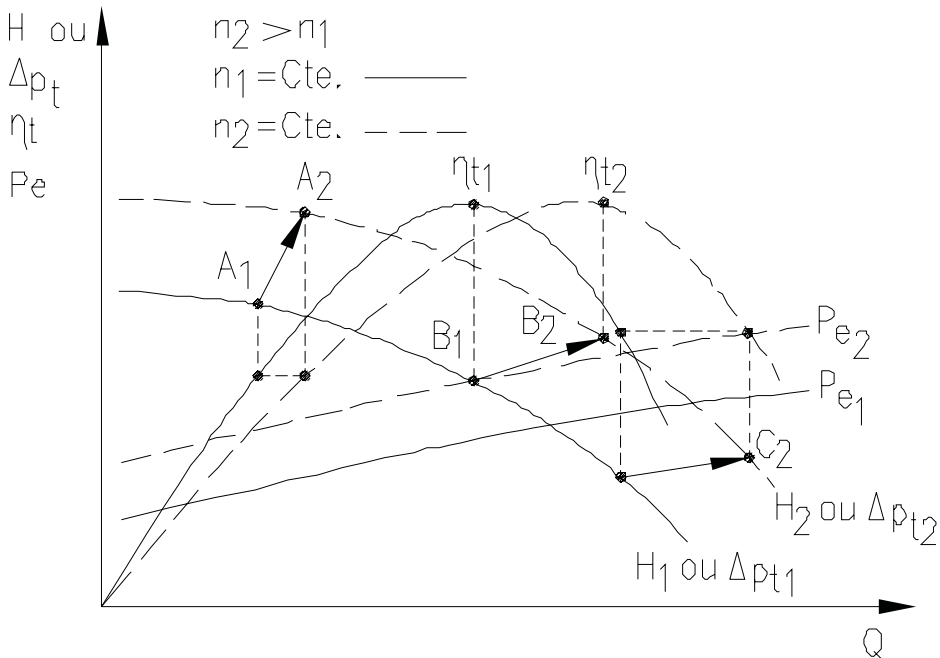
7.2.1. Fatores que Modificam a Curva da Bomba e do Ventilador

7.2.1.1. Curvas da Bomba e do Ventilador com Rotação Variável

As equações 7.12, que valem para pontos homólogos (de mesmo rendimento) e são equações aproximadas, representam a variação da vazão Q , da altura total de elevação H ou diferença de pressão total Δp_t e da potência de eixo P_e de uma bomba de fluxo ou ventilador em função da variação da rotação n .

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{n_2}{n_1}; \frac{H_2}{H_1} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2 \text{ (Bomba) ou } \frac{\Delta p_{t2}}{\Delta p_{t1}} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2 \text{ (Ventilador)}; \frac{P_{e2}}{P_{e1}} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3 \quad (7.12)$$

A figura 7.13 mostra o gráfico da vazão em função da altura total de elevação ou diferença de pressão total, rendimento total e potência de eixo da bomba ou ventilador em função para a variação da rotação.



Pontos A_1, B_1, C_1 são homólogos respectivamente a A_2, B_2, C_2

Figura 7.13 - Influência da rotação nas curvas características de uma bomba centrífuga ou ventilador centrífugo

Dentro de certos limites de variação de rotação as equações 7.12 podem prever o comportamento da bomba e do ventilador, considerando que o rendimento não varia de ponto para ponto, como foi mostrado na figura 7.13. Entretanto, no projeto de bombas e ventiladores, a alteração da rotação acarreta a mudança da velocidade tangencial em qualquer raio entre entrada e saída do rotor dos mesmos. Esta modificação faz-se alterar outras velocidades envolvidas no escoamento e a queda de rendimento existe.

Desta forma, para se ter um resultado de uma bomba ou ventilador com variação de rotação, deve ser obtido através de ensaios em bancadas de testes em laboratórios especializados. Os diagramas obtidos em laboratório representam o campo de uma determinada bomba ou ventilador com uma faixa de rotação, mostrando as curvas de mesmo rendimento. Esses diagramas são denominados campos básicos de funcionamento. A figura 7.14 representa o campo básico de uma bomba ou ventilador radial.

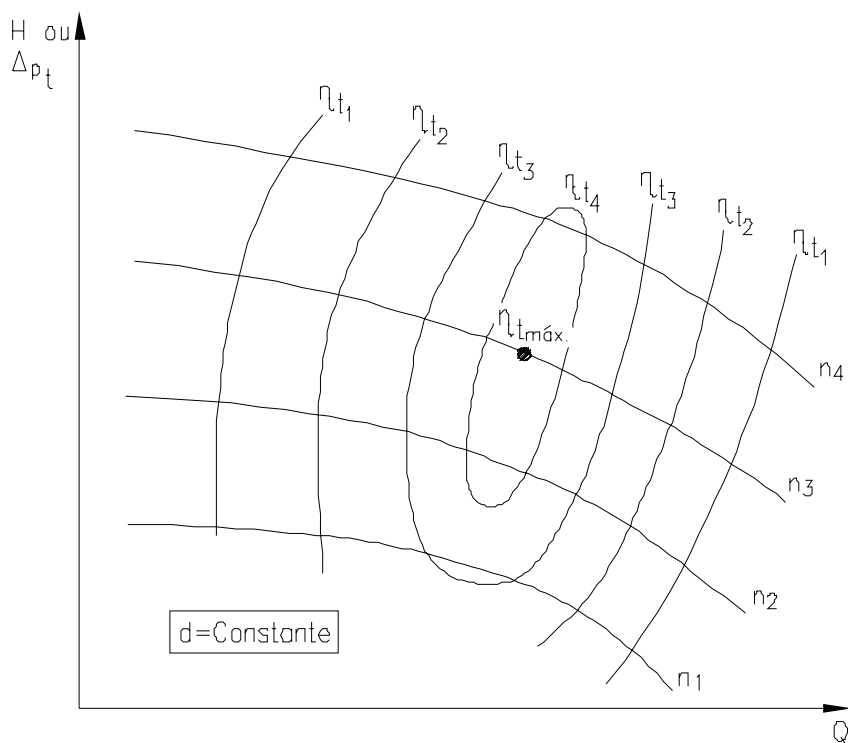


Figura 7.14 – Campo básico de funcionamento de uma bomba radial ou ventilador radial

Na figura 7.14 as curvas $n_1, n_2 \dots n_5$ representam as curvas de mesma rotação, enquanto as curvas de $\eta_{t1}, \eta_{t2} \dots \eta_{t5}$ representam as curvas de mesmo rendimento. O rendimento máximo ocorre no centro da elipse. Este ponto re-

apresenta o melhor ponto de operação da bomba ou do ventilador. Com o conhecimento desse diagrama de uma determinada máquina é possível otimizar a operação da mesma em uma determinada instalação.

7.2.1.2 - Curvas da Bomba e do Ventilador com Variação do Diâmetro do Rotor

As equações 7.13, que valem para pontos homólogos (de mesmo rendimento) e são equações aproximadas, representam a variação da vazão Q , da altura total de elevação H ou diferença de pressão total Δp_t e da potência de eixo P_e de uma bomba de fluxo ou ventilador em função da variação do diâmetro externo d do rotor de bombas e ventiladores.

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{d_2}{d_1}; \frac{H_2}{H_1} = \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^2 \text{ (Bomba) ou } \frac{\Delta p_{t2}}{\Delta p_{t1}} = \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^2 \text{ (Ventilador)}; \frac{P_{e2}}{P_{e1}} = \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^3 \quad (7.13)$$

Nas equações 7.13 os diâmetros d_1 e d_2 referem-se aos diâmetros na saída do rotor da bomba ou do ventilador. Os fabricantes de bombas de fluxo ou ventiladores aproveitam a mesma carcaça, de tal forma que possa receber rotores de vários diâmetros, sem afetar sensivelmente a hidráulica do conjunto.

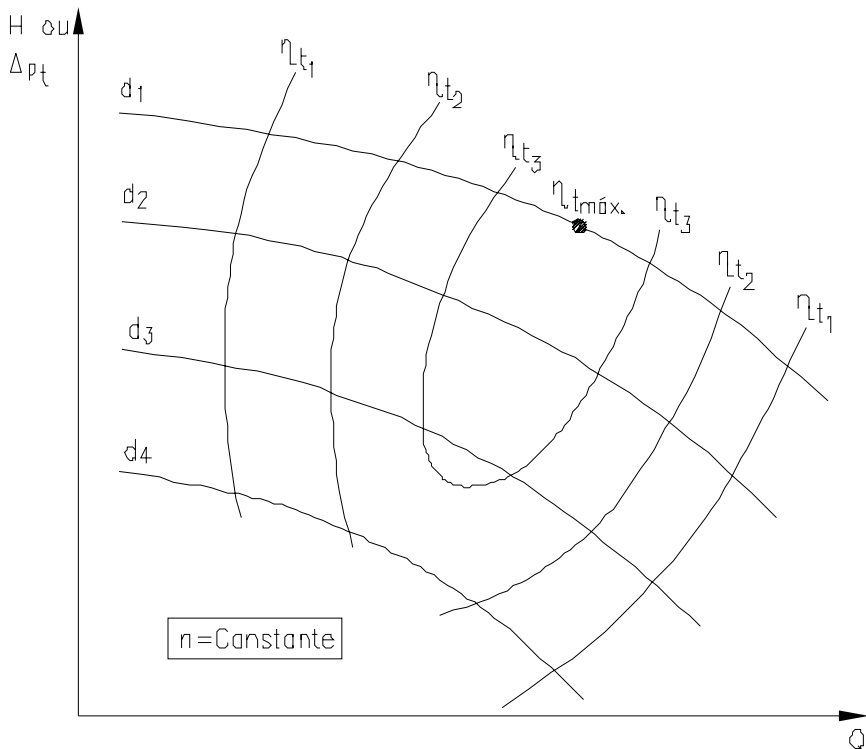


Figura 7.15 – Curvas do fabricante para uma família de bombas ou ventiladores radiais

As equações 7.13 podem ser utilizadas dentro de certos limites, mas o ideal é o ensaio da máquina em bancada de testes.

Por se tratar de custo menor ensaios com rotação constante o fabricante através rotores de diâmetros padrões testa em suas bancadas os mesmos em uma mesma carcaça, cobrindo uma faixa operacional da bomba ou ventilador. A figura 7.15 mostra um campo básico de funcionamento, denominado de família, de uma bomba ou ventilador radial de um fabricante, com rotores de diâmetro variável operando dentro de uma mesma carcaça na rotação constante. Os catálogos dos vários fabricantes fornecem essas informações.

7.2.2. Fatores que Modificam a Curva da Instalação da Bomba ou Ventilador

Até o momento, as variações da parcela estática da equação 7.3 da instalação permanecia constante. Neste item, considerar-se-á a variação da parcela estática, seja o nível do líquido variando ou as pressões nos reservatórios variando ou até ambas. Outras variações serão mostradas, como por exemplo, a abertura de uma válvula na saída da bomba. Apesar de os exemplos, que serão mostrados, serem de bombas, alguns casos acontecem também na instalação com ventiladores.

7.2.2.1. Variação de níveis de líquido nos reservatórios de sucção e recalque (parcela estática variável)

A figura 7.16 mostra uma instalação de bombeamento que apresenta variações de níveis nos reservatórios de sucção e de recalque. Neste caso, a parcela estática, representada por H_0 , varia.

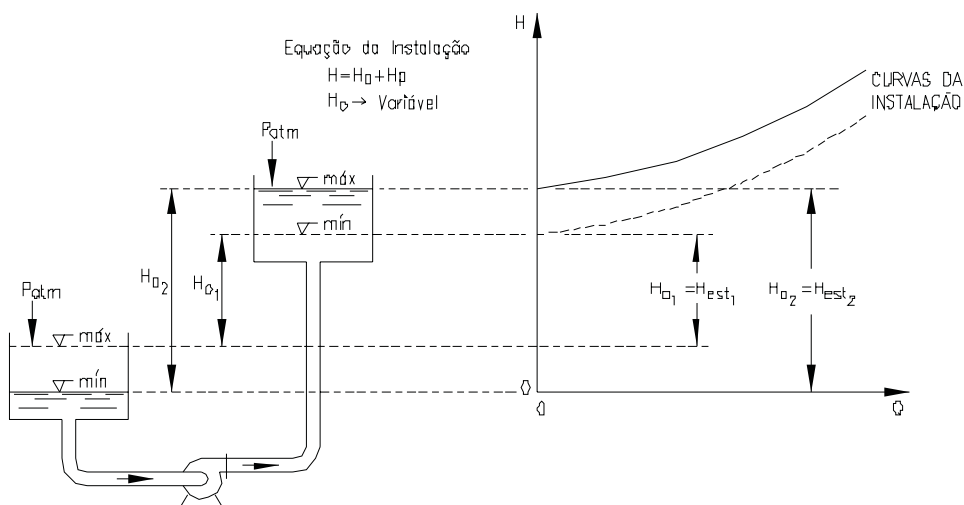
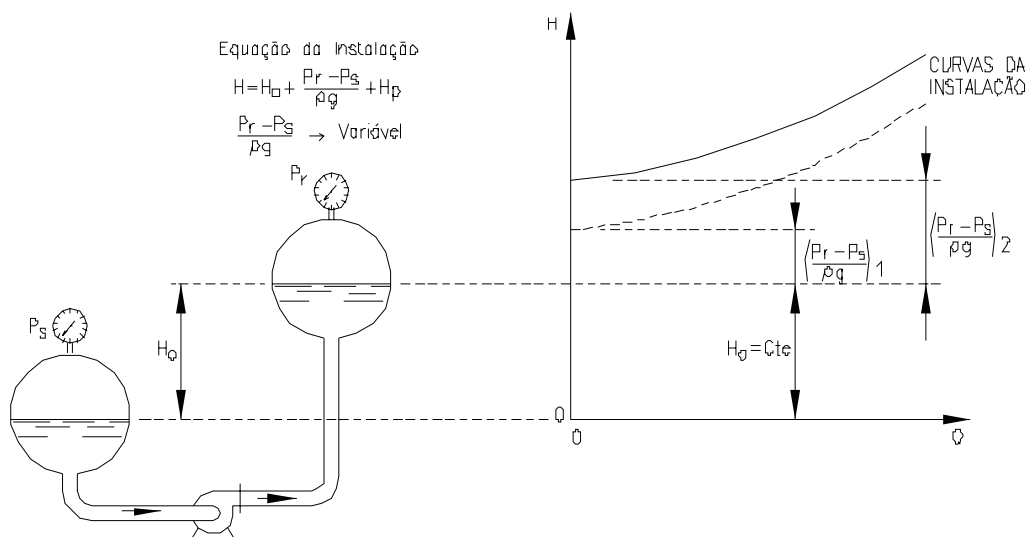


Figura 7.16 – Variações de níveis nos reservatórios de sucção e recalque

7.2.2.2. Variação de pressão nos reservatórios de sucção e recalque

A figura 7.17 mostra uma instalação de bombeamento que apresenta variações de pressão nos reservatórios de sucção e recalque. Um caso prático desse tipo de instalação é uma bomba alimentando uma caldeira. A bomba terá que ser selecionada para atender as variações solicitadas pela instalação. Neste caso as pressões nos reservatórios.



7.2.2.3. Abertura e fechamento de válvula na rotação constante da bomba ou do ventilador

A figura 7.18 mostra uma instalação de bombeamento utilizando a abertura e fechamento de uma válvula para variar a vazão. A variação da abertura faz mudar a perda de carga na válvula. Com isso a altura da bomba varia e consequentemente a vazão. Essa é a variação da vazão mais comum realizada em bombas e ventiladores, pois tem um custo mais baixo.

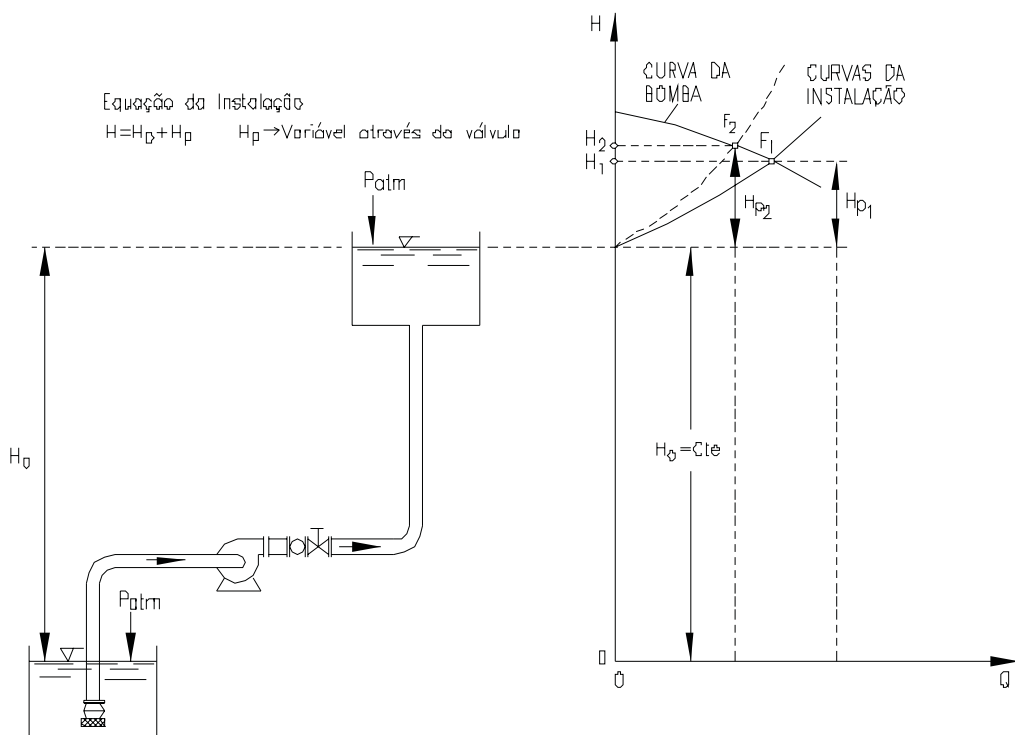


Figura 7.18 - Abertura e fechamento de válvula

7.3. Análise da Bomba Operando com Rotação Constante e Variável

Neste item far-se-á uma análise da bomba operando com rotação constante utilizando uma válvula para variar a vazão em comparação com a variação da vazão utilizando a rotação variável. A figura 7.19 ilustra as duas situações.

Suponhamos que para atender a solicitação da instalação em se tratando de uma diminuição de vazão, com a bomba operando com rotação constante n é comum utilizar estrangular a válvula na saída da mesma, alterando o ponto de funcionamento com o aumento da perda de carga, como foi visto no item anterior.

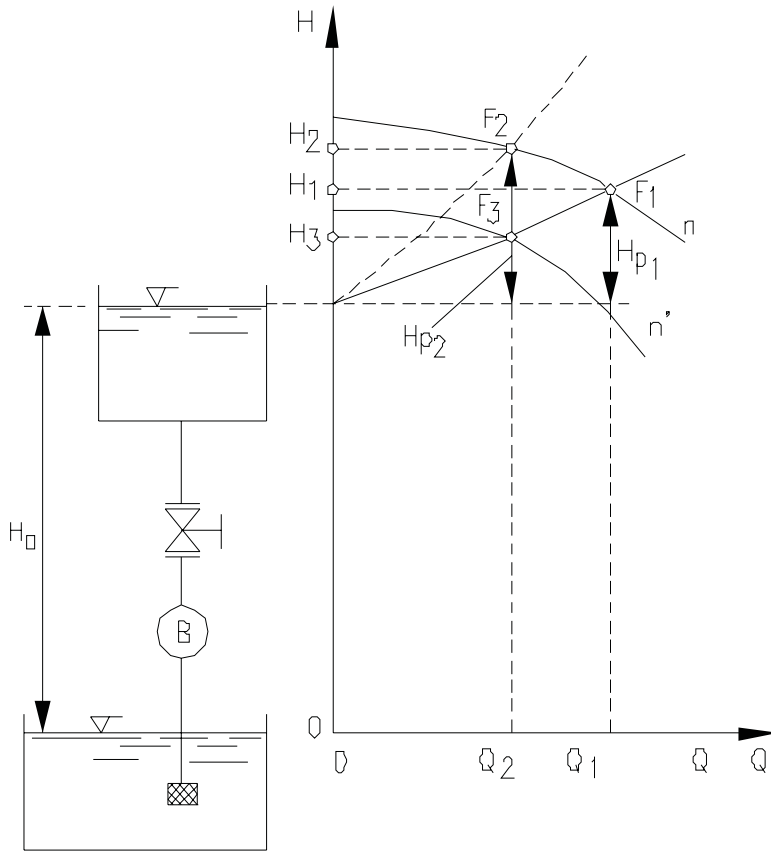


Figura 7.19 – Instalações com válvula operando na rotação constante e variável

No caso do exemplo da figura 7.19 a instalação tem equação 7.14.

$$H = H_o + H_p \quad (7.14)$$

Desta forma, a figura 7.19 mostra a bomba operando com rotação constante n no ponto de funcionamento $F_1(Q_1, H_1)$. Através do estrangulamento da válvula, a bomba passa a operar no ponto $F_2(Q_2, H_2)$. Neste ponto pode-se determinar a potência elétrica do motor com a equação 7.15, supondo que o rendimento da bomba é η_t e o rendimento do motor é η_{el} .

$$P_{el \rightarrow F_2} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q_2 \cdot H_2}{\eta_t \cdot \eta_{el}} \quad (7.15)$$

A diminuição da vazão solicitada pela instalação poderia ser realizada pela diminuição da rotação de n para n' , que proporcionaria a bomba funcionar em $F_3(Q_3, H_3)$, mantendo-se a válvula aberta, sem alterar a abertura da válvula. Considerando o mesmos rendimentos do motor elétrico η_{el} e da bomba η_t , no ponto F_3 , a potência elétrica está determinada na equação 7.16.

$$P_{el\ n' \rightarrow F_3} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q_2 \cdot H_3}{\eta_t \cdot \eta_{el}} \quad (7.16)$$

A potência elétrica economizada será a diferença entre a equação 7.15, para a rotação constante, e a equação 7.16 para rotação variável. Portanto tem-se a equação 7.17.

$$P_{el\ n \rightarrow F_2} - P_{el\ n' \rightarrow F_3} = P_{el.econom} = \frac{\rho \cdot g \cdot (H_2 - H_3) \cdot Q_2}{\eta_t \cdot \eta_{el}} \quad (7.17)$$

Assim a energia economizada está mostrada na equação 7.18.

$$E_{el.econom} = P_{el.econom} \cdot T \quad (7.18)$$

$E_{el.econom}$ [Wh] – energia elétrica economizada;

$P_{el.econom}$ [W] – potência elétrica economizada.

Os arranjos convencionais mostrados anteriormente, com a bomba ou ventilador operando com rotação constante, penalizam energeticamente o sistema. As análises realizadas refletem sobre o aspecto da conservação de energia. Todavia, sobre o ponto de vista da bomba ou ventilador, a mesma, apesar de ter características flexíveis de operação, possui limites aceitáveis de funcionamento, sobre o aspecto de rendimento e também sobre fenômenos hidráulicos que ocorrem quando há variações amplas de vazão. Este assunto deverá ser analisado caso a caso.

A seleção de bombas ou ventiladores operando com velocidade variável muitas vezes é preterida pelos projetistas pelo alto custo do acionador, se comparado com um sistema de rotação constante. Entretanto, trata-se de um custo inicial, com necessidade de análises do custo operacional e custo de manutenção do equipamento relativo, respectivamente, ao menor consumo de energia e menor desgaste da máquina. Devem ser analisadas também as solicitações do sistema no que se referem às variações de vazão e o tempo de permanência de um determinado ponto de operação, principalmente na diminuição da vazão.

7.4. Balanço de Energia no Conjunto Moto-Bomba ou Moto-Ventilador

Seja a figura 7.20 uma instalação mostrando um conjunto motobomba ou motoventilador, com potência elétrica de entrada P_{el} e potência hidráulica de saída P_h . Assim deve-se calcular as potências e rendimentos envolvidos. Para generalizar foi colocado entre o motor e a máquina geradora um acoplamento

indireto, onde a potência de eixo do motor é diferente da potência de eixo da máquina, pois existem perdas neste tipo de acoplamento.

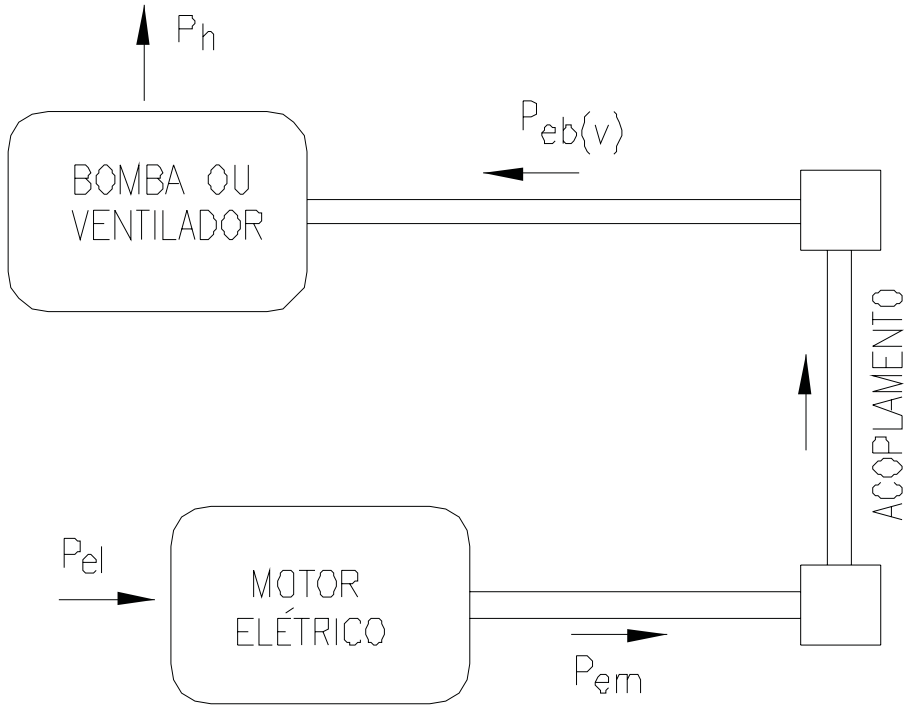


Figura 7.20 – Conjunto motobomba ou motoventilador

7.4.1. Potências

Pela figura 7.20 tem-se as seguintes potências:

P_{el} - potência elétrica do motor

P_{em} - potência no eixo do motor

$P_{eb(v)}$ - potência no eixo da bomba ou ventilador

P_h - potência hidráulica da bomba ou ventilador

Bomba:

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot 10^{-3} \quad (7.19)$$

P_h [kW] – potência hidráulica da bomba;

ρ [kg/m³] – massa específica do líquido;

g [m/s²] – aceleração da gravidade;
 Q [m³/s] – vazão da bomba;
 H [m] – altura total de elevação da bomba.

Ventilador:

$$P_h = \Delta p_t \cdot Q \cdot 10^{-3} \quad (7.20)$$

P_h [kW] – potência hidráulica do ventilador;
 Δp_t [N/m²] – diferença de pressão total do ventilador;
 Q [m³/s] – vazão do ventilador

7.4.2. Rendimentos

Os rendimentos serão:

- **Rendimento do motor elétrico**

$$\eta_{el} = \frac{P_{em}}{P_{el}} \quad (7.21)$$

η_{el} [1] – rendimento do motor;
 P_{em} [kW] – potência de eixo do motor;
 P_{el} [kW] – potência elétrica.

- **Rendimento do acoplamento da bomba ou do ventilador**

$$\eta_{ac} = \frac{P_{eb(v)}}{P_{em}} \quad (7.22)$$

η_{ac} [1] – rendimento do acoplamento;
 $P_{eb(v)}$ [kW] – potência do eixo da bomba ou ventilador;
 P_{em} [kW] – potência de eixo do motor.

- **Rendimento da bomba ou do ventilador**

$$\eta_{b(v)} = \frac{P_h}{P_{eb}} \quad (7.23)$$

$\eta_{b(v)}$ [1] – rendimento da bomba ou do ventilador;

P_h [kW] – potência hidráulica da bomba ou do ventilador;

$P_{eb(v)}$ [kW] – potência do eixo da bomba ou ventilador.

- **Rendimento do conjunto moto-bomba ou moto-ventilador**

$$\eta_{mb(v)} = \frac{P_h}{P_{el}} \quad (7.24)$$

$\eta_{mb(v)}$ [1] – rendimento do conjunto motobomba ou motoventilador;

P_h [kW] – potência hidráulica da bomba ou ventilador;

P_{el} [kW] – potência elétrica.

No caso do acoplamento, o rendimento é 100 [%] para acoplamento direto. Para outros, o rendimento dependerá do tipo de acoplamento. O ideal, quando possível é executar o acoplamento direto, pois o grupo motobomba ou motoventilador terá um rendimento maior. É muito importante também que o rendimento da bomba ou do ventilador e o rendimento do motor sejam máximos possíveis e que o motor não seja sobredimensionado, o que acarretaria aumento de consumo operacional.

Referências Bibliográficas

ABNT, NBR-10131, **Bombas Hidráulicas de Fluxo** (terminologia), 1987.

Carvalho, D.F., **Instalações Elevatórias. Bombas**. Fumarc, Belo Horizonte, 1977.

DOOLIN, J.H., **Select Pumps to Cut Energy Cost. In the Chemical Engineering Guide of Pumps**, Ed. Kenneth Mc Naughton, N. Y., USA, 1984, p. 24-26.

Eck, B., **Fans**, Pergamon Press, 1973.

Henry, P., **Turbomachines Hydrauliques**, Press Potytechniques et Univeritaires Romandes, Lausanne, 1992.

JOHNSON, J.D., **Variable - Speed Drives Can Cut Pumping Costs**, In the Chemical Engineering Guide of Pumps, Ed. Kenneth Mc Naughton, N. Y., USA, 1984, p. 57-58.

KARASSIK, I.J., **Centrifugal Pumps and System Hydraulics. In the Chemical Engineering Guide of Pumps**, Ed. Kenneth Mc Naughton, N. Y., USA, 1984, p. 60-82.

Macintyre, A. J., **Bombas e Instalações de Bombeamento**. Editora Guanabara Dois, 1980.

Macintyre, A. J., **Ventilação Industrial e Controle de Poluição**. Editora Guanabara Dois, 1988.

Mattos, E. E.; Falco, R. **Bombas Industriais**. Editora Técnica Ltda, 1989.

Norma ABNT, MB-1032, **Bombas Hidráulicas de Fluxo-Ensaio de Desempenho e Cavitação**, nov. de 1989.

Norma ISO 9906, **Rotodynamic Pumps-Hydraulic Performance Acceptance Tests-Grades 1 and 2**, dec. of 1999.

Viana, A. N. C., **Seleção, Instalação, Operação e Manutenção de Bombas Centrífugas**. Curso FUPAI, Itajubá-MG, 2010.

Capítulo 8

CALDEIRAS E FORNOS

O mercado obriga as empresas a procurarem cada vez mais a redução dos custos. Uma das maneiras mais inteligentes para alcançar esse objetivo é a economia da energia, pois o uso racional dos recursos energéticos proporciona, além da redução dos custos, grandes vantagens ambientais.

Neste capítulo, dedicado à utilização racional da energia térmica, apresentam-se inicialmente alguns conceitos básicos indispensáveis, informações relacionadas às fontes de energia e aos combustíveis, como se dá o processo de sua utilização e quais são os equipamentos envolvidos. Parte-se então para a análise da utilização da energia térmica e como torná-lo mais eficiente.

8.1. Conceitos Básicos

Para a melhor compreensão da análise de sistemas térmicos é necessário algum conhecimento dos mecanismos de transferência de calor, dos combustíveis e do processo de combustão.

8.1.1. Fundamentos de Termodinâmica

Calor e Temperatura - A temperatura de um corpo é dada pela energia cinética média de suas moléculas. Por calor entende-se a energia que flui entre dois sistemas devido unicamente a uma diferença de temperatura. Ou seja, o calor é uma forma de energia que está transitando colocada em movimento pela diferença de temperatura.

Calor Específico - O calor específico define a quantidade de calor capaz de mudar em $1,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ a temperatura de uma unidade de massa de uma substância. É a característica de cada material no que diz respeito a sua capacidade de absorver ou rejeitar calor. A Tabela 8.1 mostra o calor específico de algumas substâncias. Nota-se que a água é o maior deles.

Tabela 8.1 – Calor específico de algumas substâncias.

Substância	Calor específico (kJ/kg °C)	Substância	Calor específico (kJ/kg °C)
Água	4,19	Ferro	0,46
Álcool	2,43	Mercúrio	0,14
Alumínio	0,92	Prata	0,23
Chumbo	0,13	Vidro	0,84
Cobre	0,39	Ar	1,00

Calor Sensível - É o calor removido ou adicionado a uma substância causando uma mudança de temperatura, sem causar uma mudança de fase. É dito sensível, pois seu efeito pode ser “sentido”.

Calor Latente - Ao contrário do calor sensível, é aquele que é removido ou adicionado a um corpo sem causar mudança de temperatura, mas causando mudança de fase.

Um exemplo está mostrado na Figura 8.1. A água ao ser aquecida até a temperatura de vaporização passa por uma elevação da temperatura recebendo calor sensível, no trecho AB. Ao iniciar a vaporização, trecho BC, ela continua recebendo calor, mas a temperatura não se sobe porque o calor latente é usado para a mudança de estado.

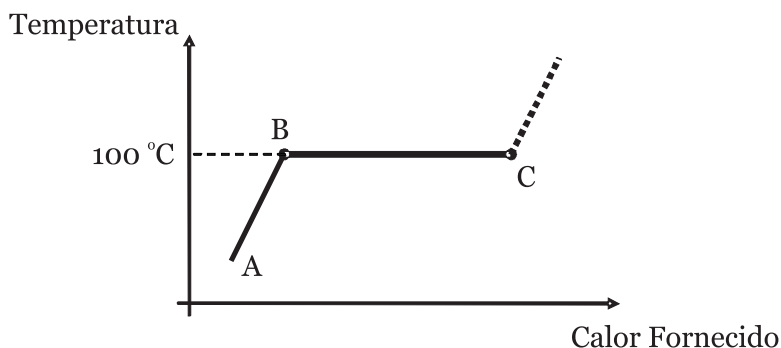


Figura 8.1 – Diagrama temperatura x calor fornecido

Poder Calorífico - O poder calorífico representa a quantidade de calor liberada na combustão de uma unidade de massa de um combustível. Ele pode ser classificado em superior ou inferior.

O poder calorífico superior inclui a energia do combustível mais o calor latente da água presente nos gases de combustão, pois considera que ela esteja líquida. O poder calorífico inferior não considera isso. Como a temperatura de saída

dos gases de combustão é superior à temperatura de vaporização da água esta medida é mais realista. A Tabela 8.2 mostra esses valores para alguns combustíveis.

Tabela 8.2 – Poder calorífico e massa específica de alguns combustíveis

Energético	Poder Calorífico Inferior (BEESP) kcal/kg	Poder Calorífico Superior (BEN) kcal/kg	Massa Específica kg/m ³
Óleo diesel	42613	45000	851
Óleo combustível	39964	45627	999
Gasolina	44187	47009	738
GLP	46155	49186	552
Querosene	43518	46423	787
Coque carvão mineral	28883	30558	-
Lixívia	-	12684	2100
Carvão vegetal	25597	28465	250
Álcool anidro	26790	29679	791
Álcool hidratado	24907	27837	809
Lenha [1]	10591	13814	390
Bagaço de cana [2]	7439	9448	-
Gás de refinaria [3]	34627	36837	780
Gás natural [3]	35807	39348	-
Gás canalizado [3]	17707	19674	-
Gás Coqueria [3]	18418	18837	-

(1) Lenha com 25% de umidade, (2) Bagaço com 50% de umidade, (3) kcal/m³

8.1.2. Mecanismos de Transferência de Calor

Serão descritas a seguir as principais formas pelas quais o calor é transferido: condução, convecção e radiação.

Condução - A condução ocorre pela transferência de energia causada por colisões entre moléculas vizinhas de um corpo. Quando uma barra de ferro é aquecida em uma ponta, as moléculas neste local recebem uma quantidade de energia que aumenta sua energia cinética, aumentando assim sua temperatura. Estas moléculas, ao colidirem com as moléculas a seu lado, transferem parte de sua energia cinética, ou seja, transferem calor. Deste modo, o calor propaga-se

através da barra até que a temperatura nas duas extremidades seja igual. Este processo ocorre em materiais sólidos, sendo os melhores condutores os metais.

Convecção - A transferência de calor convecção ocorre nos fluídos e gases. Quando um recipiente contendo um líquido é aquecido, a parte inferior recebe calor pela condução do fundo do recipiente. Como os líquidos, normalmente, são maus condutores de calor, apenas uma parcela é aquecida. Essa se expande, torna-se menos densa e sobe para a superfície, causando o movimento da água ainda fria da superfície para o fundo, em um movimento chamado de corrente convectiva.

Radiação - É o processo pelo qual o calor é transferido através de ondas eletromagnéticas, sem a necessidade de um meio material para sua propagação. O exemplo mais comum é a transferência de calor do sol para a Terra. Como no espaço não existe um meio material para transportar esta energia, esta chega através de ondas, movendo-se à velocidade da luz.

8.2. Combustíveis

Combustível é a substância, natural ou artificial, susceptível de, ao se combinar quimicamente com outra, gerar uma reação exotérmica rápida, desprendendo calor e luz. Aqui serão estudados os diversos tipos de combustíveis industriais, sua classificação e características.

8.2.1. Classificação dos Combustíveis

Os combustíveis são provenientes de duas fontes básicas de energia: a primária e a secundária. Nas fontes de energia primária, os combustíveis são produtos provindos da natureza, como o petróleo e o gás natural, podendo ser subdivididas em fontes renováveis e não renováveis. Nas fontes de energia secundária, os produtos energéticos são resultantes de centros de transformação tais como refinarias, destilarias, centrais elétricas, etc.

Os combustíveis sólidos foram os mais utilizados e perderam sua posição com a era do petróleo, mas, com as novas tecnologias da gaseificação, seu uso industrial tende a crescer. Os combustíveis líquidos são os mais usados atualmente. Suas vantagens são fácil manuseio, transporte e armazenagem e sua combustão satisfatória. Os combustíveis gasosos são aqueles que reúnem as melhores características para o uso industrial, sua combustão tem rendimento térmico elevado, o excesso de ar é reduzido, as emissões sulfurosas não apreciáveis e não formam depósitos de cinzas.

Os combustíveis podem ser classificados conforme a Tabela 8.3.

Tabela 8.3 – Classificação dos combustíveis.

Classificação	Tipo	Exemplos
Sólidos	Naturais	Lenha
		Turfa
		Carvão mineral
	Artificiais	Carvão vegetal
		Coque de carvão mineral
		Coque de petróleo
		Briquetes
Líquidos	Naturais	Petróleo
		Óleos de xisto
	Artificiais	Derivados do petróleo
		Alcatrão
		Álcool
Gasosos	Naturais	Gás natural
		Metano
	Artificiais	Hidrogênio
		Butano e propano
		GLP
		Gás de coqueria
		Gás de nafta
		Gás de alto forno
Coloidais (mistura de combustíveis sólidos e líquidos)		
Resíduos de Fabricação e de Extração		

8.2.2. Propriedades dos Combustíveis

A correta conceituação e interpretação das propriedades dos combustíveis são de extrema importância para determinar sua correta utilização. Assim sendo, a seguir são apresentadas as principais e mais utilizadas propriedades dos combustíveis industriais.

Viscosidade - É a resistência que este oferece ao escoamento, sendo variável em função da temperatura. Em geral, na medida em que a temperatura cresce, a viscosidade diminui.

Ponto de fulgor - O ponto de fulgor é a temperatura na qual o combustível, quando aquecido, emite vapores suficientes para se iniciar o processo de combustão na presença de uma chama.

Ponto de fluidez - O ponto de fluidez é a menor temperatura que um óleo pode suportar sem perder a capacidade de escoar através dos diversos equipamentos, como válvulas e tubulações.

Granulometria - Ela se refere às dimensões médias da cada partícula que compõem um combustível sólido. Um combustível sólido classificado por peneiras tem a granulometria mais uniforme.

Umidade - Indica qual a porcentagem de água contida nos combustíveis. É uma das principais características dos combustíveis sólidos, pois isso afeta diretamente o poder calorífico.

Friabilidade - É uma característica dos combustíveis sólidos. Ela mostra a facilidade se partir o material em pedaços menores.

8.2.3. Características dos Combustíveis

A seguir será feita uma breve descrição dos principais combustíveis industriais, apresentando alguns dados de consumos para os mais comumente encontrados.

8.2.3.1. Combustíveis sólidos

Madeira - A lenha é um dos combustíveis mais antigos ainda em uso e até hoje largamente utilizado em muitos países. É composta principalmente de celulose, resinas, água e sais minerais. Usada principalmente como carvão vegetal e na geração de energia elétrica, sendo o restante distribuído no setor residencial e nos setores agropecuários e industriais.

Carvão Mineral - Devido às condições das jazidas e aos métodos de lavra do carvão mineral, este possui elevadas parcelas de material inerte. Após seu beneficiamento, pode ser encontrado como carvão vapor e carvão metalúrgico. O primeiro é destinado à geração de energia elétrica e na indústria de cimento. O carvão metalúrgico é enviado às coquerias para a produção do coque.

Coque de Carvão - O coque é um combustível sólido obtido da destilação seca do carvão mineral em retortas ou coquerias. Tem largo emprego na indústria siderúrgica e de fundição. No Brasil, a produção de coque limita-se às indústrias siderúrgicas, que o emprega em consumo próprio.

Coque de Petróleo - O coque de petróleo é um produto resultante da

quebra de moléculas de derivados de petróleo, sendo mais utilizados os óleos combustíveis residuais. O seu aspecto lembra o coque de carvão. Aliado ao coque de carvão siderúrgico, ele melhora o rendimento dos altos fornos.

Carvão Vegetal - O carvão vegetal ou carvão de madeira é obtido artificialmente pela carbonização de madeira em fornos especiais. Seu maior uso industrial ocorre nas siderúrgicas, que são responsáveis por cerca de 82% de seu consumo total. Tem ainda largo emprego no uso doméstico, embora esta forma de utilização esteja em constante declínio há diversos anos.

Bagaço de cana - O bagaço é o resíduo da cana-de-açúcar da qual foi extraído o caldo. É constituído por fibras (principalmente celulose, hemicelulose e lignina), sais minerais, açúcar residual, substâncias solúveis e água. É quase todo consumido nas usinas de açúcar e álcool para fornecimento de energia, especialmente em ciclos de cogeração. O seu consumo evolui muito nos últimos anos.

8.2.3.2. Combustíveis líquidos

Óleo de Xisto - Os xistos são formações rochosas que, submetidas à ação do calor, produzem gases que, condensados ou não, são utilizados como combustíveis. Os xistos betuminosos são rochas estratificadas impregnadas com esses óleos. Os óleos de xisto, devidamente processados, fornecem produtos idênticos àqueles obtidos do petróleo.

Óleo Combustível - O óleo combustível pode ser destilado, quando é obtido por processos de destilação atmosférica ou a vácuo, ou residual, quando é derivado de processos de craqueamento térmico ou catalítico. É largamente usado na indústria moderna para aquecimento de fornos e caldeiras.

Alcatrão - O alcatrão é obtido na destilação da madeira e, principalmente, da hulha. Seu emprego, embora restrito, como combustível resulta do fato de ser produzido em determinadas indústrias como subproduto. As siderúrgicas que produzem seu próprio coque pela destilação do carvão, usam o alcatrão obtido como combustível em seus fornos de aquecimento.

8.2.3.3. Combustíveis gasosos

Gás Natural - Tem origem semelhante ao carvão e ao petróleo. Ele é constituído quase de metano puro, possuindo menores porcentagens de etano e propano, e tem alto poder calorífico. O uso do gás natural tem evoluído nos últimos anos, especialmente para fins industriais e energéticos.

Gás Liquefeito de Petróleo - O GLP é formado por vários hidrocarbonetos obtidos no início da destilação do petróleo, basicamente de propano e

butano. Seu uso está difundido como combustível doméstico e nas indústrias como um auxiliar.

Gás de Gasogênio - O gás de gasogênio é produzido em unidades especiais pela combustão incompleta do coque ou carvão de madeira, que gera o monóxido de carbono. Também chamado gás pobre, possui um baixo poder calorífico.

Gás de Coqueria - Este gás é produzido na coquerias onde é feita a destilação seca do carvão mineral para a produção do coque siderúrgico. Esse gás é usado nas próprias usinas siderúrgicas para aquecimento das retortas ou outros fornos da usina.

Gás de Alto Forno - O gás de alto forno é produzido nas siderúrgicas por meio de reações entre o oxigênio, o coque, a umidade do ar, minério de ferro, calcário e impurezas. Devido ao alto teor de dióxido de carbono e nitrogênio, o seu poder calorífico é baixo.

8.2.3.4. Combustíveis Coloidais

São misturas de combustíveis líquidos com combustíveis sólidos. O mais empregado é a mistura de óleo combustível residual com finos de carvão de pedra, coque ou carvão vegetal. A maior dificuldade do uso de combustíveis deste tipo é o seu manuseio. Devendo estar sempre em agitação, os encanamentos devem ter quatro vezes o diâmetro do que seria usado para o combustível líquido e o seu bombeamento requer bombas especiais de diafragma. Seu uso está mais condicionado ao aproveitamento de finos de carvão ou coque.

8.3. Combustão

Serão apresentados a seguir os principais conceitos relacionados à combustão, assim como alguns dados sobre os principais equipamentos utilizados neste processo.

8.3.1. A Reação de Combustão

A combustão é um processo químico exotérmico composto de dois elementos distintos, o combustível e o comburente. Várias reações são caracterizadas como combustão, como, por exemplo, a combinação de carbono e outros elementos com oxigênio, a combinação do cloro com hidrogênio e a do fósforo com iodo. Entretanto, a reação mais largamente utilizada na indústria é a que utiliza o oxigênio como elemento comburente. Os combustíveis são compostos

basicamente de carbono e hidrogênio, contendo ainda pequenas porcentagens de enxofre e outros elementos. O comburente mais utilizado é o ar atmosférico, pelo fato de ser a fonte mais abundante e barata de oxigênio, sendo ainda utilizado o ar atmosférico enriquecido ou mesmo o oxigênio puro. A composição média do ar seco é dada abaixo.

Tabela 8.4 - Composição do ar seco

Elemento	Composição média		Valores práticos	
	Em peso	Em volume	Em peso	Em volume
Nitrogênio	75,55	78,13	77	79
Oxigênio	23,10	20,90	23	21
Outros	1,35	0,97	---	---

O processo de combustão inicia-se quando a mistura atinge o ponto de inflamação, ou seja, atinge uma temperatura mínima, característica de cada combustível, na qual a reação de oxidação, que até então progredia lentamente, torna-se consideravelmente mais rápida. O processo de combustão ocorre de maneira diferenciada, dependendo da natureza dos combustíveis. No caso dos combustíveis gasosos, havendo uma mistura adequada de ar e gás, o simples alcance do ponto de inflamação já é suficiente para que ocorra a combustão. No caso dos combustíveis líquidos, inicialmente, sob a ação do calor e do oxigênio, há um desdobramento molecular dos compostos do combustível em frações gasosas mais simples, ocorrendo então a combustão destas frações. Já na combustão dos combustíveis sólidos ocorre, inicialmente, a queima dos produtos voláteis e, em seguida, a formação de compostos gasosos que entram então em combustão. No caso dos combustíveis com baixo teor de voláteis, ocorre a formação de um núcleo de carbono, que se oxida na medida em que o oxigênio se difunde em seu interior.

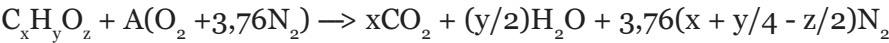
8.3.2. Aspectos Químicos

A combustão pode ser classificada de duas maneiras: completa ou incompleta, dependendo de como se dá a reação entre o carbono do combustível e o oxigênio. Na combustão completa ocorre a reação total do carbono com o oxigênio, gerando como produtos deste processo dióxido de carbono, vapor d'água, óxidos de enxofre e de nitrogênio. Na incompleta, parte do carbono não reage ou reage parcialmente com o oxigênio, produzindo, além dos compostos anteriores, monóxido de carbono e, algumas vezes, fuligem, se houver falta conside-

rável de ar. Em alguns casos, podem ainda ser encontrados traços do combustível nos gases de saída do processo. As principais reações entre os constituintes básicos dos combustíveis e o oxigênio são:

Reação	Calor Liberado (kJ/kg)	
$C + O_2 \rightarrow CO_2$	32.600	(combustão completa)
$2CO + O_2 \rightarrow 2CO_2$	10.100	(combustão incompleta)
$2C + O_2 \rightarrow 2CO$	9.990	(combustão incompleta)
$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$	142.120	
$S + O_2 \rightarrow SO_2$	9.190	

Outra classificação possível é a chamada combustão estequiométrica, que é um caso particular da combustão completa onde a quantidade de ar admitida no processo é exatamente a necessária para que ocorra a reação total do carbono com o oxigênio. A partir da composição do combustível pode-se chegar a esta quantidade mínima teórica de ar necessária a sua combustão através de um balanço químico. De maneira genérica, a equação de combustão estequiométrica de um combustível qualquer é dada por:



A parcela $(O_2 + 3,76N_2)$ refere-se ao ar e o valor A, chamado de coeficiente estequiométrico, dado por:

$$A = x + y/4 - z/2$$

A partir da equação genérica acima se deduz a relação ar/combustível estequiométrica para um determinado combustível. Esta relação pode ser dada em volume ou em peso, como é apresentado em seguida.

Em volume

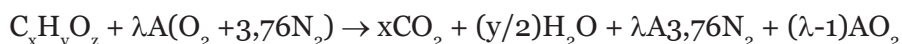
$$\frac{a}{c} = \frac{A(1+3,76)}{1} = 4,76 A$$

Em peso

$$\frac{a}{c} = \frac{A(32+3,76.28)}{12x+y+16z} = \frac{137,28A}{12x+y+16z}$$

Na prática, sempre se utiliza uma quantidade de excesso de ar para se garantir que a combustão seja completa, devido aos problemas relativos à mistura ar-combustível, que, geralmente, não se dá de maneira perfeita, especialmente com os combustíveis sólidos. A quantidade de excesso de ar deve ser cuidadosamente controlada para se obter o máximo rendimento da combustão. Quando ocorre falta de ar, a combustão se dá de maneira incompleta, não aproveitando

todo o potencial do combustível e gerando gases poluentes como o monóxido de carbono. Quando há uma quantidade excessiva de ar, a temperatura de saída dos gases de combustão diminui consideravelmente, prejudicando sua utilização. A equação da combustão com excesso de ar de um combustível genérico é dada por:



onde λ é o coeficiente de excesso de ar.

De maneira genérica, as porcentagens em volume em base seca de dióxido de carbono e oxigênio presentes no gás gerado podem ser dadas conforme a Tabela 8.5.

Tabela 8.5 - Porcentagens em volume de CO₂ e O₂ nos gases de combustão

Porcentagem em volume	Base seca	Base úmida
CO ₂	$\frac{100x}{x + 3,76A\lambda + (\lambda - 1)A}$	$\frac{100x}{x + y/2 + 3,76A\lambda + (\lambda - 1)A}$
O ₂	$\frac{100A(\lambda - 1)}{x + 3,76A\lambda + (\lambda - 1)A}$	$\frac{100A(\lambda - 1)}{x + y/2 + 3,76A\lambda + (\lambda - 1)A}$

É interessante notar como as equações acima se comportam para valores extremos de λ . Quando não existe excesso de ar, ou seja, λ é igual a um, a porcentagem de CO₂ é máxima e a de O₂ é nula. Na situação em que o excesso de ar tende a infinito, a porcentagem de CO₂ tende a zero e a de O₂ tende a 21%, que é o valor adotado como a porcentagem média de oxigênio no ar. Na prática, estas equações são mais aplicadas quando o parâmetro λ é explicitado. Deste modo, a partir da análise dos gases de combustão chega-se ao excesso de ar utilizado na combustão, conforme está apresentado na Tabela 8.6.

Tabela 8.6 - Excesso de ar obtido através da análise dos gases da combustão

Gás analisado	Base seca	Base úmida
CO ₂	$\lambda = \frac{A + x \left(\frac{100}{\%CO_2} - 1 \right)}{4,76A}$	$\lambda = \frac{A + x \left(\frac{100}{\%CO_2} - 1 \right) - y/2}{4,76A}$
O ₂	$\lambda = \frac{\%O_2(A - x) - 100A}{A(4,76\%O_2 - 100)}$	$\lambda = \frac{\%O_2(A - x - y/2) - 100A}{A(4,76\%O_2 - 100)}$

8.3.3. Perdas de Calor na Combustão

Mesmo quando ocorre a combustão completa existem perdas de calor nos gases de exaustão, sejam eles produtos secos ou com vapor d'água. Estas perdas podem ou não ser inerentes ao processo de combustão.

As perdas inerentes são basicamente de dois tipos. A primeira deve-se ao vapor d'água nos gases de exaustão. Esta perda corresponde ao calor contido no vapor d'água presente nos gases gerados pela combustão, formado a partir da água contida no combustível e daquela gerada pela queima do hidrogênio. Esta última parcela, que corresponde à diferença entre os poderes caloríficos superior e inferior do combustível, constitui a parte mais significativa, porém, não pode ser reduzida, pois é inerente à composição do combustível. A segunda corresponde à perda nos gases secos da exaustão. Deve-se ao fato de conterem ar em excesso e saírem a uma temperatura maior que a ambiente. Mesmo considerando que estas perdas estão intimamente ligadas ao processo de combustão, algumas providências podem ser tomadas para diminuir seu impacto. Pode-se utilizar o fato dos gases saírem a uma temperatura maior do que a do ambiente para diminuir a umidade do combustível ou para aquecer o ar de combustão ou o próprio combustível.

Entre as perdas que são evitáveis pode-se citar a que se deve à combustão incompleta do carbono, formando monóxido de carbono ao invés de dióxido, podendo ocorrer também com a presença de carbono não oxidado nos gases de saída, presente na forma de fuligem. Estas perdas evitáveis podem ser combatidas através de várias medidas, como, por exemplo, pelo controle cuidadoso do excesso de ar e pela manutenção regular dos queimadores.

8.3.4. Equipamentos para combustão

Vários equipamentos são utilizados nos processos de combustão, podendo ser utilizados para controle ou para aumentar a sua eficiência. Entre os principais estão os queimadores, dispositivos utilizados tanto para combustíveis gasosos como para líquidos, podendo também ser utilizados para combustíveis sólidos quando pulverizados ou gaseificados. Outros equipamentos importantes na combustão de sólidos são as grelhas e os leitos fluidizados.

Queimadores para gases - A combustão de gases pode ser facilmente controlada, pois os combustíveis se misturam muito facilmente com o oxigênio do ar facilitando as reações. Estes equipamentos são classificados segundo a necessidade ou não de ar secundário do ambiente. No primeiro caso ainda ser classificados em não aerados e em aerados.

O queimador não aerado caracteriza-se por utilizar, unicamente, o ar do ambiente em torno da chama como fonte de oxigênio. Neste queimador, o gás é liberado por um ou mais orifícios e, ao encontrar o ar, entra em combustão. Sua eficiência depende fortemente da velocidade com que o gás deixa a canalização. No queimador aerado, também chamado de atmosférico, de baixa pressão ou de tiragem normal, parte do ar é introduzido como ar primário pelo efeito da passagem do gás em um venturi. Assim o gás, ao sair pelo orifício para queima, já está misturado com o ar, sendo o restante necessário fornecido pelo ambiente. A chama produzida por este queimador é limpa, podendo ser utilizada diretamente sobre a superfície a aquecer. É o tipo comumente encontrado em residências.

No caso dos queimadores que não necessitam de ar secundário do ambiente, pode-se classificá-los em três diferentes tipos: ar insuflado, gás de alta pressão e pré-mistura. O queimador de ar insuflado recebe o ar necessário para a combustão do gás através de um injetor, admitindo o gás a baixa pressão pela depressão causada pelo fluxo de ar. É em geral utilizado para médias e altas potências, sendo o mais utilizado na indústria. Já no caso do queimador de gás de alta pressão, é o ar que é admitido no queimador pela depressão causada pelo fluxo de gás a alta pressão. É o tipo utilizado em maçaricos, permitindo uma chama dirigida. Para o caso do queimador de pré-mistura, o gás e o ar necessário à combustão são previamente misturados e esta mistura chega ao queimador já pronta para a queima.

Queimadores para líquidos - A queima de combustíveis líquidos pode ser dividida em quatro fases: a) Atomização, quando o combustível é dividido em várias gotículas; b) Vaporização, quando as gotículas são vaporizadas; c) Mistura, quando o combustível vaporizado mistura-se ao comburente e por fim d) Combustão, quando se inicia a reação exotérmica.

A fase mais importante é a de atomização, estágio determinante para que a mistura ar-combustível ocorra de maneira adequada, permitindo uma maior eficiência de combustão. Nesta fase, é admitido o ar primário para facilitar o processo da desagregação do líquido, sendo o restante admitido na fase seguinte.

Os queimadores de líquidos podem ser classificados de diversas maneiras, como, por exemplo, pela sua capacidade, pela produção de energia e pelo combustível utilizado. A classificação mais utilizada é feita em função do método de atomização: mecânica, por fluidos ou mista.

A atomização mecânica pode ser realizada de três maneiras diferentes: a jato pressão, por corpo rotativo e por emulsificador. Nos queimadores com atomização a jato pressão, o combustível é admitido, sob condições de alta pres-

são e viscosidade controlada, em uma câmara, onde lhe é imprimido um movimento giratório, saindo do bico do queimador na forma de uma película fina. É necessária a presença de um direcionador de ar para promover a mistura ar-combustível e estabilizar a chama. Pode ser do tipo simples, que contém apenas o bico atomizador e trabalha com vazões limitadas, ou do tipo com retorno, que inclui um canal de retorno para o combustível não atomizado e trabalha com um campo maior de vazões. No caso da atomização mecânica por corpo rotativo, o combustível é admitido no interior de uma peça de formato cônico que gira a alta rotação. A película formada, no seu movimento de escapar do cone, entra em contato com um fluxo de ar admitido pelas bordas, sendo atomizada. Na atomização por emulsificador, o combustível, com uma determinada viscosidade, é misturado com uma certa quantidade de ar ou vapor em um compressor, resultando em uma emulsão. Esta mistura é então conduzida ao bico do queimador, onde ocorre a atomização, utilizando o ar como elemento desagregador.

A atomização por fluido consiste em direcionar o combustível para o bico do queimador, onde este encontra uma corrente de fluido pressurizado (ar ou vapor) e é atomizado. É necessária a existência de um medidor para regular a vazão de combustível. Pode ser de três tipos: baixa pressão, quando o ar é fornecido a pressões entre 0,5 e 3 bar, alta pressão, quando o ar é admitido por uma pressão superior a 3 bar, e vapor, quando utiliza este fluido ao invés de ar comprimido, possuindo uma operação mais eficiente, porém mais cara.

A atomização mista é a união dos outros dois tipos vistos acima. O combustível passa inicialmente por uma atomização mecânica e, em seguida, encontra um fluxo de fluido que aumenta a atomização.

Queimadores para combustíveis sólidos - Neste tipo de queimador, a mistura ar-combustível deve ser feita de modo que haja, ao redor de todas as partículas, a quantidade de ar necessária à combustão. A moagem ou pulverização do combustível facilita esta mistura, além de trazer uma série de outras vantagens, como o aumento da eficiência térmica, a possibilidade de trabalhar com menor excesso de ar e a melhor resposta às mudanças de carga do sistema.

Além dos cuidados comuns que devem ser tomados com qualquer tipo de queimador, os queimadores utilizados na combustão de combustíveis sólidos requerem atenção especial, especialmente no que diz respeito à umidade do combustível, que deve ser reduzida ao menor nível possível, e ao projeto das tubulações de condução do combustível, que devem assegurar uma velocidade mínima de transporte para evitar deposições.

Grelhas - A queima em grelhas é uma das mais antigas técnicas de combustão utilizadas, podendo ser aplicada a, praticamente, todos os combustí-

veis sólidos. Neste sistema, o combustível é colocado sobre um leito rígido onde recebe o ar de combustão. Embora possua um menor rendimento, é o equipamento mais adequado para pequenas instalações, como, por exemplo, caldeiras de pequeno porte. As grelhas podem ser fixas ou móveis, nas posições plana e inclinada. A grelha fixa é a mais barata, porém, para a remoção de cinzas, é necessária, na maioria dos casos, a interrupção da alimentação de combustível. Inconveniente que pode ser eliminado com as de grelhas inclinadas.

Leito fluidizado - Neste equipamento, as partículas sólidas são mantidas em suspensão pela ação de um fluxo ascendente de ar, injetado na parte inferior da câmara de combustão. O objetivo da fluidização é tornar o leito homogêneo, o que é obtido através da agitação gerada pela grande velocidade do ar dentro da câmara.

As principais vantagens da combustão em leito fluidizado são: maior contato entre o ar e o combustível, o que possibilita um menor excesso de ar; baixo nível de poluição, podendo-se adicionar calcário ou dolomita ao combustível para diminuir a emissão de SO_2 . A principal desvantagem é o porte do ventilador que deve ser mais potente do que o utilizado na queima convencional.

8.4. Fornos e Caldeiras

Neste item apresentam-se os principais equipamentos da indústria que utilizam a energia térmica como fonte de energia: os fornos e os geradores de vapor, mais conhecidos como caldeiras. Nos dois casos serão estudados não apenas os modelos mais comuns, os equipamentos à combustão, mas também os tipos existentes de equipamentos elétricos. Serão abordados ainda os principais equipamentos auxiliares e sua utilização.

8.4.1. Fornos

Fornos são equipamentos destinados ao aquecimento de materiais com vários objetivos: cozimento, fusão, calcinação, tratamento térmico, secagem, etc. A característica primordial de um forno, qualquer que seja sua finalidade, é transferir ao material o calor necessário gerado por uma fonte de calor, com o máximo de eficiência, uniformidade e segurança. Para atingir essas características, a construção de um forno requer um cuidadoso estudo de transferência de calor, da circulação do mesmo e dos meios de minimizar as perdas de chaminé e por radiação.

8.4.1.1. Fornos à combustão

O forno à combustão é o mais utilizado e sua classificação está baseada no relacionamento entre o combustível, o produto da combustão e o material. A seguir apresentam-se alguns dos diversos tipos de fornos, relacionados segundo sua classificação.

a) Fornos em que o combustível e o material estão na mesma câmara

Medas ou Caieiras - São fornos simples em que o material e o combustível são colocados em uma única câmara, misturados ou em camadas, de modo que, ao se iniciar o processo de combustão, os gases quentes atuam sobre o material. São muito usados para extração de enxofre das argilas, na calcinação de calcário e no cozimento de artefatos de argila ou aglomerados refratários.

Cubilos - São fornos usados para a produção de ferro fundido ou outros materiais. São feitos com um cilindro de ferro revestido internamente por refratário. O ferro gusa, o coque e o calcário são carregados na parte superior, em camadas ou misturados, e, iniciada a combustão, os gases quentes atuam diretamente sobre o metal, fundindo-o, sendo recolhido na parte inferior e retirado por um canal.

Alto-fornos - O alto-forno é, ao mesmo tempo, um forno e um reator. A carga, constituída de minério de ferro, coque e fluxo (calcário, dolomita, areia, fundente), é introduzida e misturada pela parte superior em duas etapas. A carga descendente vai se aquecendo à medida que se aproxima da zona de fogo e ao mesmo tempo em que se dá a redução do minério, liberando o ferro metálico. Este então se funde e é recolhido na parte inferior onde é retirado por canal. As impurezas do minério sobrenadam sobre o ferro fundido, formando a escória, que é retirada por outro canal próprio para este fim.

b) Fornos em que o combustível e o material estão em câmaras separadas e os gases de combustão não têm contato com o material

Muflas - São câmaras constituídas de materiais especiais que, sendo resistentes e bons condutores de calor, proporcionam maior transferência de calor ao material que se encontra no seu interior. Os gases quentes circulam pela parte externa da câmara e saem pelos dutos da chaminé, sem ter contato com o material. São utilizadas quando se deseja resguardar o material da ação dos gases da combustão como a esmaltação ou tratamento térmico de metais.

Retortas - São recipientes feitos de ferro fundido ou material refratário como as muflas e cujo objetivo é aquecer o material completamente ao abrigo do ar. São usadas na pirólise da madeira ou carvão, na fabricação do sulfeto de carbono, na calcinação de substâncias que se requerem puras, etc.

Cadinhos - São recipientes cônicos que têm por finalidade a fusão de metais e suas ligas e, eventualmente, de outras substâncias em pequenas quantidades. Providos ou não de tampa, recebem a ação dos gases quentes, principalmente, na parte inferior. A retirada do material é, geralmente, feita pela parte superior, por meio de conchas próprias ou, simplesmente, despejando-o.

c) Fornos em que o combustível e o material estão em câmaras separadas, mas os gases de combustão têm contato com o material.

Os fornos intermitentes são usados para cerâmica, calcinação, secagem, processos químicos, etc. A circulação dos gases nestes fornos é feita em função da distribuição do material dentro do forno, e nesta distribuição está a chave do bom aproveitamento de calor. Arranjos malfeitos, além de reduzirem a eficiência dos fornos com a exaustão dos gases excessivamente quentes, expõe parte do material à temperaturas muito altas, enquanto parte do material não alcança a temperatura necessária.

Os fornos contínuos são os mais eficientes, pois o calor é aproveitado ao máximo. Entretanto, só se justificam para fabricação contínua e uniforme. Entre os mais comuns na indústria estão:

Rotativos - Estes fornos são cilíndricos, interiormente revestidos de refratários, colocados ligeiramente inclinados, sendo a parte mais baixa voltada para a fonte de calor. O material é colocado na parte mais elevada e, pelo movimento rotativo do cilindro, vai se deslocando para a direção da fonte de calor (zona de fogo), onde é completado o cozimento ou a calcinação. A marcha é regulada pela rotação do forno e a temperatura pela intensidade da chama. Estes fornos são usados para fabricação de cimento, cal, óxidos metálicos, etc.

Túneis - Estes fornos são túneis, como o próprio nome sugere, feitos de material refratário, ao longo dos quais o material a ser cozido ou aquecido circula sobre vagonetes, esteira ou suspenso em cabos. O sentido do deslocamento do material é feito de forma que ele receba o calor dos gases de combustão a partir do momento em que entra no forno, ele vai se aquecendo pouco a pouco, até receber o máximo calor ao passar na zona de fogo. Prossegue sua marcha até o outro extremo do túnel, sendo resfriado por um fluxo de ar que se aquece e vai alimentar a combustão. Estes fornos são muito usados na fabricação de louças,

azulejos, refratários, entre outros, e também, com temperaturas moderadas, na secagem de materiais pintados, em litografia, etc.

Circulares - Esses fornos são constituídos de várias câmaras justapostas formando um circuito fechado. Neles os gases quentes da combustão entram em contato com o material e em seguida passam à câmara seguinte, onde preaquecem o material que ali se encontra aguardando o momento de se introduzir combustível nesta outra câmara. Uma vez terminada a queima em uma câmara processa-se o resfriamento do material, fazendo passar através dele ar frio. Este ar é assim aquecido e conduzido à câmara seguinte, onde alimenta a combustão. Estes fornos são muito utilizados na indústria cerâmica.

De cuba - Nos fornos de cuba contínuos, a carga é continuamente renovada, entrando pela parte superior e saindo pela inferior, em um circuito inverso ao feito pelos gases quentes. São muito usados na indústria de calcinação e para outros fins. Um exemplo é o forno tanque, de largo uso na indústria do vidro. Um forno semelhante a este é o forno Siemens-Martin para fusão de aço.

d) Fornos em que o combustível é constituído pelas próprias impurezas do material ou parcialmente pelo próprio material

Esta classe de fornos engloba dois tipos diferentes: os incineradores (mais simples) e os conversores ou convertedores (mais complexos).

Incineradores - Este tipo de forno aproveita o material combustível dos detritos para sustentar a combustão e para destruí-los. Pode haver, eventualmente, a necessidade de um combustível auxiliar para o início do processo.

Conversores - São fornos destinados à fabricação de aço. Os conversores queimam as próprias impurezas do ferro, como o silício e o carbono, não consumindo combustível e variando de tipo conforme usem o ar ou oxigênio puro na combustão. Devido à alta temperatura, o silício e o carbono entram em combustão, sustentando o calor suficiente para fundir a sucata e outros materiais ali adicionados. A não ser que combustível adicional seja usado, a quantidade de sucata que o conversor pode receber é limitada pela quantidade de impurezas.

8.4.1.2. Fornos Elétricos

Os fornos elétricos utilizam a energia elétrica como fonte de calor, podendo ser à resistência, a arco voltaico ou de indução. A eficiência térmica dos fornos elétricos é bastante elevada, pois não existem problemas de combustão e perdas de chaminé. Existe uma série de outras vantagens no uso desta tecnologia, como facilidade de operação e limpeza, mas os custos iniciais, de ma-

nutrição e, principalmente, de operação têm sido obstáculos para sua maior disseminação.

Os fornos elétricos à resistência são constituídos de refratários, contendo em seu interior resistências distribuídas de tal forma que o aquecimento seja uniforme. Utilizam fios especiais de níquel-cromo e outras ligas que, oferecendo resistência à passagem de corrente, aquecem-se atingindo altas temperaturas. A durabilidade de uma resistência depende da dissipação do calor nela gerado. Desta forma, procura-se distribuí-las de forma que a transferência de calor se faça com facilidade, limitando o comprimento de seus elementos e aumentando seu número. Alguns tipos destes fornos usam a resistência do próprio material que é, assim, aquecido.

Os fornos a arco voltaico são usados na indústria siderúrgica. O aquecimento é feito através de eletrodos especiais que fazem passar um arco entre si. Os eletrodos vão se desgastando, pois seu material é consumido pelo arco voltaico, porém mecanismos especiais os mantêm na distância necessária para formação do arco. A demanda de energia elétrica nestes fornos é intensa.

Os fornos elétricos de indução utilizam este fenômeno para gerar o calor requerido. De alto custo, são bastante eficientes, atingindo altas temperaturas em pouco tempo. São utilizados largamente em forjarias e nas indústrias siderúrgica e metalúrgica.

8.4.1.3. Equipamentos auxiliares

Para melhorar o rendimento dos fornos é necessário utilizar ao máximo o calor gerado na combustão. Para isto, existem alguns equipamentos para aumentar a eficiência e otimizar sua performance. Entre eles estão os regeneradores e os recuperadores.

Regeneradores - Em certos casos são exigidas altas temperaturas no processo, de modo que os gases de combustão deixam os fornos em altas temperaturas. Esse calor pode ser aproveitado acumulando-o nos regeneradores. Eles são construídos com tijolos resistentes às mudanças térmicas e que retêm o calor para eles transferido. Quando a temperatura do regenerador atinge um máximo suspende-se a passagem dos gases quentes e começa o aquecimento do ar que vai alimentar a combustão. Os gases quentes são enviados a outro regenerador.

Recuperadores - Neste equipamento, a corrente de gases quentes e a de ar de combustão são sempre as mesmas, mas em sentido inverso. Uma montagem comum é a que consta de dois dutos concêntricos: em um deles passam os gases quentes e no outro os gases da combustão, sendo a parede divisória

entre os dutos feita de um material de alta condutibilidade. São de fácil construção, porém sujeitos aos efeitos corrosivos dos gases.

8.4.2. Geradores de Vapor

Geradores de vapor ou caldeiras são equipamentos destinados a produzir e acumular vapor sob pressão superior à atmosférica, utilizando qualquer fonte de energia, excetuando-se os refrervedores e equipamentos similares utilizados em unidades de processo. Neste tópico são apresentados os seus principais componentes e diversas classificações, além de uma introdução aos termos mais utilizados.

8.4.2.1. Principais componentes

A seguir serão relacionados, na Figura 8.2, os principais componentes de uma caldeira:

- Fornalha (F) - local destinado à queima do combustível, onde o calor é gerado através de reações de combustão.
- Caldeira (C) - a caldeira propriamente dita corresponde ao vaso fechado onde a água transforma-se em vapor saturado.
- Superaquecedor (S) - o superaquecedor eleva a temperatura do vapor quando este for usado para a produção de energia em turbinas.
- Economizador (E) - o economizador eleva a temperatura da água de alimentação usando o calor residual dos gases de combustão. Isso melhora o rendimento evita choque térmico na alimentação de água.
- Pré-aquecedor de ar (P) - trata-se de um trocador de calor cuja finalidade é aquecer o ar que será utilizado na queima do combustível, aproveitando o calor restante dos gases de combustão.

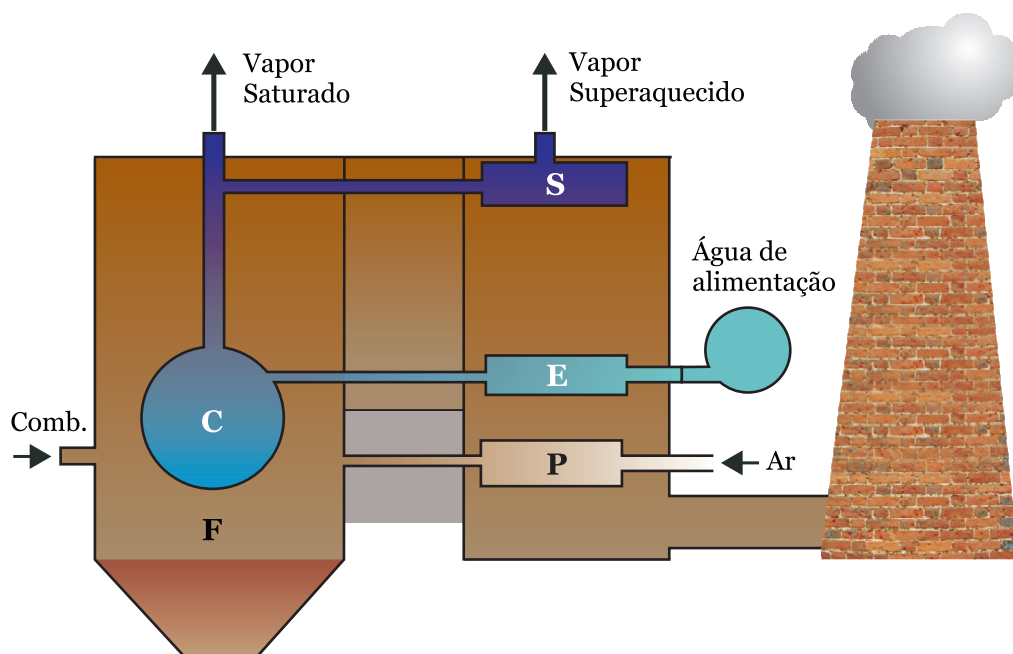


Figura 8.2 – Esquema ilustrando os principais componentes de um gerador de vapor.

8.4.2.2. Definições Importantes

Superfície de Aquecimento - É a parte metálica onde, de um lado está em contato com a água ou com a mistura água vapor e, do outro, com os gases quentes e com a energia calorífica radiante. É expressa em m^2 .

Produção Normal de Vapor - É a descarga de vapor capaz de ser gerada pela caldeira em condições de regime de pressão, temperatura e eficiência garantida pelo fabricante.

Câmara de Alimentação - É o espaço compreendido entre o nível máximo e o nível mínimo da água. Numa caldeira é sempre necessário prever estes dois níveis. O máximo para evitar que a linha de saída de vapor não seja inundada pela água, e o mínimo para evitar a formação de superfícies secas, ou seja, superfícies em contato de um lado com os gases de combustão e do outro com vapor d'água, o que pode acarretar a elevação da temperatura da chapa acima do limite tolerável.

Pressão de Trabalho - É a pressão de vapor com a qual se opera a caldeira.

Pressão de Prova - É a pressão de teste hidrostático a qual é submetida a caldeira.

Pressão Máxima de Trabalho Admissível (PMTA) - Também chamada de pressão máxima de trabalho permitida (PMTTP), é o maior valor de pressão com a qual a caldeira pode operar, sendo compatível com o código de projeto, com a resistência dos materiais utilizados, com as dimensões do equipamento e com seus parâmetros operacionais.

8.4.2.3. Classificação das Caldeiras

Caldeiras Flamotubulares - As caldeiras flamotubulares são essencialmente metálicas, tendo o processo de combustão dentro da própria caldeira, no tubo-fornalha. Uma vez queimado o combustível, os gases quentes passam a percorrer os tubos internamente, onde fornecem calor à água até que esta atinja a vaporização. São caldeiras mais simples e importantes nos processos industriais, onde fornecem calor para aquecimento.

Vantagens: atendem a aumentos instantâneos na demanda de vapor, pois possuem grande volume de água; possui relativamente menor custo; construção fácil, sendo totalmente pré-fabricada, havendo muitos fabricantes; é mais fácil de operar; não exige tratamento de água muito apurado; normalmente necessitam de pouca quantidade de alvenaria; fácil limpeza da fuligem; fácil substituição de tubos.

Desvantagens: partida lenta devido ao grande volume de água; limitada quanto à capacidade de pressão; ocupam muito espaço com relação à área de aquecimento; circulação de água deficiente; grande peso por metro quadrado de superfície de aquecimento; dificuldade de adaptação de equipamentos, tais como superaquecedor, economizador de ar e pré-aquecedor.

Caldeiras Aquotubulares - Com essas caldeiras se tornou possível maiores produções de vapor a pressões elevadas e a altas temperaturas. Atualmente elas existem em uma infinidade de tamanhos e formatos. Neste tipo de caldeira, a água circula no interior dos tubos e os gases da combustão circulam por fora.

Vantagens: não há limite de pressão; não há limite de capacidade; partida rápida devido ao pequeno volume de água relativo à superfície de aquecimento; ocupam pouco espaço com relação à capacidade de produção obtida; apresentam facilidade de adaptação de equipamentos, tais como superaquecedor, economizador de ar e pré-aquecedor; apresentam a possibilidade de colocação de tubos de água nas paredes da fornalha, que, além de protegerem o refratário, auxiliam na produção de vapor; possuem grande flexibilidade de operação.

Desvantagens: exigem pessoal mais qualificado para sua operação; exigem tratamento de água adequado e rigoroso; tem pouca capacidade no que diz respeito à demanda, devido ao relativamente pequeno volume de água; são de construção mais complexa que as flamotubulares; sempre é exigida alvenaria; são de preço elevado.

Entre as diversas outras classificações também podem ser citadas:

Quanto à energia empregada para o aquecimento - O tipo mais comumente encontrado é o de caldeiras que queimam combustíveis sólidos, líquidos ou gasosos. Mas também podem ser encontradas caldeiras elétricas e aquelas que utilizam como fonte de energia os gases quentes resultantes de outros processos. São denominadas caldeiras de recuperação e funcionam à semelhança de trocadores de calor. Outro tipo de combustível usado para a produção de vapor é o nuclear.

Quanto ao fluido que contêm - Além das caldeiras destinadas à vaporização da água, existem as que são usadas para a vaporização do mercúrio, de fluidos térmicos e outros. Ultimamente vêm sendo empregadas caldeiras de fluido térmico, que aquecem, vaporizando ou não, fluidos em circuitos fechados, fornecendo calor a processos, sem transferência de massa.

Quanto à montagem - Normalmente, as caldeiras flamotubulares são pré-montadas ou, como também se denominam, compactas, isto é, saem prontas da fábrica, restando apenas sua montagem no local onde serão operadas. As caldeiras aquotubulares também podem ser compactas mas normalmente são montadas em campo, pois o seu porte não permite o transporte.

Quanto à circulação de água - Quando a circulação é mantida graças à diferença de densidade entre a água mais quente e a água menos quente, a circulação da água é dita natural. Em contraposição, as caldeiras de circulação forçada possuem sistemas de bombeamento de água.

Quanto ao sistema de tiragem - Denomina-se tiragem o processo que retira os gases de combustão de dentro da fornalha das caldeiras mediante a criação de pressões diferenciais. As caldeiras podem ser de tiragem natural quando esta se estabelece por meio de chaminés ou então de tiragem artificial quando se usam ventiladores ou exaustores. Também existem caldeiras de tiragem mista.

8.5. Isolantes Térmicos e Refratários

A redução de perdas pela instalação de isolantes térmicos e colocação de materiais refratários em caldeiras e fornos é uma das maneiras mais práticas de evitar-se o desperdício de energia. A seguir serão apresentados os principais materiais utilizados para estes fins e suas características.

8.5.1. Isolantes Térmicos

A aplicação de isolantes térmicos é simples, utilizando materiais facilmente encontrados no mercado. O isolamento é fornecido de diversas formas, devendo ser especificado de acordo com as condições e o local onde será aplicado. As espessuras devem ser selecionadas para proporcionar máxima eficiência com o menor investimento possível.

8.5.1.1. Características dos isolantes

Para ser considerado um bom isolante térmico, um material deve apresentar uma série de características, as principais são: baixo coeficiente de condutividade térmica; boa resistência mecânica; baixa massa específica; incomustibilidade ou auto-extinguibilidade; estabilidade química ou física; inércia química; resistência específica ao ambiente de utilização; facilidade de aplicação; custo etc.

8.5.1.2. Principais tipos de isolantes

Lã de Rocha - A lã de rocha, também chamada de fibra mineral, é obtida a partir da fusão de vários componentes inorgânicos, entre eles: sílica, alumina, magnésio, óxidos metálicos e alcalinos. Apresenta-se na forma de painéis, mantas, calhas ou flocos. A lã de rocha suporta até 750°C.

Lã de Vidro - É encontrada em diversos formatos: painéis, mantas, feltros, tubos bipartidos e cordões, cada qual apresentando características próprias. São utilizadas para temperaturas na faixa entre -200 °C e 450 °C. São utilizadas onde se requer grande eficiência térmica e acústica.

Silicato de Cálcio - Este isolante refere-se a uma série de materiais conhecidos como hidrossilicato de cálcio. É composto basicamente de cal, sílica e água. Pode ser usado em temperaturas de até 815 °C. Seu uso é muito diversificado, sendo o isolante mais usado na indústria. É encontrado sob a forma de calhas, segmentos e placas.

Sílica Diatomácea - É a denominação usual de um produto usado tanto para isolantes como para refratários, utilizado para temperaturas até 1040

°C, e que é similar ao silicato de cálcio, apresentando as mesmas qualidades. A sílica diatomácea é fabricada na forma de placas, acompanhando também todas as formas convencionais de peças isolantes e refratários.

Fibras Cerâmicas - Os produtos à base de fibras cerâmicas ocupam, atualmente, uma posição de destaque entre os vários materiais disponíveis no mercado de refratários. As fibras cerâmicas são encontradas em diversas formas, numa ampla variedade de produtos como flocos, mantas, cordas, papel, cimentos, massas, concreto isolante, tecidos, etc. Dependendo de seu tipo, podem trabalhar em temperaturas que variam de 1260 °C e 2200 °C.

8.5.2. Refratários

Os refratários são materiais, argilosos ou não, resistentes a altas temperaturas, cuja principal aplicação ocorre nos fornos e fornalhas. São utilizados na forma de tijolos ou peças de formatos variáveis. Utiliza-se também, em lugares onde não existe o molde adequado, argamassas plásticas refratárias, que são moldadas no local. Os diversos tipos de refratários são definidos pelos elementos químicos pelos quais são formados. Os principais tipos são:

Refratários Aluminosos - Estes refratários possuem um teor de alumina (Al_2O_3) entre 50% e 80%. São resistentes ao atrito e à corrosão provocada por gases redutores e alguns tipos de escória. São utilizados basicamente na construção de fornos e fornalhas.

Refratários Silicosos - São formados principalmente por sílica (SiO_2), que compõe entre 78% e 92% do material. Possuem grande resistência à ação química.

Refratários de Magnesita - Contêm cerca de 90% de magnesita (MgO). São utilizados em fornos de aço. Possuem alta resistência ao calor e pouca resistência mecânica.

Refratários de Cromita - Possuem alta resistência mecânica, sendo utilizados em lugares de alta abrasão, como em leitos onde há material a alta temperatura em movimento.

8.6. Eficiência Térmica

A eficiência energética de um sistema, de maneira geral, indica o quanto um equipamento real aproxima-se de um comportamento ideal sem perdas. Como na indústria perdas significam maiores custos, busca-se constantemente minimizar estes valores, procurando-se trabalhar com equipamentos de alto

rendimento e manter a eficiência em um nível máximo. Desta maneira, a determinação do valor da eficiência é de relevante importância.

8.6.1. Eficiência Térmica de Geradores de Vapor

A eficiência térmica, de maneira genérica, pode ser dada por:

$$\eta = \frac{\dot{Q}_u}{\dot{Q}_f} \quad (8.1)$$

onde: η : eficiência térmica

$\dot{Q}_u$: calor útil (kW)

$\dot{Q}_f$: calor fornecido pelo combustível (kW)

Partindo destas considerações iniciais, a eficiência térmica em geradores de vapor é calculada através de duas maneiras distintas, os métodos direto e indireto, que serão apresentados a seguir.

8.6.1.1. Método Direto

A eficiência pelo método direto é dada por:

$$\eta_{MD} = \frac{\dot{m}_v(h_v - h_a)}{\dot{m}_c \cdot q_f} \quad (8.2)$$

onde: η_{MD} : eficiência pelo método direto

$\dot{m}_v$: vazão mássica de vapor (kg/s)

$\dot{m}_c$: vazão mássica de combustível (kg/s)

h_v : entalpia do vapor produzido (kJ/kg)

h_a : entalpia da água de entrada (kJ/kg)

Quando a medida de algumas destas variáveis for imprecisa ou não puder ser obtida, o valor da eficiência pode ser obtido pelo método indireto.

8.6.1.2. Método Indireto

O método indireto utiliza a análise das perdas do gerador de vapor para obter o valor da eficiência. A maior parcela de perda está no fluxo de gases pela chaminé, que pode ser medido de maneira precisa e o valor da eficiência pode ser obtido com razoável precisão.

A perda total de calor é obtida pela soma das perdas por transferência de calor e pelas perdas associadas aos fluxos que deixam a caldeira, exceto naturalmente, o fluxo de vapor. Desta maneira, a perda total é composta basicamente pelas seguintes parcelas:

Perdas pela chaminé - As perdas na chaminé podem ser divididas em duas parcelas principais: as perdas associadas aos gases secos formados na combustão e as perdas associadas ao vapor presente na chaminé. A perda associada aos componentes do gás seco gerado na combustão surge devido ao fato destes gases estarem acima da temperatura ambiente.

Perdas por radiação e convecção - A determinação das perdas por radiação e convecção é geralmente complexa. Adota-se que estas perdas variam entre 1% a 5% da energia fornecida.

Perdas por purgas - Esta parcela está relacionada com a perda de energia causada pelo fluxo de água retirada na purga.

Após a determinação das perdas, se estas forem obtidas em valores absolutos, a eficiência pelo método indireto pode ser dada por:

$$\eta_{MI} = 1 - \frac{\sum \text{Perdas}}{Q_f} \quad (8.3)$$

Esta equação pode também ser apresentada da seguinte forma:

$$\eta_{MI} = 1 - \left(K + \frac{(\lambda a/c + 1)c_p \cdot (T_{CH} - T_{Ref})}{PC} \right) \quad (8.4)$$

onde: K - representa a somatória de todas as perdas exceto as perdas pela chaminé.

PC - poder calorífico inferior do combustível.

8.6.2. Eficiência Térmica de Fornos

Para a eficiência térmica de fornos valem as mesmas definições acerca dos métodos direto e indireto. Para os fornos, as perdas a serem estudadas no método indireto são:

Perdas por transferência de calor - através do calor absorvido pelas paredes, pelo teto e pela soleira do forno e liberado por radiação e convecção. O valor destas perdas, embora possam ser calculados, são estimados em função do isolamento, correspondendo à cerca de 20% do calor total.

Perdas por vazamentos na estrutura do forno - que costumam operar com pressão superior à atmosférica, e perdas de calor pela porta, quan-

do esta é aberta. Estas perdas geralmente variam entre 2% e 8% do calor total, dependendo da operação e da manutenção do forno.

Perdas pelos gases de exaustão - que, como nos geradores de vapor, correspondem a maior parte das perdas.

Além destas, existem outras específicas: perdas por radiação pelas superfícies de banhos de sal ou de metal, perdas nos eletrodos de fornos elétricos, perdas para o ambiente em fornos tipo túnel, etc.

Referências Bibliográficas

Ministério de Minas e Energia, 1996, **“Balanço Energético Nacional - Ano Base 1995”**, Brasília.

Bruno, M. A. C. et alli, 1985, **“Conservação de Energia na Indústria de Fertilizantes - Manual de Recomendações”**, IPT, São Paulo.

CEMIG, 1990, **“Uso de energia na indústria de açúcar e álcool em Minas Gerais”**, Belo Horizonte. Garcia, R. e Bernardes, H. J., 1990,

Petrobrás, **“Manual de utilização de óleos ultraviscosos”**, Belo Horizonte.

Instituto Brasileiro de Petróleo, 1988, **“Curso de informação sobre combustíveis e combustão”**, 11ª ed., Rio de Janeiro.

Patrick, R. S. et alli, 1993, **“Energy Conservation Guidebook”**, The Fairmont Press Inc., Lilburn

Robertson, W. S. et alli, 1981, **“Boiler Efficiency and Safety”**, The MacMillan Press LTD, London

Russomano, V. H., 1987, **“Introdução à administração de energia na indústria”**, Editora da Universidade de São Paulo, São Paulo.

SUDENE & CELPE, 1990, **“Estudo do mercado de gás natural na região metropolitana do Recife e municípios de Goiana e Vitória de Santo Antão”**, Recife.

Torreira, R. P., 1995, **“Geradores de vapor”**, Companhia Melhoramentos, São Paulo.

Trinks, W. e Mawhinney, M. H., 1961, **“Industrial Furnaces”**, John Wiley & Sons

Capítulo 9

ACIONAMENTOS COM MOTORES DE INDUÇÃO TRIFÁSICOS

Mesmo sendo os motores de indução trifásicos máquinas intrinsecamente eficientes, estes se constituem como um grande potencial de conservação de energia. Tal fenômeno pode ser explicado através de duas razões principais, a saber, a grande quantidade de motores instalados e a aplicação ineficiente dos mesmos. As figuras a seguir apresentam os resultados de uma pesquisa recente sobre a distribuição do consumo de energia elétrica nos principais setores do País (Figura 9.1.a) e como esta energia é usada dentro do setor industrial (Figura 9.1.b). A análise da informações contidas nestas figuras mostra que os motores são responsáveis por cerca de 24% do consumo de toda energia gerada no País.

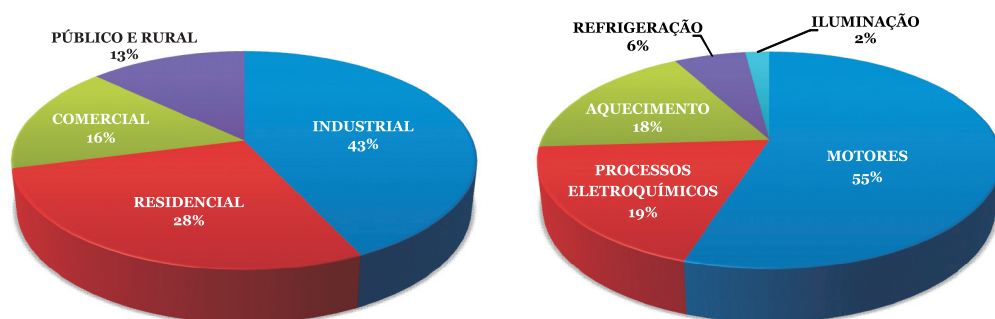


Figura 9.1 – Utilização da energia elétrica no País (a) e no setor industrial (b).

Por outro lado, é muito comum encontrar-se o chamado motor sobre-dimensionado, ou seja, motores acionando cargas muito inferiores à sua capacidade nominal, acarretando em baixos fatores de potência e rendimentos, contribuindo para a sua aplicação ineficiente. A seguir, serão apresentados alguns tópicos importantes em se tratando de conservação de energia em motores elétricos, desde a avaliação do real potencial de economia, até a análise de investimento na implantação de alguma medida de conservação, sempre à luz de critérios técnicos e econômicos.

9.1. A Máquina “Motor de Indução”

O motor de indução utilizando o campo girante foi inventado por Nikola Tesla durante o período entre 1882 e 1887, porém, a máquina de M.O. Dolivo-Dobrovolsky, desenvolvida entre 1888 e 1890, é a que mais se assemelha aos motores atuais. Desde então, os motores elétricos vêm sofrendo uma série de desenvolvimentos e melhorias.

Basicamente, o motor é um conversor eletromecânico que, baseado em princípios eletromagnéticos, converte energia elétrica em energia mecânica, ou vice-versa, quando passa a se chamar gerador. A Figura. 9.2 mostra os principais componentes desta máquina. Naturalmente, esta conversão não é completa devido a uma série de perdas que ocorrem no interior da máquina durante este processo. Tais perdas podem ser agrupadas da seguinte forma: perdas Joule no estator, perdas Joule no rotor, perdas no ferro, perdas por dispersão e perdas por atrito e ventilação.

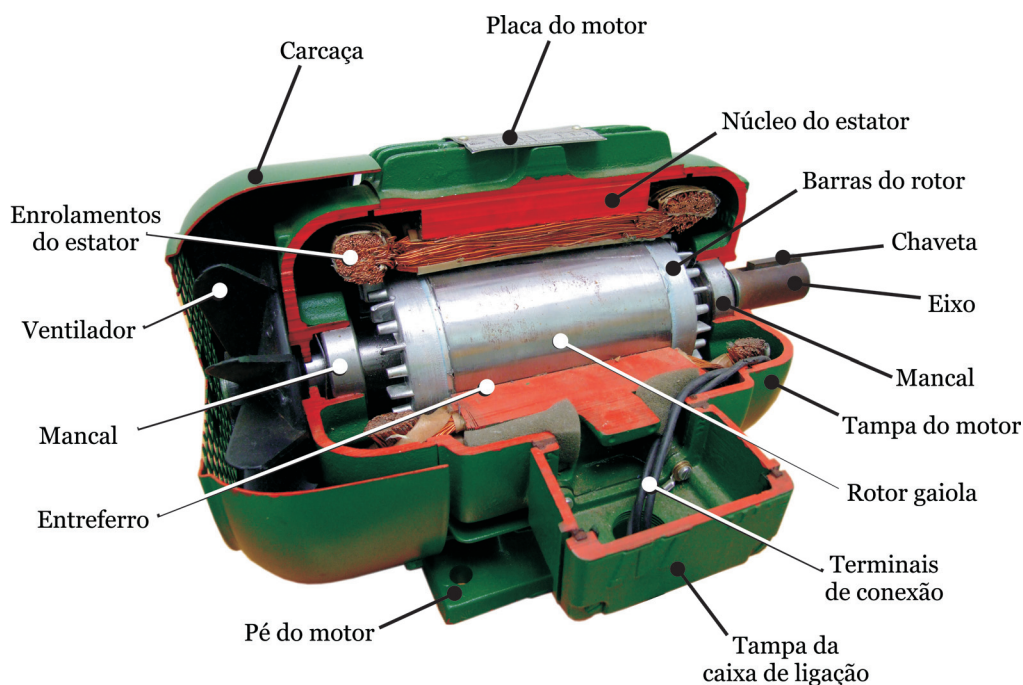


Figura 9.2 – Aspecto construtivo de motores de indução trifásicos.

As perdas por efeito Joule no estator (P_{J1}) e no rotor (P_{J2}) resultam da passagem de corrente elétrica pelos seus enrolamentos. As perdas no ferro são constituídas pelas perdas por histerese e Foucault (P_{HF}). A perda por histerese resulta da constante reorientação do campo magnético sobre o pacote de lâminas de aço-silício, já as perdas de Foucault são devidas às correntes induzidas no interior do material magnético, que circulando, produzem perdas na forma de calor. As perdas por histerese e Foucault ocorrem tanto na parte estacionária (maior parcela) como na parte girante do motor. As perdas por atrito e ventilação (P_{AV}) ocorrem devido ao atrito nos rolamentos da máquina e pelo arrasto aerodinâmico provocado pela geometria irregular do rotor e pelo próprio ventilador por vezes instalado na ponta do eixo. As perdas adicionais (P_{AD}), ou por dispersão, incluem todas as perdas não classificadas anteriormente e normalmente crescem com o carregamento da máquina.

A potência elétrica absorvida da rede (P_{el}) menos as perdas (ΣP) resulta na potência mecânica (P_m) disponível no eixo do motor. O rendimento (η) será dado pela relação entre a potência mecânica e a potência elétrica. As equações a seguir explicitam estas afirmações.

$$\eta = \frac{P_m}{P_{el}}$$

$$P_{el} = P_m + \Sigma P$$

$$\eta = \frac{P_m}{P_{el}} = \frac{P_m}{P_m + \Sigma P} = \frac{P_{el} - \Sigma P}{P_{el}}$$

Esta última expressão para a determinação do rendimento é mais usada, principalmente pela facilidade de se medir a potência elétrica em relação à potência mecânica.

A distribuição das perdas em um motor varia de acordo com o seu carregamento. A Figura 9.3 apresenta a relação de proporção e distribuição média das perdas em um motor operando em condições nominais.

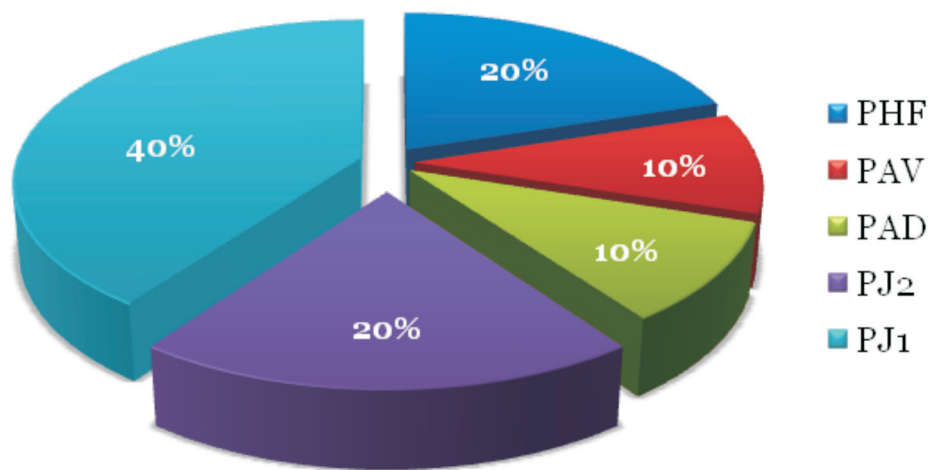


Figura 9.3 – Distribuição das perdas em um motor de indução trifásico

9.2. Motor de Alto Rendimento

Os motores de alto rendimento se apresentam como uma alternativa para a economia de energia em sistemas motrizes, muito embora não sejam as soluções definitivas para todos os problemas energéticos relacionados aos motores de indução, posto que são tão suscetíveis a fatores exógenos (condições do alimentador, método de partida, ambiente de trabalho, etc.) quanto os motores de projeto padronizado.

A principal característica destes motores é a melhoria em pontos vitais onde se concentram a maioria das perdas. Como exemplo, pode-se citar o aumento da quantidade de cobre nos enrolamentos do estator, incluindo o projeto otimizado das ranhuras, e, o superdimensionamento das barras do rotor para diminuir as perdas por efeito Joule; diminuição da intensidade de campo magnético e utilização de chapas magnéticas de boa qualidade para reduzir as perdas no ferro e a corrente de magnetização; emprego de rolamentos adequados e otimização do projeto dos ventiladores para diminuir as perdas por atrito e ventilação; e, finalmente, regularidade do entre-ferro, melhoria no isolamento e tratamento térmico das chapas do estator e do rotor para reduzir as perdas adicionais. Estas medidas podem acarretar uma redução de até 30% das perdas, o que significa uma real economia de energia.

As tabelas a seguir apresentam os rendimentos mínimos preconizados na norma NBR-7094/2000, para motores de projeto padronizado e de alto rendimento.

Tabela 9.1 – Rendimento mínimo para motores de projeto padronizado

Potência Nominal (cv)	Velocidade Síncrona (rpm)			
	3600	1800	1200	900
	Rendimento Nominal (%)			
1,0	70,0	71,0	69,0	65,1
1,5	75,7	72,7	73,2	67,7
2,0	79,0	75,0	73,0	74,7
3,0	78,0	78,0	76,6	78,0
5,0	83,0	83,0	80,0	79,0
7,5	84,0	85,0	82,0	77,0
10,0	83,0	86,0	81,0	81,4
15,0	82,0	85,0	87,1	87,3
20,0	85,0	87,0	87,0	85,0
25,0	87,0	87,0	89,2	88,8
30,0	88,7	89,1	90,2	88,0
40,0	88,8	90,4	90,6	90,0
50,0	89,3	91,1	90,0	90,6
60,0	88,7	90,0	88,0	88,0
75,0	89,0	89,0	90,0	91,0
100,0	90,0	91,9	90,0	92,0
125,0	90,0	91,8	92,0	92,6
150,0	90,0	92,0	91,0	92,0
200,0	90,0	93,0	93,7	94,0
250,0	92,5	93,0	94,0	93,9

Tabela 9.2 – Rendimento mínimo para motores de alto rendimento

Potência Nominal (cv)	Velocidade Síncrona (rpm)			
	3600	1800	1200	900
	Rendimento Nominal (%)			
1,0	80,0	80,0	77,9	74,0
1,5	83,0	81,5	82,5	75,5
2,0	83,2	83,0	82,9	82,5
3,0	85,0	84,9	84,0	83,5
5,0	86,5	87,5	86,7	85,2
7,5	87,5	89,4	88,6	86,9
10,0	87,5	90,0	89,0	87,5
15,0	89,5	91,7	90,2	91,2
20,0	90,2	91,8	91,0	91,0
25,0	91,0	92,5	92,2	92,0
30,0	91,7	92,2	93,0	92,3
40,0	92,0	92,7	93,3	93,0
50,0	91,8	93,0	93,5	93,3
60,0	91,7	93,4	93,6	93,1
75,0	92,4	93,9	93,8	93,7
100,0	93,1	94,3	94,2	94,3
125,0	93,0	94,4	94,5	94,7
150,0	93,0	95,0	94,7	94,9
200,0	94,7	95,0	95,3	95,2
250,0	95,0	95,5	95,2	94,9

Um grande potencial de aplicação de motores de alto rendimento pode ser encontrado no acionamento de pequenas máquinas, muitas vezes colocadas à margem em estudos de conservação energética, já que é comum imaginar que motores com potência inferior a 10 cv são pequenos demais para viabilizar a sua substituição. Porém, deve-se ter sempre em mente que estes motores contam com uma fatia de 85% dos motores instalados, contribuindo com cerca de 25% de todo o consumo industrial, e que a melhoria de eficiência em um motor de pequeno porte pode ser de 4 a 6 pontos percentuais, enquanto que este ganho para grandes motores é da ordem de apenas 2 pontos percentuais.

Cerca de dois milhões e quinhentos mil motores de indução trifásicos foram vendidos no mercado brasileiro nos últimos vinte anos. A Figura 9.4 mostra a distribuição percentual destes motores por faixa de potência. Nota-se que quase 90% dos motores vendidos se encontra entre de 0 e 10 cv, justamente na faixa de potência onde se observam maiores ganhos de rendimento nos motores de projeto eficiente.

A escolha de um motor de alto rendimento em relação a um motor de projeto padronizado passa, necessariamente, por uma análise de viabilidade econômica, uma vez que o primeiro custa mais caro do que o último. No cômputo do benefício energético, um importante fator a ser considerado é o número de horas de operação por ano. Neste caso, acionamentos que possuam um fator de utilização reduzido dificilmente apresentarão méritos para o uso de um motor de alto rendimento.

Da mesma forma, um estudo acurado deve ser considerado ao analisar a viabilidade de se empregar motores de alto rendimento ao acionamento de cargas com elevada inércia. O fato é que, dependendo do ciclo de operação da carga, a perda decorrente da freqüente aceleração do motor, que depende do momento de inércia do conjunto e da variação de velocidade, pode ser muito maior do que a perda em operação, inviabilizando a utilização de um motor de alto rendimento.

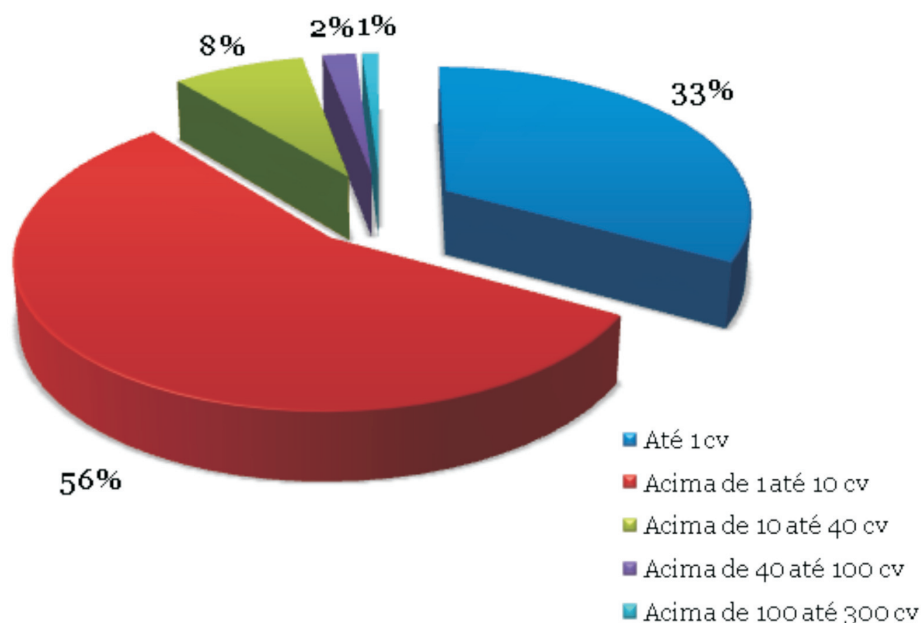


Figura 9.4 – Distribuição de motores vendidos por faixa de potência

9.3. Análise de Carregamento

A avaliação das reais condições de carregamento dos motores elétricos deve ser feita partindo-se da obtenção das diversas características de operação dos mesmos. Tais características são um conjunto de grandezas elétricas, mecânicas e térmicas que exprimem o comportamento do motor sob várias condições operativas.

Os métodos para a obtenção destas características podem ser classificados em dois grandes grupos, ou seja, os métodos normalizados e os métodos expeditos. Os primeiros, face à complexidade do ferramental necessário e das condições excepcionais para a sua realização, são mais indicados para aplicação em laboratório. Dentre eles podem-se destacar: ensaio através de freio mecânico, ensaio através de dinamômetro, ensaio com máquina calibrada, ensaio de oposição elétrica e mecânica (*back-to-back*), determinação das perdas separadamente para a sua adição, determinação das perdas totais e o método do diagrama circular com ensaio de frequência reduzida.

O segundo grupo trata dos métodos de fácil execução em campo. Daí virem a ser chamados “metodologias expeditas”. Estes métodos utilizam-se de medidas de corrente, rotação, dados de placa e de catálogos de fabricantes e, quando muito, potência elétrica absorvida da rede. Alguns dos instrumentos usados são mostrados na figura a seguir.

Deve-se ressaltar que na aplicação destas metodologias não se está interessado na determinação exata do rendimento de trabalho dos motores, mas sim, do carregamento, para a observação do seu eventual sobredimensionamento



Wattímetro alicate



Tacômetro óptico estroboscópico



Pirômetro de radiação

Figura 9.5 – Instrumentos utilizados em análises expeditas

Com a disponibilidade de amperímetros e wattímetros alicate, além de tacômetros digitais e toda a sorte de sistemas de aquisição de dados, estes métodos encontram grande aplicabilidade em campo. Dentre as metodologias expeditas podem-se destacar as seguintes: diagrama circular inverso, circuito equivalente obtido através de dados de catálogos e o método da linearização.

9.3.1. Dados de Fabricantes

Esta técnica faz uso de dados fornecidos por fabricantes para tecerem-se análises técnicas sobre o carregamento de motores. Naturalmente, o seu uso parte do princípio de que se consideram a representatividade de tais dados.

Seja por exemplo o uso de um motor de projeto padronizado com potência de 100 cv, IV PÓLOS, em 440V, operando com uma corrente de 150 A.

Levando a informação da corrente na curva do fabricante mostrada na Figura 9.6, pode-se obter a potência de trabalho, rendimento, fator de potência e outras informações. Neste caso, tem-se que a potência de trabalho deste motor é de aproximadamente 83%, ou seja, 85 cv, com um rendimento de 93%

Neste caso, percebe-se que se pode empregar um motor mais próximo da potência da carga, por exemplo, um motor de 90 cv de alto rendimento.

Nestas novas condições, ter-se-á um rendimento de 95% e uma corrente de trabalho de 140 A. Além do melhor rendimento, uma corrente menor reduzirá as perdas por efeito Joule nos alimentadores, havendo também uma pequena melhoria no fator de potência.

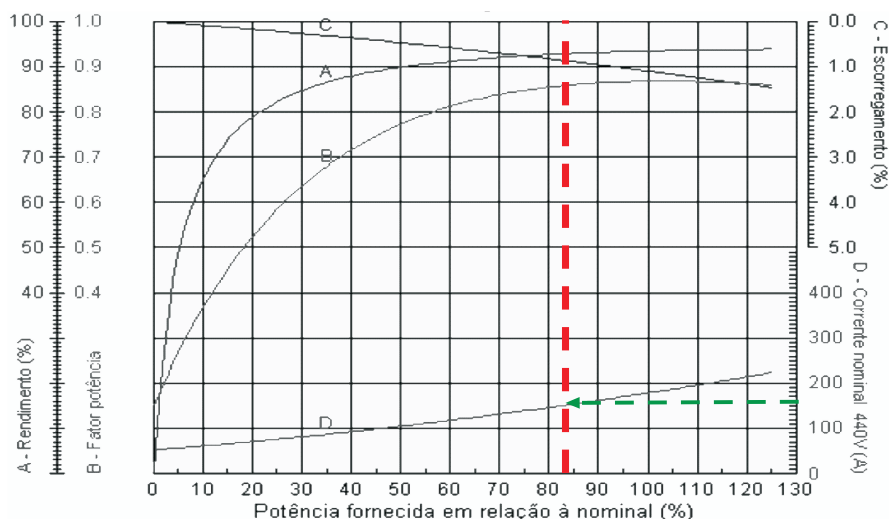


Figura 9.6 – Curvas características do motor de 100 cv.

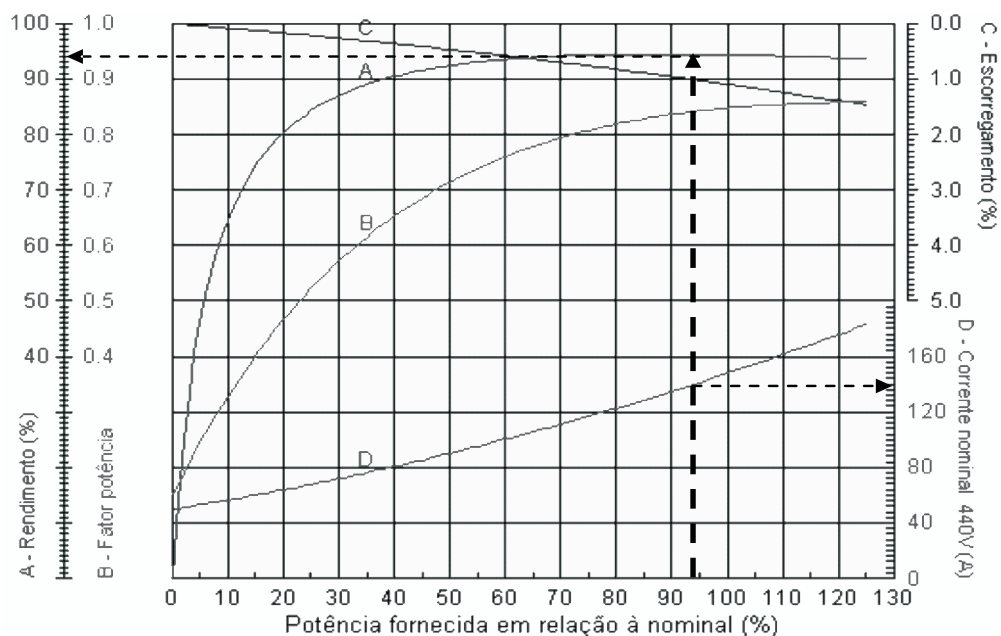


Figura 9.7 – Curvas características do motor de 90 cv.

Em aplicativos computacionais, é comum utilizar-se de bancos de dados de fabricantes e obter-se os valores de interesse aplicando-se aproximações polinomiais.

9.3.2. Método da Linearização

A identificação de potenciais de conservação de energia em motores elétricos deve partir da avaliação das reais condições de operação da máquina. O carregamento de um motor pode ser entendido como a potência da carga instalada em relação à potência nominal do motor, ou seja, se a potência da carga for muito inferior à sua potência nominal, pode-se dizer, em um primeiro momento, que o motor se encontra sobredimensionado. Observe-se que o carregamento de um motor bem dimensionado deve se situar acima de 75% da potência nominal.

Uma das técnicas mais simples e confiáveis para tecer estas avaliações é o método da linearização. Este método se baseia no fato de que a curva de conjugado versus rotação, dentro da região de operação do motor, pode ser aproximada por uma reta. A Figura 9.8 ilustra o exposto.

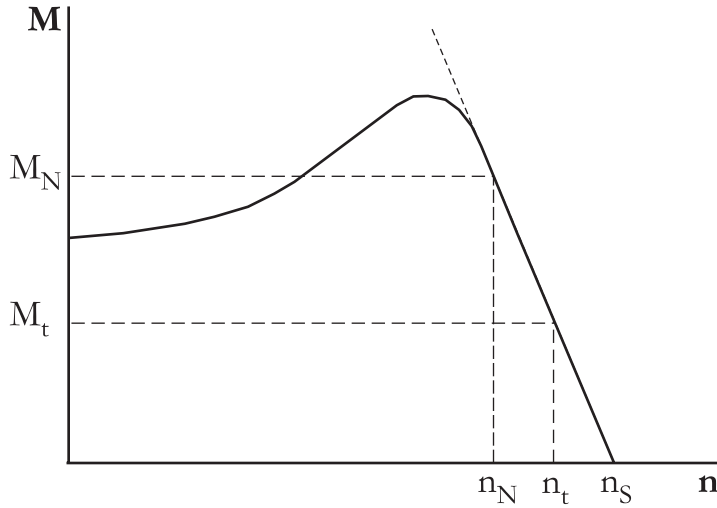


Figura 9.8 - Linearização da curva de conjugado

Nestas condições, a partir da simples medição da rotação de trabalho pode-se obter o conjugado de trabalho, conhecendo-se o conjugado e rotação nominais e a rotação síncrona, da seguinte forma:

$$M_t = M_N \cdot \left(\frac{n_s - n_t}{n_s - n_N} \right)$$

Onde M é o conjugado (cv/rpm) e n é a rotação (rpm), os índices t , N e s correspondem aos pontos de trabalho, nominal e síncrono, respectivamente. O conjugado nominal é dado por:

$$M_N = \frac{P_N}{n_N}$$

A potência de trabalho (P_t) será dada por:

$$P_t = M_t \cdot n_t$$

Um parâmetro de grande interesse para verificar o dimensionamento de um motor é o chamado fator de carregamento (F_c). Este pode ser obtido pela relação entre a potência de trabalho e a potência nominal do motor.

$$F_c = \frac{P_t}{P_N}$$

Se este valor estiver acima de 0,75, isto é, um carregamento superior a 75%, pode-se considerar que o motor está bem dimensionado, haja vista que

o mesmo opera em uma região de operação com rendimentos elevados. Se, no entanto, o fator de carregamento estiver abaixo de 75%, não se pode afirmar, categoricamente, que tal motor esteja sobredimensionado, mas sim, que há indícios de que esteja. Isto porque existem situações tais como em ciclos de carga severos ou em partidas de cargas com alta inércia onde o uso de motores sobredimensionados se faz necessário.

Um valor aproximado do rendimento de operação poderá ser obtido com a medida da potência elétrica absorvida pelo motor nestas condições de operação através da seguinte expressão.

$$\eta = \frac{P_t}{P_{el}}$$

De uma maneira prática, considerando o motor de indução uma carga equilibrada, esta potência elétrica poderá ser medida em campo empregando-se um Wattímetro alicate em duas etapas, como mostra a Figura 9.9.

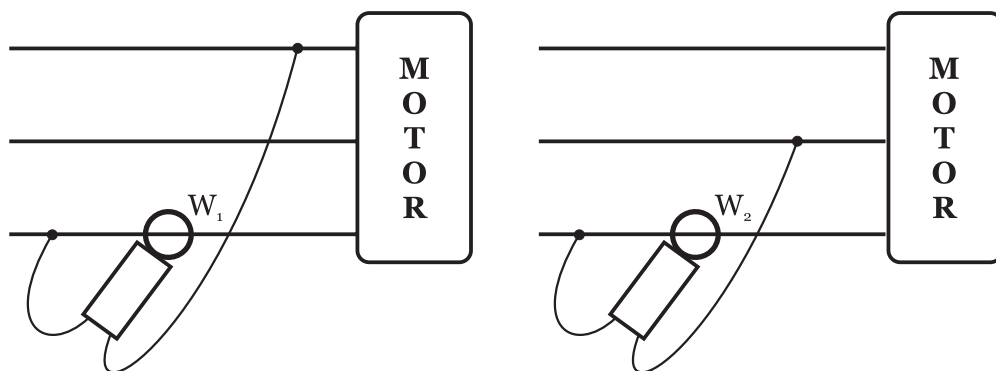


Figura 9.9 – Medida de potência com Wattímetro Alicate (Conexão Aron)

Considerando-se a carga invariante durante o processo de medição, tem-se:

$$P_{el} = W_1 + W_2$$

Onde W_1 e W_2 são as potências medidas em cada etapa da medição.

Na impossibilidade da medição da rotação, pode-se também estimar o seu valor a partir da linearização da curva corrente versus rotação do motor e medição da corrente de operação, como mostra a Figura 9.10.

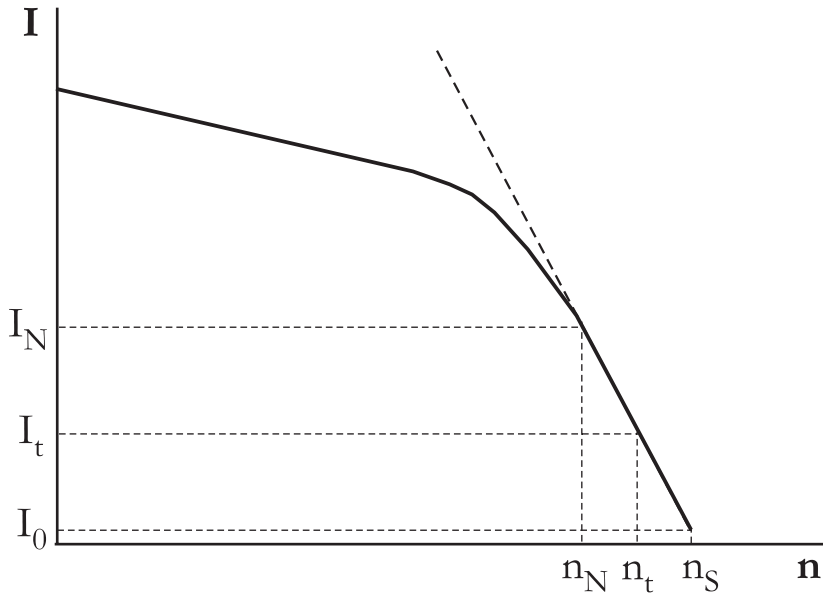


Figura 9.10 - Linearização da curva de corrente

A rotação de trabalho será dada por:

$$n_t = n_s - \left(\frac{I_t - I_0}{I_N - I_0} \right) \cdot (n_s - n_N)$$

Nesta expressão tem-se a corrente nominal (I_N), a corrente em vazio (I_0) e a corrente de trabalho (I_t) medida através de um amperímetro alicate. Caso o motor seja acoplado através de uma correia, a corrente em vazio poderá prontamente ser medida através da retirada ou simples afrouxe desta correia. Quando não for possível desacoplar o motor da carga, pode-se estimar o valor da corrente em vazio percentual usando a seguinte expressão:

$$I_0/I_n (\%) = A_0 - B_0 \cdot l_n (P_N)$$

Onde P_N é a potência nominal do motor em (cv), A_0 e B_0 são coeficientes que variam com o número de pólos do motor. A Figura 9.11 mostra o levantamento feito a partir de dados de fabricantes e os coeficientes determinados para a estimativa da corrente em vazio percentual em função da potência nominal do motor.

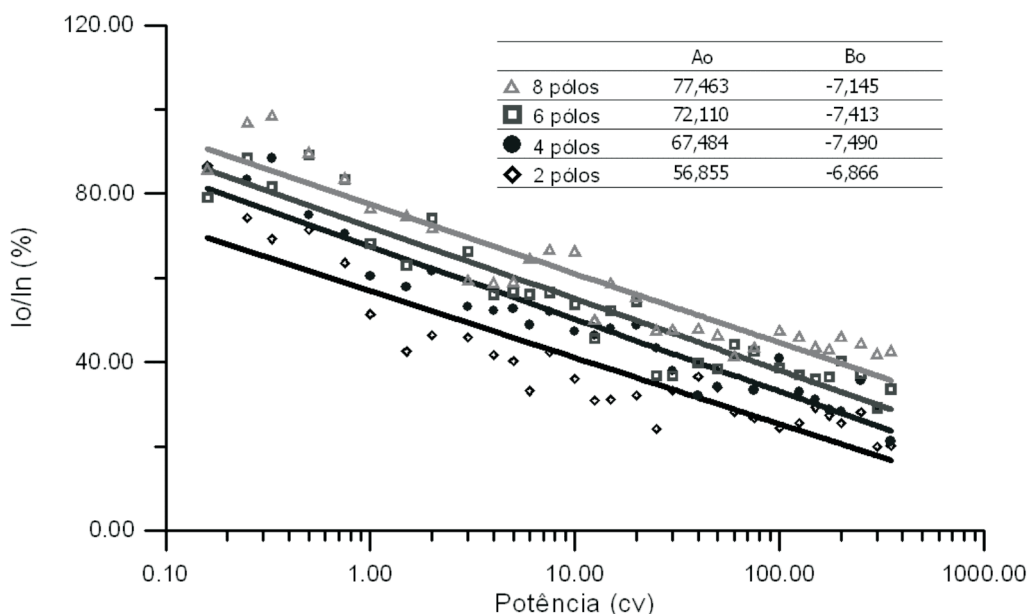


Figura 9.11 - Corrente em vazio percentual.

9.3.3. Exemplo de Aplicação

Um motor de indução trifásico tem, em sua placa de identificação, registrada a sua potência, corrente e rotação nominais de 15cv, 22A e 1740rpm, respectivamente. Para a avaliação do seu carregamento não foi possível medir a rotação de trabalho. A corrente de trabalho, contudo, medida no centro de controle de motores é de 18A. Solicita-se verificar o carregamento do motor.

Solução: Como não foi possível medir a rotação de trabalho, o primeiro passo é calculá-la empregando a linearização da curva de corrente. Para um motor com 4 polos, a corrente em vazio percentual é estimada em:

$$I_o(\%) = 67,484 - 7,490 \ln(15) = 47,2\%, \text{ ou seja, } I_o = 10,4 \text{ A}$$

A rotação de trabalho será:

$$n_t = 1800 - (18 - 10,4) / (22 - 10,4) \cdot (1800 - 1740) \cong 1760 \text{ rpm}$$

Uma vez conhecida a rotação de trabalho pode-se determinar o conjugado e a potência de trabalho:

$$M_t = 15 / 1740 \cdot (1800 - 1760) / (1800 - 1740) = 10 / 1740 \text{ cv/rpm}$$

$$P_t = 1760 \cdot 10 / 1740 = 10,11 \text{ cv}$$

$$Fc = 10,11 / 15 = 0,674$$

O fator de carregamento é 67,4% (10,11/15) o que sugere um sobredimensionamento do motor analisado. Porém, como exposto anteriormente, existem várias situações impostas pelo ciclo de operação que torna obrigatório o uso de motores com potências superiores à da carga para que estes não se danifiquem. O mesmo acontece em acionamentos que envolvem a partida de cargas com elevada inércia.

Nestes casos deve-se efetuar uma análise térmica, procurando avaliar o perfil de elevação de temperatura do motor durante o ciclo de trabalho, bem como a análise da partida, identificando-se a curva de conjugado da carga, a fim de comparar o tempo de partida com o tempo de rotor bloqueado do motor. Metodologias específicas para estas análises são apresentadas a seguir.

9.4. Partida de Motores

A análise da partida de motores é de fundamental importância para se identificar o seu real sobredimensionamento, assim como para a análise da viabilidade técnica da substituição de um motor sobredimensionado por um de menor potência, verificando se o novo motor é capaz de partir a carga, acelerando-a em um tempo inferior ao de rotor bloqueado.

O tempo de partida é estimado a partir da curva de conjugado do motor e do conjugado da carga, a diferença entre as duas é chamada conjugado acelerante, que impulsiona o motor desde a velocidade zero até a velocidade nominal.

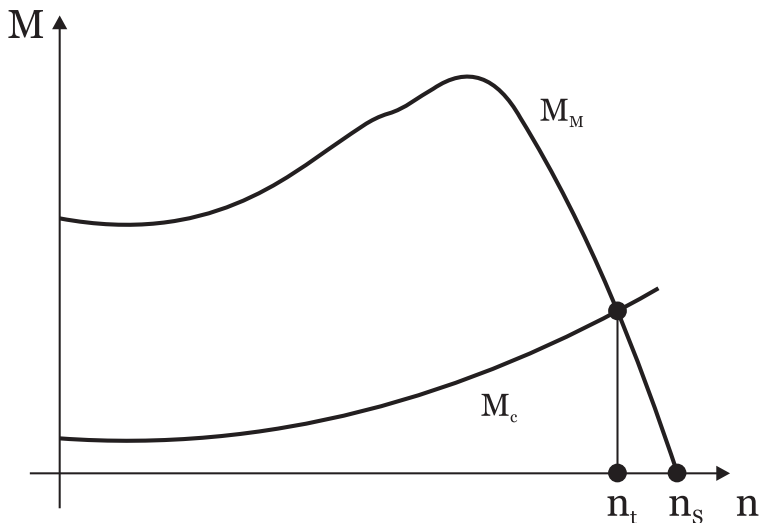


Figura 9.12 – Curvas de conjugado do motor e da carga.

O tempo de partida (t_p) que é o tempo necessário para a rotação sair de zero até a rotação de trabalho (n_t) poderá ser obtido a partir da seguinte expressão:

$$t_p = \frac{2 \cdot \pi}{60} \cdot J \cdot I$$

Onde J é o momento de inércia do conjunto girante (kgm^2) e I é o valor da área da figura abaixo da curva $1/(M_M - M_C)$, o qual pode ser obtido dividindo-se área hachurada em pequenos trapézios.

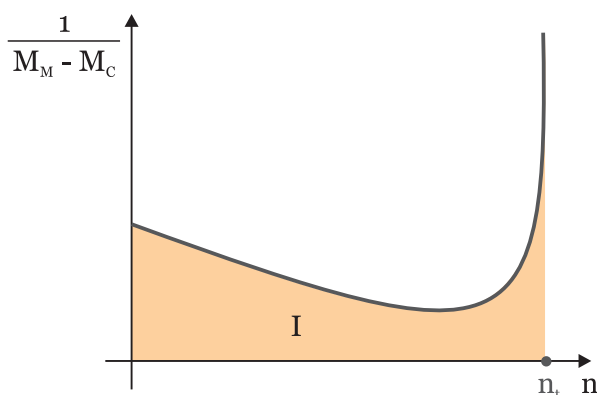


Figura 9.13 – Cálculo da integral.

De posse do valor desta área, basta calcular-se o tempo de partida. Se este for menor que o tempo de rotor bloqueado garantido pelo fabricante do motor, tem-se que o motor suporta a partida, caso contrário, deve-se buscar um motor com uma curva de conjugado mais adequada ao acionamento e ao regime de operação imposto pela carga.

9.5. Análise Térmica

A determinação do carregamento de um motor e a garantia de que o mesmo consegue acelerar a carga até a sua rotação de trabalho não são argumentos suficientes para declarar que um motor está ou não sobredimensionado. Além destes fatores, deve-se também verificar a elevação de temperatura no motor durante todo o seu regime de operação, fazendo-se necessário, então, a condução de uma análise térmica.

Como exemplo, a Figura 9.14 mostra um ciclo de operação de um determinado motor. Neste gráfico pode-se observar a corrente de linha ao longo do tempo. Os picos mostram os momentos de partida do motor que, no caso

estudado, era feita por uma chave estrela-triângulo, reduzindo a corrente de partida a um terço de seu valor nominal. Nestas condições a elevação máxima de temperatura era de apenas 16 (°C), Figura 9.15.a, com a qual, à primeira vista, poder-se-ia concluir que o motor estava sobredimensionado. Uma simulação de partida com tensão plena da rede, Figura 9.15.b, no entanto, revela que a elevação de temperatura seria maior que 80 (°C), superando o valor limite da classe de isolamento do motor. Ou seja, um motor estar ou não sobredimensionado depende, inclusive, do método de partida.

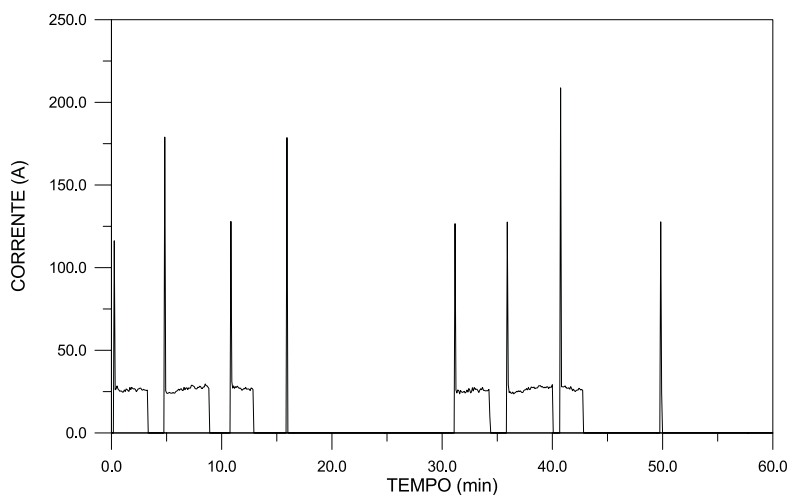


Figura 9.14 - Ciclo de operação de um motor

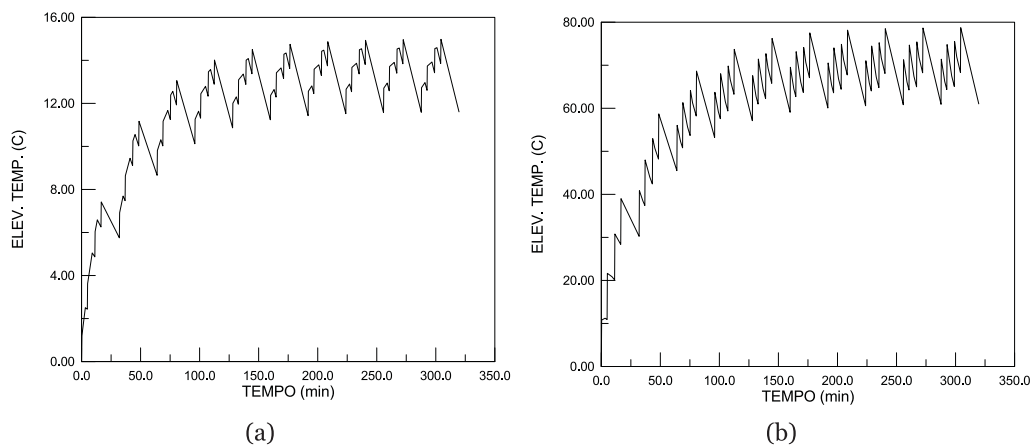


Figura 9.15 - Análise térmica: a) Partida estrela-triângulo; b) Partida direta da rede.

9.6. Aplicação Eficiente

Ao se analisar a eficiência do motor de indução, percebe-se que este está inserido em um sistema onde o rendimento total do processo depende de cada uma de suas partes componentes. O uso racional dos recursos existentes, mediante pequenos e médios investimentos, ou mesmo, através da adoção de medidas operativas, pode trazer grandes benefícios e reduzir substancialmente os gastos com energia.

Este é o caso típico do acionamento em bombas ou ventiladores. Atualmente, aproximadamente 63% das aplicações dos motores nas indústrias são destinadas à movimentação de fluidos. Nestes casos, o controle de velocidade dos motores, em substituição aos tradicionais métodos de controle de fluxo, permite otimizar e adequar as condições de operação da bomba ou ventilador para cada valor de vazão desejado, reduzindo perdas, ruídos e desgastes mecânicos. Para tanto, pode-se empregar inversores de frequência e controle de tensão para motores com rotor em gaiola, ou a cascata subsíncrona e variação da resistência rotórica no caso de motores de indução com rotor bobinado. Cuidados devem ser considerados com o nível de harmônicos gerados pelos sistemas de controle de velocidade, devendo-se utilizar filtros especiais nos casos mais críticos.

Os controles aplicados a motores também são muito úteis no sentido de se reduzir o fluxo e conjugado, e conseqüente demanda de potência, quando da operação em baixas cargas. É o caso, por exemplo, do uso de *softstarters*, que são equipamentos projetados especialmente para suavizar a partida de motores, reduzindo correntes de partida, quedas de tensões, torções bruscas, vibração e outros. Da mesma forma, a partida sequencial de motores com vistas à redução de perdas no sistema alimentador é uma medida de baixo custo que leva a uma solução de compromisso entre os custos de operação e as restrições impostas pelo processo industrial. Motores em acionamentos que possuam sentido único de giro podem ter o seu ventilador de resfriamento redimensionado para reduzir as perdas por atrito e ventilação, proporcionando economia de energia e redução dos níveis de ruído, já que o rendimento de um ventilador nunca é superior a 50% quando o mesmo é projetado para gerar fluxo de ar nos dois sentidos de giro.

Como medidas operativas com custos de implantação praticamente nulos, pode-se citar a verificação das condições dos acoplamentos, ajustando alinhamentos e eliminando possíveis folgas que dão origem a vibrações indesejáveis e elevação de temperatura. O acoplamento direto é o mais eficiente, porém, se mal alinhado, não só produz um aumento nas perdas, como, também, reduz a vida útil dos mancais. Acoplamentos com redutores também são comuns, mas podem introduzir perdas de até 30%. Isto acontece devido, principalmente, ao

atrito entre engrenagens, ventilação e pela viscosidade do fluido lubrificante.

Acoplamentos com correia são freqüentemente encontrados na indústria. O rendimento de correias em V pode variar de 90 a 96%. Um dos fatores mais importantes em um sistema acionado por correia é a flexão e a força tensora que agem sobre a mesma, podendo acarretar em ruídos e redução da eficiência na transmissão de potência. Uma tensão muito pequena pode causar escorregamento, perdas e falha prematura da correia. Por outro lado, correias muito esticadas resultam em esforços excessivos nas correias, mancais e eixo.

As correias corrugadas são 1 a 3% mais eficientes que as correias em V, principalmente por serem mais flexíveis. Em geral podem ser usadas em substituição às correias em V, sem que haja a necessidade de se alterar qualquer componente do sistema, constituindo-se, assim, em um grande potencial de conservação de energia.

A correia mais eficiente é a correia dentada. Uma vez que a mesma garante o sincronismo entre as polias acionadas, são flexíveis e evitam o escorregamento, o seu rendimento pode chegar a 98 e 99%. A figura a seguir apresenta alguns modelos de correia normalmente encontradas no mercado.

A limpeza e lubrificação dos mancais são de suma importância. Neste sentido, pôde-se verificar que o acúmulo de poeira e falta de lubrificação podem aumentar as perdas por atrito e ventilação em quase 50%, reduzindo o rendimento de um motor em até dois pontos percentuais. A figura a seguir apresenta os resultados de uma pesquisa onde foi verificada a influência da simples limpeza sobre as perdas por atrito e ventilação (P_{av}) em motores de indução trifásicos. Nestes resultados, o aumento das perdas se deveu, provavelmente, por um mau alinhamento do rotor em uma eventual montagem do motor.

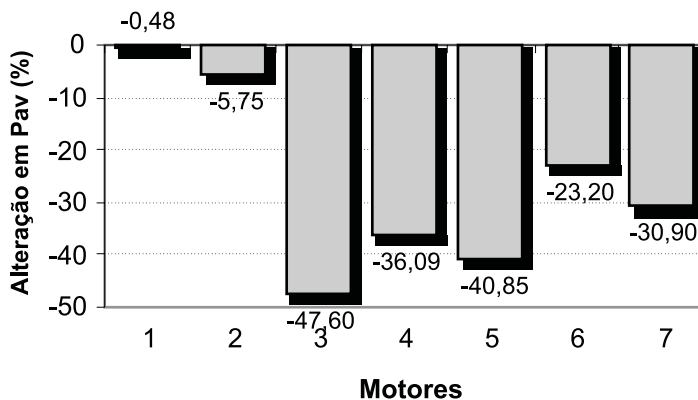


Figura 9.16 - Efeito da limpeza e lubrificação sobre as perdas por atrito e ventilação

Também com custo praticamente nulo de implantação, em processos onde motores permanecem em vazio por um intervalo de tempo, pode-se fazer um estudo verificando o que é mais vantajoso, ou manter o motor em vazio ou desligá-lo neste período, como ilustra o exemplo da Figura 9.17.

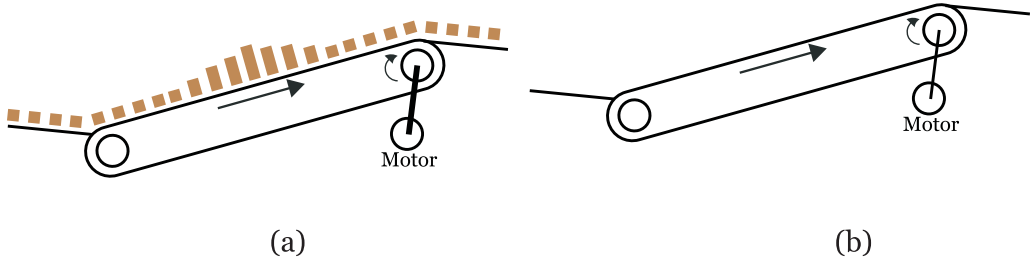


Figura 9.17 - Operação temporária de esteira em vazio

A resposta é simples, se o consumo na partida for menor do que o consumo do motor durante o período ocioso, deve-se desligar o motor. Como regra prática pode-se desligar o motor quando o tempo em vazio for dez vezes maior do que o tempo de partida ou, mais tecnicamente, quando for verificada a seguinte expressão:

$$T_v > 4 \cdot k \cdot T_p$$

Nesta expressão k é um fator que depende da categoria do motor e vale 2,50, 2,00 e 1,35 para as categorias N, H e D, respectivamente. T_p e T_v são o tempo de partida e o tempo em vazio, ambos em segundos. Ao implementar esta medida de conservação deve-se avaliar os efeitos de eventuais partidas subseqüentes sobre o aquecimento motor.

9.7. Fatores de Influência no Desempenho de Motores

O comportamento da tensão aplicada aos terminais do motor também é um fator importante. Se o motor opera com uma tensão inferior à nominal, a corrente absorvida aumentará para manter o torque necessário, isto irá causar uma elevação das perdas por efeito Joule no estator e no rotor, provocando elevação de temperatura. Se a tensão aplicada é superior à nominal, a corrente de magnetização irá aumentar com, no mínimo, uma proporção quadrática, podendo ocorrer a saturação da máquina. O rendimento e o fator de potência diminuirão porquanto as perdas no ferro aumentarão. A Tabela 9.3 fornece mais dados a esse respeito.

Tabela 9.3 - Desempenho de motores de indução em função da tensão aplicada

Característica	Variação da tensão nominal	
	110%	90%
Torque - De partida, máximo e de operação.	Aumenta 21%	Diminui 19%
Rotação - Síncrona - Plena carga - Escorregamento	Não se altera Aumenta 1% Diminui 17%	Não se altera Diminui 1,5% Aumenta 23%
Rendimento - Plena carga - $\frac{3}{4}$ de carga - $\frac{1}{2}$ carga	Aumenta 0,5 a 1 ponto Pequena mudança Diminui 1 a 2 pontos	Decresce 2 pontos Pequena mudança Aumenta 1 a 2 pontos
Fator de potência - Plena carga - $\frac{3}{4}$ de carga - $\frac{1}{2}$ carga	Diminui 3 pontos Diminui 4 pontos Diminui 5 a 6 pontos	Aumenta 1 ponto Aumenta 2 a 3 pontos Aumenta 4 a 5 pontos
Corrente - Partida - Plena carga	Aumenta 10 a 12% Diminui 7%	Diminui 10 a 12% Aumenta 11%
Temperatura	Diminui 3 a 4 °C	Aumenta 6 a 7 °C
Capacidade de sobrecarga	Aumenta 21%	Diminui 19%
Ruído de origem magnética	Pequeno aumento	Pequena redução

A presença de harmônicos e desbalanços de tensão, mesmo que pequenos, provocam grandes desequilíbrios de corrente, que também dependem do carregamento do motor. Na falta de informações adicionais, pode-se dizer que o desequilíbrio de corrente é da ordem de I_p/I_N vezes o desbalanço de tensão. A figura a seguir ilustra o desequilíbrio de corrente em função do carregamento e do desbalanço de tensão.

Desequilíbrios de corrente resultam em componentes de sequência negativa de corrente e de conjugado desenvolvido, acarretando em perdas adicionais, aumento no aquecimento dos enrolamentos e redução da vida útil dos mancais. É interessante observar, no caso de motores de indução trifásicos, que, em condições de operação extrema, é mais interessante desligar uma de suas fases do que trabalhar com grandes desequilíbrios, desde que a carga no eixo o permita.

Assim, deve-se averiguar e controlar a tensão da alimentação, verificando o seu desbalanço, se estão dentro de seus limites e se há a presença de harmônicos, antes de tecer qualquer avaliação técnica e econômica de conservação de energia em motores elétricos. É possível, a partir da medição da tensão nas três fases, determinar o desbalanço de tensão, como sendo o máximo desvio da tensão média, dividido pela tensão média.

9.8. Economia de Energia com o Uso de Controles de Velocidade

O controle de fluxo em tubulações industriais era, até bem recentemente, feito através do uso de válvulas de controle que, de fato, cumpriam esta tarefa às custas da inserção ou retirada de perdas de carga no circuito hidráulico. Por outro lado, cargas centrífugas tais como bombas, ventiladores e compressores, são regidas pelas chamadas Leis de Afinidade que estabelecem uma relação linear, quadrática e cúbica da vazão, pressão e potência, respectivamente, em relação à rotação.

Sendo assim, ao invés de controlar-se o fluxo através da ineficiente inserção de perdas, pode-se fazê-lo através do controle da velocidade de motores empregando inversores de frequência. Esta prática se constitui em um grande potencial de economia de energia, já que as cargas centrífugas respondem por mais de 60% das aplicações de motores na indústria. A figura a seguir ilustra o chamado Campo Básico de uma bomba centrífuga, que mostra os rendimentos de operação da bomba no lugar geométrico representado no plano Pressão-Vazão, para cada rotação de trabalho.

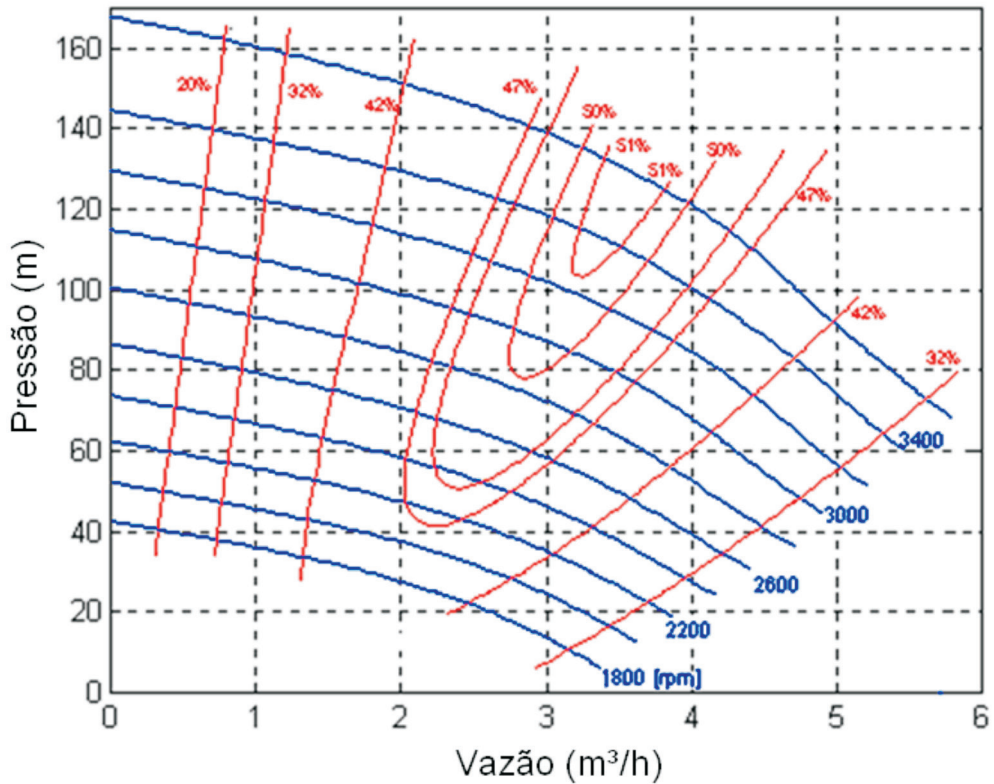


Figura 9.18 – Campo básico de uma bomba centrífuga

A potência elétrica demandada em cada ponto de operação é dada por:

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{3,6 \cdot 10^6 \cdot \eta_m \cdot \eta_b}$$

Onde P é a potência elétrica (kW), Q é a vazão (m³/h), H é a pressão (m), ρ é a massa específica do fluido (kg/m³), g é a aceleração da gravidade (m/s²), η_m é o rendimento do motor (pu) e η_b é o rendimento da bomba (pu).

A economia obtida com a operação com rotação variável em lugar do uso de válvulas de restrição pode ser visualizada na Figura 9.19. Para uma determinada vazão Q, ou opera-se com restrição de válvula, conduzindo ao ponto 1, ou opera-se com redução de velocidade, levando ao ponto 2.

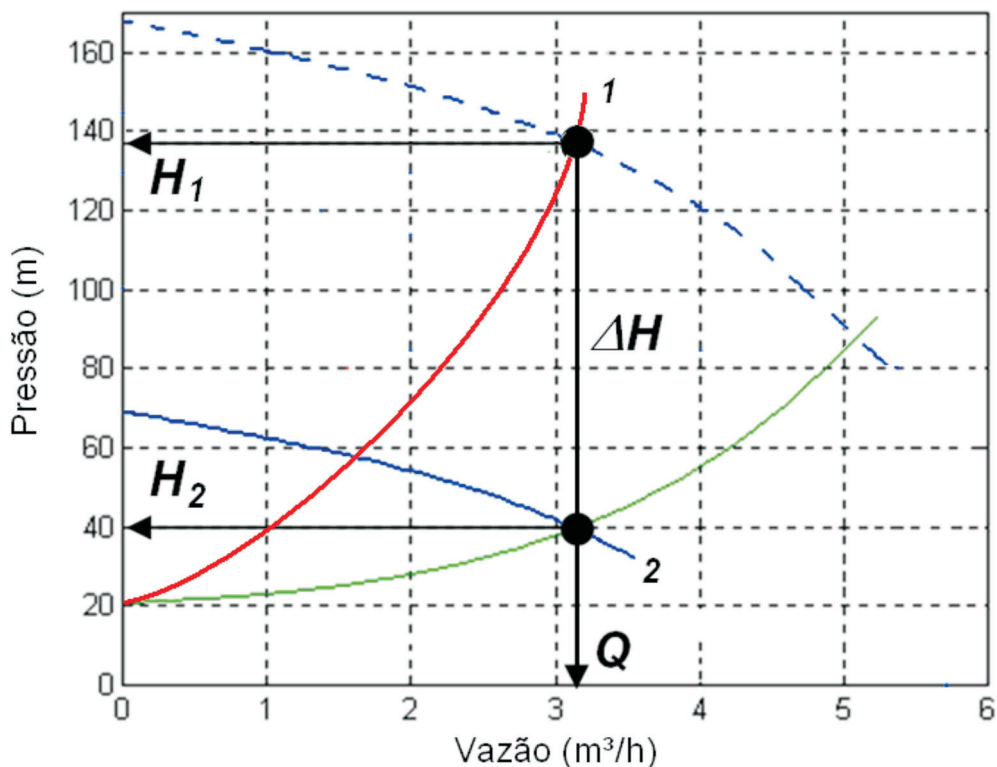


Figura 9.19 – Operação com válvula (1) e com rotação variável (2)

Estes dois pontos correspondem a uma mesma vazão, porém com pressões diferentes, H_1 e H_2 . Por estar a uma pressão maior, ponto 1 resultará em uma maior potência demandada em relação ao ponto 2, e, conseqüentemente, a um maior consumo de energia. A economia com o uso de um controle de velocidade em substituição de uma válvula, ΔE , é dada como uma função da parcela ΔH e do número de horas, t , de operação nesta condição.

$$\Delta E = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot t}{3,6 \cdot 10^6 \cdot \eta_m \cdot \eta_b} = \Delta H$$

Referências Bibliográficas

Bortoni, E.C.; **“Conservação de energia em motores elétricos”**. REVISTA IPESI-ELETRÔNICA E INFORMÁTICA, jul-ago 1993, pp. 36-41.

Ivanov, A.V.; **“Máquinas Elétricas - Vol. 2”**. Mir Publishers, Moscou. 1984.

Kreutzfeld, S.; **“Motor de alto rendimento: Uma economia viável”**. Revista Eletricidade Moderna, out 1988, pp. 30-35.

ABNT; **“NBR 5383 - Máquinas polifásicas de indução - Métodos de ensaio”**.

IEC; **“IEC Pub. 34.2 - Methods for determining losses and efficiency of rotating electrical machinery from tests”**. 1972.

IEEE; **“IEEE std 112 - Test procedure for polyphase induction motors and generators”**. 1984.

Andreas, J.C.; **“Energy efficient electric motors - Selection and applications”**. Marcel Dekker Inc., NY. 1982.

Ferreira Neto, J.L.; Santos, A.H.M.; **“Metodologia expedita para avaliação técnica e econômica de substituição de motores”**. Trabalho vencedor do prêmio PIRELLI de conservação de energia. 1988.

Bortoni, E.C.; **“Método do diagrama circular inverso para avaliação das condições de operação de motores de indução trifásicos”** Revista Eletricidade Moderna, fev. 1993, pp. 46-51.

Sá, J.S.; **“Obtenção do circuito equivalente do motor de indução trifásico a partir de dados de fabricantes”**. IV Seminário interno de pesquisa da EFEI. 1988.

Ferreira Neto, J.L.; Bortoni, E.C.; **“Avaliação das condições de operação do motor do misturador ZETAMIX - Refinações de Milho Brasil”**. Relatório GENERCO. 1991.

Cowern, E.H.; Wallingford, C.T.; **“Conserving with premium efficient motors”**. Baldor Electronic Catalog. Technical Document.

Nailen, R.L.; **“Can field tests prove motor efficiency”**. IEEE Trans. on IA-25, N. 3, may/jun 1989, pp. 391-396.

NEMA, **“NEMA Standards MG 1 – 14.35”**. National Electrical Manufacturers Association ou USA.

Santos, A.H.M.; Bortoni, E.C.; Kusevic, E.D.; **“Parameters identification of a load-motor set for energy conservation: Dynamic Analysis”**. 1995 IEEE-IAS Annual Meeting, pp. 1707-1714.

ABNT; **“NBR 7094 - Máquinas polifásicas de indução”**, 1996.

Hermeto, A.E.; **“Operação de motores de indução trifásicos com tensões desequilibradas”**. IV Seminário interno de pesquisa da EFEI, 1988.

Nadel, S.; Shepard, M.; Greenberg, S.; Katz, G.; Almeida, A.T.; **“Energy-Efficient Motor Systems”** – American Council for an Energy-Efficient Economy. 1992.

Bortoni, E.C. et alii; **“Análise do reparo de motores de indução trifásicos”**. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, 1999.

Santos, A. L. ; **“Determinação do potencial de economia de energia em motores de indução trifásicos no Brasil”**. Dissertação de Mestrado em Engenharia da Energia. Unifei. 2005.

Ferreira, F.; Almeida, A.; Baoming, G.; Faria, S.; Marques, J. ;**“Automatic change of the stator-winding connection of variable-load three-phase induction motors to improve the efficiency and power factor,”** in Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol., Hong Kong, Dec. 14–17, 2005, pp. 1331–1336.

Capítulo 10

COMPRESSORES E AR COMPRIMIDO

Quase toda indústria utiliza ar comprimido como um insumo produtivo. Ele também encontra muitas aplicações nos setores de serviços. Por isso os equipamentos que produzem, distribuem e utilizam o ar comprimido são essenciais. Geralmente o ar comprimido representa uma parcela significativa na composição do consumo da energia elétrica da empresa. Além disso, diversos estudos apontam que os sistemas de ar comprimido como um dos pontos onde ocorrem perdas significativas de energia. Ou seja, existem bons potenciais para a economia de energia. Em vista disso, nesse capítulo o assunto ar comprimido será abordado visando principalmente o aumento da eficiência energética e conseqüentemente a redução dos custos envolvidos.

Inicialmente apresenta-se um breve histórico e são resumidas as aplicações do ar comprimido. Na seqüência são mostrados os principais tipos e aspectos construtivos dos compressores. A seguir apresentam-se aspectos básicos de Termodinâmica. Também são dadas sugestões para as redes de distribuição, para a operação e para a manutenção do sistema de ar comprimido. Finalmente são analisadas algumas recomendações para melhorar a eficiência energética do sistema.

10.1. Histórico

Por volta de três mil anos A.C., quando o homem começou a trabalhar com os metais, foi preciso alcançar temperaturas elevadas, muitas vezes acima de 1000°C. Para isso era necessário muito para a combustão. Os egípcios e sumérios já usavam tubos rudimentares de cerâmica para avivar as chamas.

Depois surgiu o fole manual, introduzido por volta de 1500 A.C. Esses compressores rudimentares, operados manualmente, pelos pés, por animais ou por meio de rodas d'água, permaneceram em uso durante mais de 2000 anos e sobreviveram até 1762, quando começaram a ser substituídos pelo invento de John Smeaton. Tratava-se de um equipamento dotado de cilindro e pistão feitos de ferro fundido e acionado por meio de uma roda d'água. Depois disso, o desenvolvimento dos compressores se deu de forma muito rápida.

Os compressores foram evoluindo acompanhando as máquinas a vapor e, posteriormente, dos motores de combustão interna, época em que os com-

pressores alternativos dominaram. Depois disso, no período entre as duas grandes guerras mundiais, surgiram os primeiros compressores dinâmicos. Atualmente, tecnologias mais avançadas permitiram o aperfeiçoamento e a difusão dos compressores rotativos de parafusos.

10.2. Importância do Ar Comprimido

O ar comprimido é uma forma de transporte de energia de enorme utilidade e com inúmeras aplicações. Em muitos campos chega a competir com a eletricidade e, em alguns casos particulares, somente ele pode ser usado. Por exemplo, no interior das minas, onde podem existir gases explosivos, ou em trabalhos subaquáticos, onde existe o risco de descargas elétricas.

Nas indústrias, o ar comprimido é muito empregado nas máquinas operatrizes, em motores pneumáticos, equipamentos de movimentação e transporte de materiais, ferramentas manuais, em sistemas de comando, controle, regulação, instrumentação e na automação de processos. O ar comprimido também é usado nas instalações dos aeroportos, portos, hospitais, obras civis, nas minerações, postos de combustível, nos equipamentos de climatização e em diversos outros locais.

O ar comprimido tem aplicações em:

- a. Equipamentos a pressão de ar – o ar é usado para encher pneus e câmaras, etc.
- b. Equipamentos de jato livre – ejetores, jateamento, pulverização, bicos de limpeza, entre outros.
- c. Equipamentos de percussão – marteleiros, prensas, bate-estacas, vibradores, etc.
- d. Motores a ar comprimido – de pistões, de palhetas, de engrenagens, etc.
- e. Automação de operações industriais – sensores, atuadores, controles e processos.

Citamos como principais vantagens do uso do ar comprimido: o ar está sempre disponível, ele pode ser armazenado e distribuído sem isolamento, não oferece riscos de incêndio ou de explosão; seu uso se dá de forma versátil e compacta. No entanto, sua maior desvantagem é baixa eficiência energética. Mas isso não impede seu uso face às vantagens que oferece. Por essas razões, a operação dos compressores e utilização adequada do ar comprimido é de extrema importância.

10.3. Compressores

Os ventiladores e os compressores são enquadrados como máquinas de fluxo geradoras de escoamento compressível. Elas podem ser contínuas como os turbocompressores ou intermitentes como as máquinas de pistões. Os ventiladores são equipamentos cujo objetivo é apenas promover o escoamento de um gás. As elevações de pressão são da ordem de 0,1 atm, o suficiente para vencer as perdas de carga do sistema de distribuição. Os compressores são utilizados para proporcionar maiores elevações de pressão, que podem variar desde cerca de 1,0 até milhares de atm.

10.3.1- Classificação Quanto ao Princípio Construtivo

Os compressores seguem dois princípios construtivos básicos: o volumétrico e o dinâmico. O compressor volumétrico, ou deslocamento positivo, opera com a redução de volume. O processo é intermitente e podem ser identificadas diversas etapas que formam um ciclo contínuo. Inicialmente o ar é admitido no interior de um espaço, que então é fechado. Depois disso, esse espaço sofre uma redução de volume e, por consequência, um aumento da pressão. Finalmente o espaço é aberto e o ar comprimido é liberado.

Nos compressores dinâmicos, ou turbocompressores, a elevação de pressão é feita de forma bem diferente. Essa máquina é constituída basicamente de duas partes. Um rotor, peça rotativa munida de pás que transfere para um fluxo de ar a energia mecânica de uma fonte externa aumentando a sua velocidade e a sua temperatura. Depois esse fluxo de ar passa por um difusor, que é conjunto de pás fixas que converte uma parte da energia cinética em aumento de entalpia e elevando a pressão.

10.3.2. Compressores Alternativos a Pistão

Esse tipo de compressor se constitui de um cilindro com um pistão no seu interior. O mesmo está conectado a uma biela e eixo de manivela, conforme a Figura 10.1. A primeira etapa se dá com o pistão se movendo de cima para baixo e aumentando o volume no interior do cilindro, isso faz com que a pressão no interior do cilindro diminua e o ar é aspirado. Depois que o pistão alcança o ponto mais baixo ele passa a movimentar para cima, reduzindo o volume dentro do cilindro e aumentando a pressão do ar, duas válvulas controlam o fluxo na entrada e na saída do ar.

10.3.3. Compressores de Palhetas

Esse compressor possui um rotor excêntrico em relação a uma carcaça, o rotor é provido de rasgos onde são inseridas palhetas, como na Figura 10.2. Quando em rotação, pela ação da força centrífuga, as palhetas são forçadas para fora e ficam em contato com a carcaça fazendo a vedação. O ar entra pela abertura de sucção e ocupa os espaços entre as palhetas. Devido à excentricidade do rotor e a posição das aberturas de sucção e descarga, quando o rotor gira o volume entre duas palhetas vai diminuindo realizando a compressão.

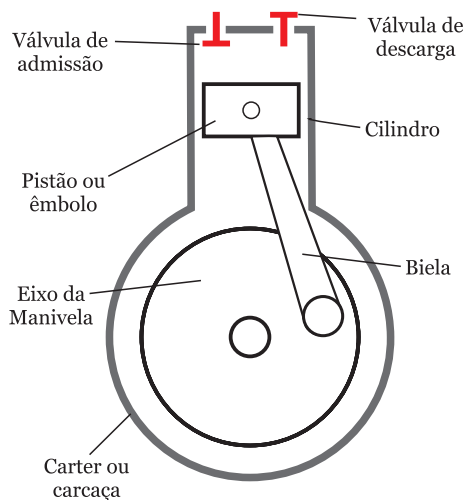


Figura 10.1 – Compressor alternativo

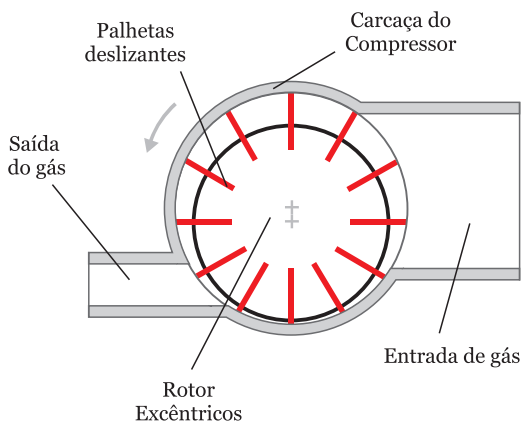


Figura 10.2 – Compressor de palhetas.

10.3.4. Compressores de Parafusos

Esse tipo de compressor possui dois rotores semelhantes a parafusos com rosca sem-fim que giram mantendo um engrenamento, conforme mostrado na Figura 10.3. Esse engrenamento, feito com muita precisão, também faz o papel da vedação. O ar penetra pela abertura de sucção e ocupa os espaços entre os filetes e a carcaça. O movimento de rotação faz com que esses espaços sejam reduzidos e se desloquem para a abertura de descarga.

10.3.5. Compressores de Lóbulos

O compressor da Figura 10.4 possui dois lóbulos que giram em sentido contrário, mantendo uma folga muito pequena no ponto de tangência entre si e com relação à carcaça. O ar penetra pela abertura de sucção e ocupa a câmara de compressão, sendo conduzido até a abertura de descarga pelos rotores.

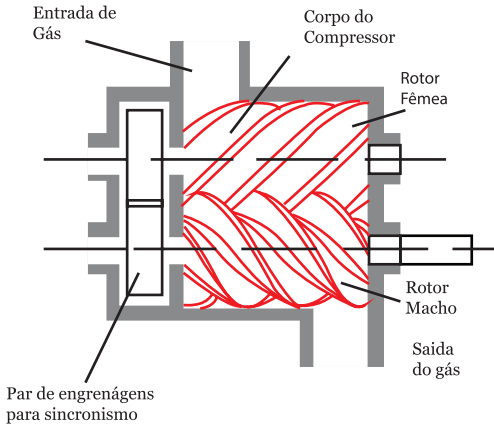


Figura 10.3 – Compressor de parafusos.

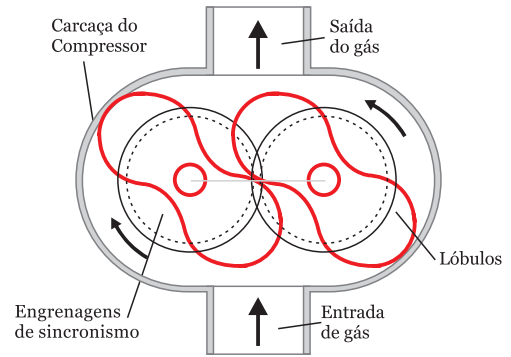


Figura 10.4 – Compressor de lóbulos.

10.3.6. Compressores Centrífugos

O princípio de funcionamento desse compressor é semelhante ao das bombas centrífugas. O ar é aspirado pelo centro de um rotor radial e descarregado na periferia do mesmo, num movimento provocado pela rotação. Depois disso esse ar passa por um difusor, formado por um espaço anular em torno do rotor, onde ele é desacelerado resultando em elevação da pressão. Em seguida, o ar é recolhido pela voluta e conduzido para a descarga, conforme mostra o esquema da Figura 10.5.

10.3.7. Compressores Axiais

Esses compressores são dotados de um rotor com palhetas dispostas em série na periferia. Essas palhetas são intercaladas por palhetas semelhantes, porém fixas ao longo da carcaça, conforme o esquema da Figura 10.6. Cada conjunto de palhetas móveis e fixas forma um estágio de compressão. As palhetas móveis são desenhadas de forma a transmitir ao gás a energia entregue pelo acionamento, isso introduz aumentos de velocidade e de entalpia no gás que está em escoamento. As palhetas fixas, por sua vez, são projetadas de modo a promoverem aumentos de pressão, como nos difusores. Como a elevação de pressão em cada estágio é pequena, são usados vários estágios.



Figura 10.5 – Compressor centrífugo.

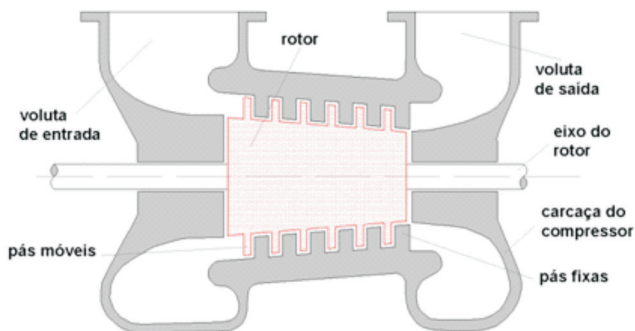


Figura 10.6 – Compressor axial.

10.4. Conceitos Básicos de Termodinâmica

A produção de ar comprimido envolve diversas transformações no estado desse ar. Observa-se que, além do aumento da pressão e do volume específico do ar, aparecem diversas variações na temperatura e verifica-se também a formação de água condensada.

Isso fica muito bem compreendido quando se conhecem os conceitos e fenômenos termodinâmicos envolvidos nessas transformações.

10.4.1- Transformações Termodinâmicas

O estado termodinâmico de um gás é completamente caracterizado quando se conhece o volume específico, a pressão e a temperatura desse gás. Quando qualquer dessas grandezas, sozinha ou em conjunto, muda de valor alterando o seu estado inicial diz-se que ocorreu uma *transformação termodinâmica*. Existem três transformações termodinâmicas básicas:

a) Transformação isobárica

Foi estudada por Gay-Lussac (1770 – 1840) que concluiu: “Mantendo-se constante a pressão de uma determinada massa de gás, o seu volume varia diretamente com a temperatura”. No diagrama $v \times T$ essa transformação se apresenta na forma de uma reta, como mostrado na Figura 10.7.

b) Transformação isométrica

A lei de Charles (1678 – 1740) diz que: “Mantendo-se constante o volume de uma massa de gás, sua pressão varia diretamente com a temperatura”.

Isso tem a forma de uma reta no diagrama $P \times T$, como está na Figura 10.8.

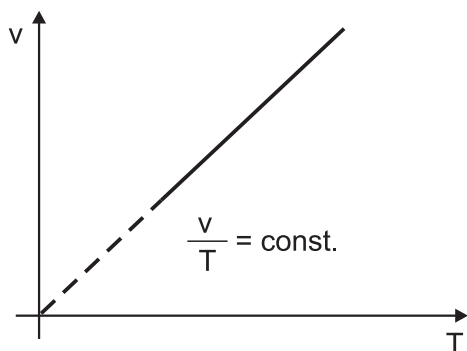


Figura 10.7 – Transformação isobárica.

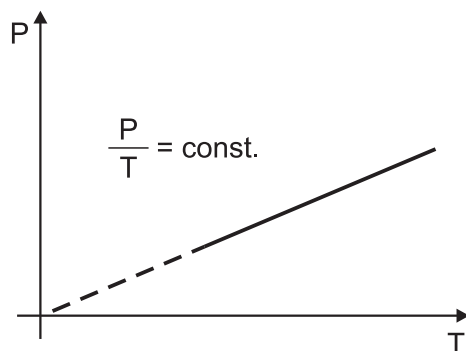


Figura 10.8 – Transformação isométrica.

c) Transformação isotérmica

A transformação isotérmica foi estudada pelo cientista inglês Robert Boyle (1627 – 1691) que enunciou: “Mantendo-se constante a temperatura de um determinado gás, o seu volume e pressão variam inversamente”. Isso tem a forma de hipérboles no diagrama $P \times v$, como se vê na Figura 10.9.

d) Transformação adiabática

Essa transformação se realiza sem trocas de calor e só estão envolvidas transferências de trabalho. Ela pode ser representada em um diagrama $P \times v$ pelo produto da pressão pelo volume elevado a um expoente, k , igual à relação entre os calores específicos à pressão constante e volume constante. A Figura 10.10 compara o processo adiabático com o isotérmico.

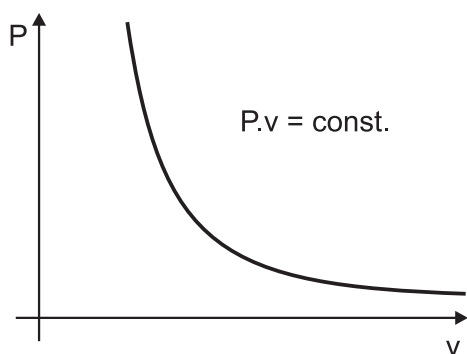


Figura 10.9 – Transformação isotérmica.

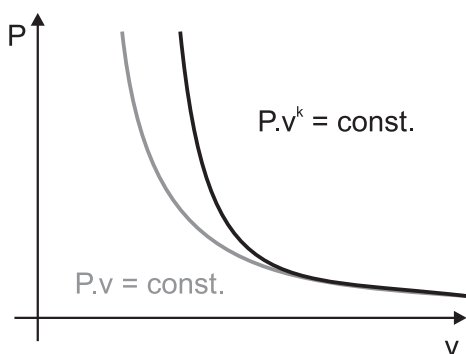


Figura 10.10 – Transformação adiabática

e) Transformação politrópica

O processo isotérmico só seria possível com uma compressão muito lenta e trocas de calor que fossem perfeitas. Por outro lado, o adiabático exigiria

isolamento perfeito, mesmo a compressão sendo feita de forma muito rápida. Mas se for considerado que exista proporcionalidade entre calor e trabalho trocados durante a compressão do gás, o processo obedece a uma equação semelhante à usada para transformação adiabática. A diferença reside no expoente passa a ser denotado por n , sendo uma grandeza variável. As transformações isotérmicas e adiabáticas são casos particulares de politrópicas com $n=1$ e $n=k$, respectivamente. Para expoentes entre $1 < n < k$, trata-se de um processo de compressão com resfriamento, $n > k$; é o caso de compressão com aquecimento $n < k$. A Figura 10.11 mostra um gráfico com três transformações politrópicas com expoente crescente.

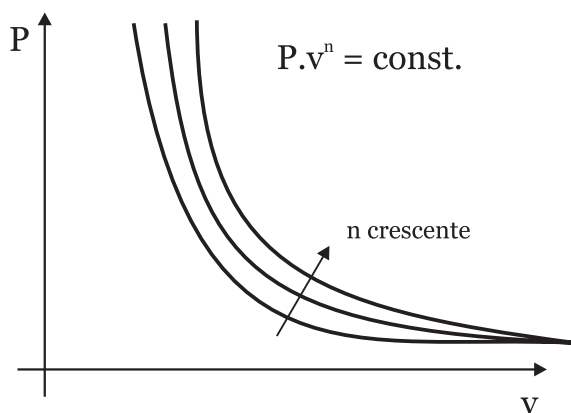


Figura 10.11 – Representação de curvas politrópicas.

10.4.2. Gases Perfeitos

Um gás que obedece rigorosamente às três transformações citadas anteriormente, sob quaisquer condições de pressão e temperatura, é denominado de *gás perfeito*. A partir dessas transformações é possível deduzir uma equação que engloba todas variáveis de estado, ou seja, pressão, volume e temperatura. Essa equação foi proposta por Clapeyron e recebeu a denominação de *Equação dos Gases Perfeitos*. Essa equação evolui com as experiências de Avogadro resultando em uma equação de estado escrita em termos específicos, igual a:

$$P v = R T$$

Onde: R constante particular do gás

10.4.3. Gases Reais

Os gases reais em pressões moderadas e temperaturas próximas ou aci-

ma da ambiente podem ser tratados como gases perfeitos com razoável precisão. No entanto, em pressões mais elevadas ou em temperaturas muito baixas o comportamento dos gases reais é muito diferente do que essa equação prediz e os erros no cálculo das propriedades podem ser exagerados.

Nesse caso podem ser usados gráficos especiais para corrigir os desvios da Equação dos Gases Perfeitos, por exemplo, o gráfico do fator de compressibilidade. Ou ainda podem ser usadas equações mais complexas que representam com grande precisão o comportamento dos gases reais.

No entanto, para os nossos propósitos, estudar a compressão do ar usando a equação dos gases perfeitos é plenamente satisfatório, pois o objetivo principal é o entendimento dos fenômenos básicos que estão ocorrendo no processo de compressão.

10.4.4. Determinação do Trabalho na Compressão

Considera-se um gás ideal no interior de um cilindro. Esse gás é comprimido pela aplicação de uma força F sobre um êmbolo móvel. Isso pode ser analisado considerando o cilindro como um Sistema, isto é, certa quantidade de massa no interior de um volume fechado cujas fronteiras são permeáveis à passagem de trabalho e de calor, mas são impermeáveis ao gás. O trabalho ideal desenvolvido pela força nesse processo é dado por:

$$w = \int_1^2 p \, dv$$

Esse resultado, denominado trabalho específico de compressão ideal, equivale numericamente à área sob uma curva que representa o processo de compressão, quando representado em um diagrama $P \times v$, como está indicado na Figura 10.12.

O conceito da compressão de um gás em um sistema é muito importante, no entanto, não é o mais adequado para a análise dos compressores, pois não considera um fluxo de massa. Para essa situação a abordagem mais indicada é a que estuda os processos ao longo de um *Volume de Controle*, um volume delimitado por uma fronteira permeável aos fluxos de massa, calor e de trabalho. As alterações das propriedades dos fluxos são observadas na fronteira desse volume. De forma análoga ao que se fez para os Sistemas, pode ser demonstrado que o trabalho específico para se realizar a compressão de um gás em Volume de Controle é dado pela integral dada a seguir:

$$w = \int_1^2 v \, dp$$

Verifica-se uma semelhança muito com a integral anterior. Isso pode ser visto na Figura 10.13.

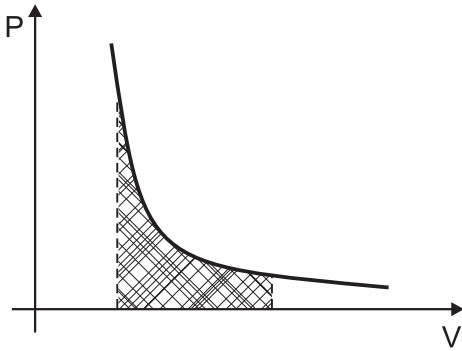


Figura 10.12 – Trabalho em um sistema.

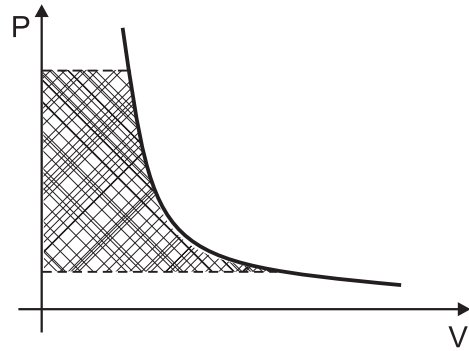


Figura 10.13 – Trabalho em um volume de controle.

Pode ser demonstrado que o trabalho específico de compressão, em iguais condições de pressão, em um Volume de Controle é sempre maior que o aquele desenvolvido sobre um Sistema. Pois o primeiro engloba, além da parcela responsável pela compressão do gás, uma parcela de trabalho necessária ao transporte da massa de gás. A expressão a seguir mostra a solução da integral para a compressão politrópica em um volume de controle.

$$w = \int_1^2 v \, dp = \frac{n}{n-1} \cdot R \cdot T_1 \cdot \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \quad (10.1)$$

Onde: w trabalho por unidade de massa (kJ/kg)

10.4.5. Compressão em Vários Estágios

A compressão em um só estágio é usada quando a pressão de descarga não é muito elevada. Os rendimentos obtidos são razoáveis e as temperaturas na saída gás não atingem valores proibitivos. No entanto, se a pressão de descarga for maior, com apenas um estágio de compressão, o rendimento será mais baixo e as temperaturas na descarga serão altas e podem causar problemas técnicos.

A solução para essa situação é utilizar a compressão em estágios. Com o resfriamento entre as fases de compressão aproxima-se da compressão isotérmica e o trabalho de compressão é reduzido.

O trabalho para a compressão de um gás realizado em vários estágios é dado pela expressão mostrada adiante. Considera-se que relação de compressão

seja constante entre os estágios e que a temperatura no início da compressão de cada estágio também seja constante e igual à temperatura no início do primeiro estágio e que a perda de carga nos trocadores de calor.

$$w = \frac{n}{n-1} \cdot R \cdot T_1 \cdot E \cdot \left[\left(\sqrt[n]{r_p} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \quad (10.2)$$

A Figura 10.14 mostra um esquema de compressão politrópica quando ela é realizada em dois estágios. A área hachurada representa uma redução do trabalho de compressão.

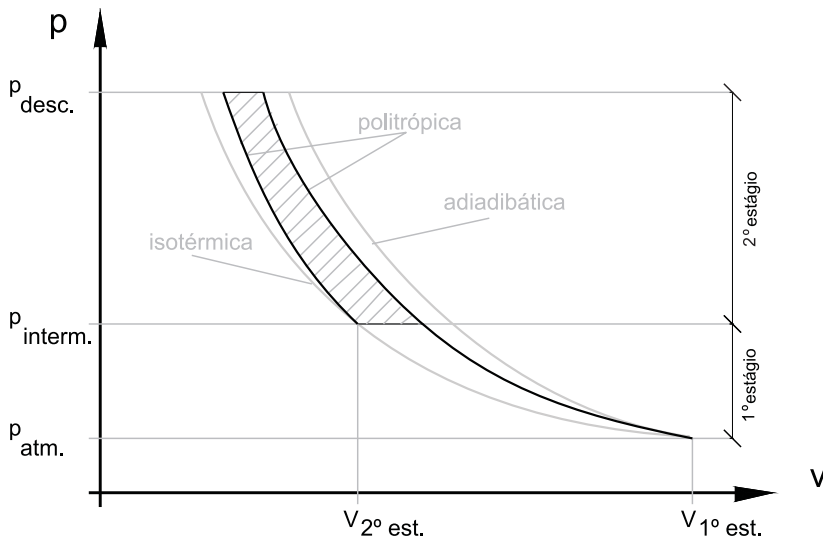


Figura 10.14 – Compressão em dois estágios.

10.4.6. Compressão de um Gás Real

O trabalho que foi determinado pelas expressões anteriores é um valor teórico que sempre fica abaixo do valor real. Mas isso pode ser corrigido usando um rendimento que é determinado em laboratório definido como a relação entre o trabalho que se consome teoricamente para comprimir um gás e aquele efetivamente utilizado na compressão.

$$\eta_{\text{th}} = \frac{W_{\text{th}}}{W}$$

Os três tipos de processos ideais dão origem a três versões para o rendimento termodinâmico: o rendimento isotérmico, o adiabático e o rendimento politrópico.

10.4.7. Rendimento Mecânico

Durante o processo de compressão ocorrem também perdas provocadas pelo atrito mecânico, somente parte do trabalho recebido pelo compressor é fornecida ao gás, como mostra a Figura 10.15.

Para que isso seja computado nos cálculos da compressão utilizamos o rendimento mecânico η_{mec} , com valores típicos entre 0,92 e 0,98, cuja definição é dada por:

$$\eta_{mec} = \frac{W}{W_c}$$

Sendo W o trabalho efetivamente fornecido ao gás para um suprimento W_c de trabalho ao compressor. A mesma definição poderia ser apresentada em termos das potências consumidas.

10.4.8. Rendimento Volumétrico

O rendimento tem influência na vazão dos equipamentos. Examinando o ciclo da Figura 10.16 consta-se que durante o processo de compressão 1 – 2 a quantidade de gás efetivamente transportada da sucção para a descarga é menor que a aspirada. Pois do volume v_2 ocupado ao final dessa fase só uma parcela é descarregada, o volume v_3 fica retido no interior do compressor em espaços internos.

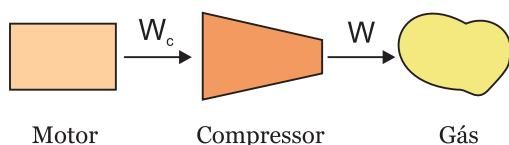


Figura 10.15 – Transferência de energia ao gás.

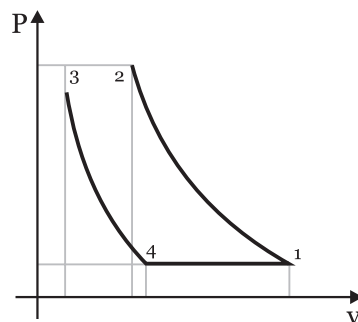


Figura 10.16 – Volume morto de um compressor.

O rendimento volumétrico pode ser avaliado com a expressão a seguir. Esse valor é função da relação de pressão e da fração de volume morto do compressor, que por sua vez é função da qualidade de construção do equipamento.

$$\eta_{vol} = 1 - C (r_p^{(1/n)} - 1)$$

Observa-se que o rendimento volumétrico varia inversamente a fração de volume morto, varia no mesmo sentido do expoente politrópico e também varia inversamente a relação de pressão.

10.4.9. Potência de Compressão

Compressores são equipamentos caracterizados termodinamicamente como volumes de controle, cujo desempenho deve ser analisado através da identificação de fluxos de energia, ou seja, potências envolvidas no processo.

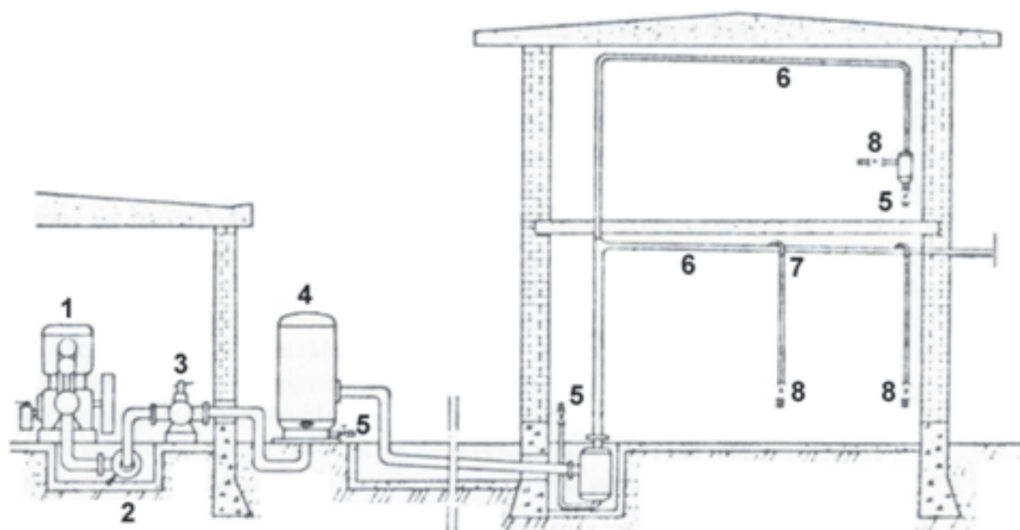
A potência elétrica exigida pelo acionamento de um compressor é dada por:

$$\dot{W}_c = \frac{\dot{m} \eta_{vol} w_{th}}{\eta_{th} \eta_{mec} \eta_{ele}} \quad (10.3)$$

Sendo: $\dot{W}_c$	potência de compressão	(kW)
$\dot{m}$	Vazão mássica teórica do gás	(m ³ /s)
η_{vol}	Rendimento volumétrico	(/)
w_{th}	Trabalho de compressão ideal por unidade de massa	(kJ/kg)
η_{th}	Rendimento termodinâmico	(/)
η_{mec}	Rendimento mecânico	(/)
η_{ele}	Rendimento elétrico do motor	(/)

10.5. Instalações de Ar Comprimido

As instalações de ar comprimido podem ser divididas em dois elementos principais: a sala de compressores e as redes para a distribuição. Na sala de compressores existem, obviamente, além dos compressores, diversos equipamentos e acessórios necessários ao bom funcionamento do sistema. A Figura 10.17 mostra alguns desses equipamentos:



1-compressor / 2-amortecedor de pulsação / 3-resfriador posterior / 4-reservatório /
5-drenagem de condensado / 6-rede com inclinação / 7-conexão dos ramais / 8-pontos de uso

Figura 10.17 – Esquema de uma instalação típica de ar comprimido.

O compressor é o equipamento responsável pela produção do ar comprimido. O amortecedor de pulsações, normalmente usado apenas com compressores alternativos, reduz as variações instantâneas de pressão. O resfriador posterior é responsável pela condensação e retirada da maior parte da umidade contida no ar comprimido. O reservatório ou pulmão tem como objetivo principal a redução das variações de pressão em função das variações do consumo. Por fim a rede de distribuição leva o ar comprimido até os pontos de consumo. Nessa rede também existem pontos de drenagem de condensado.

Nas indústrias, em algumas situações é necessário o uso de filtros especiais e do controle da umidade do ar, usando-se secadores frigoríficos ou químicos.

10.5.1. Distribuição do Ar Comprimido

Os três pontos seguintes são os mais importantes para a eficiência, segurança e economia de um sistema de distribuição de ar comprimido:

- Queda de pressão adequada
- Vazamento mínimo
- Alto grau de separação de condensado

A queda de pressão no sistema de distribuição implica pressões, nos pontos de consumo de ar, mais baixas do que na descarga do compressor e,

conseqüentemente, também decréscimo na potência disponibilizada para as ferramentas, máquinas ou outros consumidores de ar comprimido.

Se a queda de pressão, ou perda de carga, é tão alta que a pressão de trabalho é menor que a pressão prescrita, a perda de potência é proporcionalmente muito maior do que a queda de pressão. A potência desenvolvida por uma ferramenta a 5,0 bar, por exemplo, é de somente 45 a 50% da potência fornecida com a pressão de 7,0 bar. Por esse motivo as redes de distribuição devem ser corretamente dimensionadas, já se considerando ampliações futuras, de modo que um acréscimo no consumo não prejudique todo o sistema e torne necessária a substituição de uma rede inteira. Isso se aplica, acima de tudo, para o ramal principal. O custo inicial é largamente compensado pelos ganhos operacionais.

Às vezes, uma grande queda de pressão na rede tem que ser compensada pelo aumento da pressão de trabalho do compressor. No caso da diminuição do consumo a pressão ficará acima do desejado, aumentando as perdas por vazamentos e a potência consumida. Além disso, nem todas as ferramentas e acessórios são projetados para trabalhar e resistir tais aumentos de pressão.

As redes de distribuição de ar comprimido devem ser projetadas de modo que a queda de pressão total, do compressor até o ponto de consumo mais distante, não exceda 0,3 bar. Para o caso de instalações que cobrem grandes áreas, tais como minas, pedreiras, etc., uma queda de pressão maior no sistema de tubos pode ser aceita, mas não deve ser superior a 0,5 bar. Nesse valor já deve ser incluída a queda de pressão causada pelas mangueiras de borracha, luvas de acoplamento, engates rápidos e conexões. Especial atenção deve ser dada ao dimensionamento e especificação dessas peças, pois as perdas mais sérias, geralmente, ocorrem nos trechos finais.

Embora seja recomendada a utilização do alimentador em anel, isto é, em circuito fechado, a linha aberta é muito usada devido a menor investimento inicial. O dimensionamento pode ser feito usando os critérios da velocidade e o da perda de carga. O primeiro deles é usado apenas para trechos curtos.

10.5.2. Separação da Umidade do Ar Comprimido

O ar atmosférico nunca está completamente seco, sempre contém alguma umidade. A umidade é a água contida no ar, no estado de vapor. Quando o ar contém a quantidade máxima possível de água sob a forma de vapor se diz que está saturado: a umidade é de 100%.

O ponto de saturação depende da pressão e da temperatura, principalmente da temperatura: Se a temperatura aumenta o ar pode absorver mais umidade, caso contrário, esse ar perde umidade por condensação. Para a pressão

ocorre o inverso, quanto maior a pressão menor é a capacidade do ar comprimido em reter a umidade. Por exemplo, o ar à pressão atmosférica com 50% de umidade passa a ter 100% de umidade; à pressão de 2,0 bar, 150% de umidade a 3,0 bar; e 300% de umidade à pressão de 6,0 bar, comum em todas as aplicações. Ressalta-se que acima de 100% de umidade sempre vai haver condensação de água. Já para a temperatura, o aumento é calculado duplicando-se cada 11% da capacidade de retenção a cada aumento de 10 °C.

Com o resfriamento, artificial ou natural, do ar comprimido a umidade excedente vai se depositando nas paredes dos cilindros dos compressores alternativos, no resfriadores intermediário e posterior, no reservatório e tubos da rede principal e secundária. É vital que essa umidade seja retirada antes de chegar até o equipamento de uso final. Para isso são instalados separadores de umidade e em casos mais críticos secadores de ar por refrigeração ou colunas de absorção. Durante a instalação da rede devem ser tomadas precauções para que a drenagem do condensado seja feita de maneira eficiente: a rede deve ser instalada com uma inclinação de 0,5 m a cada 100 m, deve ser providenciada a colocação de poços de drenagem nos pontos mais baixos, instalar drenagem no reservatório. É fundamental a manutenção cuidadosa dos dispositivos de drenagem manual e automática.

Os fenômenos físicos que ocorrem com a mistura de ar e de vapor d'água podem ser estudados usando-se as Cartas Psicrométricas ou métodos analíticos. A Figura 10.18, mostra uma dessas cartas.

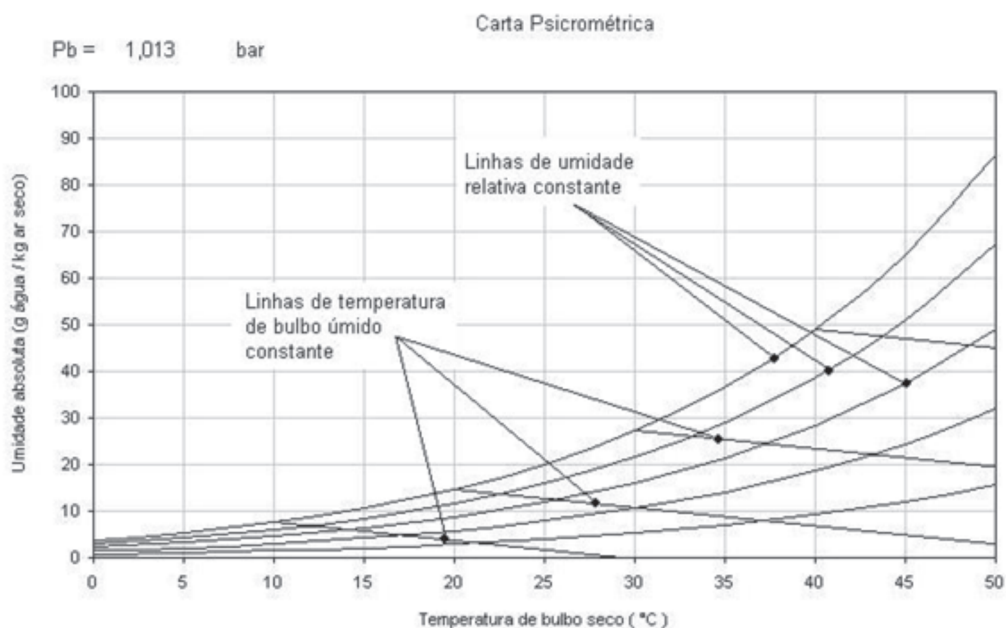


Figura 10.18 – Carta psicrométrica calcula para pressões próximas da atmosférica.

10.6. Aumento da Eficiência Energética

A eficiência energética nas instalações que envolvem o ar comprimido pode ser alcançada adotando-se medidas que se iniciam no projeto da planta, com a especificação correta dos compressores e do seu sistema de controle, dos acessórios e periféricos, que devem ser adequados aos níveis de pressão e vazão e qualidade do ar comprimido que são requeridos pela unidade, além do seu comportamento em face das variações desses parâmetros.

Com essas precauções podemos garantir que os rendimentos elétricos, mecânicos, volumétricos e termodinâmicos sejam os mais elevados, pois são parâmetros que dependem das características construtivas e do esmero usado na fabricação de cada equipamento.

A operação e a manutenção deverão estar a cargo de pessoal especialmente treinado para essas tarefas. Todos os parâmetros de funcionamento devem ser monitorados. Perdas de carga, acréscimos de temperatura, etc. são facilmente percebidos. Atualmente com as facilidades e recursos oferecidos pela instrumentação e pelos microprocessadores é não é difícil acompanhar em tempo real, por exemplo, as variações do expoente da politrópica em um compressor. A análise desse parâmetro fornece indicações importantes sobre a qualidade do resfriamento do equipamento.

Para que isso possa ser feito é importante quantificar os benefícios de cada melhoria possam trazer e comparar com os investimentos que são necessários para a sua realização. Quando essa relação custo-benefício for economicamente atrativa, as medidas de melhoria devem ser aplicadas.

Para minimizar a energia consumida pode-se ainda reduzir o valor do trabalho específico de compressão e da vazão mássica de ar comprimido.

Após uma rápida inspeção da equação 10.1, que nos dá o trabalho específico de compressão, observa-se que o valor desse trabalho é função dos seguintes parâmetros:

10.6.1. Temperatura de Admissão do Ar

A influência das condições de admissão do ar no equipamento de compressão pode ser quantificada observando-se na equação 10.1 que o trabalho de compressão é função direta da temperatura de admissão do ar.

10.6.2. Relação de Pressão

Quanto menor a pressão de trabalho, menor será a relação de pressão e, conseqüentemente, menor o trabalho específico de compressão. Por esse motivo é de suma importância operar na pressão adequada para os equipamentos e controlar rigorosamente as perdas de carga. Pois muitas vezes, para compensar os aumentos nas perdas de carga, aumenta-se a pressão de trabalho do sistema. Ressalta-se que a redução do custo operacional dos compressores normalmente compensa o investimento no projeto e na melhoria das redes de distribuição de ar comprimido. Outra forma de reduzir a relação de pressão do sistema de compressão de ar é manter os filtros de admissão sempre em bom estado. As perdas de carga nesses elementos fazem com que a pressão de admissão nos compressores seja reduzida e como resultado a relação de pressão aumenta. Partindo-se da equação 10.2, também se pode quantificar o benefício com a redução da pressão de trabalho.

10.6.3. Compressão em Estágios

Usar compressores com mais estágios é outro modo de reduzir o trabalho de compressão. O benefício dessa medida também pode ser quantificado com base na equação 10.2.

10.6.4. Vazamentos

Os vazamentos estão presentes em qualquer sistema de ar comprimido. Uma instalação apresenta vazamentos ao longo do seu funcionamento em maior ou menor escala. Com 6 meses de uso, podem apresentar índices de vazamentos de 10% ou mais.

A redução da vazão mássica em um sistema de ar comprimido implica diretamente em redução da potência consumida, como pode ser visto na equação 10.3. Essa redução dessa vazão pode ser alcançada diminuindo-se a vazão perdida pelos vazamentos. Essa medida traz bons resultados e exige, na maioria das vezes, medidas de caráter operacional e pequenos investimentos.

Os vazamentos ocorrem na rede de ar comprimido propriamente dita, mas também nos próprios equipamentos consumidores. Uma manutenção regular faz-se necessária em todo sistema, devido à deterioração natural de vedações, mangueiras, tubos, etc. A seguir estão listadas algumas recomendações, com as quais estes vazamentos podem ser minimizados:

- Instalação de válvulas solenóides nas entradas de ar comprimido dos equipamentos. Desligando-se o equipamento, a válvula solenóide é fechada, eliminando uma fonte de vazamentos. É claro que essa medida não exclui a necessidade de manutenção do equipamento, necessária para reduzir os vazamentos durante a operação do mesmo.
- Operar sempre com a pressão mais baixa possível. Os vazamentos aumentam com o aumento da pressão de trabalho.
- Desligar o compressor de ar à noite, quando não há produção, pois nesse período o compressor trabalha somente para cobrir perdas por vazamento. Esse ponto parece óbvio, mas a experiência mostra que muitas vezes o compressor não é desligado.
- Os vazamentos de ar comprimido podem ser detectados usando técnicas simples com o uso de espuma de sabão ao longo ou com detectores ultrassônicos, marcando os pontos de formação de bolhas, para posterior correção pela manutenção.
- Por meio de campanhas internas pode ser institucionalizado o uso de marcadores fixados pontos em vazamentos que foram detectados pelos operadores.

A quantificação do ar comprimido que escapa pelos vazamentos deve ser comparada com a vazão que é realmente utilizada pelos equipamentos. Em instalações novas percentuais de vazamento de até 5% são toleráveis.

Referências Bibliográficas

ATLAS COPCO. **Compressed air engineering**. Suécia: Atlas Copco Literature Department, 1971. 1 volume, 360 páginas.

COSTA, E. C. **Compressores**. 1ª Edição. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda, 1988 . 1 volume, 368 páginas

HAHN, A, **Programa de Eficientização Industrial - Compressores**. Rio de Janeiro: Eletrobrás / PROCEL, 2003. 1 volume, 88 páginas.

MACINTYRE A.J, **Instalações hidráulicas prediais e industriais**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Editora Guanabara SA, 1988. 1 volume, 798 páginas.

NADEL, S.; SHEPARD, M. et al. **ENERGY-EFFICIENT MOTOR SYSTEMS: A Handbook on Technology, Programs and Policy Opportunities**. USA: ACE3, [2000].

RODRIGUES, P.S.B. **Compressores industriais**. 1ª Edição. Rio de Janeiro: EDC – Ed. Didática e Científica, 1991. 1 volume, 515 páginas.

SPIRAX SARCO, **Manual de produtos para seu sistema de ar comprimido**. 1ª Edição. São Paulo: 1996. 1 volume, 120 páginas.

STREETER, V.L, WYLIE, E.B, **Mecânica dos fluídos**. 7ª Edição. São Paulo: Editora McGraw-Hill do Brasil Ltda., 1988. 1 volume, 583 páginas.

VAN WYLEN, J.G., SONNTAG, R.E. **Fundamentos da Termodinâmica clássica**. 2ª Edição. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda, 1991 . 1 volume, 565 páginas.

Capítulo 11

TRANSFORMADORES

Os transformadores, em geral, são máquinas muito eficientes. A ausência de partes em movimento, tais quais as de um motor de indução, permitem que rendimentos da ordem de 96 a 99% sejam alcançados, atualmente.

Observe-se porém que ao considerar-se somente a questão do rendimento, pode-se incorrer em uma visão distorcida do que realmente ocorre com as perdas. Em outras palavras, sendo o rendimento simplesmente uma relação entre a potência de saída e a potência de entrada, perde-se o sentimento de como se comportam as perdas e de sua magnitude. Embora as perdas possam ser pequenas em termos relativos, podem ser bastante significativas em termos absolutos.

Os transformadores, por outro lado, são equipamentos empregados em todas as fases do processo de produção e uso de energia elétrica, incluindo a sua transmissão e distribuição. Praticamente toda a energia elétrica gerada no país passa necessariamente por um ou mais transformadores, de modo que, mesmo sendo alto o rendimento destes equipamentos, o repetido processo de compatibilização de níveis de tensões através do seu uso, resulta em perdas significativas que devem ser devidamente consideradas e esforços devem ser envidados para que sejam reduzidas.

Estima-se que cerca de 14% de toda energia elétrica gerada no Brasil são considerados perdas globais (técnicas e comerciais) em transmissão e distribuição, e que aproximadamente 30% das perdas técnicas concentram-se nos núcleos dos transformadores de distribuição.

As figuras a seguir apresentam os resultados de um levantamento realizado nos Estados Unidos, mostrando a contribuição de alguns elementos sobre as perdas totais do sistema de concessionárias privadas e públicas.

Em ambos os casos, cerca de 10% das perdas se dão em transformadores. É baseado neste índice que este capítulo procura trabalhar a eficiência energética em transformadores, abordando aspectos de projetos, materiais e operação eficientes.

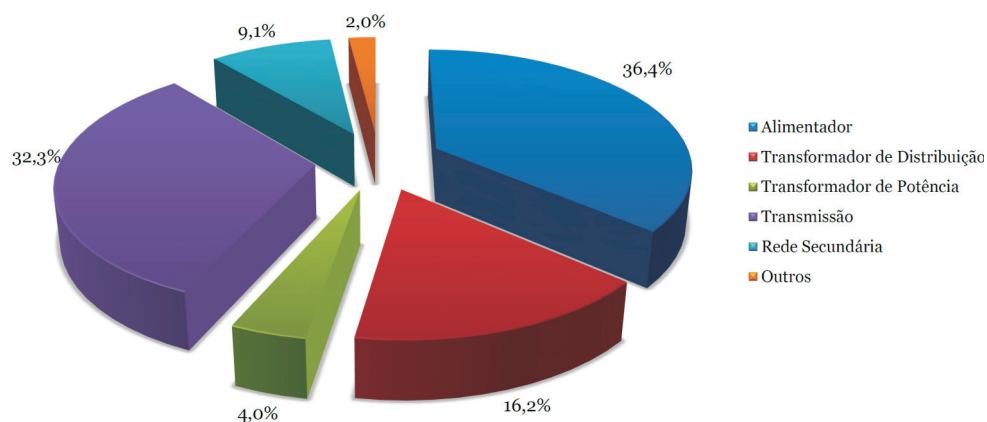


Figura 11.1 – Perdas na concessionária privada (Kennedy, 1998)

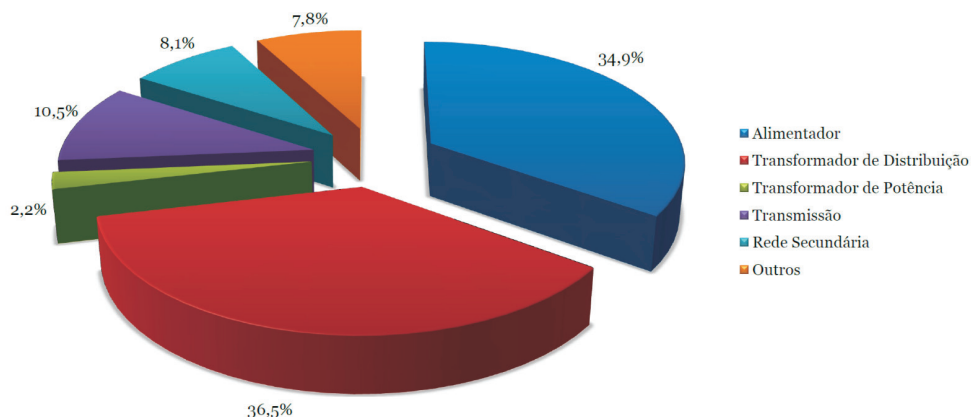


Figura 11.2 – Perdas na concessionária pública (Kennedy, 1998)

11.1. Características Construtivas

O transformador é um dispositivo sem partes móveis que transfere energia de um sistema elétrico em corrente alternada para outro. A energia é sempre transferida sem alteração de frequência, mas, normalmente, com mudança no valor da tensão e da corrente.

Os transformadores são peças indispensáveis dentro do campo do aproveitamento de energia elétrica, pois o fato de permitir elevar e reduzir tensões, com simplicidade e elevado rendimento tornou-se economicamente possível o uso da energia elétrica. Como o transformador não possui peças rotativas, este equipamento requer poucos cuidados e a despesa de sua manutenção é mínima.

O transformador típico consiste em um núcleo de aço-silício onde são bobinados dois enrolamentos isolados eletricamente do núcleo e entre si. O seu princípio de funcionamento é através de indução eletromagnética. Ao se aplicar uma tensão a um desses enrolamentos (denominado primário), com consequente circulação de corrente, será estabelecido um fluxo magnético. Este fluxo magnético irá entrelaçar com o outro enrolamento (secundário), produzindo no mesmo uma força eletromotriz (tensão) que depende, dentre outros fatores, do número de espiras dos enrolamentos. O núcleo tem a função de providenciar um melhor caminho para o fluxo magnético. Chama-se de primário o enrolamento que recebe a energia e secundário o enrolamento que entrega a energia. Qualquer dos enrolamentos do transformador poderá ser o primário ou secundário.

O transformador pode ser basicamente dividido nos seguintes componentes:

- Enrolamentos;
- Núcleo;
- Tanque e meio refrigerante;
- Acessórios.

Os enrolamentos são constituídos de fios de cobre, isolados com esmalte ou papel, de seção retangular ou circular.

O núcleo é constituído por um material ferromagnético, em chapas finas, isoladas entre si, contendo em sua composição o silício, que lhe proporciona características excelentes de magnetização e perdas reduzidas.

O conjunto formado pelos enrolamentos e pelo núcleo é denominado de parte ativa do transformador.

O tanque é destinado a servir de invólucro da parte ativa e de recipiente para o óleo isolante. O óleo isolante tem a finalidade de propiciar isolamento elétrico entre os componentes do transformador e dissipar para o exterior o calor gerado nos enrolamentos e no núcleo. Este óleo pode ser óleo mineral (parafínico ou naftênico) ou fluídos isolantes a base de silicone. Antigamente eram usados askarel e piranol que hoje estão proibidos por serem nocivos a saúde. Transformadores de pequena potência podem ter sua parte ativa envolta pelo ar ambiente, que são denominados transformadores a seco.

Os acessórios constituem os terminais, buchas, parafusos, tampas, sensores, relés, reguladores, ventiladores, radiadores, etc, destinados a auxiliar o funcionamento do transformador.

As buchas são dispositivos que permitem a passagem dos condutores dos enrolamentos ao meio externo, e são constituídas por um corpo isolante, terminal e vedações.

A figura a seguir apresenta um corte de um transformador de potência.

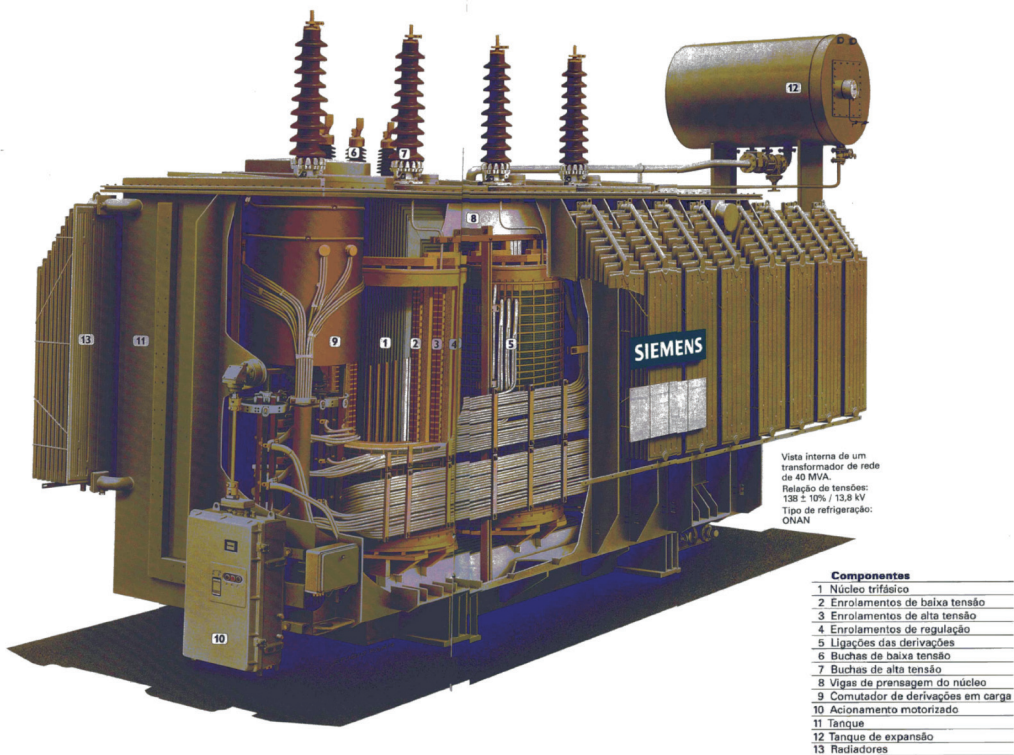


Figura 11.3 – Transformador de potência em corte (Siemens)

Toda a energia consumida em um transformador precisa dissipar-se na forma de calor. O calor gerado na parte ativa se propaga através do óleo e é dissipado no tanque. As elevações de temperatura de óleo e dos enrolamentos são normalizadas e devem ser limitadas para evitar a deterioração do isolamento e do óleo. Quanto maior a potência do transformador mais difícil se torna a dissipação deste calor, pois a potência do transformador e conseqüentemente suas perdas crescem com mais rapidez que a superfície disponível para a emissão de calor. Dependendo da potência do transformador a área da superfície externa poderá ser insuficiente para dissipar este calor e neste caso, é necessário aumentar a área de dissipação. Para tal, usam-se radiadores que poderão ser de tubos ou chapa estampada. Utilizam-se também ventiladores instalados do lado de fora do transformador, para auxiliar esta dissipação (ventilação forçada).

Para adequar a tensão primária do transformador à tensão de alimentação, ou para controlar e regular a tensão na saída do mesmo, os enrolamentos primário e/ou secundário podem ser dotados de derivações (taps). Estes taps podem ser escolhidos mediante a utilização de um comutador instalado junto à parte ativa, dentro do tanque. O comutador, conforme projeto e tipo construtivo, podem ser operados com o transformador em funcionamento (sob carga) ou com o transformador desligado da rede.

Os transformadores das subestações de alta tensão podem ser classificados de acordo com suas funções:

- Transformadores elevadores, cuja função é elevar a tensão de geração para tensão de transmissão;
- Transformadores de interligação, cuja função é interligar partes do sistema de transmissão;
- Transformadores abaixadores, cuja função é reduzir a tensão de transmissão para a tensão da subtransmissão ou de distribuição.

Os transformadores podem ainda ser classificados de outras maneiras, por exemplo, quanto à finalidade, material e forma do núcleo, número de fases, disposição dos enrolamentos, maneira de dissipar o calor, etc.

Os transformadores podem ser construídos em unidades monofásicas e conectados em número de três para constituir um banco, ou então ser uma única peça constituída de três transformadores montados num mesmo núcleo, denominado transformador trifásico. Os transformadores trifásicos têm a vantagem de possuírem um peso menor e ocupam um espaço inferior ao requerido pelo banco de capacidade equivalente, além de ter um custo mais baixo. O inconveniente é a necessidade de desligar todo o transformador quando ocorrer um problema em uma das fases.

Um tipo usual de transformador é o de múltiplos enrolamentos, que permite a operação com diversas tensões em seus terminais. O mais utilizado é o transformador de três enrolamentos, nos quais dois dos enrolamentos interligam sistemas de tensões diferentes e o terceiro serve para alimentar serviços auxiliares e cargas. A maioria dos transformadores utilizados no Sistema Interligado Nacional é deste tipo. O transformador de três enrolamentos também é usado em subestações de usinas, conectando dois geradores ao barramento elevador. Neste caso os dois enrolamentos primários são de mesma tensão e o secundário de outra tensão.

Um outro tipo muito utilizado é o autotransformador no qual uma porção de seu enrolamento serve em comum tanto para o circuito primário como secundário. O autotransformador também pode ser de três enrolamentos.

Os transformadores instalados em sistemas de distribuição têm, basicamente, a função de reduzir a tensão de um nível mais elevado, de transmissão ou de subtransmissão, para um nível mais baixo de distribuição. Na própria distribuição podem existir diversos estágios de transformação como, por exemplo, redução da tensão de 69 kV para 34,5 kV e posteriormente para 13,8 kV, na rede de distribuição primária, e ainda com redução de 13,8 kV para 220/127 V, na rede de distribuição secundária.

A figura a seguir apresenta uma vista explodida de um transformador de distribuição, mostrando suas principais partes componentes.

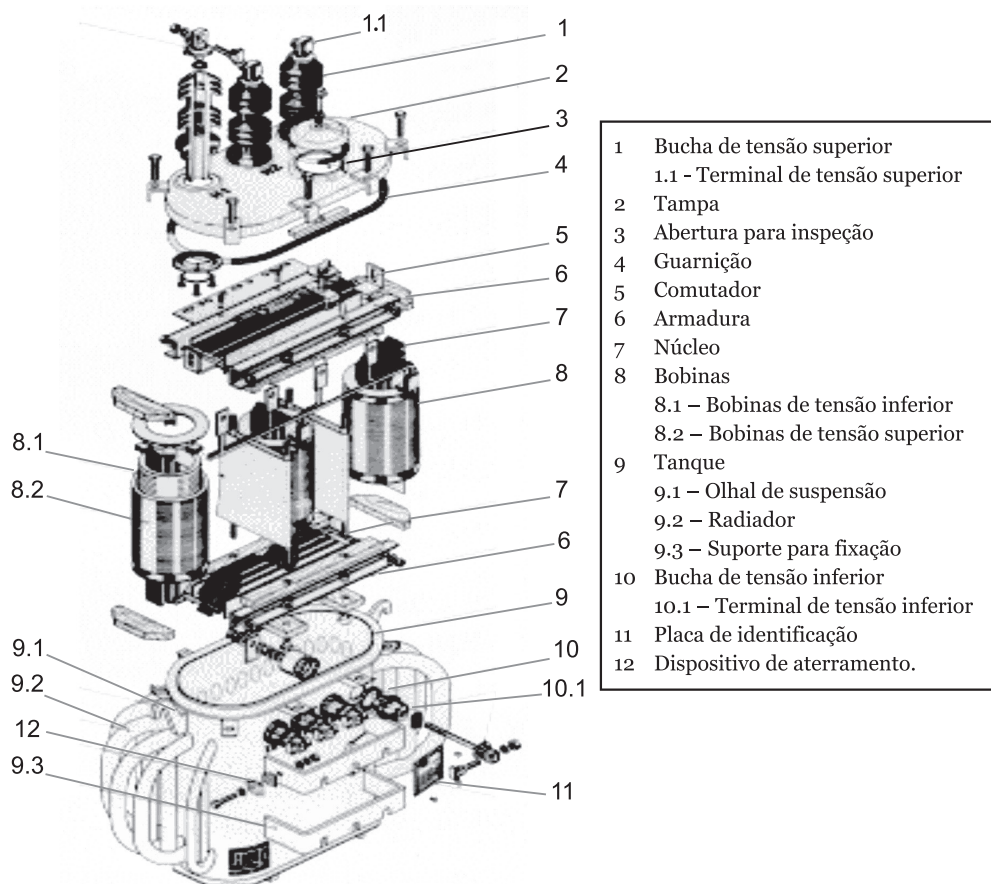


Figura 11.4 – Transformador de distribuição em corte.

Existem situações onde os transformadores podem ser utilizados para converter a tensão de um nível mais baixo para um nível mais elevado, em redes de distribuição. Estas condições ocorrem quando estão presentes unidades geradoras, nestes sistemas, operando como cogeração, ou como geração distribuída (GD).

Em função da intensa aplicação observada para os transformadores em sistemas de distribuição, é de fundamental importância que se conheça a influência dos mesmos em termos de perdas elétricas. Para tanto, os itens seguintes descrevem, sucintamente, as principais características representativas destes elementos.

11.2. Perdas Elétricas em Transformadores

Em um transformador há três circuitos distintos que devem ser considerados, o elétrico, o magnético e o circuito dielétrico. Em cada um desses circuitos ocorrem perdas que podem ser subdivididas da seguinte forma:

a) Perdas no circuito elétrico:

- Perdas por $R.I^2$ devido à corrente de carga;
- Perdas por $R.I^2$ devido à corrente de excitação;
- Perdas por correntes parasitas nos condutores devido ao fluxo de dispersão.

b) Perdas no circuito magnético:

- Perdas por histerese no núcleo;
- Perdas por correntes parasitas, ou de Foucault, no núcleo;
- Perdas por dispersão das correntes parasitas no núcleo através dos grampos, parafusos, etc.

c) Perdas no circuito dielétrico:

Essas perdas são normalmente incluídas nas perdas no ferro.

Quando são medidas as várias perdas, em um transformador, estas são automaticamente agrupadas em duas:

a) Perdas sem carga (conhecidas como perdas no ferro):

- Perdas por $R.I^2$ devido à corrente de excitação;
- Perdas por histerese no núcleo;
- Perdas por correntes parasitas, ou de Foucault, no núcleo;
- Perdas por fuga de correntes parasitas no núcleo através dos grampos, parafusos, etc.

b) Perdas com carga (conhecidas como perdas no cobre):

- Perdas por $R.I^2$ devido à corrente de carga;
- Perdas por correntes parasitas nos condutores devido ao fluxo de dispersão.

Para que um transformador possa ter uma eficiência alta todas essas perdas devem ser reduzidas ao mínimo. Entretanto é interessante considerar primeiramente as características que determinam suas magnitudes e posteriormente as providências que devem ser tomadas para que elas sejam reduzidas.

11.2.1. Perdas no Circuito Elétrico

a) Perdas por $R.I^2$ devido à corrente de carga

Como o próprio nome diz essas perdas são iguais à soma dos quadrados das correntes, multiplicados pelas resistências dos vários enrolamentos. Como as correntes são determinadas por uma carga, não é possível reduzir seu valor com o intuito de diminuir as perdas. O único fator, entretanto, que pode ser modificado para reduzir as perdas ao mínimo, é o valor das resistências dos enrolamentos. Para que isto seja obtido, é necessário que a seção dos condutores deva aumentar o máximo possível e seu comprimento ser reduzido ao máximo. Aumentar a seção dos condutores, certamente reduz a resistência e conseqüentemente as perdas por $R.I^2$. Isto, porém, tende a aumentar o tamanho do transformador, com conseqüente elevação das perdas no circuito magnético. Outro fator que pode ser razoavelmente variado é o comprimento dos condutores.

b) Perdas por $R.I^2$ devido à corrente de excitação

Essas perdas são muito pequenas, pois as correntes de excitação dos transformadores não excedem a 5% da corrente nominal, sendo que em grandes transformadores estão na ordem de 1 a 2%. Como as perdas são dadas pelo quadrado da corrente, para uma corrente de 5% da nominal as perdas são de 0,25% das perdas que o transformador teria em plena carga. Portanto essas perdas podem ser desprezadas.

c) Perdas por correntes parasitas nos condutores devido ao fluxo de dispersão

Essas perdas são causadas por correntes parasitas em cada condutor que é atravessado pelo campo magnético de dispersão, essas perdas são muito difíceis de serem calculadas com um bom grau de precisão, no entanto sua magnitude pode ser estimada. Várias expressões têm sido propostas para o cálculo

dessas perdas, porém há muitos fatores que contribuem nesse cálculo. Assim sendo é mais prático, e usual, adicionar um percentual, correspondente a essas perdas, nas perdas do tipo $R.I^2$ devido à corrente de carga, ao invés de tentar calculá-la por meio de fórmulas. A percentagem que é adicionada se baseia em experimentos com um particular tipo de transformador, mediante considerações. Para que essas perdas sejam reduzidas ao máximo, primeiramente devem ser considerados os fatores que tendem a aumentá-la e diminuí-la. Em geral as referidas perdas são aproximadamente proporcionais ao quadrado da densidade do fluxo de dispersão, a massa total de cobre do transformador, e ao quadrado da dimensão de cada condutor pelos quais passam o fluxo de dispersão. Como o fluxo de dispersão e a massa total de cobre são usualmente fixos, por outras considerações, o único fator que se pode variar é a dimensão individual de cada condutor por onde passa o fluxo de dispersão, e essa dimensão deve ser a menor possível subdividindo os condutores e isolando-os uns dos outros.

11.2.2. Perdas no Circuito Magnético

a) Perdas por histerese no núcleo

Essas perdas dependem, sobretudo, da qualidade do núcleo usado e é calculada através de curvas fornecidas pelos fabricantes do núcleo magnético. Elas são proporcionais ao peso do material usado, e variam de acordo com a densidade do fluxo. Para minimizar essas perdas deve-se diminuir o peso do material o máximo possível e não ter uma densidade de fluxo excessiva. No entanto, deve-se observar que, diminuir a densidade de fluxo, tendo como objetivo diminuir as perdas por histerese, acarreta o uso de maior quantidade de material ferromagnético, o que produz aumento no comprimento dos fios de cobre nos enrolamentos, aumentando assim as perdas por $R.I^2$.

b) Perdas por correntes parasitas de Foucault no núcleo

Essas perdas dependem da densidade de fluxo empregada, da qualidade do material do núcleo, da espessura das laminas do núcleo e da eficiência da isolamento entre as placas do núcleo.

A maioria das observações considerando as perdas por histerese também se aplica às perdas por correntes parasitas no núcleo. Usualmente estas duas perdas são calculadas juntas por curvas fornecidas pelo fabricante do núcleo. As perdas para uma dada quantidade de material podem ser reduzidas diminuindo a espessura das lâminas do núcleo.

No entanto, a redução da espessura dessas lâminas, de forma indevida apresenta as seguintes desvantagens:

Se a espessura das lâminas é muito reduzida, a soma total das camadas isolantes entre elas torna-se muito grande, com conseqüente incremento nas dimensões do equipamento;

Quanto mais finas forem as lâminas, maior é a dificuldade para agrupá-las no núcleo do transformador, e se a espessura for muito reduzida a sua vantagem na tentativa de obter ganhos quanto às perdas no ferro pode ser inútil, por causa de junções ruins das laminas. Também, a construção do núcleo com lâminas finas não é tão resistente mecanicamente como uma com lâminas mais espessas.

Observação: As características de excitação de um transformador são determinadas exclusivamente pelo projeto e pelos materiais que compõem o núcleo magnético. Desta forma, sendo conhecidos o peso, o tipo de material, a estrutura, e a densidade de fluxo do núcleo, as características de excitação podem ser calculadas, incluindo até mesmo os harmônicos. Ainda mais, desde que diferenças na qualidade, estrutura, e densidade de fluxo entre diferentes tamanhos de transformadores são relativamente pequenas, em comparação com a diferença em seus pesos, é possível fazer uma estimativa das perdas no núcleo de um dado transformador, com base nos dados de outros, fazendo relação em termos dos pesos correspondentes.

11.2.3. Perdas por Fuga de Correntes Parasitas no Núcleo

Essa perda é muito difícil de ser determinada e como no caso das correntes parasitas nos condutores é usualmente admitido adicionar uma porcentagem, que é determinada por experiências, às perdas no núcleo magnético, as quais são calculadas por curvas fornecidas pelos fabricantes do material ferromagnético. Para minimizar essas perdas deve-se ter cuidado com a disposição dos grampos.

11.2.4. Perda por Fuga de Correntes Parasita no Tanque

Estas perdas são similares à anterior, exceto que elas aumentam as perdas no cobre e é usualmente admitida da mesma forma (adicionando uma porcentagem ao invés de ser calculada através de fórmulas). Mediante as condições de carga elas podem perfeitamente alcançar grandes proporções, principalmente se as correntes do secundário forem altas.

11.2.5. Dissipação de Calor

O problema de se manter a temperatura de um transformador em limites seguros não tem grande significância para pequenos transformadores. Contudo, a lei natural de que o calor para ser dissipado aumenta com o cubo da dimensão linear e a área pela qual o calor deve passar aumenta apenas com o quadrado da dimensão linear, adicionado ao fato de que, em grandes unidades, o calor tem que viajar por uma longa distância para alcançar o lado de fora, tem dado razão para inúmeros problemas térmicos, verificados em grandes unidades. Naturalmente, tem-se focado no design de tanques para uma eficiente dissipação de calor, e isto tem resultado no desenvolvimento de uma variedade de métodos de resfriamento de grandes transformadores. Os equipamentos acessórios de grandes transformadores, que mais chamam a atenção, são os vários dispositivos de resfriamento, ou seja, tubos de resfriamento e radiadores, localizados na superfície dos tanques, em muitos casos suplementados por uma bateria de ventiladores, ou sistemas de resfriamento consistindo de coolers e dutos.

11.3. Cálculo das Perdas em um Transformador

As perdas em um transformador, conforme discutido anteriormente, são calculadas basicamente através de duas parcelas: perdas no cobre e perdas no ferro. A forma de cálculo das mesmas é mostrada a seguir.

Cálculo das perdas no cobre

As perdas ôhmicas de um enrolamento “i” qualquer de um transformador podem ser calculadas através da seguinte expressão:

$$P_i = R_i \cdot I_i^2$$

Portanto, para o cálculo da perda ôhmica total no transformador (P_c) deve-se considerar:

$$P_c = \sum_i^n R_i \cdot I_i^2$$

Onde “n” corresponde ao número total de enrolamentos existentes no equipamento.

Cálculo das perdas no ferro

As perdas no ferro, ou no núcleo, de um transformador, podem ser calculadas através de expressões empíricas, como as descritas a seguir:

Perdas por histerese:

$$P_h = K_h \cdot v \cdot f \cdot (B_{\max})^n$$

Onde:

P_h = Perda por histerese [W];

K_h = coeficiente amplamente variável;

n = expoente variando entre 1,5 e 2,5;

v = volume do núcleo magnético;

f = frequência da fonte em Hz;

$B_{\max}$ = densidade máxima de fluxo magnético.

Os valores K_h e n dependem do tipo de material considerado.

Perdas por Foucault (correntes parasitas):

$$P_f = K_f \cdot v \cdot \tau^2 \cdot f^2 \cdot (B_{\max})^2$$

Onde:

P_f = Perdas por Foucault [W]

K_f = coeficiente de Foucault (amplamente variável e dependente do tipo de material)

v = volume do núcleo magnético;

τ = espessura das chapas;

f = frequência da fonte em Hz;

$B_{\max}$ = densidade máxima de fluxo magnético.

Perdas totais no núcleo:

As perdas totais no núcleo, por efeito Joule, correspondem às perdas por histerese mais Foucault.

Portanto,

$$P_c = P_h + P_f$$

Onde:

P_c = perdas totais no núcleo.

Através das expressões empíricas de cálculo das perdas por histerese e Foucault tem-se para a perda total no ferro:

$$P_c = K_h \cdot v \cdot f \cdot (B_{\max})^n + K_f \cdot v \cdot \tau^2 \cdot f^2 \cdot (B_{\max})^2$$

Em geral, as perdas no cobre e no ferro de um transformador são obtidas, ou através da forma apresentada, que é muito utilizada no projeto do equipamento, ou através de ensaios de campo, como os ensaios em vazio e em curto-circuito.

11.4. Cálculo da Eficiência de um Transformador

A eficiência de um transformador, para qualquer condição de carga e qualquer fator de potência (FP), corresponde a:

$$\eta = \left\{ 1 - \frac{\text{percentagem de perdas no ferro} + \text{percentagem de perdas no cobre}}{(\text{FP} \cdot 100) + \text{percentagem de perdas no ferro} + \text{percentagem de perdas no cobre}} \right\} \cdot 100$$

A porcentagem de perdas a serem inseridas na expressão anterior é determinada para a carga em consideração, assumindo que para um dado fator de carregamento, f_c , a parcela de perdas no ferro é $1/f_c \cdot P_f$ e a parcela de perdas no cobre é $f_c \cdot P_c$, como indicado na tabela a seguir.

Carga	5/4	1/1	3/4	1/2	1/4
Percentagem de perda no ferro	$4/5 P_f$	P_f	$4/3 P_f$	$2 P_f$	$4 P_f$
Percentagem de perda no cobre	$5/4 P_c$	P_c	$3/4 P_c$	$1/2 P_c$	$1/4 P_c$

Onde:

P_f = percentagem de perda no ferro com tensão normal

P_c = percentagem de perda no cobre com carga total

Exemplo

Considere um transformador trifásico de 1000 kVA, 60 Hz, 6600/433 V, operando com carga total, onde são observadas as seguintes perdas: (a) perdas no ferro = 1770 W; (b) perdas no cobre = 11640 W.

a) Com carga total e fator de potência unitário tem-se:

$$\text{Porcentagem de perda no ferro} = \frac{1700 \cdot 100}{1000 \cdot 1000} = 0,177\%$$

$$\text{Porcentagem de perda no cobre} = \frac{11640 \cdot 100}{1000 \cdot 1000} = 1,164\%$$

$$FP = 1,0$$

$$\text{Porcentagem de eficiência} = \left\{ 1 - \frac{0,177 + 1,164}{(1.100) + 0,177 + 1,164} \right\} \cdot 100 = 98,67\%$$

b) Com 5/4 de carga com fator de potência unitário:

$$\text{Porcentagem de perda no ferro} = \frac{4}{5} \cdot 0,177 = 0,142\%$$

$$\text{Porcentagem de perda no cobre} = \frac{5}{4} \cdot 1,164 = 1,455\%$$

$$FP = 1,0$$

$$\text{Porcentagem de eficiência} = \left\{ 1 - \frac{0,142 + 1,455}{(1.100) + 0,142 + 1,455} \right\} \cdot 100 = 98,43\%$$

c) Com 3/4 de carga e FP = 0,8

$$\text{Porcentagem de perda no ferro} = \frac{4}{3} \cdot 0,177 = 0,236\%$$

$$\text{Porcentagem de perda no cobre} = \frac{3}{4} \cdot 1,164 = 0,874\%$$

$$\text{Porcentagem de eficiência} = \left\{ 1 - \frac{0,236 + 0,874}{(0,8.100) + 0,236 + 0,874} \right\} \cdot 100 = 98,90\%$$

11.5. Fator de Carga Ótimo

Nas seções anteriores foram apresentadas equações para a determinação do rendimento de operação de transformadores. A equação a seguir, no entanto, apresenta este rendimento como uma função de dados fornecidos pelos fabricantes, constantes da placa do transformador e do fator de carga.

$$\eta = \frac{Fc \cdot S_N \cdot FP}{Fc \cdot S_N \cdot FP + Fc^2 \cdot P_{JN} + 1,2 \cdot P_o} \cdot 100$$

onde:

η = rendimento de operação [%];

Fc = fator de carregamento [pu];

S_N = potência nominal [kVA];

FP = fator de potência da carga;

P_o = perdas em vazio [kW];

P_{JN} = perda em carga nominal [kW].

Derivando-se esta expressão em relação ao fator de carga, pode-se obter o ponto de carga correspondente ao máximo rendimento, que é dado por:

$$FC^* = \sqrt{\frac{1,2 \cdot P_o}{P_{JN}}}$$

onde:

Fc^* = fator de carregamento ótimo [pu].

É importante observar que carregar um transformador próximo à sua potência nominal implica em um expressivo aumento das perdas (note-se que as perdas em carga são proporcionais ao quadrado da corrente de carga). Neste sentido, o carregar um transformador tendo como critério o seu limite térmico, além de expor o transformador a uma maior probabilidade de falha, contribui decisivamente para uma ineficiência da sua aplicação e, portanto, deve ser reavaliado.

Referências Bibliográficas

Associação Brasileira de Normas Técnicas - Norma NBR 5356/81.

Associação Brasileira de Normas Técnicas - Norma NBR 5450/84.

Kennedy, B. W., (1998); **"Energy Efficient Transformers"**. McGraw-Hill.

Kovacs, J.P. (1980); **"Economic considerations of power transformer selection and operation"** - IEEE Trans. on IA-16, N° 5, pp 595-599.

Oliveira, J.C.; Cogo, J.R.; Abreu, J.P.G. (1984); **"Transformadores - Teoria e Ensaios"** - Ed. Edgard Blücher.

PROCEL / Eletrobrás / CEPEL, Folder Transformador de distribuição eficiente: mito ou realidade.

R. Stein, W.T. Hunt, Jr., **"Electric Power System Components – Transformers and Rotating Machines"**, Van Nostrand, 1979.

S.A. Stigant, A.C. Franklin, **"The J&P Transformer Book"**, Neunes-Butterworths, 1973.

P.P.C.Mendes, E401 – **"Eletrotécnica Geral 2"**, apostila, EFEI, 1992.

Capítulo 12

REFRIGERAÇÃO E AR CONDICIONADO

A refrigeração industrial, a exemplo do condicionamento de ar, tem como objetivo o controle da temperatura de algum produto, substância, ambiente ou meio. Os componentes básicos de ambos os sistemas não diferem: compressores, trocadores de calor, ventiladores, bombas, tubos, dutos e equipamentos de proteção e controle.

Não há dúvidas quanto ao predomínio dos sistemas de climatização sobre a refrigeração industrial no que diz respeito ao número de unidades instaladas, volume de vendas e número de engenheiros empregados. Entretanto, apesar da inferioridade comercial observada, a refrigeração industrial envolve uma indústria atuante e tem reservado um papel fundamental na sociedade moderna.

A refrigeração industrial apresenta características próprias que requerem tanto mão de obra mais especializada quanto maiores investimentos em projetos, em relação ao ar condicionado. Além disso, muitos problemas típicos de operação a baixas temperaturas, normais em instalações de refrigeração industrial, não se observam a temperaturas características da climatização.

A refrigeração industrial poderia ser caracterizada pela faixa de temperatura de operação. No limite inferior, a temperatura pode atingir a ordem de $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$, enquanto no limite superior podem ser observadas temperaturas de $15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Outra forma de caracterizar a refrigeração industrial é através das aplicações, que abrangem desde processos utilizados nas indústrias químicas, de alimentos e de processos, até aplicações relacionadas à indústria manufatureira e laboratórios.

12.1. Conceitos Importantes

Este item tem por objetivo apresentar algumas definições termodinâmicas importantes para a refrigeração, bem como analisar algumas das propriedades das substâncias mais usadas nestes sistemas. Esta apresentação, contudo, não se deterá em análises termodinâmicas rigorosas, ao contrário, fará apenas uma apresentação superficial de tais definições e das propriedades termodinâmicas e suas inter-relações, suficientes para o propósito deste estudo. Assim, tem-se:

- Temperatura de saturação: designa a temperatura na qual se dá a vaporização de uma substância pura a uma dada pressão, a qual, por sua vez, é chamada “pressão de saturação” (para a temperatura).

- **Líquido Saturado:** se uma substância encontra-se como líquido à temperatura e pressão de saturação diz-se que ela está no estado de líquido saturado.
- **Líquido Sub-resfriado:** se a temperatura do líquido é menor que a temperatura de saturação para a pressão existente, o líquido é chamado de líquido sub-resfriado ou líquido comprimido.
- **Título (x):** quando uma substância se encontra parte líquida e parte vapor, na temperatura de saturação, a relação entre a massa de vapor e massa total é chamada de título. Assim, tem-se:

$$x = \frac{m_v}{m_l + m_v} = \frac{m_v}{m_t} \quad (12.1)$$

- **Vapor Saturado:** se uma substância se encontra completamente como vapor na temperatura de saturação ela é chamada de “vapor saturado”.
- **Vapor Superaquecido:** quando o vapor está a uma temperatura maior que a temperatura de saturação é chamada de “vapor superaquecido”.

A Figura 12.1 retrata a terminologia anteriormente definida para os diversos estados termodinâmicos em que se pode encontrar uma substância pura.

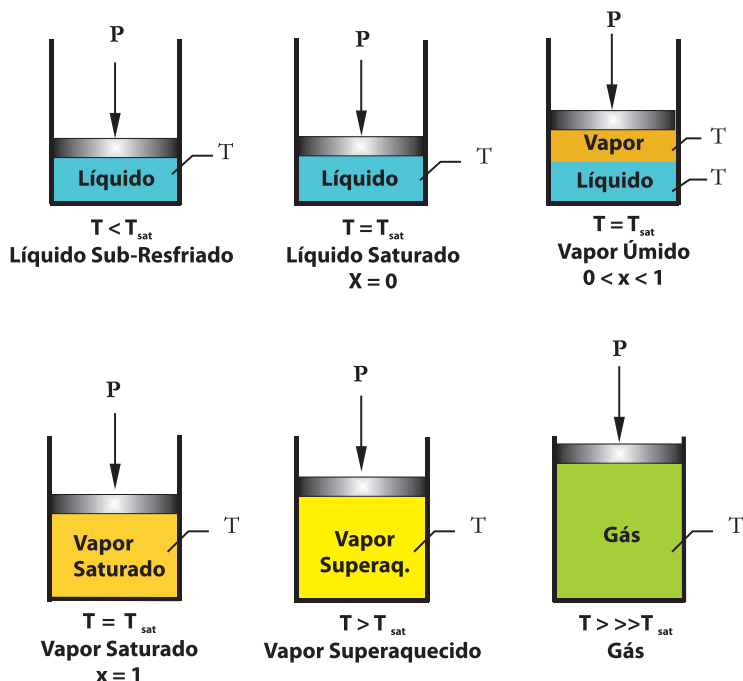


Figura 12.1 - Representação dos estados de uma substância pura à pressão, P e temperatura

12.1.1. Principais Propriedades Termodinâmicas de uma Substância

As propriedades termodinâmicas mais comuns são: temperatura (T), pressão (P), volume específico (v) e massa específica (ρ). Além destas propriedades termodinâmicas mais familiares, e que são mensuráveis diretamente, existem outras propriedades termodinâmicas fundamentais para a análise de transferência de energia (calor e trabalho), não mensuráveis diretamente, que são: energia interna (u), entalpia (h) e entropia (s), sendo as duas últimas de interesse para os sistemas de refrigeração.

- Entalpia (h): na análise térmica de alguns processos específicos, frequentemente são encontradas certas combinações de propriedades termodinâmicas. Uma dessas combinações ocorre quando se tem um processo a pressão constante, resultando $u + Pv$. Assim define-se uma nova propriedade termodinâmica, chamada “entalpia”, representada pela letra h e dada matematicamente por:

$$h = u + P v \quad (12.2)$$

- Entropia (s): representa, segundo alguns autores, uma medida da desordem molecular da substância ou, segundo outros, a medida da probabilidade de ocorrência de um dado estado da substância.

12.1.2. Tabelas e Diagramas de Propriedades Termodinâmicas dos Fluidos Frigoríficos

Uma maneira rápida de se determinar as propriedades termodinâmicas de uma substância é através de tabelas de propriedades termodinâmicas. Elas estão disponíveis para todos os fluidos refrigerantes existentes e são obtidas através de equações de estado. As tabelas de propriedades termodinâmicas estão divididas em três categorias, uma que relaciona as propriedades do líquido comprimido (ou sub-resfriado), outra que relaciona as propriedades de saturação (líquido saturado e vapor saturado) e as de vapor superaquecido. Em todas as tabelas as propriedades são apresentadas em função da temperatura ou pressão ou em função de ambas. Para a região de líquido+vapor, conhecido o título, as propriedades devem ser determinadas através das equações:

$$h = h_L + x(h_v - h_L) \quad (12.3)$$

$$v = v_L + x(v_v - v_L) \quad (12.4)$$

$$s = s_L + x(s_v - s_L) \quad (12.5)$$

Nessas tabelas, para condições de saturação, basta conhecer apenas uma propriedade para obter as demais. Para as condições de vapor superaquecido é necessário conhecer duas propriedades para se obter as demais.

As propriedades termodinâmicas de uma substância também são frequentemente, apresentadas, em diagramas que relacionam estas propriedades. Os diagramas tendo como ordenada pressão absoluta (P) e como abscissa a entalpia específica (h), chamados de diagramas de Mollier, são mais frequentes para os fluidos refrigerantes, visto que estas coordenadas são mais adequadas para a representação do ciclo termodinâmico de refrigeração por compressão de vapor. A Figura 12.2 mostra, de forma esquemática, as curvas essenciais do diagrama pressão-entalpia. Diagramas completos, para a leitura dos dados a serem utilizados nas análises térmicas de sistemas frigoríficos são dados em anexo.

No diagrama de Mollier podem-se destacar três regiões características, que são:

- a. A região à esquerda da linha de líquido saturado ($x=0$) chamada de região de líquido sub-resfriado.
- b. A região compreendida entre as linhas de líquido saturado ($x=0$), e vapor saturado ($x=1$), chamada de região de vapor úmido ou região de líquido + vapor.
- c. A região à direita da linha de vapor saturado ($x=1$), chamada de região de vapor superaquecido.

Para determinar as propriedades termodinâmicas de um estado, nas condições saturadas (sobre as linhas de vapor saturado e líquido saturado), basta conhecer uma propriedade e o estado estará definido. Para as regiões de líquido sub-resfriado e vapor superaquecido é necessário conhecer duas propriedades para definir um estado termodinâmico.

12.2. Refrigeração por Compressão de Vapor

12.2.1. Ciclo Teórico de Refrigeração por Compressão de Vapor

Um ciclo térmico real qualquer deveria ter para comparação o ciclo de CARNOT, por ser este o ciclo de maior rendimento térmico possível. Entretanto, dado as peculiaridades do ciclo de refrigeração por compressão de vapor, define-se outro ciclo, o qual é chamado de **ciclo teórico**, cujos processos são mais próximos aos do ciclo real, facilitando a sua comparação. Este ciclo teórico ideal é aquele que terá o maior rendimento operando nas mesmas condições do ciclo real.

líquido saturado na temperatura T_3 , que é igual à temperatura T_C .

- c. Processo [3]→[4], que ocorre no dispositivo de expansão. É uma expansão irreversível a entalpia constante, processo isoentálpico, desde a pressão P_C e líquido saturado ($x=0$), até a pressão de vaporização, P_0 .
- d. Processo [4]→[1], que ocorre no evaporador. É um processo de transferência de calor a pressão constante P_0 , consequentemente a temperatura constante, T_0 , desde vapor úmido no estado 4 até atingir o estado de vapor saturado ($x=1$).

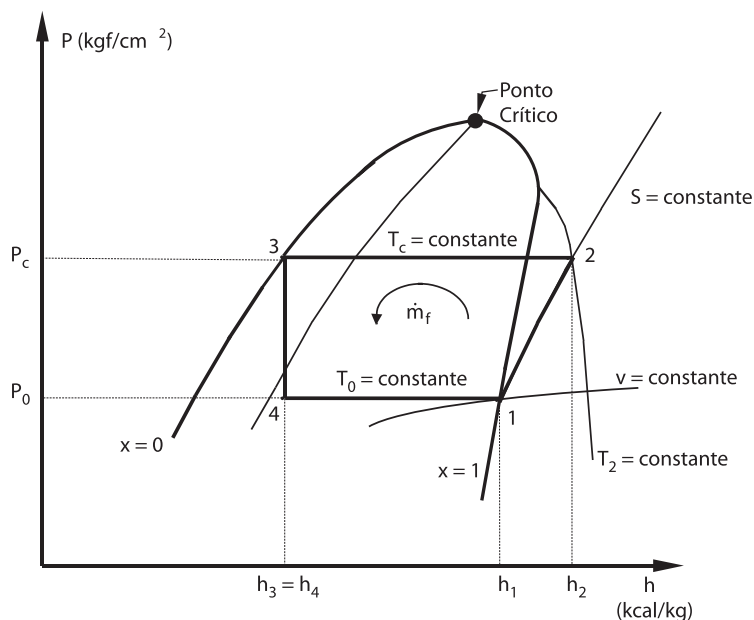


Figura 12.3 - Ciclo teórico simples de refrigeração por compressão de vapor

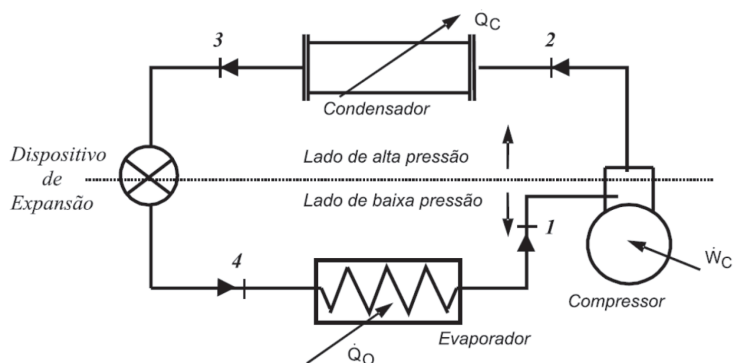


Figura 12.4 - Esquema do sistema de refrigeração com os equipamentos básicos

12.2.2. Ciclo Real de Refrigeração por Compressão de Vapor

As principais diferenças entre o ciclo real e o ciclo teórico simples são: a perda de carga nas linhas de descarga, de líquido e de sucção, assim como no condensador e no evaporador. Estas perdas de carga ΔP_d e ΔP_s estão mostradas na Figura 12.5.

12.2.3. Balanço de Energia para o Ciclo de Refrigeração

O balanço de energia do ciclo de refrigeração é feito considerando-se que o sistema opera em regime permanente nas condições de projeto, ou seja, à temperatura de condensação, T_c , e temperatura de vaporização, T_o . Os sistemas real e teórico têm comportamento idêntico, tendo o ciclo real apenas um desempenho pior.

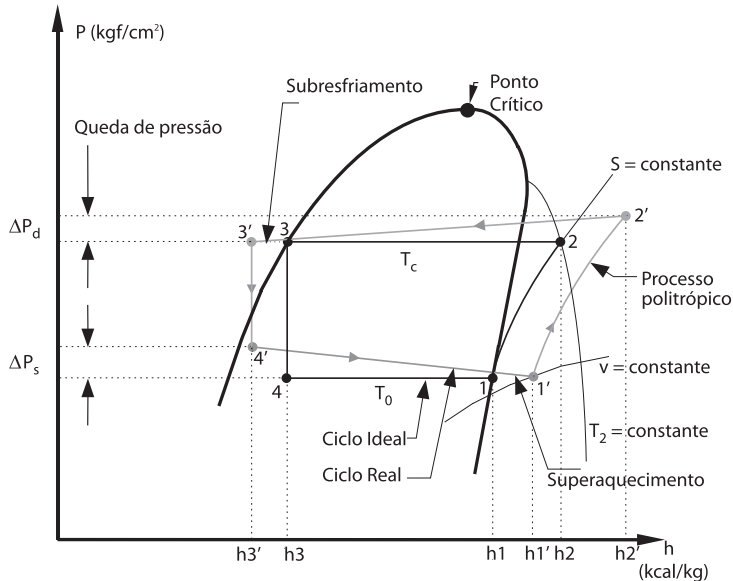


Figura 12.5 - Diferenças entre o ciclo real e o teórico simples.

12.2.3.1. Capacidade frigorífica do ciclo, $\dot{Q}_o$

A capacidade de refrigeração é a quantidade de calor, por unidade de tempo, retirada do meio que se quer resfriar (produto), através do evaporador do sistema de refrigeração. Este processo está indicado na Figura 12.6. Para o sistema operando em regime permanente, desprezando-se as variações de energia cinética e potencial, tem-se, pela Primeira Lei da Termodinâmica:

$$\dot{Q}_o = \dot{m}_f(h_1 - h_4) \quad (12.6)$$

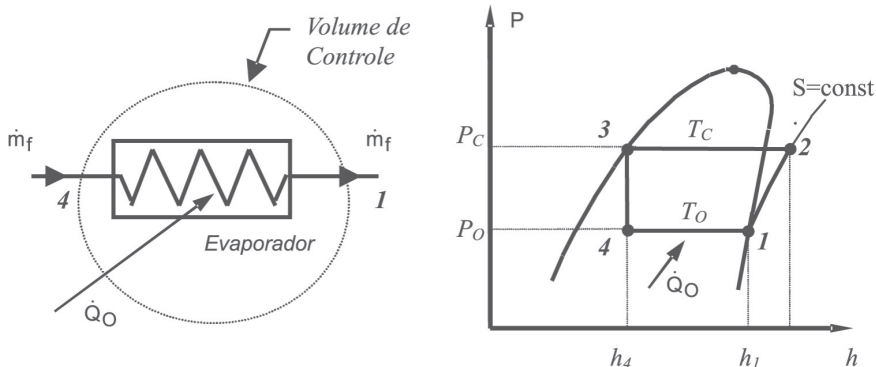


Figura 12.6 - Volume de controle aplicado ao evaporador e indicação do processo 4-1 no diagrama P-h

A quantidade de calor por unidade de massa de refrigerante retirada no evaporador é chamada de **“Efeito Frigorífico”, EF**, e é um dos parâmetros usados para a escolha do fluido frigorífico.

$$EF = h_1 - h_4 \quad (12.7)$$

12.2.3.2. Potência teórica do compressor, $\dot{W}_c$

A potência de compressão teórica é a quantidade de energia, na unidade de tempo, que deve ser fornecida ao fluxo de refrigerante pelo compressor, para a realização do processo [1] → [2], como indicado na Figura 12.7. Aplicando-se a Primeira Lei da Termodinâmica, em regime permanente, e desprezando-se as variações de energia cinética e potencial, resulta na equação 12.8.

$$\dot{W}_c = \dot{m}_f(h_2 - h_1) \quad (12.8)$$

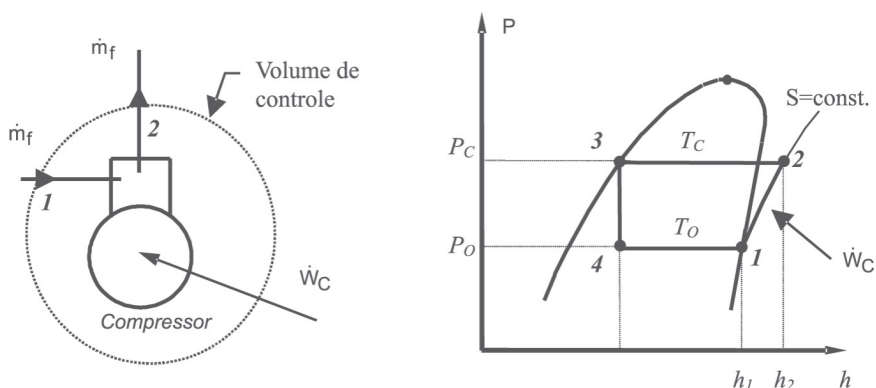


Figura 12.7 - Volume de controle aplicado ao compressor e indicação do processo 1-2 no diagrama P-h.

9.3.3.3. Fluxo de calor rejeitado no condensador, $\dot{Q}_c$

A quantidade de calor rejeitada pelo condensador (Figura 12.8), por unidade de tempo, para um meio qualquer de resfriamento, quando o sistema opera em regime permanente, na temperatura de condensação T_c e de vaporização T_o , é obtida pela Primeira Lei da Termodinâmica. Assim, tem-se:

$$\dot{Q}_c = \dot{m}_f(h_2 - h_3) \quad (12.9)$$

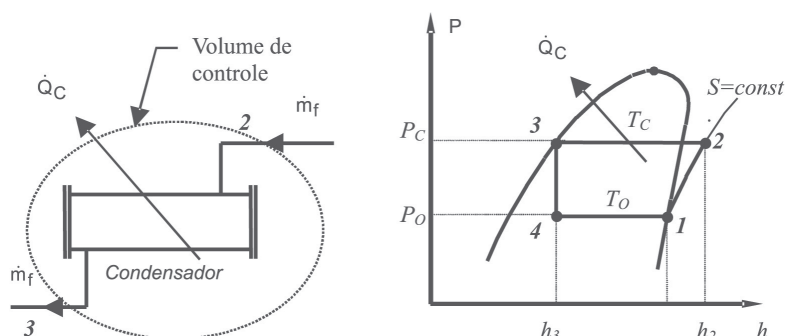


Figura 12.8 - Volume de controle aplicado ao condensador e indicação do processo 2-3 no diagrama P-h.

12.2.3.4. Dispositivo de expansão

No dispositivo de expansão, que pode ser de vários tipos, o processo teórico é adiabático, como mostra a Figura 12.9, e, neste caso, aplicando-se a Primeira Lei da Termodinâmica, desprezando-se a variação de energia cinética e potencial, tem-se:

$$h_4 = h_3 \quad (12.10)$$

12.2.3.5. Coeficiente de performance do ciclo, COP

O coeficiente de performance, COP, é um parâmetro importante na análise das instalações frigoríficas.

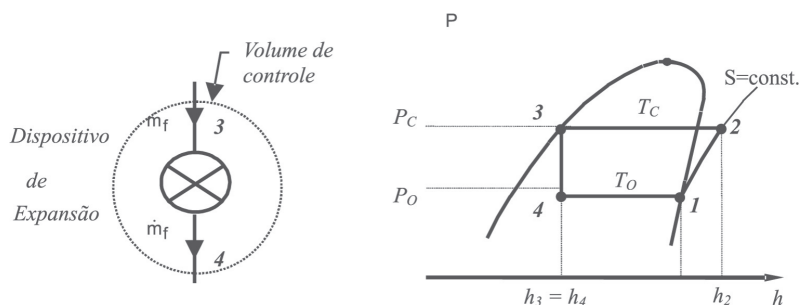


Figura 12.9 - Volume de controle aplicado ao dispositivo de expansão e indicação do processo 3-4 no diagrama P-h.

Embora o COP do ciclo real seja sempre menor que o do ciclo teórico, pode-se, com o ciclo teórico, verificar quais parâmetros influenciam no rendimento do sistema, assim como o grau de influência de cada um destes parâmetros. O COP é dado pela equação abaixo:

$$\text{COP} = \frac{\text{Energia Útil}}{\text{Energia Consumida}} = \frac{\dot{Q}_o}{\dot{W}_c} = \frac{h_1 - h_4}{h_2 - h_1} \quad (12.11)$$

Pode-se inferir da equação 12.11 que, para ciclo teórico, o COP é função somente das propriedades do refrigerante, conseqüentemente, das temperaturas de condensação e vaporização. Para o ciclo real, entretanto, o desempenho dependerá muito das propriedades na sucção do compressor, do próprio compressor e dos demais equipamentos do sistema.

Outra forma de indicar a eficiência de uma máquina frigorífica é a Razão de Eficiência Energética (EER), do inglês “Energy Efficiency Rate”. O EER é expresso em Btu/W.h, representando a relação entre a capacidade frigorífica e a quantidade de trabalho consumido, sendo dado por:

$$\text{EER} = \frac{\dot{Q}_o}{\dot{W}_c} \left[\frac{\text{Btu/h}}{\text{Watts}} \right] \quad (12.12)$$

Uma forma bastante usual de indicar a eficiência de um equipamento frigorífico é relacionar o seu consumo, em kW, com a capacidade frigorífica, em TR, o que resulta em:

$$\text{kW/TR} = \frac{\dot{W}_c}{\dot{Q}_o} \left[\frac{\text{kW}}{\text{TR}} \right] \quad (12.13)$$

12.2.4. Parâmetros que Influenciam o COP do Ciclo de Refrigeração

Vários parâmetros influenciam no rendimento do ciclo de refrigeração. A seguir será analisada a influências de cada parâmetro separadamente.

Para ilustrar o efeito que a temperatura de vaporização tem sobre o rendimento do ciclo será considerado um conjunto de ciclos onde somente a temperatura de vaporização, T_o , é alterada, sendo que os demais parâmetros permanecem constantes. Estes ciclos são mostrados na Figura 12.10. Nesta análise utilizou-se o refrigerante R-22, típico de sistemas de ar condicionado, porém resultados semelhantes seriam obtidos para outros fluidos frigoríficos. De forma geral, para cada 1,0 °C de aumento na temperatura de evaporação reduz-se o consumo de energia de 2,0 a 4,0 % (ETSU, 2000).

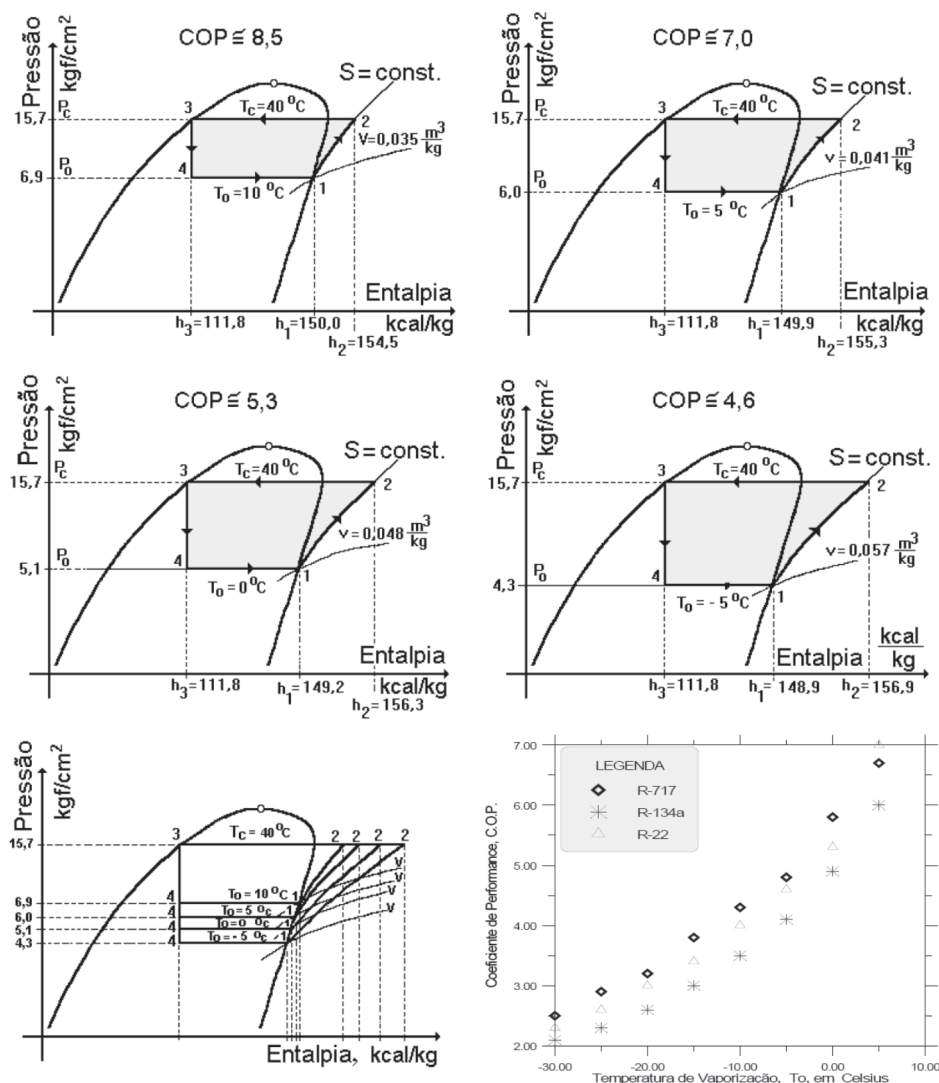


Figura 12.10 - Influência da Temperatura de vaporização, T_0 , no COP do ciclo.

Como no caso da temperatura de vaporização, a influência da temperatura de condensação é mostrada em um conjunto de ciclos onde apenas se altera a temperatura de condensação, T_c . Esta análise está mostrada na Figura 12.11. Observe que, para a mesma variação de temperatura de 15°C , na condensação, em relação à temperatura de vaporização, T_0 , a variação no rendimento do ciclo é menor para a temperatura de condensação. De forma genérica para cada $1,0^\circ\text{C}$ de redução na temperatura de condensação reduz-se o consumo de energia do sistema frigorífico de 1,5 a 3,0% (ETSU, 2000).

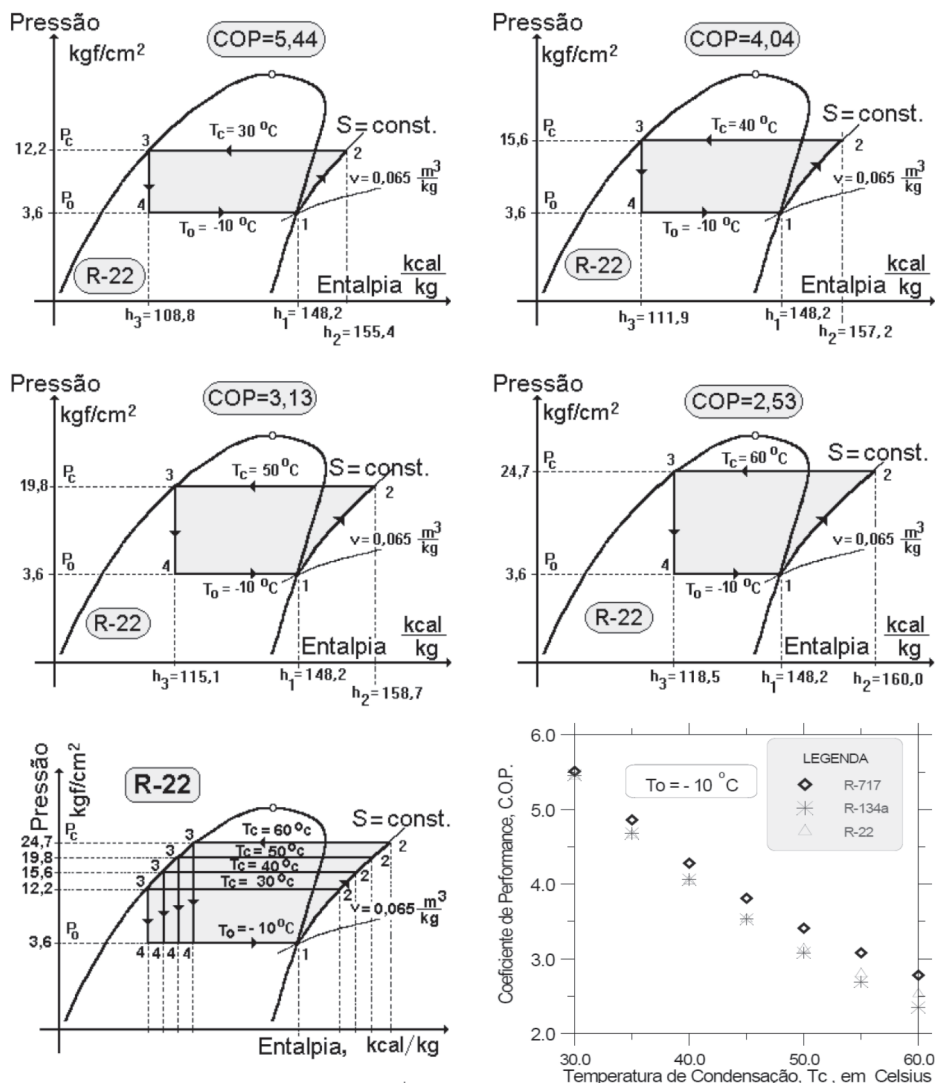


Figura 12.11 - Influência da temperatura de condensação, T_c , no COP do ciclo de refrigeração.

Aa Figura 12.12 mostra a influência do sub-resfriamento do líquido, antes de entrar no dispositivo de expansão, no desempenho do ciclo. Embora haja um aumento no COP do ciclo, o que é ótimo para o sistema, na prática projeta-se o sistema com sub-resfriamento para garantir somente a entrada de líquido no dispositivo de expansão, mantendo desta forma a capacidade frigorífica do sistema, e não com o objetivo de se obter ganho de desempenho.

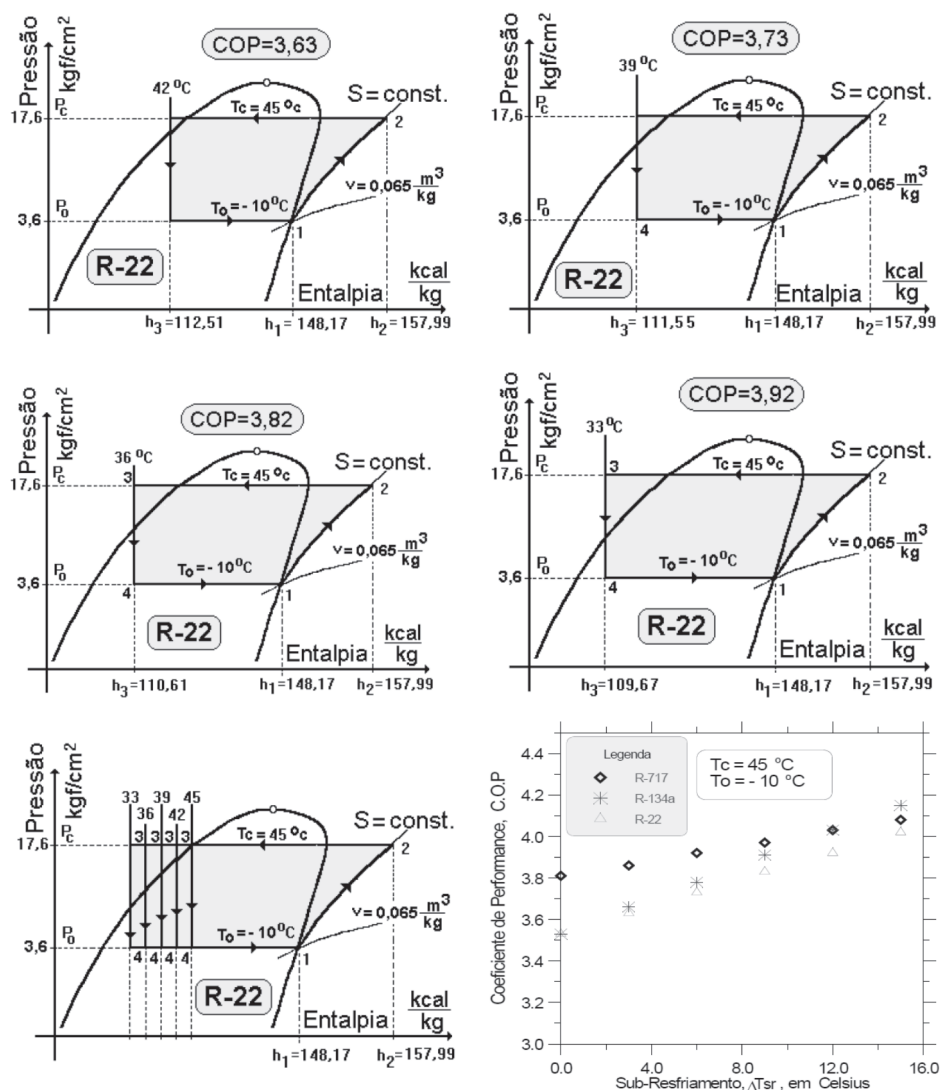


Figura 12.12 - Influência do sub-resfriamento, ΔT_{sr} , no COP do ciclo de refrigeração.

Quando o superaquecimento do refrigerante ocorre retirando calor do meio que se quer resfriar, chama-se a este superaquecimento de “superaquecimento útil”. Na figura 12.13 é mostrada a influência desse superaquecimento no desempenho do ciclo de refrigeração. Como pode ser observado no último “slide” desta figura, a variação do COP com o superaquecimento depende do refrigerante. Nos casos mostrados, para o R-717 o COP sempre diminui, para R134a o COP sempre aumenta e para o R22, o caso mais complexo, há um au-

mento inicial e depois uma diminuição. Para outras condições do ciclo, isto é, T_o e T_c , poderá ocorrer comportamento diferente do mostrado aqui. Mesmo para os casos em que o superaquecimento melhora o COP, ele diminui a capacidade frigorífica do sistema de refrigeração. Assim, só se justifica o superaquecimento do fluido, por motivos de segurança, para evitar a entrada de líquido no compressor.

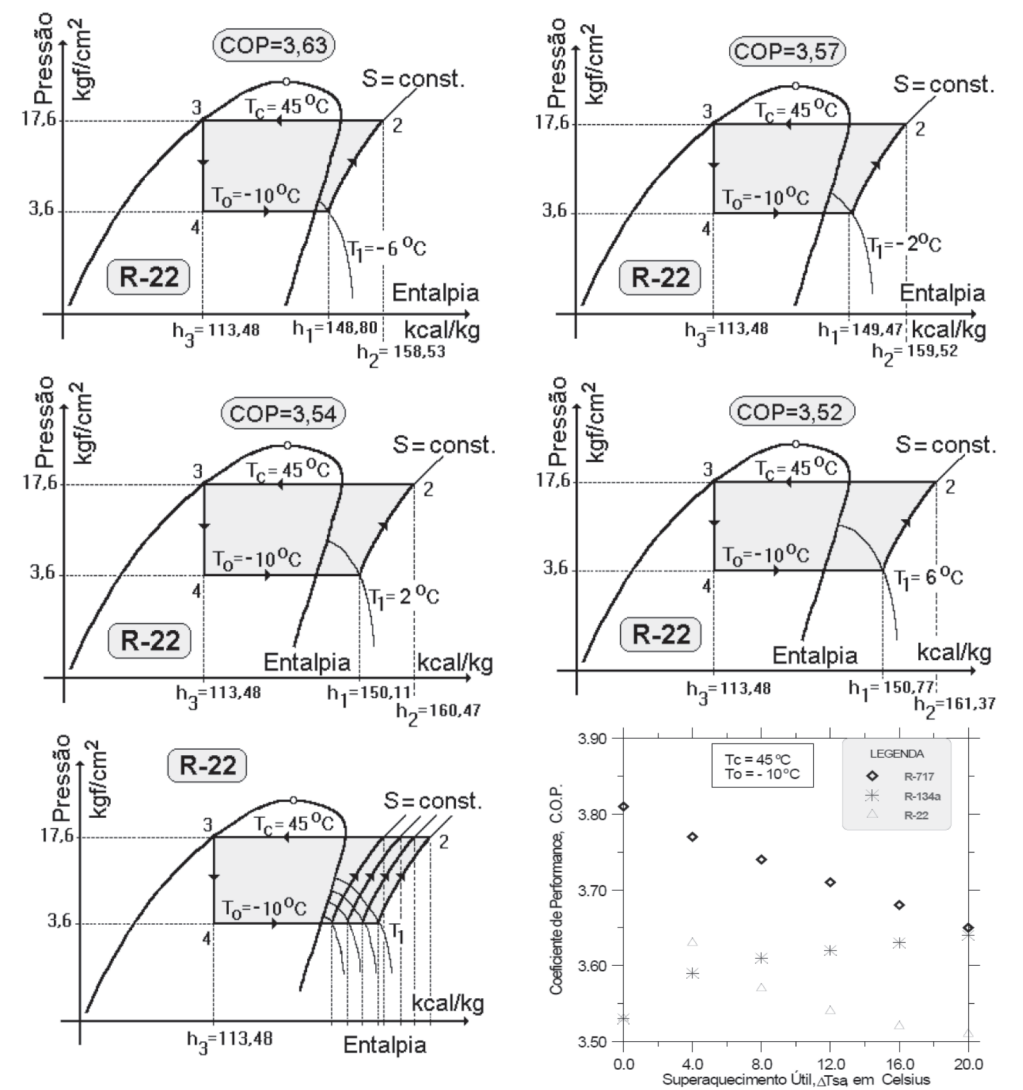


Figura 12.13 - Influência do superaquecimento, ΔT_{sa} , no COP do ciclo de refrigeração.

12.3. Refrigeração Por Absorção de Vapor

12.3.1. Introdução

Nos ciclos de refrigeração por compressão de vapor a remoção do vapor de fluido refrigerante do evaporador é realizada conectando-se o evaporador ao lado da sucção de um compressor. Um resultado semelhante pode ser obtido conectando-se o evaporador a outro vaso, denominado de “absorvedor”, que contenha uma substância capaz de absorver o vapor. Assim, se o refrigerante fosse água, um material higroscópico, como o brometo de lítio, poderia ser usado no absorvedor. À substância utilizada para absorção do vapor de fluido refrigerante dá-se o nome de “substância portadora”.

Para se obter ciclos fechados, tanto para o refrigerante como para o portador, o estágio seguinte do processo deve ser a liberação do refrigerante absorvido numa pressão que permita a sua subsequente condensação, num condensador refrigerado a água ou ar. Esta separação é realizada no “gerador”, onde calor é fornecido à mistura portador- refrigerante, e o refrigerante é liberado como vapor.

O absorvedor e o gerador juntos substituem o compressor no ciclo de compressão de vapor. Com relação ao refrigerante, o resto do ciclo de absorção é semelhante ao ciclo de compressão, isto é, o vapor se liquefaz no condensador e é trazido para o evaporador através de expansão. O portador, ao sair do gerador, naturalmente, retorna ao absorvedor para outro ciclo. Num sistema de refrigeração por absorção, requer-se água para resfriamento tanto do condensador como do absorvedor.

A principal vantagem do ciclo de absorção em relação a outros sistemas de refrigeração é o fato deste poder operar com energia de baixa qualidade termodinâmica em forma de calor (vapor de exaustão, água quente a pressão elevada). Teoricamente, é necessária apenas uma bomba para transportar a mistura portador-refrigerante do absorvedor, a baixa pressão, para o gerador, a alta pressão. Na prática, duas bombas adicionais são muitas vezes usadas, uma para recircular a solução sobre serpentinas de resfriamento no absorvedor e outra para recircular o refrigerante sobre a serpentina de água gelada no evaporador.

12.3.2. Ciclo de Absorção

A Figura 12.14 mostra um sistema de absorção, no qual o compressor do sistema de compressão de vapor (linhas tracejadas) foi substituído por um absorvedor, uma bomba e um gerador de vapor, enquanto o restante do ciclo é o mesmo, em comparação com o sistema de compressão de vapor.

Atualmente, os dois ciclos de refrigeração por absorção mais utilizados são aqueles baseados nos pares (misturas binárias) água e brometo de lítio ($\text{H}_2\text{O}-\text{LiBr}$) e amônia e água ($\text{NH}_3-\text{H}_2\text{O}$). No ciclo com brometo de lítio a água é o refrigerante e o brometo de lítio o absorvente, já no ciclo amônia e água, uma solução de água e amônia age como refrigerante, enquanto a água age como absorvente.

Em termos do ciclo mostrado na Figura 12.14, a solução de amônia no gerador de vapor é aquecida até se criar vapor de amônia. O vapor de amônia liberado do gerador prossegue ao longo da parte indicada rumo ao condensador e assim passa através da parte convencional do ciclo. Após deixar o evaporador, a amônia entra no absorvedor. A solução diluída, originada no gerador, absorve a amônia no absorvedor, resultando uma solução concentrada, que é bombeada para o gerador. Neste ciclo, o trabalho da bomba para a circulação do fluido é muito pequeno para um dado efeito de refrigeração.

O maior inconveniente das máquinas de absorção é o seu consumo de energia (calor e trabalho nas bombas), muito mais elevado que o das máquinas de compressão mecânica. As máquinas de absorção mais evoluídas consomem uma quantidade de energia superior a sua produção frigorífica.

Por outro lado, estas máquinas têm a vantagem de utilizar a energia térmica em lugar de energia elétrica, que é mais cara e mais nobre. Além disto, elas se adaptam bem as variações de carga (até cerca de 10% da carga máxima) apresentando um rendimento crescente com a redução da mesma.

Elas permitem por esta razão, uma melhor utilização das instalações de produção de calor, ociosas. É o caso, por exemplo, das instalações de aquecimento destinadas ao conforto humano durante o inverno, as quais podem fornecer energia térmica a preço acessível durante o verão.

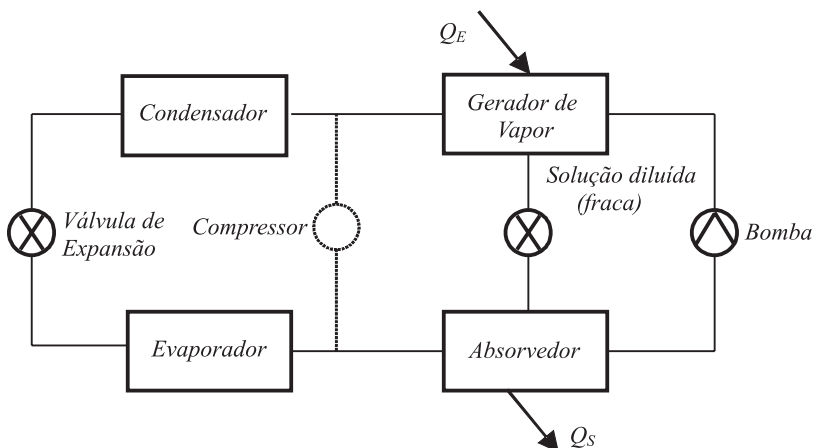


Figura 12.14 - Ciclo elementar de refrigeração por absorção.

As máquinas de absorção permitem também a recuperação do calor que seria perdido num processo, por exemplo, em turbinas a vapor, turbinas a gás, etc. Além das vantagens apontadas, as instalações de absorção se caracterizam pela sua simplicidade e por não apresentarem partes internas móveis, o que lhes garante um funcionamento silencioso e sem vibração.

Por todas essas razões as máquinas de absorção atualmente estão cada vez mais difundidas, sendo construídas desde pequenas unidades empregadas em refrigeradores domésticos, até grandes unidades de ar condicionado com capacidades de 1000 TR. Maiores detalhes sobre ciclos de absorção podem ser vistos em (Harold et al, 1996).

12.4. Bombas de Calor

A bomba de calor utiliza os mesmos equipamentos de um sistema de refrigeração, porém tem por objetivo fornecer calor ao reservatório de alta temperatura. Assim, embora o equipamento seja o mesmo, os objetivos são diferentes, com o ciclo frigorífico visando a retirada de calor e a bomba o fornecimento de calor. Em outras palavras, a bomba térmica é uma máquina que extrai energia de uma fonte a baixa temperatura e torna essa energia disponível a uma temperatura mais alta (ver Figura 12.15).

Um exemplo de operação de uma bomba de calor seria retirar calor a baixa temperatura do ar externo, da terra ou da água de um poço e cedê-lo a alta temperatura para um edifício ou para aquecimento de uma piscina.

A relação entre a energia térmica utilizável, Q_u , e a energia total consumida para operar a bomba térmica, W , define a sua eficiência. Esta relação é conhecida por diversos nomes, tais como: coeficiente de performance (COP), coeficiente de aquecimento, relação de performance. É conveniente, neste momento, empregar um subscrito para diferenciar o coeficiente de performance das bombas de calor do coeficiente de performance dos sistemas de refrigeração dado pela equação 12.11. Por exemplo, pode-se ter COP_h para as bombas de calor, e COP_c para os sistemas de refrigeração. Seja a equação abaixo:

$$COP_h = \frac{\text{Energia Útil}}{\text{Energia Consumida}} \quad (12.14)$$

As bombas térmicas são realmente eficientes em termos energéticos, mas, a sua utilização não é ampla. A principal razão é o custo de investimento relativamente alto, comparado com alternativas já estabelecidas (caldeiras, aquecedores, etc.). Para cada aplicação em particular, a bomba térmica deverá ser avaliada comparando-a com os outros sistemas para determinar se ela oferece vantagem econômica. Essa avaliação deverá considerar as diferentes eficiências dos sistemas alternativos e, considerando ainda os custos totais, incluindo o custo do capital e de manutenção e operação.

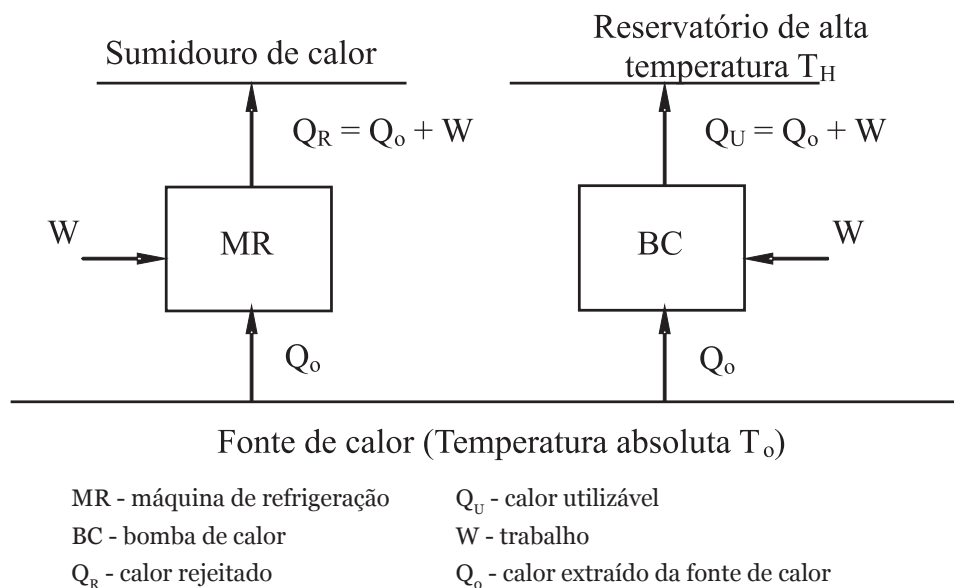


Figura 12.15 - Esquema da máquina de refrigeração e da bomba de calor.

Dada à rápida mudança dos fatores econômicos relacionados com o fornecimento e custo da energia, o campo de aplicação viável das bombas de calor está sendo reconsiderado, e ao mesmo tempo, a cada aumento de custo dos combustíveis, o campo de aplicação torna-se maior.

Por meio da bomba térmica e do emprego de somente uma fração de energia de alto grau pode-se dispor de toda a energia necessária, inclusive reciclando-a. O fornecimento 10 kW de calor para obtenção de água quente a 60 °C, pode ser obtido consumindo o equivalente a 13,5 kW com 1,3 kg de óleo combustível. Porém também pode ser obtido o mesmo resultado queimando 0,5 kg de óleo num motor de combustão interna e tomando o calor restante necessário de baixo grau, por exemplo, do ar a 20 °C, obtendo-se água a 60 °C.

Estudos mais recentes têm demonstrado que a utilização de bombas térmicas para aquecer água pode ser econômica em contraposição à utilização de

aquecimento elétrico para resistências. Uma residência típica consome entre 3000 e 5000 kWh ano para esses fins. No Brasil, o problema pode ser analisado da seguinte forma: a maioria dos aquecedores residenciais e comerciais de água é do tipo elétrico, com potência da ordem de 1,5 até 6,0 kW, e capacidades de 50 a 250 litros. Segundo estudos realizados, quase 5% da energia elétrica é utilizada pelo consumidor doméstico e desta, 80% é utilizada para aquecimento de água. Se for considerada a utilização de uma bomba térmica, com COP de 3,5, para redução de consumo de energia elétrica, ter-se-á uma economia de 3,5%.

12.5. Ar Condicionado

O condicionamento de ar é um processo que visa o controle simultâneo, num ambiente delimitado, da pureza, umidade, temperatura, e movimentação do ar. Eles são indispensáveis em:

- Ambientes de trabalho, visando aumentar o conforto do operário e produtividade.
- Ambientes onde se exige segurança, onde se manipulam produtos inflamáveis ou tóxicos.
- Processos de manufatura que exigem controle de umidade, temperatura e pureza do ar, como a fabricação de produtos farmacêuticos e alimentícios, gráficas, indústrias têxteis, etc.
- Ambientes onde se processam materiais higroscópicos.
- Locais onde é necessário eliminar a eletricidade estática para prevenir incêndios ou explosões.
- Operações de usinagem com tolerância mínima.
- Laboratórios de controle e teste de materiais.

Os diferentes tipos de instalações de ar condicionado adotados na prática podem ser classificados segundo o fluido, ou fluidos, que se emprega para a remoção de calor do ambiente climatizado. Assim, tem-se: Instalações apenas ar; instalações ar-água; instalações apenas água; e instalações de expansão direta. A seguir tem-se uma breve descrição de alguns desses sistemas.

12.5.1. Instalações Apenas Ar

Estas instalações se caracterizam por baixo custo inicial, manutenção centralizada e, portanto, econômica, apresentando a possibilidade de funcionar com ar exterior durante as estações intermediárias.

A regulação da temperatura ambiente (resfriamento) pode ser efetuada por meio de um termostato ambiente, ou também, no ar de recirculação. O termostato pode atuar sobre o fluido que chega à serpentina de resfriamento, sobre um "by-pass" da serpentina de resfriamento, ou sobre uma serpentina de aquecimento. Em qualquer caso a vazão de ar permanece constante.

Instalação com regulação da serpentina de resfriamento

A Figura 12.16 mostra um esquema deste tipo de instalação. Ao diminuir a temperatura do ar de recirculação, ou a temperatura ambiente, o termostato T, de duas posições, provoca o fechamento da válvula solenóide S. O compressor continua funcionando até que pára por ação do pressostato de baixa. Quando a temperatura aumenta, o termostato T abre a válvula solenóide S e põe o compressor em funcionamento. Como variante desse sistema, o termostato pode fechar a válvula solenóide e parar o compressor.

A umidade relativa ambiente tende a aumentar durante os períodos em que o compressor está parado, já que o ar externo (renovação) é introduzido no ambiente sem que seja desumidificado.

Instalação com regulação do by-pass da serpentina de resfriamento

Neste tipo de instalação (Figura 12.17) ao diminuir a temperatura do ar de recirculação (ou ambiente), o termostato T faz diminuir a vazão de ar que atravessa a serpentina e aumenta a vazão pelo "by-pass", controlando um servomotor M que posiciona os registros (dampers) do "by-pass". O compressor pára, geralmente, acionado pelo pressostato de baixa pressão.

Um interruptor auxiliar de fim de curso I, acionado pelo servomotor M, fecha a válvula solenóide S, situada na alimentação da serpentina de expansão direta, quando o damper da serpentina se aproxima da posição completamente fechada.

Este tipo de regulação descrita apresenta substancial vantagem à anteriormente citada, já que a temperatura ambiente é muito mais constante e, o controle da umidade relativa é melhor, posto que, ao diminuir a carga sobre a serpentina de refrigeração diminuem a temperatura de evaporação do refrigerante e, portanto, a umidade do ar de saída da serpentina.

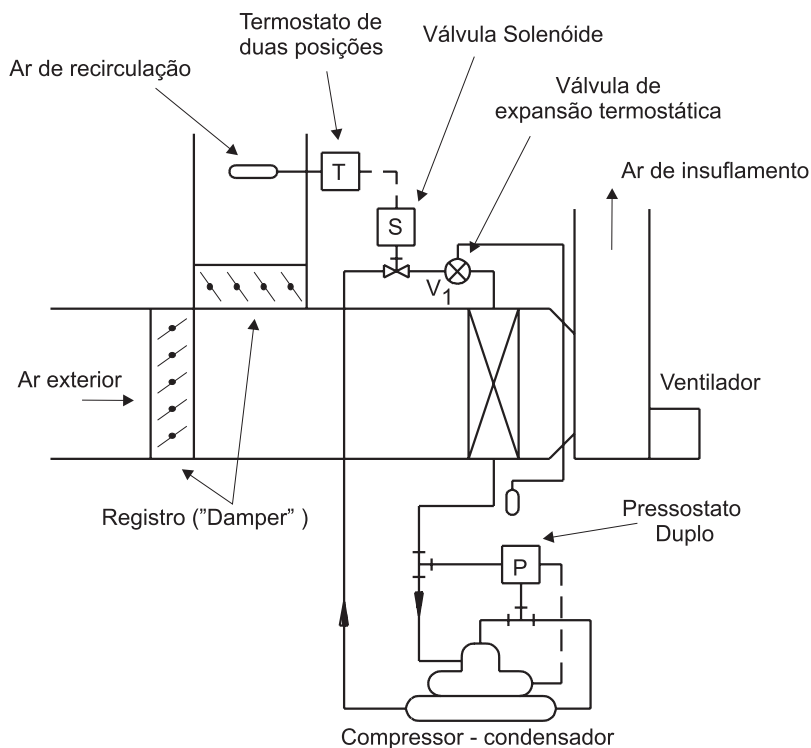


Figura 12.16 - Instalação com expansão direta e regulação tudo-nada.

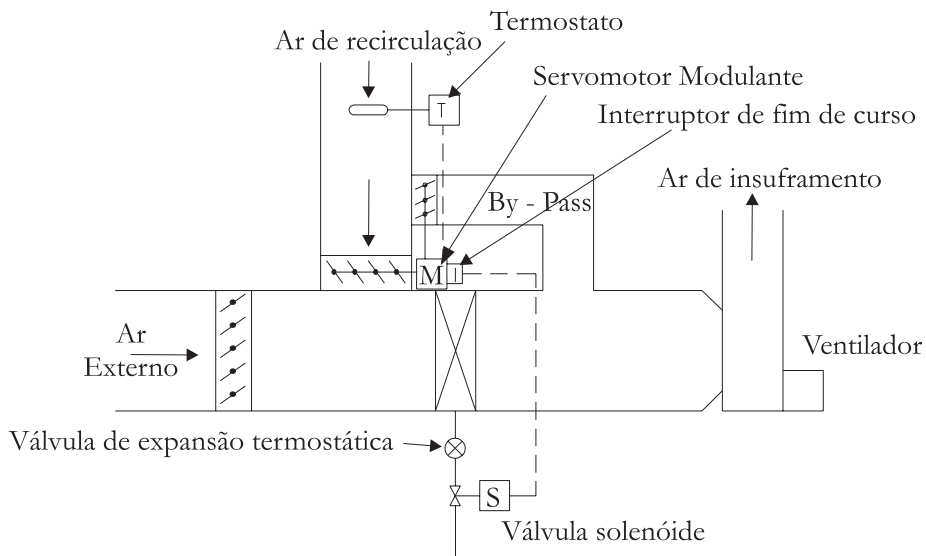


Figura 12.17 - Instalação de expansão direta com "by-pass" do ar de recirculação.

Instalação com regulação da serpentina de aquecimento (ou reaquecimento)

Nesta instalação (Figura 12.18) ao aumentar a temperatura do ar de recirculação o termostato T abre a válvula solenóide S e o compressor entra em funcionamento. Ao diminuir a temperatura do ar de recirculação o termostato T fecha a válvula solenóide S e abre, progressivamente, a válvula V, colocada na serpentina de aquecimento. Ao aumentar a umidade relativa do ar de recirculação o humidistato H abre a válvula solenóide S e o grupo frigorífico entra em funcionamento resfriando e desumidificando o ar. O termostato T regula o reaquecimento de maneira que a temperatura no ambiente seja a requerida.

A instalação descrita permite manter no ambiente a temperatura de projeto e uma umidade relativa igual ou inferior a de projeto.

Instalação com vazão constante e temperatura variável

Este tipo de instalação representa uma ampliação da descrita anteriormente, pois a totalidade do ar é resfriado centralmente, até uma temperatura que seja capaz de satisfazer as exigências da zona cuja carga térmica seja máxima. Para cada zona, a regulação da temperatura se realiza independentemente, aquecendo o ar até se alcançar a temperatura requerida para atender a sua carga.

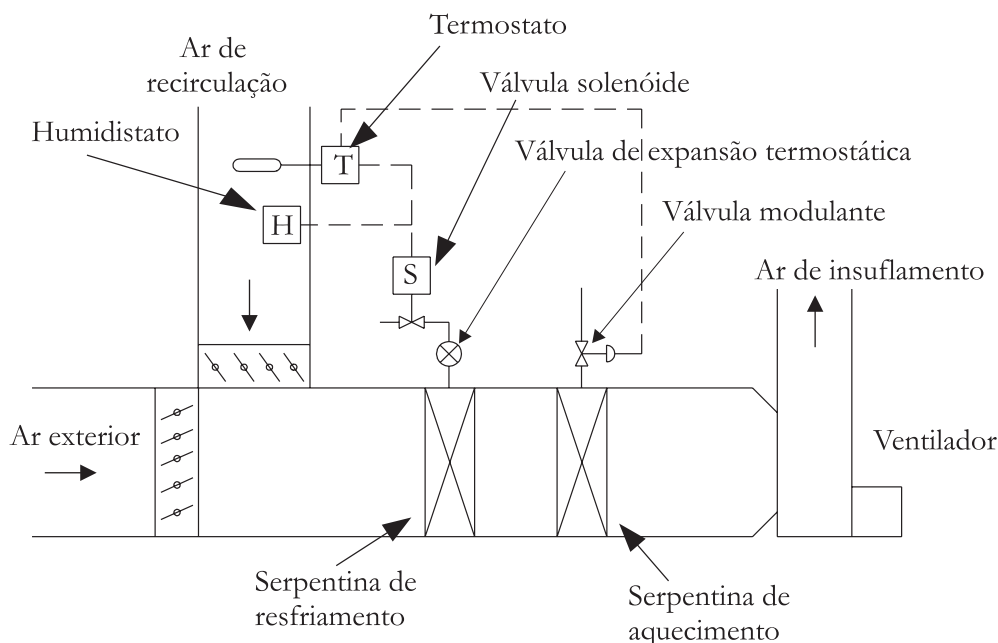


Figura 12.18 - Instalação com expansão direta com reaquecimento.

Instalação com temperatura constante e vazão variável

Neste tipo de instalação, ao diminuir a temperatura da zona, o termostato ambiente reduz a vazão do ar introduzido na mesma atuando sobre um servomotor acoplado a um damper de regulação.

Um regulador de pressão estática comanda outro damper motorizado, situada na sucção do ventilador, de forma a manter uma diferença de pressão constante entre a descarga do ventilador e o ambiente de referência. Este controle impede que, ao fechar a comporta de alguma das zonas, a vazão do ar que chega às demais aumente sensivelmente, devido ao incremento da pressão estática. Outra solução para o controle da pressão estática na descarga do ventilador é a adoção de inversores de frequência para variação da rotação do compressor.

Instalação com variação de temperatura e vazão

Para este tipo de instalação, ao diminuir a temperatura dos espaços condicionados, os termostatos fecham progressivamente os dampers motorizados correspondentes, reduzindo a vazão de ar introduzido até um valor mínimo pre-estabelecido. Um posterior decréscimo da temperatura ambiente faz com que o termostato abra gradualmente a válvula instalada na tubulação de alimentação da serpentina de aquecimento. Este sistema pode ser visto na figura 12.19.

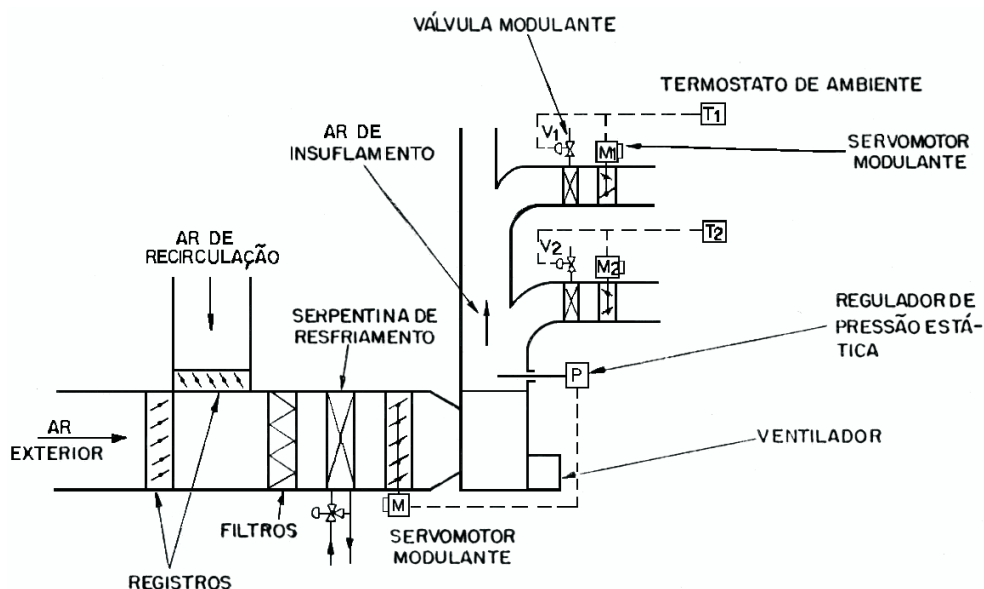


Figura 12.19 - Instalação com variação de vazão e temperatura

12.5.2. Instalações Ar-Água

Neste tipo de instalação, as condições dos ambientes condicionados são reguladas mediante condicionadores de ar do tipo "fan-coil". Os fan-coils são condicionadores de ar constituídos essencialmente de um ventilador centrífugo, filtros, uma serpentina e uma bandeja de condensado. Os condicionadores de indução, por sua vez, são dotados de um bocal, para a indução de ar do ambiente condicionado, o qual, juntamente com o ar primário, atravessa as serpentinas.

As serpentinas dos condicionadores, de acordo com o tipo e funcionamento da instalação, podem ser alimentadas com água quente ou com água fria.

Instalações ar-água a dois tubos

Neste tipo de instalação o ar primário, tratado em uma unidade central, é enviado até as unidades instaladas nos diferentes ambientes, onde se mistura com o ar de recirculação. As serpentinas locais são alimentadas por água fria ou quente, dependendo da estação. Contudo, quando água fria está circulando, somente água fria está disponível. O mesmo ocorre quando água quente está circulando.

Este tipo de instalação apresenta a vantagem, que caracteriza todas as instalações com ar primário, de separar o controle da temperatura ambiente, mediante a variação da vazão de água quente ou fria, do controle do ar de ventilação e da umidade relativa, a qual é regulada centralmente no climatizador de ar primário. O ar exterior, tratado somente no condicionador central, evita que exista transferência de ar de um local para outro.

Instalações ar-água a três tubos

Neste tipo de instalação cada serpentina local é alimentada por dois tubos. Um de água fria e outro de água quente. Estes tubos estão conectados à serpentina mediante uma válvula especial não misturadora de três vias, que modula, em sequência, a vazão de água fria e quente, em função das necessidades impostas pelo ambiente. Um tubo de retorno único conduz a água que sai da serpentina até a central térmica (caldeira) ou até a central frigorífica, de acordo com a temperatura do fluxo.

Quando o termostato ambiente não acusa nem frio nem calor a válvula se situa em posição neutra e não existe nenhum fluido passando através da mesma. Como consequência, devem ser adotadas medidas para não prejudicar as bombas de circulação, como, por exemplo, o controle de sua rotação.

Instalações ar-água a quatro tubos

A diferença principal entre as instalações a três e a quatro tubos é que no caso destas últimas a água fria e a água quente não se misturam na saída das serpentinas, ou seja, no tubo de retorno. Elas retornam em tubos separados, sendo enviadas uma para a central frigorífica e outra para a central térmica (caldeira). Desta maneira evita-se a perda de energia térmica que se produz nas instalações a três tubos, para algumas condições de operação, devido à mistura da água quente com a água fria.

12.5.3. Instalações Apenas Água

Instalação com "fan-coils" a dois tubos

Este tipo de instalação representa certamente a versão mais econômica e mais difundida das instalações com condicionadores do tipo "fan-coil". Os equipamentos são alimentados por água fria durante a época de verão e por água quente durante o inverno. A comutação verão/inverno é efetuada a cargo da instalação e pode ser realizada manual ou automaticamente, desde a central frigorífica.

É importante ressaltar que, neste tipo de instalação, o condicionador é, geralmente, dotado de uma tomada de ar exterior, normalmente com regulação manual, que permite misturar o ar de recirculação com o de ar exterior de renovação, de forma a satisfazer as exigências do ambiente.

De acordo com o exposto, este tipo de instalação pode ser satisfatório apenas quando todos os locais servidos necessitem somente frio ou calor, sendo inadequado quando alguns ambientes possuam uma carga térmica positiva e outros uma carga térmica negativa.

Este tipo de instalação está caracterizado por certa deficiência no controle da umidade relativa ambiente, da vazão de ar exterior, e da temperatura ambiente nas estações intermediárias, durante as quais se apresentam cargas sensíveis positivas em alguns ambientes e negativas em outros.

Instalações com "Fan-Coils" a três tubos

Este tipo de instalação supera as limitações próprias da instalação com "fan-coils" a dois tubos, podendo, ao mesmo tempo, aquecer alguns locais e resfriar outros. Com a adoção do sistema de três tubos estas limitações são superadas totalmente, já que cada "fan-coil" pode tomar, segundo as necessidades detectadas pelo termostato ambiente, água fria ou água quente. A válvula não

misturadora de três vias evita que possa passar simultaneamente os dois fluidos por um mesmo condicionador. Neste tipo de instalação a desumidificação se dá nos "fan-coils", sendo a água entregue a temperatura de 7 °C.

Instalações de "Fan-Coils" a quatro tubos

A instalação é, no que a sua funcionalidade, idêntica a de três tubos com a exceção de que o circuito com quatro tubos permite evitar as perdas pela mistura entre água quente e água fria no retorno. Este tipo de instalação possui menor custo de operação que a anterior, porém, seu custo inicial é maior.

Instalações de expansão direta

O sistema de climatização mais elementar é, sem dúvida alguma, o condicionador de ar de janela. Estes aparelhos são dotados de compressor, condensador resfriado a ar, dispositivo de expansão, serpentina de resfriamento e desumidificação, do tipo expansão direta, filtros e ventiladores para circulação do ar condicionado e para resfriamento do condensador. Normalmente o aquecimento é feito por meio de uma bateria de resistências elétricas, muito embora possam existir aparelhos de janela que operam como bomba de calor, através da inversão do ciclo frigorífico. São normalmente encontrados com capacidades variando entre 7500 a 30000 Btu/h.

Estes equipamentos são compactos e não requerem instalação especial, são de fácil manutenção, não ocupam espaço interno (útil) e são relativamente baratos. No entanto possuem as seguintes desvantagens: pequena capacidade, maior nível de ruído, são menos eficientes, promovem a distribuição de ar a partir de ponto único e provocam alterações na fachada da edificação.

Os Splits são equipamentos que, pela capacidade e características, aparecem logo após os condicionadores de janela. Estes aparelhos são constituídos de duas unidades (evaporadora e condensadora), que devem ser interligadas por tubulações, através das quais circulará o fluido refrigerante. São produzidos com capacidades que variam de 7.500 a 60.000 Btu/h.

Estes equipamentos são compactos e de fácil manutenção, tem grande versatilidade, podem promover a distribuição do ar através de dutos e também podem operar como bomba de calor (ciclo reverso). No entanto ainda possuem capacidade limitada, sua instalação requer procedimentos de vácuo e carga em campo, não operam com renovação de ar (exceto alguns equipamentos mais modernos) e possuem custo inicial superior aos condicionadores de ar de janela.

Quando se trata de maiores capacidades, há que se falar nos Self Contained (condicionadores autônomos), os quais são condicionadores de ar compactos ou divididos que encerram em seus gabinetes todos os componentes ne-

cessários para efetuar o tratamento do ar, tais como: filtragem, resfriamento e desumidificação, umidificação, aquecimento e movimentação do ar. Nestes equipamentos também se pode conectar uma rede de dutos de distribuição de ar a baixa velocidade. Podem ser encontrados com capacidades variando entre 5 e 30 TR. São equipamentos simples, de fácil instalação, com baixo custo específico (R\$/TR), a sua fabricação seriada leva a aprimoramentos técnicos constantes e resultam em grande versatilidade para projetos (zoneamentos, variações de demanda), etc. Como desvantagens destes equipamentos pode-se citar o fato de não serem produzidos para operar como bomba de calor, capacidade limitada, e o fato dos equipamentos divididos requerem procedimentos habituais de vácuo e carga de gás em campo.

12.6. Fluidos Refrigerantes

As unidades de refrigeração são utilizadas numa faixa de temperaturas consideravelmente ampla, abrangendo processos que vão do condicionamento de ar ao de refrigeração de baixíssima temperatura. O fluido refrigerante adequado para uma unidade de refrigeração é selecionado entre muitos fluidos, de acordo com diversos fatores, entre os quais se pode citar a temperatura e a pressão de vaporização, a temperatura e a pressão de condensação, etc. As características desejáveis de um fluido refrigerante são listadas abaixo:

- Pressão de vaporização não muito baixa. É desejável que o fluido refrigerante apresente uma pressão de vaporização não muito baixa, para uma dada temperatura de vaporização, o que evita a operação com vácuo elevado no evaporador e, também, uma baixa da eficiência volumétrica do compressor, devido à grande relação de pressão.
- Pressão de condensação não muito elevada. Para uma dada temperatura de condensação, que é função da temperatura da água ou do ar de resfriamento, quanto menor for a pressão de condensação do fluido refrigerante, menor será a relação de pressão e, portanto, melhor o desempenho do compressor. Além disso, se a pressão, no lado de alta do ciclo de refrigeração é relativamente baixa, contribui-se para a segurança operacional da instalação.
- Calor latente de vaporização elevado. Se o fluido refrigerante tiver um grande calor latente de vaporização, será necessária menos vazão de refrigerante para uma dada capacidade de refrigeração.
- Volume específico (especialmente da fase vapor) reduzido. Se o fluido refrigerante apresenta um grande valor do calor latente de vaporização

e um pequeno volume específico, na fase vapor, a vazão volumétrica do compressor será pequena e o tamanho da unidade de refrigeração torna-se a menor, para uma dada capacidade de refrigeração.

- Coeficiente de performance elevado. O fluido refrigerante utilizado deve gerar um coeficiente de performance elevado porque o custo de operação está essencialmente relacionado a este coeficiente.
- Condutibilidade térmica elevada
- Baixa viscosidade na fase líquida e gasosa
- Grande resistência elétrica e característica de não-corrosão dos materiais isolantes elétricos.
- Devem ser estáveis e inertes, ou seja, não devem reagir com os materiais da instalação.
- Não deve ser poluente. O exemplo mais recente é o dos CFCs, que por possuírem cloro em sua composição, destroem a camada de ozônio da terra.
- Não devem ser tóxicos ou excessivamente estimulantes.
- Não devem ser inflamáveis ou explosivos.
- Devem ser de detecção fácil quando houver vazamentos.
- Devem ser de preços moderados e facilmente disponíveis.

12.6.1. Umidade nos Fluidos Refrigerantes

Quando a umidade se infiltra para o interior de um sistema de refrigeração, ela pode reagir com o fluido refrigerante e causar vários problemas na operação da unidade de refrigeração. Estes problemas diferem conforme o tipo do fluido refrigerante, a quantidade de umidade infiltrada, a presença ou não de ar e sujeira, etc. Os problemas podem ser divididos em duas categorias:

a - “Congelamento” da válvula de expansão e outros.

b – Oxidação do sistema de refrigeração e deterioração do óleo lubrificante.

A amônia forma facilmente uma solução com a água e, desta forma, a umidade circula através do sistema como uma solução água-amônia. Portanto, no caso da amônia, são raros os problemas decorrentes do congelamento da água na instalação. Os hidrocarbonetos halogenados (CFCs), por outro lado, praticamente não formam uma solução com a água.

12.6.2. Propriedades Elétricas dos Fluidos Refrigerantes

A ampla utilização das unidades de condicionamento de ar, de unidades de resfriamento de água, etc., deve-se muito à adoção dos compressores herméticos. Por sua vez, o desenvolvimento dos compressores herméticos deve-se às excelentes propriedades elétricas dos novos fluidos refrigerantes, que não atacam o isolante do enrolamento do motor, o qual, para este tipo de compressor, está em contato direto com o fluido refrigerante.

12.6.3. Inflamabilidade e Toxicidade dos Fluidos Refrigerantes

Geralmente, o vazamento de fluido refrigerante de um sistema de refrigeração é relativamente pequeno, excetuando-se os casos de acidentes. Entretanto, é muito importante conhecer a característica de toxicidade e de inflamabilidade dos fluidos refrigerantes, porque é necessário encher ou drenar uma instalação de refrigeração numa inspeção ou numa operação de manutenção.

A amônia apresenta um forte odor característico e uma grande toxicidade, portanto, deve-se manuseá-la com muito cuidado. Em caso de acidente, a sala de máquinas deve ser bem ventilada e as pessoas devem utilizar máscaras contra gases. No entanto, em qualquer caso, as normas de segurança vigentes devem ser consultadas e obedecidas.

12.6.4. Óleo Lubrificante da Unidade de Refrigeração

O óleo lubrificante de uma máquina de refrigeração dotada de compressor alternativo é utilizado somente para lubrificar as superfícies deslizantes do compressor. Parte do óleo lubrificante circula, misturado ao fluido refrigerante, através do circuito frigorífico (condensador, evaporador, etc.), devido ao fenômeno mencionado anteriormente. Por esta razão, o óleo utilizado numa unidade de refrigeração deve apresentar propriedades adequadas para a lubrificação, bem como características que não originem problemas quando penetrar no sistema de refrigeração.

Por outro lado, o óleo de uma unidade de refrigeração deve apresentar resistência às altas temperaturas originadas no processo de compressão do vapor de refrigerante.

12.6.5. O Fim da Utilização dos CFCs e HCFCs

Os CFCs foram sintetizados em 1890 e industrializados em 1928, quando se iniciou seu emprego como fluido refrigerante. Na década de 50, passaram a ser utilizados em larga escala como propelentes aerossóis, agentes expansores de espuma, e como fluidos refrigerantes.

Os CFCs reúnem, várias propriedades desejáveis: não são inflamáveis, explosivos ou corrosivos, são extremamente estáveis e muito pouco tóxicos. No entanto, em 1974, foram detectados, pela primeira vez, os problemas dos CFCs, tendo sido demonstrado que eles poderiam migrar para a estratosfera e destruir moléculas de ozônio.

A decisão de reduzir o uso dos CFCs veio em 1987, com a assinatura do Protocolo de Montreal por quarenta e seis países. Em 1989, foi aprovada pelo Congresso Nacional a adesão do país às regras. A Resolução CONAMA 267 de Set/2000, passou a ditar os prazos para substituição dos CFCs, estabelecendo datas e limites para importações destas substâncias. Em 2007, foi proibida a produção/importação do R12, exceto para a produção de medicamentos.

Outra classe de fluidos refrigerantes, que agride a camada de ozônio, porém em menor escala, é a dos HCFCs (hidroclorofluorcarbono), sendo o foco atual da indústria a eliminação do uso destas substâncias. A Tabela 12.1 mostra, de forma resumida, a proposta de antecipação de metas de redução do uso de HCFCs. A Tabela 12.2 apresenta alguns gases alternativos para substituição dos CFCs e HCFCs, bem como suas aplicações e temperaturas típicas de operação.

Tabela 12.1 – Proposta de eliminação do HCFCs (Brasil e Argentina)

ANO	R22, R141b e R142b %	R123, R124 e R125 %	R21 e R225 %	Outros HCFC %
2010	Consumo de Referência (base line)			
2012	Congelamento da Produção e Consumo no Nível de Referência (base line)			
2015	20	10	-	20
2020	40	20	20	40
2025	65	30	30	65
2030	100	40	40	100
2035	-	95	95	-
2040	-	100	100	-

Tabela 12.2 - Indicativo da utilização de fluidos refrigerantes alternativos aos CFCs e HCFCs

ASHRAE	Tipo	Lubr.	Temperatura de Evaporação			Aplicação
			Alta	Média	Baixa	
Substitutos do R-12, R-409a e R-401A						
R-437a (novos o retrofit)	HFC	POE OM AB		X	X	Refrigeração, doméstica, com. e ind. Chillers Automotivo
R-423a (retrofit)	HFC	POE	X	X		Chillers centrífugos
R-134a (novos o retrofit1)	HCF	POE PAG	X	X		Automotivo Chillers Refrigeração, doméstica, com. e ind.
Substitutos do R-22.						
R-422d (novos o retrofit)	HFC	OM AB POE		X	X	Chillers Refrigeração, doméstica, com. e ind.
R-422a (novos o retrofit)	HFC	POE OM AB			X	Câmaras de congelados Refrigeração comercial e industrial.
R-407c (novos o retrofit1)	HFC	POE	X	X		Ar condicionado doméstico Bombas de Calor Refrigeração Comercial
R-410a (novos2)	HFC	POE	X	X		Ar condicionado doméstico Bombas de Calor
Substitutos do R-502, R-408a e R-402b.						
R-422a (novos o retrofit)	HCF	OM AB POE			X	Câmaras de congelados Refrigeração comercial e industrial.
R-404a (novos o retrofit)	HFC	POE			X	Refrigeração comercial e industrial.
R-507	HFC	POE			X	Refrigeração comercial e industrial.

1 - retrofit exige troca do tipo de óleo lubrificante e do dispositivo de expansão

2 - projetados especificamente para o R-410a.

12.7. Termoacumulação

O ar condicionado, nos dias de verão, é o maior responsável individual pela ocorrência de pontas de demanda de energia elétrica em instalações comerciais. No período da tarde, quando o ar condicionado é mais necessário, para manter temperaturas confortáveis, este aumento da demanda de energia soma-se a àquela já causada pela iluminação, equipamentos, computadores e outros usuários. Isto exige que as concessionárias públicas coloquem em serviço fontes de geração adicionais, mais dispendiosas, para atender tal aumento da demanda.

Os consumidores comerciais, cujas elevadas cargas de climatização contribuem para essa necessidade de geração suplementar, acabam tendo um custo adicional, baseado na sua mais alta demanda de eletricidade das horas de ponta. Além disso, a energia elétrica consumida, durante o horário de ponta, tem uma tarifa diferenciada (R\$ / kWh), isto é, superior a do período fora de ponta. A armazenagem de frio, ou termoacumulação, é um método para deslocamento dos horários de ponta de carga, ou ainda, para nivelamento da carga, que reduz a demanda, transferindo o consumo de energia do horário de ponta para um horário fora de ponta. Consequentemente, reduz os custos de energia. O “frio” é armazenado através da produção de gelo, ou através do resfriamento de água. Isto ocorre durante a noite, fora dos horários de ponta, quando a demanda de energia é mínima.

O frio armazenado auxilia no resfriamento, nos horários de ponta de carga do ar condicionado no dia seguinte. Armazenar frio durante a noite e usá-lo durante o dia, não é uma idéia nova, nem tão pouco experimental. Durante muitos anos este conceito tem sido usado no condicionamento de ar em instalações com demanda de pico de curta duração, como igrejas e teatros. Agora há interesse renovado no uso mais de sistemas de armazenagem de frio, tanto por parte dos usuários como também por parte das empresas geradoras de eletricidade, responsáveis pela oferta de energia elétrica. Isto ocorre porque a termoacumulação pode se constituir numa maneira segura e econômica de reduzir os custos operacionais e de investimentos em novas usinas de geração de energia.

A termoacumulação não só pode reduzir, até pela metade, os custos operacionais, como também pode reduzir substancialmente os desembolsos de capital, quando os sistemas são adequadamente projetados para novos edifícios comerciais e industriais. Projetistas podem especificar equipamentos (chillers) de capacidade média, operando 24 horas por dia, ao invés de máquinas com capacidade integral para atender aos picos, operando somente 10 ou 12 horas por

dia. Quando aplicados em reforma ou reequipamento de instalações existentes, um sistema de termoacumulação pode, frequentemente, suprir as cargas térmicas adicionais sem aumento da capacidade do chiller existente.

Em projetos convencionais de sistemas de ar condicionado, as cargas térmicas de refrigeração são medidas em termos de “Toneladas de Refrigeração” ou “TR”. Sistemas de Termoacumulação, entretanto, têm suas capacidades indicadas em “Toneladas Hora” ou “TR-HORA”. A Figura 12.20 representa a carga teórica de refrigeração de 100 TR mantida durante 10 horas, ou uma carga de refrigeração de 1000 TR-HORA. Cada quadrado no diagrama representa 10 TR-HORA.

Na prática, nenhum sistema de ar condicionado de edifícios comerciais opera com 100% de capacidade durante um ciclo diário. A carga de ar condicionado atinge o seu pico durante o período da tarde - geralmente entre 14:00 e 16:00h - quando as temperaturas ambientes são mais altas. A Figura 12.21 representa o perfil típico da carga de ar condicionado de um edifício comercial durante o dia.

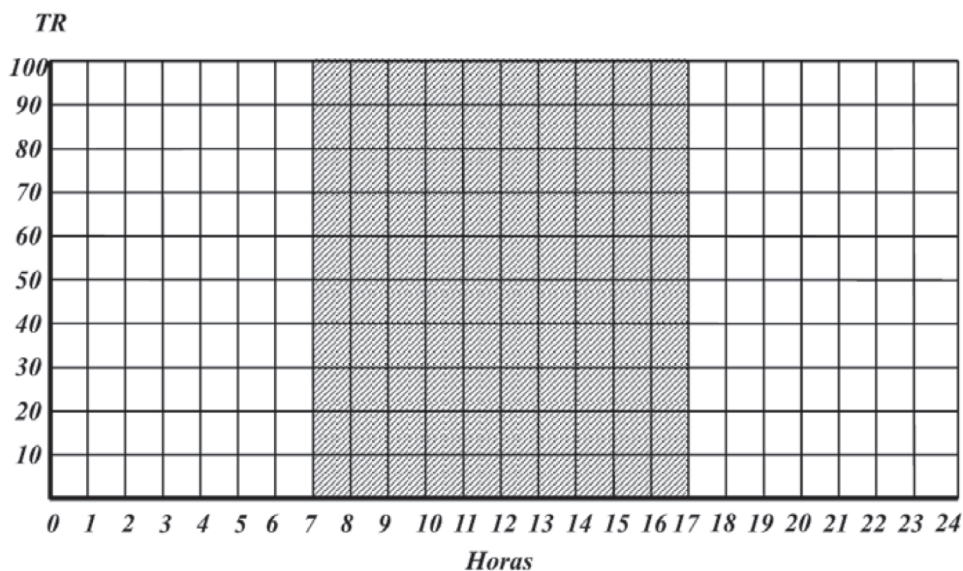


Figura 12.20 – Carga de refrigeração de 100TR mantida por 10 horas.

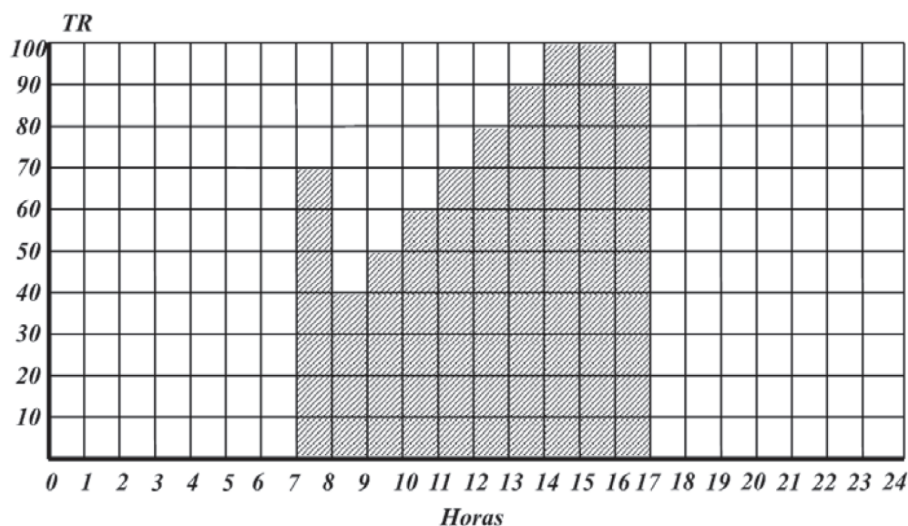


Figura 12.21 - Perfil típico da carga de ar condicionado de um edifício comercial durante o dia

Como se vê, o chiller de 100 TR é necessário somente durante duas das dez horas do ciclo de refrigeração. Durante as outras oito horas, apenas uma parcela da capacidade total do chiller é solicitada. Somando-se os quadrados sombreados, encontra-se um total de 75, cada um dos quais representando 10 TR-HORA. Entretanto, é necessário especificar chiller de 100 TR, para atender à carga de refrigeração de 100 TR no horário de ponta. O fator de carga é definido como a relação entre a carga real de refrigeração e a capacidade total do chiller (vide equação abaixo).

$$\text{Fator de carga (\%)} = \frac{\text{TR - HORA (carga real)} \times 100}{\text{TR - HORA (carga potencial total)}} = \frac{750}{1000} \times 100$$

Neste caso, o chiller tem um fator de carga de 75%, sendo capaz de prover 1000 TR-HORA, quando somente são solicitadas 750 TR-HORA. Se o fator de carga é baixo, o desempenho financeiro do sistema também é baixo. Dividindo-se o total de TR-HORA pelo número de horas que o chiller opera, tem-se a carga média do edifício durante o período de refrigeração. Se a carga do ar condicionado pudesse ser deslocada para um horário fora de ponta, ou nivelada para a carga média, poder-se-ia utilizar um chiller de menor capacidade, com um fator de carga de 100%, reduzindo os gastos.

12.7.1. Escolhendo Armazenagem Total ou Parcial

Duas estratégias de administração de carga são possíveis com o sistema de armazenagem de frio por bancos de gelo. Quando as tarifas de energia elé-

trica requerem um deslocamento completo de carga, pode-se usar um chiller de capacidade convencional, com armazenagem de frio suficiente para deslocar a carga total para as horas fora de ponta, a qual é chamada “Armazenagem Total” e é frequentemente usada em instalações existentes usando a capacidade do chiller existente.

A Figura 12.22 mostra o mesmo perfil da carga de ar condicionado do edifício comercial, mas com a carga de refrigeração completamente deslocada para as 14 horas fora do horário de uso da refrigeração. O chiller é usado para produzir e armazenar gelo ou para resfriar água durante a noite. O frio armazenado atende à demanda de 750 TR-HORA durante o dia. A carga média foi reduzida para 53,6 TR ($750 \text{ TR-HORA} / 14:00 \text{ horas} = 53,6 \text{ TR}$), o que resulta em significativa redução dos custos de energia, tanto pela redução do pico da demanda, quanto pela redução nas horas de tarifas altas.

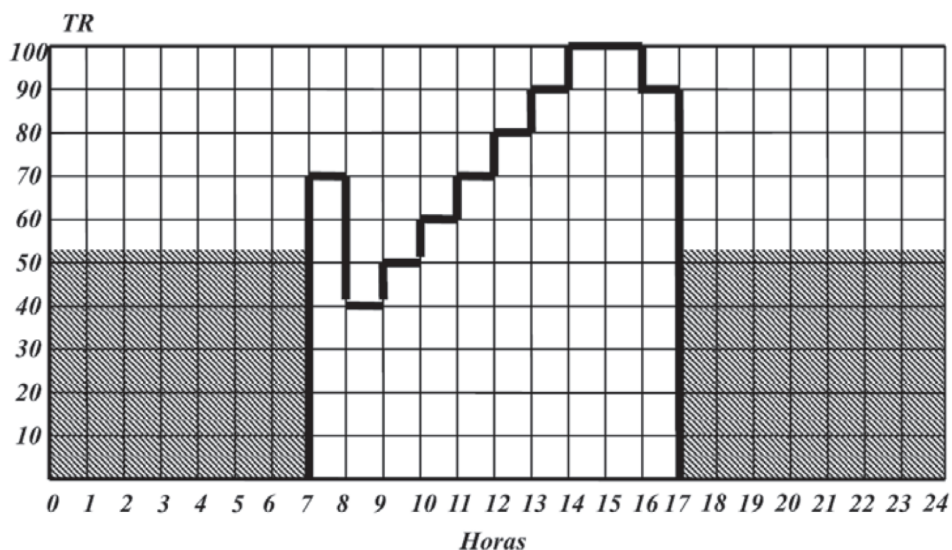


Figura 12.22 - Sistema de Armazenagem Total.

Em instalações novas, um Sistema de Armazenagem Parcial é a estratégia de administração de carga mais prática e aquela de maior eficiência de custo. Neste método de nivelamento de carga, o chiller funciona continuamente. Ele formará gelo ou resfriará água durante a noite, e durante o dia, funcionará para atender a carga do sistema de ar condicionado com a ajuda do frio armazenado. O aumento das horas de operação de 14 para 24 horas resulta na carga média mais baixa possível ($750 \text{ TR-HORA} / 24 \text{ horas} = 31,25 \text{ TR}$), como ilustrado na Figura 12.23. A incidência de tarifa de ponta da demanda é, consideravelmente, reduzida e a capacidade do chiller pode ser diminuída em 50 a 60%.

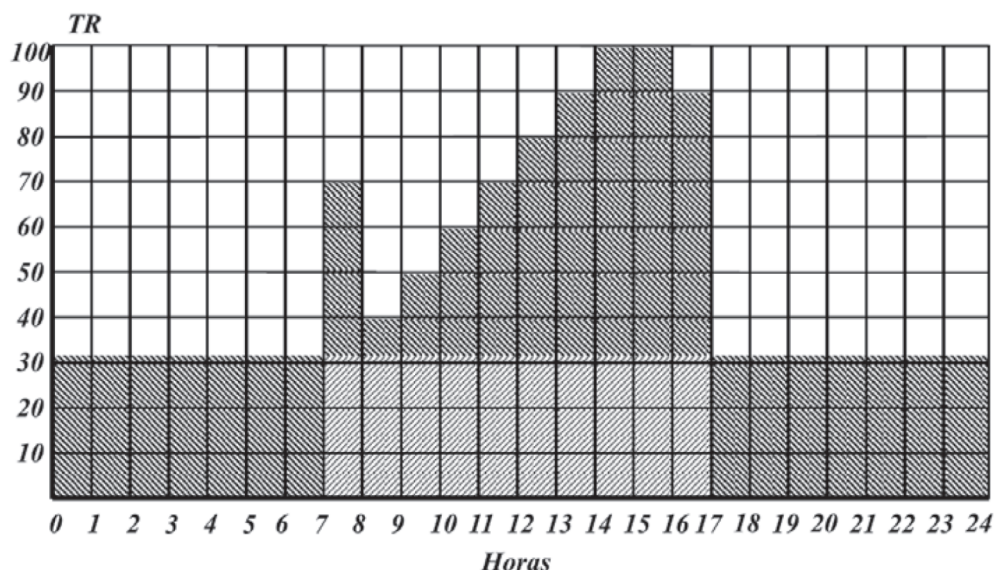


Figura 12.23 - Sistema de Armazenagem Parcial.

12.8. Conservação de Energia em Sistemas de Refrigeração.

A grande importância dada ao uso racional de energia elétrica, no setor de ar condicionado e refrigeração, é facilmente compreendida quando são considerados os percentuais de consumo destes setores. Segundo artigo publicado na revista *Oficina do Frio* (1997) estes setores representam 20% do consumo total de energia do Brasil, sendo que os refrigeradores e freezers são responsáveis pelo maior consumo no setor residencial, com participação de 32%, e respondem ainda por 17% do consumo comercial e 9% do consumo global do país.

A seguir são ressaltados alguns aspectos que, se observados, podem reduzir não só o consumo de energia dos equipamentos, como também aumentar a sua vida útil. Os aspectos abordados procuram identificar e eliminar problemas relacionados a projeto, instalação, operação e manutenção destes sistemas, sempre com o principal enfoque na conservação de energia. Assim, devem ser observados:

12.8.1. Nível Inadequado de Temperatura.

Quando as temperaturas medidas em uma câmara frigorífica ou em um ambiente condicionado estão abaixo das temperaturas recomendadas, há um consumo desnecessário de energia elétrica, o qual pode ser facilmente evitado pelo ajuste correto do termostato de controle.

12.8.2. Inexistência de Controle Automático (Termostato ou Pressostato)

Os equipamentos de geração de frio são, geralmente, dimensionados para operarem em média de 16 a 18 horas para cada ciclo de 24 horas. Na falta de acessórios de controle (termostatos ou pressostatos), o funcionamento do equipamento frigorífico será contínuo, o que provoca desperdício de energia, portanto, a utilização destes controles é imprescindível para o funcionamento.

12.8.3. Tipo Inadequado de Iluminação.

Se as lâmpadas utilizadas em ambientes refrigerados forem do tipo incandescente, pode-se obter uma economia considerável com a sua substituição por lâmpadas mais eficientes, como as lâmpadas fluorescentes.

12.8.4. Incidência Direta de Raios Solares e/ou Isolamento Deficiente.

Em se tratando de câmaras frigoríficas, o consumo excessivo de energia devido à incidência direta de raios solares e/ou isolamento deficiente é proporcional às dimensões da câmara, à diferença entre a temperatura externa e a interna, ao material e à espessura do isolamento e ao tempo funcionamento diário da câmara. Este consumo excessivo pode ser facilmente evitado, pela utilização de isolantes adequados, de um correto planejamento da localização e da orientação do espaço refrigerado.

Em edifícios comerciais é comum a utilização de grandes áreas envidraçadas, o que eleva consideravelmente a carga térmica do ambiente. A simples adoção de cortinas, persianas ou brise-soleil, que evitem a radiação direta, pode reduzir de forma significativa a carga térmica destes ambientes.

Deve-se evitar também que portas e janelas fiquem abertas além do tempo estritamente necessário, pois enquanto as portas e/ou janelas permanecem abertas ocorre a entrada de ar não refrigerado no ambiente condicionado.

12.8.5. Condições e Forma de Armazenagem de Produtos nos Espaços Refrigerados.

A armazenagem dos produtos de forma inadequada em câmaras frigoríficas prejudica a circulação de ar frio, assim, deve-se corrigir este problema para que ocorra um ganho de eficiência térmica do sistema, o que acarreta na redução do consumo de energia elétrica.

A instalação de câmaras, balcões, ilhas, etc., próximo a fontes de calor, também aumenta a carga térmica do sistema. Assim, deve-se evitar a proximidade destas fontes, dentro das possibilidades, evitando-se o consumo excessivo de energia elétrica.

Com relação aos balcões e ilhas, deve-se cobrir, ou fechar, as suas aberturas no final da jornada de trabalho, para que não haja “perda de frio” para o ambiente. Pode-se também desligar o equipamento frigorífico, quando as características do produto e/ou operacionais permitirem, ao final do expediente. Porém sempre obedecendo as normas sanitárias vigentes.

12.8.6. Ventilador do Evaporador.

O ventilador do evaporador é responsável pela circulação do ar frio no ambiente refrigerado, sendo que sua ausência gera formação de gelo no evaporador, diminuindo a eficiência das trocas térmicas, e elevando o consumo de energia elétrica.

A formação de gelo no evaporador e tubulações do circuito frigorífico eleva o consumo de energia do sistema, pois o gelo atua como isolante no evaporador. Este problema também pode ser causado por falta de isolamento das tubulações, desregulagem da válvula termostática, ou carga de refrigerante inadequada. Pode-se conseguir uma redução de até 20% no consumo de energia com a manutenção do evaporador limpo, isto é, sem acúmulo de gelo.

12.8.7. Inexistência de Controle Automático da Iluminação de uma Câmara Frigorífica.

A iluminação interna de uma câmara frigorífica deve ser desligada automaticamente com o trancamento externo da porta. A simples instalação de um interruptor no batente da porta, que cumpra esta função, pode contribuir para a redução do consumo de energia elétrica.

12.8.8. Ventiladores do Condensador.

A instalação de um ventilador axial descentralizado, em relação à área responsável pela troca térmica, diminui a eficiência do condensador, pois desta forma há um direcionamento de ar para as laterais do condensador. Além disto, os colarinhos de proteção dos ventiladores axiais, além de protegerem a hélice, são os principais responsáveis pelo correto direcionamento do ar através do condensador, elevando sua eficiência térmica e, conseqüentemente, diminuindo o consumo de energia elétrica. Portanto, estes colarinhos devem ser mantidos em bom estado, e não devem ser retirados.

Deve-se evitar a obstrução do fluxo de ar de resfriamento do condensador, pois a dificuldade de circulação de ar através da área responsável pela troca térmica, eleva a temperatura de condensação, o que acaba por aumentar o consumo de energia elétrica, ou até mesmo danificar o compressor.

12.8.9. Limpeza do Condensador e do Evaporador.

A presença de sujeira (óleo, poeira, etc.) prejudica a eficiência dos trocadores de calor (condensador e evaporador), conseqüentemente ocorre o aumento do consumo de energia elétrica. A falta de separador de óleo na saída do compressor, em instalações de grande porte, equipadas com compressor modulador de capacidade, permite a passagem do óleo do cárter para as linhas da instalação e demais componentes, comprometendo a eficiência do sistema.

Referências Bibliográficas

Costa, E. C., 1982, **“Refrigeração”**, 3ª Edição, Editora Edgard Blucher Ltda., São Paulo.

Dossat, R. J., 2004, **“Principios de Refrigeración”**, John Wiley & Sons, México.

ETSU, 2000, **“Designing Energy Efficient Refrigeration Plant”**, GPG-283, London.

Herold, K., Radermacher, R., Klein, S. A., 1996, **“Absorption Chillers and Heat Pumps”**, CRC Press

McQuiston, F. C., Parker, J. D., 1994, **“Heating, Ventilating and Air Conditioning: Analysis and Design”**, 4ª Ed., John Wiley & Sons, New York.

Pizzetti, C., 1970, **“Acondicionamiento del Aire y Refrigeracion – Teoría y Calculo de las Instalaciones”**, Editora Interciencia, Madrid.

Revista ABRAVA, abril-agosto de 1980, março de 1982, setembro-outubro 1990,

Revista OFICINA DO FRIO, julho-agosto de 1996, novembro de 1997 (vol. 34).

Stoecker, W. F., e Jones, J. W., 1985, **“Refrigeração e Ar Condicionado”**, Ed. McGraw-Hill do Brasil, São Paulo.

Stoecker, W. F., Jabardo, J. M., 2002, **“Refrigeração Industrial”**, 2ª Ed., Edgard Blucher Ltda. São Paulo.

Venturini, O. J., Pirani, 2005, **“Eficiência Energética em Sistemas de Refrigeração Industrial e Comercial”**, Livro Técnico PROCEL, Eletrobrás, Rio de Janeiro.

Yamane, E. e Saito, H., 1986, **“Tecnologia do Condicionamento de Ar”**, Ed. Edgard Blucher Ltda., São Paulo.