

T/M 62-43
0067

热 力 发 电 厂

高 鹗 刘 鉴 民 编

马 文 智 审 订

上 海 交 通 大 学 出 版 社

(沪)新登字 205 号

内 容 提 要

本书主要介绍现代大中型热电厂的热经济性、热力系统及其他辅助系统原理、设备结构及设计计算,同时也阐述了现代核电站常规岛的原理及布置。内容及数据资料等均反映了当代国内、外电厂的技术水平。

本书可作为高等院校“电厂热能动力”及“热能工程”专业“热电厂”课程的教材,也可供有关专业的设计院、研究所、发电厂及电力工业局技术人员自学及参考。

热 力 发 电 厂

出版:上海交通大学出版社

(上海市华山路 1954 号 邮政编码: 200030)

发行:新华书店上海发行所

印刷:常熟市印刷二厂

开本: 787×1092 (毫米) 1/16

印张: 14.50 字数: 360000

版次: 1995 年 10 月 第 1 版

印次: 1995 年 11 月 第 1 次

印数: 1—1000

ISBN 7-313-01530-5/TK·039

定 价: 11.60 元

序 言

《热力发电厂》是全国高校电厂热能动力专业的一门主要课程,已相继出版了多种教材,各有特色,对培养我国电力工业建设人才及热电事业的发展起了重要作用。根据我国高等教育事业的发展及专业教材建设的需要,上海交通大学按照该课程的基本要求,新编了一本不同风格的《热力发电厂》并予以出版,为本专业教材增添了新版本,是十分可喜的。

本书的主要特色以我国当前主力机组300MW与600MW为主,兼顾中等容量机组及国外机组;理论阐述方面较好地注意了循序渐进及紧密联系我国生产实践的关系,使教材既有理论深度,又有丰富的生产应用实例,便于学生学习;教材加强了设备结构的介绍,使学生在掌握理论的同时,亦能了解许多现代化电站及设备的技术状况;新编教材又以适当篇幅介绍了核电站常规岛的基本内容,使学生进一步拓宽知识面。

新编教材既反映了编者的教学与科研成果,也适当地部分参考了国内各兄弟院校在教学实践与改革中的新经验、科研成果和有关资料,以及国外某些先进技术。因此,这本新编《热力发电厂》在某种程度上体现了当代电力工业的水平,是一本好教材。

本书文字流畅、图文并茂,它不仅可作为高校热动类专业本科生教材,亦可作为研究生选修参考书,并可供电厂设计、生产、运行等部门的专业人员参考。

全国高校热动类专业教学指导委员会
“热力发电厂”教学组组长
西安交通大学教授 林万超
一九九五年三月

编者的话

本书是编者在教学讲义的基础上,经过多年的教学实践与经验,并参考了国内外的有关资料加以补充、修改而成的。

本书共分十一章,主要内容有:凝汽式电厂的安全性与热经济性、电厂给水回热及除氧系统、工质回收与利用、热电站与热电联产、电厂原则性热力系统及全面性热力系统设计计算与拟定、辅助设备选型、电厂输煤与供水系统、电厂主厂房布置及热力设备运行、核电站常规岛热力系统等。

本书及时反映了国内外电力工业的发展,其中引用了不少其他书籍中还没有反映的现代大型电厂的数据资料,在内容中适当补充了电厂辅助设备的结构与形式,介绍了现代核电站常规岛的热力系统原理及其主厂房布置。本书在一定程度上反映了当代电力工业的技术水平。

全书由上海交通大学能源工程系高鹗教授主编、刘鉴民教授参编。在编写过程中,校内外有关专家教授提供了不少宝贵资料及意见。重庆大学、西安交通大学、华东电力设计院、上海电力工业局及许多电厂也以不同方式提供了参考教材及资料,使编者受到很大启迪。全书由东南大学马文智教授审订。西安交通大学博士生导师林万超教授为本书撰写了“序言”。上海电力工业局钱重耀高级工程师也参与本书的审阅。在此一并表示谢意。

限于编者水平,书中疏忽及不妥之处在所难免,望读者批评指正。

编者

1994年12月

目 录

第一章 绪 论	1
一、“热力发电厂”的含义与分类.....	1
二、电力工业在国民经济中的先导作用.....	2
三、我国电力工业的历史及发展.....	3
四、世界电力工业发展趋势.....	9
五、热力发电厂生产工艺过程.....	10
第二章 凝汽式电厂的安全性管理及其热经济性	13
一、电厂负荷及其特性.....	13
二、电厂的安全性管理.....	15
三、电厂的可靠性管理.....	15
四、发电厂的热经济性.....	16
五、凝汽式发电厂热经济性指标.....	24
六、提高电厂热经济性的主要措施.....	28
第三章 发电厂的给水回热	33
一、给水回热.....	33
二、给水最佳回热分配.....	35
三、最佳给水温度.....	37
四、具有中间再热的回热循环.....	40
五、给水回热加热器.....	42
六、蒸汽冷却器系统.....	46
七、回热加热器的结构.....	48
八、回热加热器原则性热力系统及其运行.....	49
第四章 电厂给水除氧	52
一、给水除氧目的及其原理.....	52
二、除氧器.....	54
三、除氧器原则性热力系统.....	57
四、除氧器的滑压运行.....	59
五、除氧器运行中的注意事项.....	62
第五章 电厂汽水损失及蒸发器	64
一、电厂的汽水损失及其回收与利用.....	64
二、蒸发器.....	66
三、蒸发器的运行.....	69
第六章 热电站及热、电联合生产	71
一、概念.....	71

二、热电联产的优点	72
三、国内外热电联产及集中供热现状与发展	73
四、热负荷种类及其确定	74
五、热电站的热经济性	76
六、热网系统	86
七、供热调节	89
八、热网加热器与热水锅炉	90
九、燃气-蒸汽轮机的热电联产	93
第七章 电厂热力系统及其拟定	100
一、给水回热加热系统的热力计算	100
二、电厂原则性热力系统计算与拟定	111
三、主要辅机及热力设备选型	127
四、电厂全面性热力系统分析及拟定	132
五、压水堆核电站常规岛热力系统分析	147
第八章 电厂汽水管道及其附件	155
一、管子的规范	155
二、管子的计算与选择	156
三、管道支吊架形式	159
四、管道热伸长及其补偿与应力计算	162
五、管道热损失及保温	165
六、管道附件	165
第九章 发电厂的输煤与供水	171
一、电厂输煤系统及设备	171
二、电厂供水系统	178
第十章 发电厂主厂房布置	188
一、主厂房布置要求	188
二、主厂房布置型式	188
三、设备布置	193
第十一章 发电厂热力设备的经济运行	197
一、热力设备并列运行时的负荷经济分配	197
二、热力设备并列运行时负荷的经济分配原理	201
三、机组启停及变负荷下的运行	205
四、电厂热力系统运行的节能	207
附一 给水回热系统计算程序	213
附二 机组负荷最优分配用的混合惩罚函数法程序	217

第一章 绪 论

一、“热力发电厂”的含义与分类

自然界蕴藏着丰富的一次能源,如煤炭、石油、天然气、原子能、太阳能、地热能、水能、风能等。按照对物质运动的认识,凡组成物质的所有微粒当其作出各种不规则热运动时的总能量通称为热能。人们利用热能一般有两种形式:一种是直接把热能用于加热、采暖、蒸煮或烘干;另一种则是间接地把热能转换为机械能,产生动力,或可进一步将机械能转换为电能。由此可知,电能是由一次能源经过不同形式的转换而得来的二次能源。

以往,人们把由燃料化学能(煤炭、石油、天然气等)一次能源转换成电能的工厂或企业称为热力发电厂,以区别由水能、风能等转换成电能的水力发电厂(水电站)及风能发电厂等。随着原子能、太阳能、地热能等技术的不断发展,人们在本世纪内又相继把它们转换成电能。由于它们也是利用其热能转换成电能,所以现在人们均把热能转换为电能的工厂或企业通称之为热力发电厂,其分类如表 1.1。而把由煤炭、石油、天然气等化石燃料化学能转换成电能的工厂或企业又称为火力发电厂。

表 1.1 热力发电厂的分类

分 类 方 法	热 力 发 电 厂 类 型
一 次 能 源	化石燃料电厂、原子能发电厂、地热发电厂、太阳能发电厂、磁流体发电厂
能 量 供 应	供应电能的凝汽式电厂、供应电能、热能的热电站
原 动 机 类 型	汽轮机发电厂、燃气轮机发电厂、内燃机发电厂、蒸汽-燃气轮机发电厂
电厂总容量(MW)	(25以下) 小容量发电厂、(25~250)中容量发电厂、(250以上)大容量发电厂、
蒸 汽 初 参 数	中、低压发电厂、 高压发电厂、超高压发电厂、 亚临界发电厂、 超临界发电厂
电 厂 位 置	坑口、港口、路口电厂、负荷中心电厂、位于煤源与负荷中心间电厂
承 担 负 荷	带基本负荷、带中间负荷、带尖峰负荷
机 炉 组 合	非单元机组、单元机组
服 务 规 模	区域性电厂、自备电厂、列车电站、孤立电厂
主设备布置方式	室内布置、半露天布置、露天布置

在表1.1中有关按承担负荷分类的带基本负荷、中间负荷及尖峰负荷电厂的问题现予以进一步阐明。

如图1.1所表示的乃为某地区全年负荷持续时间曲线图,它表示全年期间某一负荷及大于该负荷的各负荷的全部持续小时的关系。其纵坐标表示负荷数值,横坐标表示全年期间各负荷的持续小时(从零到一年的全部持续小时数,即8,760h)。全年负荷持续时间曲线以下的

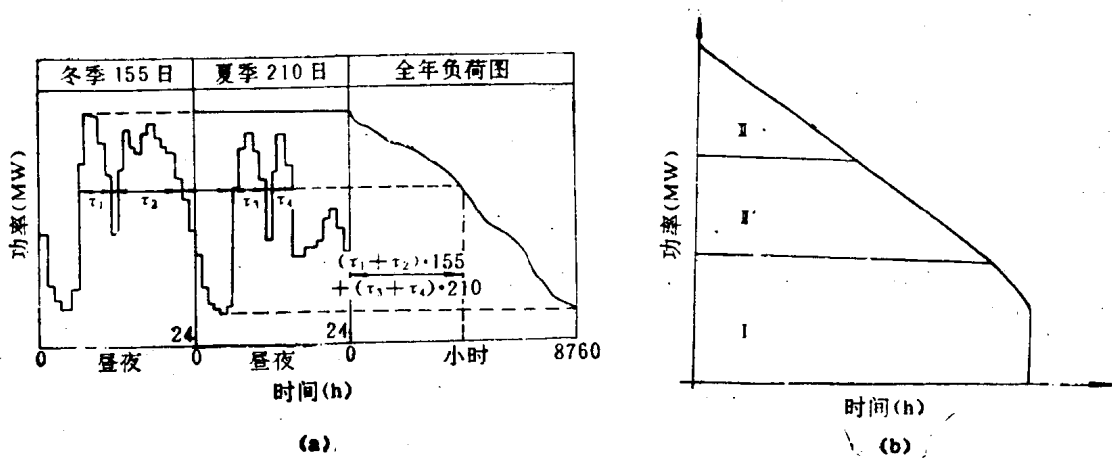


图 1.1 (a) 全年电力负荷持续时间曲线图, (b) 各电厂之间的电负荷分配

面积即为全年该地区各电厂发出的电量。图 1.1(b) 中区域 I 表示带基本负荷电厂,该电厂设备利用率为每年 5000~6000 小时。区域 II 表示带中间负荷电厂,它在一年期间负担不均等的负荷,负荷有小或大的波动,其设备利用率为每年 3000~5000 小时。区域 III 则表示带尖峰负荷电厂(调峰电厂),它在一年内负担高峰的负荷,负荷可从小到大,设备利用率为每年 2000~3000 小时。

二、电力工业在国民经济中的先导作用

电能是一种现代化的优质二次能源,其优点主要是除了通过不同的电压、经高压及超高压输电线路,迅速而高效地输送至很远方外,它可用配电网很方便地分配至各用户,又容易转变为其他能量(动能、光能、热能、化学能等)供使用,以实现各种工艺过程的机械化与电气化。它已被广泛应用于国民经济的各个方面,已成为衡量一个国家现代化水平及人民物质生活水平的重要标志之一。电力工业消耗的能源占整个一次能源消费中的比重,又是衡量一个国家电力工业发展的标志之一。我国目前约为 24% 左右,工业发达国家则达 30%~50% (美国为 40%),至本世纪末,我国争取达到 30% 以上。

电力工业是国民经济的先行工业,其发展速度应高于国民经济的发展速度,通常用电力弹性系数来表明电力工业与国民经济发展之间的关系:

$$\text{电力弹性系数 } C = \frac{\text{电力工业发展速度}}{\text{国民经济发展速度}}$$

只有电力弹性系数大于 1,才能保证国民经济的发展,现将 1950~1980 年期间,世界各主要工业国的平均电力弹性系数列于表 1.2。

表 1.2 1950~1980年世界主要工业国的平均电力弹性系数C值

国 家	平均电力弹性系数C
美 国	1.84
前 苏 联	1.28
日 本	1.1
西 德	1.55
英 国	1.97
法 国	1.49

我国从1953~1990年期间平均电力弹性系数见表1.3所示。

表 1.3 1953~1990年我国的平均电力弹性系数C值

年 期	1953—1960	1961—1970	1971—1980	1981—1985	1986—1990
C	2.24	1.66	1.22	0.72	1.08

表 1.4 则为2020年世界平均电力弹性系数的预测。

表 1.4 2020年世界平均电力弹性系数预测

时 间 (年)	平均年增长率(%)		C 值
	生产总值	电力消费	
1990—2005	3.45	4.35	1.25
2005—2020	2.90	3.67	1.26

由表1.4可知,平均电力弹性系数一般应保持在1.25~1.3左右是恰当的。如果过大,超过2以上,表明这个国家电力装机容量太大,发电设备利用率较低;若过小,如小于1,则会出现电力供应紧张的状况。如在1981—1985年,我国国民生产总值平均增长率约为10%,而发电量的平均增长率只有7.2%,故平均电力弹性系数仅为0.72,其主要原因是经济结构和产品结构改变,轻工业、乡镇企业、农业和生活用电比重急剧上升,使发电量供不应求。根据电力工业部的要求,力争到2000年,平均电力弹性系数应保持在1以上,而能源弹性系数(能源产量与工农业产值之比)必须达到0.5以上。

综上所述,电能占能源的比重及电力弹性系数的大小,已成为衡量一个国家电气化、现代化水平的两个重要标志。

三、我国电力工业的历史及发展

在旧中国,根本谈不上我国的电力工业。新中国成立以后,我国才有了自己的电力工业,并且经过四十多年的努力有了飞跃的发展,从1949年至1992年,全国装机总容量从1850MW

增加到164473MW,增加了88倍,年发电量从4310GW·h增加到742000GW·h增加了172倍,年发电量从世界上第25位上升到第4位。旧中国发电设备均依赖进口,新中国成立后,从1956年上海汽轮机厂生产第一台6000kW汽轮机后,历经中、高压、超高压参数全套发电设备的生产后,我国已能自行生产亚临界参数的全套机组。在上海、黑龙江和四川相继建立了上海、哈尔滨、东方三大动力基地及发电设备成套研究所,研制及生产了系列国产机组,根据1991年度公布的资料表明,我国自己生产的国产机组的数量见表1.5所示。

表 1.5 1991年我国生产的机组数量

机 组 种 类	台 数
N125	78
N200	123
N300	39
N600	2

改革开放以来,我们又相继从国外引进了各种类型的机组,如亚临界300MW、350MW、200MW、330MW及超临界500MW、800MW及600MW等,在引进技术的同时引进了机组设备,从而大大加快了我国电力工业的发展速度。此外国家也要求引进国外机组后应致力于国产化,如对引进的300MW机组要求几年内国产化率应达到90%以上。经过数年的努力,东方动力基地生产的300MW机组,国产化率已达100%,并安装于山东黄台电厂,它不需要进口任何协作配件及备件;再如平圩电厂的600MW机组,石横电厂的300MW机组均已基本实现国产化,并开始出口发展中国家。

为了达到电力工业部提出的“电力工业要力争年均装机容量增加15000MW至17000MW”的目标,各地都陆续新建和扩建一大批热力发电厂,仅“八五”期间的前3年中开工的大型火电厂项目就有68项。以电厂规模而言,最大的将是河南济源的沁北电厂(全部竣工投产后总装机容量达7200MW)、内蒙达拉特电厂(计划总装机容量5200MW)及上海外高桥电厂(计划总装机容量3600MW)等。但我们也要看到,我国底子薄、人口多、幅员辽阔,与发达国家相比,差距还很大。发电量、用电量的人均水平还很低,机组设备的技术指标也较落后,一般约落后10~20年。全国仍有较大的供电缺口,甚至还有无电县。以我国最大的工业城市上海而言,供电缺口1992年为600MW,从而造成较为严重的拉电、限电现象,以1991年为例,全年累计拉电53天,限电105天,损失电量达55870MWh,损失工农业产值累计达74亿元。在我国其他地区也发生类似的情况。因此,我们必须尽最大努力,加速电力工业发展步伐,力争在全国范围内至本世纪末缓解缺电局面,消灭无电县并能使全国农户通电率达95%以上。

表1.6、表1.7为1991年底我国各地区发电设备容量及年发电量。这二者也是衡量一个国家电气化、现代化水平的第三个重要标志。

大电网是世界发展的趋势。近年来,全国已建立了不同规模的跨省市电网,如东北、华北、华东、华中、西北、西南等大电网,其中最大的华东地区电网,1991年底装机容量达44,571MW,其次为中南地区电网,装机容量达34651MW。此外广东、福建、广西、贵州、海南等都已建

表1.6 1991年底发电设备容量

计算单位: 万千瓦

地 区	总 计	水 电	火 电
全国总计	15117.31	3783.35	11358.95
华北地区	2280.71	95.89	2184.82
北京市	270.31	27.09	243.22
天津市	233.70	0.59	233.20
河北省	728.49	39.64	688.85
山西省	660.45	24.61	635.84
内蒙古自治区	389.76	4.05	385.71
东北地区	2171.26	396.83	1774.45
辽宁省	928.95	117.03	811.92
吉林省	557.63	159.24	398.39
黑龙江省	684.70	20.56	664.14
华东地区	4457.11	645.64	3811.47
上海市	608.25		608.25
江苏省	1034.37	3.16	1031.22
浙江省	704.95	235.10	469.85
安徽省	423.09	53.10	369.99
福建省	395.02	223.84	171.18
江西省	328.66	122.97	205.69
山东省	982.75	7.47	955.29
中南地区	3465.10	1346.67	2118.43
河南省	677.79	45.96	631.83
湖北省	756.89	488.86	268.03
湖南省	640.52	318.33	322.19
广东省	955.68	273.96	681.71
广西自治区	354.07	192.03	162.03
海南省	80.17	27.53	52.64
西南地区	1545.24	763.84	776.40
四川省	698.08	370.99	498.09
贵州省	281.87	140.67	141.20
云南省	377.63	245.09	132.54
西藏自治区	16.67	12.09	4.57
西北地区	1227.87	534.48	693.39
陕西省	318.36	83.73	234.64
甘肃省	402.74	234.75	167.98
青海省	169.55	138.04	31.51
宁夏自治区	123.03	27.63	95.40
新疆自治区	214.19	59.33	163.86

表 1.7 1991年发电量

计算单位: 亿千瓦时

地 区	总 计	水 电	火 电
全国总计	6774.94	1248.45	5526.49
华北地区	1163.10	15.90	1147.20
北京市	131.69	2.33	129.36
天津市	90.27	0.20	90.07
河北省	410.66	6.32	404.34
山西省	341.38	5.81	335.57
内蒙古自治区	189.09	1.24	187.86
东北地区	962.64	110.45	852.19
辽宁省	446.51	40.34	406.17
吉林省	199.80	64.30	135.50
黑龙江省	316.34	5.81	310.52
华东地区	1982.06	169.94	1812.12
上海市	304.82		304.82
江苏省	441.31	0.50	440.81
浙江省	242.32	58.89	183.43
安徽省	215.52	15.11	200.41
福建省	151.74	62.72	89.02
江西省	129.96	31.93	98.02
山东省	496.40	0.79	495.61
中南地区	1473.52	479.05	994.47
河南省	356.49	15.30	341.19
湖北省	348.87	226.22	122.65
湖南省	221.25	107.63	113.62
广东省	394.91	59.17	335.73
广西自治区	135.55	63.72	71.83
海南省	16.47	7.01	9.45
西南地区	640.03	295.79	344.24
四川省	379.58	155.06	224.52
贵州省	116.00	44.29	71.72
云南省	140.84	93.80	47.05
西藏自治区	3.59	2.64	0.95
西北地区	553.59	177.32	376.27
陕西省	164.26	16.52	147.74
甘肃省	188.05	93.69	94.36
青海省	59.81	44.00	15.82
宁夏自治区	63.11	8.38	54.73
新疆自治区	78.34	14.73	63.62

立了省电网,这对提高输配电效率,方便调度、支援工农业生产起着重要的作用。

随着机组参数的提高与容量的增大,我国机组设备的经济性指标不断得到改善。表1.8即为我国火电机组从1979年~1990年的平均供电煤耗。

表 1.8 1979~1990年的平均供电煤耗

年 份	$g/(kW \cdot h)$
1979年	471
1985	432
1988	431
1989	430
1990	425.5

供电煤耗率是说明机组或电厂热经济性的重要指标,我国的平均供电煤耗之所以比国外高,其原因之一主要在于我国老机组和小容量机组多,热效率低。如东北电网,其平均供电煤耗有10余台机组达到 $586g/kW \cdot h$ 。上海地区,由于新增高参数大容量机组较多,运行管理水平较高,因此至1993年,上海市的平均供电煤耗为 $370g/kW \cdot h$,在国内处于领先地位。1992年6月首台超临界机组投运以来,其发电煤耗仅为 $281.2g/kW \cdot h$,供电煤耗也只有 $300g/kW \cdot h$ 左右。根据电力工业部的规划,至2000年全国平均供电煤耗应下降至 $<380g/kW \cdot h$,至2020年应下降至 $<360g/kW \cdot h$,相当于目前国内最先进的水平(山东省电力工业局) $363g/kW \cdot h$ 。因此,就要求建设新的高效大机组来替换老的低效小机组,有的中、低压小机组则予以退役或改造。即以淘汰或改造小机组所腾出来的燃煤,来供高效大机组燃用。目前我国尚有近2000多万kW低压小机组及超期服役的老机组应予淘汰。

今后10年中我国电力工业的基本方针是:继续贯彻开发和节约并重的方针。能源开发要以电力为中心、煤炭为基础,大力发展水电,积极发展核电、积极开发石油和天然气。大力节电,节油和节煤,推广热电联产、发展余热利用,继续执行以煤代油政策。努力提高能源利用率、保护环境。因此,今后发展应为如下方面:

1. 大力发展水电

我国已探明的水力资源理论蕴藏量为680GW,居世界第一,因此应充分发挥水电资源优势,对原有的水电站要改建、扩建与改造。截至1991年底,全国总装机容量151173MW中,水电容量为37883MW,约占25%。兴建及正在兴建了如葛洲坝水电站(2715MW),龙羊峡(1220MW),刘家峡及鲁布革(600MW)等一批水电站;“八五”期间要兴建青海李家峡水电站(200MW)及红水河龙滩水电站,“九五”期间在长江上开工建设三峡水电站。目前水电机组单机容量最大已达320MW 正在研究的单机容量为500—700MW水电机组新技术。当然,在开发水电的“富矿”地区,由于气象、季节及库容等关系,仍须配置相当容量的火电厂,以承担中间负荷或调峰负荷。

2. 积极发展核电

我国工业发达地区处于东部,沿海15个省市工业产值为全国的73%,而能源资源只占全

国的10%，当地的供需矛盾十分尖锐，因此，在这些地区应积极发展核电。

由于核电建设在技术、安全、管理上要求都很高，它也是一个国家国力的综合体现。目前我国已兴建并投运了秦山一期(300MW)核电机组，秦山二期(2×600MW)正准备与国际合作兴建。至2000年，其第一台600MW计划投运。在本世纪内集中力量研制和建设600MW级压水堆核电站并掌握制造技术，基本实现自主设计，争取实现国产化、标准化、批量化；对已生产的300MW级压水堆核电机组，应进行改进设计，达到商业化。广东大亚湾2×900MW是从法国引进的，一号机组已于1994年投运。本世纪末在东南沿海及辽宁等能源短缺地区，再兴建几座核电站，以掌握管理，积累建设和运行经验。上海与美国西屋公司将合作生产亚临界、超临界机组以及1000MW级的核电机组，建设核电站。

3. 大力发展火电

我国已探明的煤储量约860Gt，仅次于美国及前苏联，居世界第三位。而占全国储量的75%则集中在晋、内蒙、皖、黔、陕五省区，仅山西一省即占全国储煤量的1/3。煤是我国的主要一次能源，占全国能源总构成的71.8%。而煤资源的75%是用于燃烧。

由于我国火力发电立足于燃煤，为此今后发展方向有以下几点：

(1) 根据煤炭基地开发和交通运输统一规划，加速发展坑口、港口、路口电站，逐步形成如伊敏、元宝山、霍林河等大型煤电基地，以改变输煤为输电，减少煤炭运量。

(2) 采用高参数高效率大容量机组，今后的主力机组为300MW及600MW亚临界和超临界机组，电厂规模除特殊情况外，一般为1200—3600MW，以取得单位造价小，煤耗低等经济效益。

(3) 积极建设热电站，发展热电联产和集中供热。今后凡供热总量在10—20t/h及以上，并有稳定热负荷，年利用小时在4000小时以上的有条件的企业单位都要建成热电联产，对现有的凝汽式小火电，小锅炉供热系统，有条件的都应改造为热电联产或逐步予以淘汰。

(4) 电力建设要予以优化、降低工程造价，缩短建设工期。电厂规模为600MW左右的火电厂，从电厂主体工程开工到第一台机组投产，工期应缩短到24—30个月。要提高设备质量和扩大组装机化，发展模块化和提高成套率，以加快施工速度。

(5) 提高机组自动化程度。目前在北仑港、宝钢自备电厂、石洞口二厂及吴泾新投运的300MW机组上均安装有N—90分散控制系统，外高桥电厂则准备安装由美国利诺公司引进制造的MAX1000分散控制系统，可对机组进行监视、检测、报警及控制等，以实现生产过程自动控制和管理自动化。

(6) 充分发挥科技是第一生产力的作用，要发展电力新技术，消化吸收并研制高参数高效率的火电机组及超临界机组；研究掌握5000MW以上大型火电基地建设技术；研究解决电厂输煤、除灰、节水及环保等技术，例如煤炭脱硫、低污染燃烧技术及污染物排放控制等技术。使我国电力工业至本世纪末跃上一个新的台阶。据预测，到2000年，我国装机总容量可达到300000MW，年发电量达13000亿千瓦时，大大超过了原订的目标。到1995年，我国装机容量已突破200000MW(2亿千瓦)。

4. 开发多种发电能源

我国土地辽阔、太阳能、地热能、风能、潮汐能等资源丰富，已先后建有西藏羊八井地热电站(25MW)、太阳能电站、风能电站及潮汐电站(19MW)，抽水蓄能电站等，但尚属起步，规模不大，但预计至本世纪末，这些新能源利用可占我国能源总需求的5%左右。天荒坪抽水蓄能电

站也已启用，可作调峰用。

5. 发展燃气-蒸汽联合循环电站

燃气-蒸汽联合循环电站主要特点是：

(1) 提高热经济性，只要两者容量匹配恰当，能正确选择各项参数及热力系统，其热效率可提高到45%，甚至达50%以上。

(2) 燃气轮机具有体积小，重量轻，起动快，安装周期短，适合电网调峰及作为事故备用电源。

(3) 保护环境。因燃气-蒸汽联合循环的电厂一般燃用油及天然气，并进而开发为煤气化的联合循环电厂。我国通过引进及制造，在山东、广东、四川、黑龙江等地安装了单机容量为100MW的联合循环机组。深圳华能集团公司也向国外订购了单机容量为120MW的联合循环机组(蒸汽轮机为45MW，2台燃气轮机功率为 $2 \times 37.5\text{MW}$)。前几年南京汽轮机厂自美国GE公司引进技术并生产了单机容量为37MW及25MW的燃气轮机，以适用于联合循环机组。

四、世界电力工业发展趋势

世界上电力工业发达的国家主要是美国、日本、前苏联、德国、英国、法国等。

(1) 表1.9为这些工业发达国家在1990年的总装机容量及年发电量。

表 1.9 国外主要工业发达国家总装机容量及年发电量

国 家	装机总容量(MW)	年发电量(GW·h)
美 国*	797684	2700000
(前)苏联*	322000	1599000
日 本	173838	680000
法 国	101208	460000
(前)西德	100770	370000
加 拿 大	98564	/
英 国	67607	305000
意 大 利	53205	/

*注：目前单机容量最大的为前苏联的1200MW及美国的1300MW。

(2) 大量采用高参数大容量超临界机组及超超临界机组。由于超临界机组有着较高的热效率和低的发电煤耗，因此国际上竞相发展超临界机组，特别是美国、前苏联及日本发展最快。美国早期发展较快，自1957年至1974年17年间共制造了71台超临界机组，由于对前几台机组未进行全面的总结，造成机组事故率偏高，订货大幅度下降。目前由于经过精心研究，大量技术问题得以解决，从而又“东山再起”，正拟向高一级的超临界机组发展。前苏联从50年代起一直积极地发展超临界机组，1963年投运了第一台300MW机组，锅炉蒸汽参数为25MPa，570℃/570℃，以后从300MW至1200MW机组全部是超临界参数。由于采用了立式上升下降管圈，改善了焊接质量等各种技术问题，故其最好可用率高达96%~99%，锅炉蒸汽参数现为24.5MPa，540℃/540℃(或545℃/545℃)。而日本乃是缺乏能源资源的国家，故积极研制

超临界机组，是世界上超临界机组数量最多的国家。在1989年及1990年先后又投运2台700 MW的超超临界机组(31MPa、566/566/566℃)，是燃用天然气、电站效率可达42%。日本电力开发公司，三菱公司则正拟进一步提高蒸汽参数至34.6MPa、649/593/593℃，电站效率可达44%~45%，拟在1995年投入运行。根据1990年统计，全世界已超过600台超临界机组在运行，其中日本有218台，前苏联有182台，美国则有167台。

(3) 积极发展核电站。由于采用核燃料(铀235、铀233和钍239)，可解决有机燃料资源紧缺及运输量大的问题。所以，50年代开始，各国即积极建设核电站。截至1991年，全世界已投运的核电站有438座，其中尤以美国(113座)，法国(55座)，前苏联(59座)及日本(40座)为最多。从核发电量占总发电量的比例来看，则依次为法国(74.6%)，比利时(60.8%)，韩国(50.2%)；匈牙利(49.8%)等。表1.10为世界上已建的最大核电站。

表 1.10 世界已建的最大核电站

序号	国家	核 电 站	堆 型	机组台数×单机(万千瓦)	装机容量(万千瓦)		投入年份
					设 计	现 有	
1	日本	柏崎	沸水堆	5×110 2×135.6	821.2	550	1985—1990
2	加拿大	布鲁斯	重水堆	4×94.2, 2×91.5, 2×89	737	737	1976—1987
3	前苏联	扎布罗热	压水堆	6×100	600	400	1985—1988
4	前苏联	巴拉科夫	压水堆	6×100	600	200	1986—1988
5	法国	格拉夫列纳	压水堆	6×95.1	570.6	570.6	1980—1985
6	法国	帕里埃尔	压水堆	4×138.2	552.8	552.8	1984—1986
7	前苏联	库尔斯克	石墨水冷堆	5×100	500	400	1977—1988
8	日本	福岛第一	沸水堆	1×46, 4×78.4, 1×110	489.6	489.6	1970—1979
9	日本	福岛第二	沸水堆	4×110 1×55.5	440	440	1981—1986
10	法国	比热伊	压水堆	2×95.5 2×93.7	433.9	433.9	1972—1979

五、热力发电厂生产工艺过程

现对燃用化石燃料，且仅输出电能的凝汽式汽轮机机组的发电厂系统介绍如下。

目前，此类大容量发电厂都具有很高的蒸汽初参数与较低蒸汽终参数，致使单位电能的热耗降低，因此其热力循环的效率最高。

图1.2所示即为燃用化石燃料凝汽式电厂的典型热力系统。

图1.2(a)为无中间再热的热系统，(b)则为有中间再热的热系统。从热力学角度来看，上述两种系统在同样的蒸汽初终参数下，正确选择中间再热参数的后者，具有较高的热经济性。

图1.2中，蒸汽由锅炉2进入与发电机3同轴的蒸汽轮机1，经汽轮机作过功的乏汽则进入凝汽器4，凝汽器中乏汽被循环水所冷却而冷凝成水，冷凝水由凝结水泵5，压经低压回热加热器7进入除氧器9。除氧器是用来去除溶解于水中的气体。回热加热器中给水的加热是由蒸汽轮机的抽汽来进行的。经过除氧的水，由给水泵10通过高压加热器8进入锅炉。在加热器8中蒸汽的疏水则进入除氧器，而在加热器7中的蒸汽疏水则依靠疏水泵进入凝水管路，最后进入

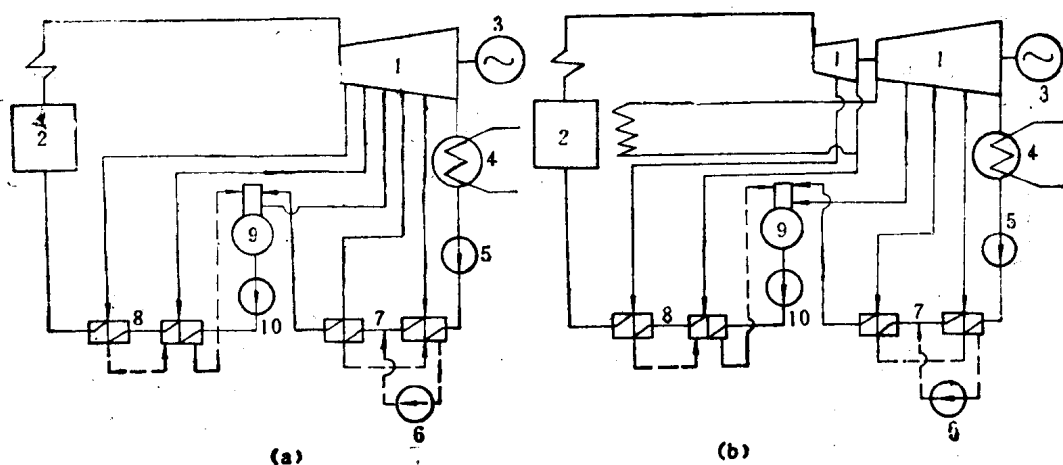


图 1.2 凝汽式电厂典型热力系统
a. 无再热; b. 有再热

凝水中。

这种燃煤凝汽式电厂的工艺过程则如图 1.3 所示，从铁路车厢卸下的煤卸入卸煤装置，依靠运煤皮带 1 将煤送至储煤场，由此再进入碎煤装置。诚然，煤也可直接自卸煤装置而进入碎煤装置(图中未表示)。燃煤自碎煤装置由运煤皮带 1 进入原煤斗 2，由此通过给煤机 3 进入磨煤机 4 磨成的煤粉利用气力被抽送经过粗粉分离器 5 及细粉分离器 6 而进入煤粉仓 7，再由给粉机 8 将煤粉被排粉机 9 或一次风机压送入锅炉燃烧器。

在锅炉内燃烧而形成的烟气流经安置过热器 15 省煤器 16 及空气预热器 17 的烟道进入除尘器 19，并依靠引风机 21 将烟气抽送入烟囱 22 排至大气中。

由炉膛排出的灰渣、空气预热器下掉出的和除尘器下排出的灰、渣都由水沿着排渣沟进入灰渣泵而被压至堆灰场。

燃烧需要的空气由送风机 18 送入空气预热器 17 中。预热后，供喷燃器 11，进入炉膛助燃。

锅炉出来的过热蒸汽则进入蒸汽轮机 31，转换为旋转机械能带动发电机 32，输出电能。

自凝汽器 35 出来的凝结水，由凝水泵 37 将其送往低压加热器 38 进入除氧器 40，然后，由给水泵 45 送经高压回热加热器 53 进入锅炉省煤器 16 中。

蒸汽与凝水的损失由化学除盐水系统来补充，这些除盐水是直接进入凝水系统中。

江河或冷却水池 51 中的冷却水是由循环水泵 47，将其泵入凝汽器 35，经吸热后再返回入江河或冷却水池中。补充水的化学处理装置是安设在化学车间里。若是热电站，则还有热网加热器，其中的热网水被蒸汽轮机中的部分抽汽加热，由热网输水泵沿管路送到热用户去，而热网加热器中的蒸汽凝结水则沿疏水管路而排出。

所生产出的电能通过升压变压器 52 及铁塔 55 送至输电网再经配电网送给用户。厂用电变压器及配电装置则是用来供应厂内电动机、照明及各种用电设备电能的。