

SERC

党的“十六大”以来电力工业发展回顾

电监会研究室课题组

2007 年 9 月

目 录

之一：电力改革稳步推进	3
之二：电力基本建设持续加快	8
一、电力投资	8
二、电源基本建设	9
三、电网基本建设	14
四、电力工程造价与定额	16
之三：电力供需形势逐步好转	20
一、电力生产情况	20
二、电力供应情况	23
三、电力消费	24
之四：电力安全生产和可靠性进一步加强	27
一、电力安全生产	27
二、电力可靠性	29
之五：电价管理逐步规范	32

一、电价改革	32
二、电价水平	36
之六：电力环境保护和资源节约明显加强	40
一、火力发电厂的污染物排放与控制	40
二、资源节约	43
之七：电力科技实现新跨越	45
一、发电科技成果	45
二、电网科技成果	47
三、电力工程设计技术成果	48
之八：电力企业生产经营得到好转	49
一、电网企业生产经营情况	49
二、五大发电集团生产经营情况	51

之一：电力改革稳步推进

电力工业是国民经济和社会发展的一个重要基础产业。电力体制改革是我国社会主义市场经济体制建设的有机组成部分，是促进电力工业发展，提高电力工业效率和国民经济整体竞争能力的重要举措。自 2002 年 3 月国务院颁布《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5 号）以来，电力体制改革取得了积极进展，给电力工业带来了深刻的变化。

（一）政企分开、厂网分开基本实现，电力产业组织结构发生了有利于竞争的深刻变化

2002 年 12 月，对原国家电力公司进行了分拆重组，成立了 11 家新的电力企业集团，基本实现厂网分开，电力工业长期以来的垂直一体化垄断经营模式初步得到改变，发电侧竞争态势基本形成。厂网分开后，形成了五大发电集团与神华集团、国家开发投资公司、华润集团等中央发电企业和众多地方、外资、民营发电企业多家办电、多种所有制办电的竞争格局，企业办电的积极性普遍高涨。2002-2006 年，发电装机和发电量年均增长率达到 13.1%和 13.8%，仅用三年多的时间就扭转了全国大范围缺电的局面。

2003 年底，按照电力体制改革方案的要求，国家电网公司所属东北、华东、华中、西北、华北五个区域电网公司进行了重组改造，并相继挂牌成立；各省电力公司改制重组工作正在进行。以区域电网公司为主体的输电运营框架开始形成，为建立区域电力市场、实现电力资源更大范围的优化配置创造了基础性条件，使从体制上动摇“省为实体”的行政

壁垒成为可能。南方电网公司成立后，积极组织跨省交易，有力的保障了广东电力供应，拉动了贵州、云南等西部地区电力建设和经济发展。

(二) 电力国企改革取得积极进展，促进了行业发展，提高了企业生产效率

电力工业是国有企业高度集中的行业。国有资产分别占电网企业的99%、发电企业的90%。原国家电力公司的分拆和资产重组加快了国有电力企业的改革步伐。新组建的发电公司在建立现代企业制度、组织结构调整和企业内部管理等方面都取得了较明显的进步。电网企业中央层面的主辅分离基本实现，省及省以下辅业、三产和多经企业的重组分离工作也稳步推进。

在电力设备、材料等建设成本大幅增加的情况下，确保了发电项目造价水平稳中有降。供电标准煤耗逐年下降，6000千瓦及以上电厂供电煤耗从2002年的383克/千瓦时下降到2006年的366克/千瓦时；较好地控制了工程造价，火电机组每千瓦造价由2002年的5000元下降到2006年底的4000元左右。

改革四年来，新增220千伏及以上输电线路9.26万公里，变电容量45167万千伏安，电网线路损失率从7.52%下降到7.08%，均创历史最好水平。供电企业的服务行为进一步规范，服务质量不断提高。

(三) 电力市场建设稳步推进，努力探索建立市场配置电力资源的有效机制

2003年2月，率先启动东北电力市场试运行，并于2004年开展了月度竞价模拟运行，先后完成2005年年度竞价、月度竞价以及2006年年度竞价，目前正在全面总结。华东电力市场试点工作于2003年6月启动，

先后开展了月度和综合竞价模拟运行，2006 年开展了两次调电试验，现在已经具备了进入正式试运行的基础条件。2004 年 4 月，南方电力市场建设工作正式启动，并于 2005 年 11 月进入模拟试运行阶段，2006 年又增加了参加模拟的市场主体。目前，华北、西北、华中市场建设方案框架也已经明确，在市场模式、大用户参与市场以及监管机制等问题上都取得较大突破。与此同时，大用户向电力企业直接购电试点工作也积极推进。2004 年 9 月，吉林炭素厂和吉林热电厂的直购电试点启动，截止 2006 年年底，直购电量达 4.5 亿千瓦时。2006 年 11 月，广东台山直购电试点签约启动，预计年直购电量约 2 亿千瓦时。截止 2006 年年底，向电监会正式提出要求开展直购电试点申请的省份达 12 个，电监会均积极协调有关单位完善试点方案。

实践证明区域电力市场发挥了市场配置资源的基础性作用，实现了资源的优化配置，推进了节能降耗，减少了污染排放，提高了电力安全生产水平，促进了发电企业降低成本和提高效率，形成了新的上网电价机制，强化了市场监管。

(四) 电力管理体制改革有了新的突破，实现了政府管理体制和管理方式的创新

2003 年 3 月，国家电监会正式挂牌履行电力监管职责，这是中国基础产业领域实行新的管理体制的一个创举，标志着适应社会主义市场经济要求的“政府综合部门宏观调控、监管机构依法监管、企业自主经营、行业协会自律服务”的新的电力管理体制框架的雏形开始形成。

电监会成立后，按照党中央、国务院的部署，会同有关单位采取需求侧管理、优化调度等多种措施努力缓解电力供需矛盾，认真履行监管

职责，维护电力市场秩序，大力推进电力市场建设和电力法规建设，组织落实各项改革部署，取得了很大成绩。尤其是安全监管工作，自 2003 年 12 月国务院授权电监会具体履行全国电力安全监管职责以来，在电力体制改革利益关系急剧调整，以及全国大面积缺电、自然灾害频发、外力破坏严重的情况下，通过落实各项安全生产措施，全国电网运行和电力安全生产基本平稳，没有发生重特大人身伤亡和设备毁损事故，没有发生大面积停电事故。2005 年，全国电力系统人身死亡事故同比降低 37%，设备事故同比降低 17%；2006 年，又分别同比降低 58%和 42%。

(五) 电力价格、投资改革稳步推进，电力法规建设取得积极进展

2003 年 7 月，国务院批复了以发挥市场机制作用为特征的《电价改革方案》（国办发〔2003〕62 号），相关部门据此出台了上网、输配和销售电价暂行办法，对新建发电机组执行统一的标杆电价，实行煤电价格联动、高耗能产业差别电价以及可再生能源发电价格等政策。2004 年 7 月，根据《国务院关于投资体制改革的决定》，电力建设项目由审批制改为核准制，逐步赋予企业更大的投资决策权。2005 年 5 月 1 日，《电力监管条例》正式颁布施行，标志着政府对电力工业的管理正步入依法监管的新阶段。《电力法》修改工作取得重要进展，正在征求意见，《能源法》也进入制订程序。《电网调度管理条例》、《电力供应与使用条例》及《电力设施保护条例》的修订工作已经启动。适应电力市场化需要的电力法规体系逐步完善。这些措施的跟进，为全面深化电力市场化改革创造了条件。

(六) 妥善解决厂网分开遗留问题，不断深化改革

通过电力体制改革工作小组和电监会的多次协调，2006 年，妥善解决了河南丹河电厂企业归属、新疆发电资产划转移交、湖北青山热电厂“一厂三制”等厂网分开遗留问题。2007 年 5 月 30 日，920 万千瓦发电

资产部分股权转让协议签字，这是按市场化方式处置国有电力资产的有益尝试。2007年8月，电力体制改革工作小组印发《关于电力资产财务划分有关遗留问题的通知》，标志着发电资产划转移交遗留问题基本得到妥善解决。

2006年11月1日，国务院常务会议讨论并原则通过了《关于“十一五”深化电力体制改革实施意见》，国务院办公厅于2007年4月6日予以印发（国办发〔2007〕19号），这是继国务院国发〔2002〕5号文件之后又一个重要的指导性文件，对于进一步统一思想，坚持市场化改革方向，以及做好“十一五”各项改革工作意义十分重大。《意见》坚持了2002年以来电力市场化的改革方向，提出了“十一五”深化电力体制改革的总体目标。

总之，电力体制改革方案实施四年多来，极大地推动了电力工业的市场化进程，给电力工业带来了深刻的变化，在促进电力工业发展、保障电力安全、改进电力企业管理和改善供电服务质量等方面发挥了重要作用。改革推进过程中，电力行业保持了各项生产经营活动和建设项目的正常进行，保持了干部职工队伍的基本稳定，保证了电力供应，做到了安全生产。当然，这些成果是阶段性的，与国务院5号文件确定的改革目标和任务相比，改革推进的幅度、深度不够，改革方案确定的一些阶段性任务尚未完成。同时，电力在快速发展的同时，也进一步暴露出许多新的不协调的体制性、机制性问题，制约着电力工业的全面协调可持续发展，继续深化改革的任务依然十分繁重。

之二：电力基本建设持续加快

众所周知，电力供应短缺曾给我国经济发展带来严重的影响，1978年因供应短缺，估计约有 20%的生产能力不能发挥。改革开放后，特别是“十六大”以来，为满足国民经济发展对电力的强劲需求，电力工业以前所未有的速度发展，电力投资力度持续加大，电源建设不断迈上新台阶，电网建设速度逐年加快。与此同时，电力工业的发展和增长方式也不断转变，电源和电网结构不断优化，工程造价持续下降，长期形成的电力供需矛盾得到逐步缓解，供需形势出现了根本的好转。

一、电力投资

在电力供求缺口不断拉大的情况下，近几年形成了超大规模的电力投资建设浪潮。2002-2006 年电力累计投入 1.85 万亿元，从 2002 年的 2296.92 亿元猛增到 2006 年的 5227.84 亿元，增速达 127.6%，电力投资增长弹性系数明显超前于国民经济的增长（见表 2-1、图 2-1）。这主要因为我国正处于工业化的初级阶段，人均工业产品产量大多数低于世界人均水平，与发达国家比差距很大。因此，抓紧有利时机，加快重工业发展，加强基础设施建设，增加就业岗位，提高人民生活，增强综合国力，是非常必要和合理的。

表 2-1 近 5 年全国电力投资增长情况

年 份	2002	2003	2004	2005	2006
GDP 增速 (%)	9.10	10.00	10.10	10.40	11.10
电力投资总量 (亿元)	2296.92	2894.43	3284.89	4754.22	5227.84
电力投资增速 (%)	18.12	26.01	13.49	44.73	9.96
电力投资增长弹性	1.99	2.60	1.34	4.30	0.90
电源投资总量 (亿元)	747.43	1880.43	2047.56	3228.06	3122.09
电源投资增速 (%)	14.25	151.59	8.89	57.65	-3.28
电网投资总量 (亿元)	1507.48	1014.00	1237.33	1526.15	2105.75
电网投资增速 (%)	43.88	-32.74	22.02	23.34	37.98

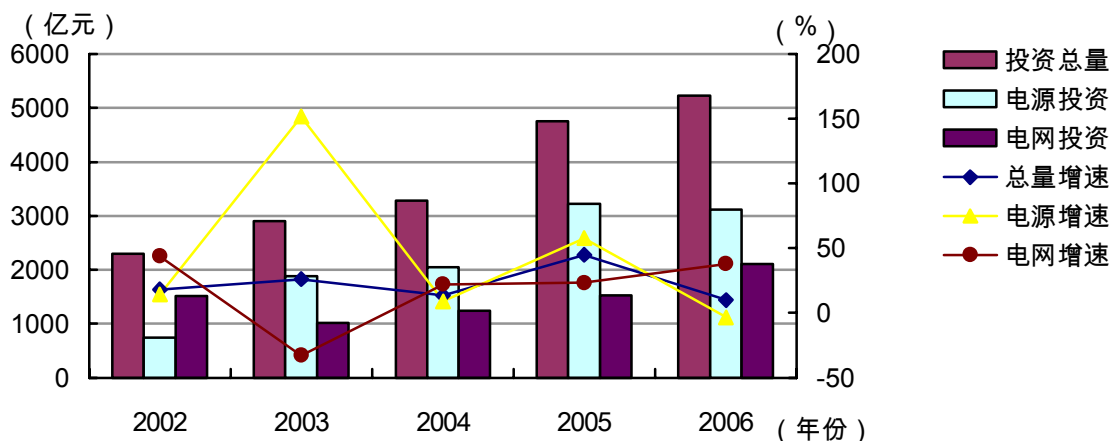


图 2-1 近 5 年全国电力投资增长与增速比较

二、电源基本建设

(一) 电力装机容量快速增长

“十六大”以来的五年，也是实施新一轮电力体制改革的五年。2002 年实行厂网分开，打破了电力行业原来高度一体化的垄断体系，调动了各方办电的积极性，电源建设速度进一步加快，成为新中国成立以来电源发展最快的一个时期。与改革开放初期相比，发电装机容量增长了 10

倍。自 1996 年起，我国发电装机容量一直位居世界第二位。截止 2006 年底，全国发电装机容量已达到 6.22 亿千瓦。从 2002 年底到 2006 年底，我国电力装机容量增加 2.65 亿千瓦，同比增加 74.44%(见表 2-2、图 2-2)。

表 2-2 近 5 年全国装机容量增长情况

年份	总装机容量 (万千瓦)	净增装机容量 (万千瓦)	同比增长 (%)
2002	35657.09	1808.40	5.34
2003	39140.78	3483.69	9.77
2004	44238.73	5097.95	13.02
2005	51718.48	7479.75	16.91
2006	62200.00	10481.52	20.27

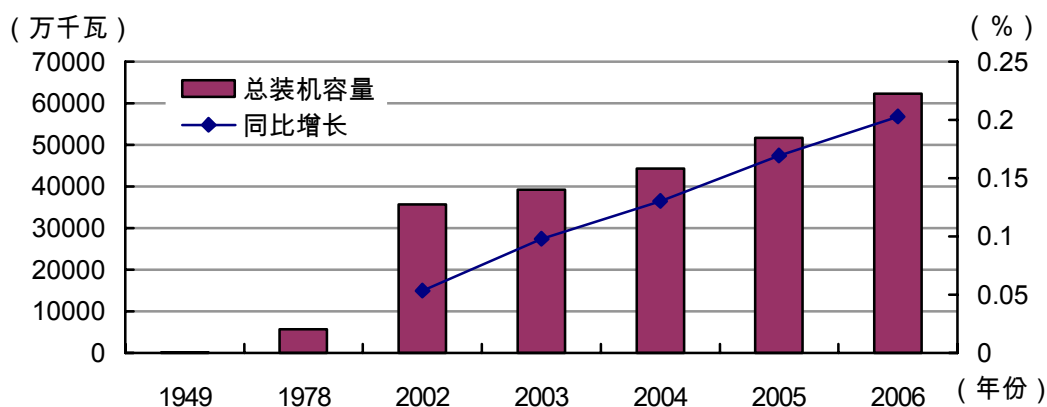


图2-2 我国装机容量增长及增速情况

(二) 电源结构不断优化

“十六大”以来，电源建设贯彻了“优化发展火电，有序发展水电，积极发展核电和大力发展可再生能源发电”的方针，加快了水电、核电和可再生能源等清洁能源发电的建设步伐。截止 2006 年底，核电、风电、生物质能等其他能源装机容量分别占总装机容量的 1.1%、0.3%、0.11%。但由于水电和核电的建设周期较长，而在同期火电发展迅速，使得水电

和核电在电源构成上的变化不是十分明显，甚至水电比重还有所下降，核电略有增长，但比重很小。在装机容量构成中，火电由 2002 年的 74.47% 上升到 2006 年的 77.82%，水电由 2002 年的 24.14% 下降到 2006 年的 20.67%（见表 2-3、图 2-3）。

表 2-3 近 5 年电源结构变化统计表

年份	水 电			火 电			核 电		
	装机总量 (万千瓦)	同比 增长 (%)	占总量 比例 (%)	装机总量 (万千瓦)	同比 增长 (%)	占总量比 例 (%)	装机总量 (万千瓦)	同比 增长 (%)	占总量 比例 (%)
2002	8607.4	3.70	24.14	26554.7	4.95	74.47	458.6	102.2	1.29
2003	9489.6	10.25	24.24	28977.1	9.12	74.03	636.4	38.77	1.63
2004	10524.2	10.90	23.79	32948.0	13.70	74.48	701.4	10.21	1.59
2005	11738.8	11.54	22.70	39137.6	18.78	75.67	701.4	0	1.36
2006	12857.0	9.52	20.67	48405.0	23.68	77.82	701.4	0	1.18

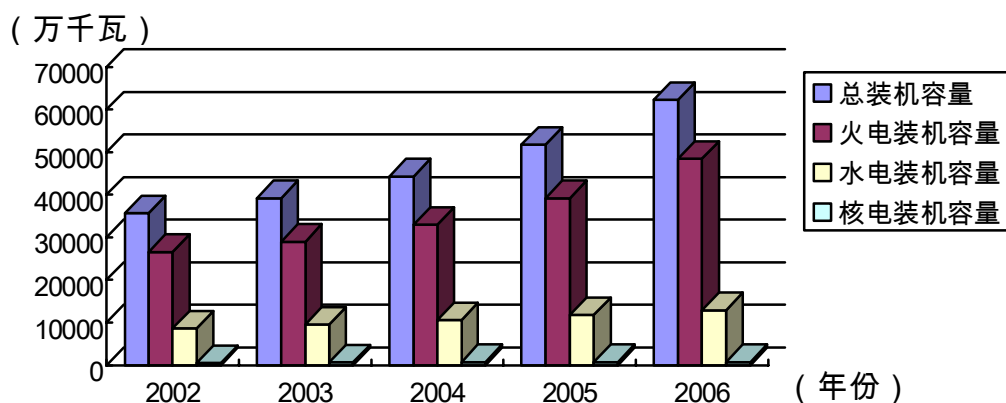


图2-3 近5年电源结构变化图

1. 火电结构优化

“十六大”以来，火电建设普遍采取了大力发展高参数、大容量机组、改造和关停小火电机组的战略措施，主要采用单机容量 30 万千瓦以上的高参数、高效率、调峰性能好的机组，在能源基地建设矿区坑口电

厂向缺电地区送电，促进更大范围的资源优化配置。2002-2006年，全国共投运 30 万千瓦及以上火电机组 2165 台，装机容量比重由 2002 年的 41.69% 上升到 50.44%；共投运 20 万千瓦及以上水电机组 567 台，装机容量比重由 2002 年的 31.26% 上升到 33.79%（见表 2-4）。

表 2-4 近年全国 10 万千瓦及以上火电和 4 万千瓦及以上火电装机分布

		2002	2003	2004	2005	2006
火电 装机 比例	火电 10 万千瓦及以上： 台数 装机容量（万千瓦） 占火电装机比例（%）	855	931	1026	1174	1393
		19076.1	20881.8	23618.4	27798.9	35874.8
		71.84	72.06	72.69	72.37	74.11
	火电 20 万千瓦及以上： 台数 装机容量（万千瓦） 占火电装机比例（%）	519	554	612	708	880
		15201.5	16412.0	18644.0	22123.0	29542.0
		57.34	56.64	57.38	57.59	61.03
	火电 30 万千瓦及以上： 台数 装机容量（万千瓦） 占火电装机比例（%）	314	342	394	480	635
		11071.5	12118.0	14218.0	17491.0	24441.0
		41.69	41.82	43.76	45.53	50.44
水电 装机 比例	水电 4 万千瓦及以上： 台数 装机容量（万千瓦） 占火电装机比例（%）	361	388	418	452	505
		4941.7	5569.6	6215.1	6858.6	7492.1
		57.41	58.69	57.41	58.86	58.21
	水电 20 万千瓦及以上： 台数 装机容量（万千瓦） 占火电装机比例（%）	94	104	109	125	135
		2690.5	3209.0	3579.0	4079.0	4344.0
		31.26	33.82	33.06	35.01	33.79

自 2004 年 4 月，我国首台百万千瓦级机组——上海外高桥电厂二期第一台机组投入商业运行后，又有一大批百万千瓦电厂先后投入运行。截止 2006 年底，全国共有百万千瓦以上规模的电厂 171 座，总装机容量

达 25660 万千瓦，占全国总装机容量的 41.25%，成为电力供应的主力。

2. 水电和核电建设加快

水电作为洁净的可再生能源，在电力可持续发展中发挥着重要作用。“十六大”以来，在火电快速发展的同时，水电建设也相应加快，开发西部水电，实施“西电东送”已成为“西部大开发”战略的重要内容和支撑。2004 年，全国水电装机突破 1 亿千瓦，2006 年底达到 1.29 亿千瓦。

从 2002 年底至 2006 年底，我国共投产核电装机容量 343.8 万千瓦。截止 2006 年底，全国核电装机容量为 685 万千瓦。2007 年 5 月 14 日，田湾核电站 2 号机组首次并网成功，至此，我国核电装机容量达到 791 万千瓦。尽管新增核电装机容量不多，但为今后核电的加速发展打下了良好基础。首先，确立了“积极发展核电”的方针，由“适当发展”变为“积极发展”，对今后核电的发展至关重要。其次，对东南和东部沿海地区进行了广泛的核电厂址选择和可行性研究工作，为今后的加速发展作了技术准备。更重要的是，通过近 10 年的经验积累，为核电的自主设计、制造、建设和运营打下了良好的基础。

3. 风力发电取得突破性进展

我国风力发电始于上世纪 80 年代。目前，已探明全国陆地风能理论储量为 32.26 亿千瓦，可开发利用的储量为 2.53 亿千瓦，近海 7.5 亿千瓦，合计风能可达 10.03 亿千瓦，居世界前列。“十六大”以来，可再生能源发电特别是风力发电取得了较快进展。2002 年，我国并网风电装机容量为 39.9 万千瓦。截止 2006 年底，我国已有 91 个风电场（除台湾省）、3311 台机组，累计装机容量约为 259.9 万千瓦，上网电量约 27 亿千瓦时。主

要分布在 16 个省（区、市、特别行政区），单机容量大多数为 850 千瓦及以上，1500 千瓦机组有 230 多台，最大的为 2000 千瓦，安装在江苏如东掘港镇和福建山乌礁湾风电场。

三、电网基本建设

（一）电网建设速度加快

在电源建设实现新跨越的同时，我国的电网建设也取得了新的进展。截止 2006 年底，220 千伏及以上输电线路回路长度达到 28.15 万公里，220 千伏及以上变电设备容量达到 98131 万千伏安，分别比 2002 年增加 1391.64%和 86.25%（见表 2-5、表 2-6）。

表 2-5 近年我国 220 千伏及以上输电线路长度

单位：公里、%

年份	合计	750 千伏		500 千伏		330 千伏		220 千伏	
		总长度	同比增加	总长度	同比增加	总长度	同比增加	总长度	同比增加
2002	188719	0	0	36745	16.70	9612	4.74	142362	4.73
2003	207153	0	0	44364	20.73	10389	8.08	152400	7.05
2004	228860	0	0	54252	22.29	10773	3.69	163835	7.50
2005	253685	141	0	62866	15.88	13059	21.22	177619	8.41
2006	281366	141	0	73394	14.60	13975	7.00	193997	9.10

表 2-6 近年我国 220 千伏及以上变电容量

单位：万千伏安、%

年份	合计	750 千伏		500 千伏		330 千伏		220 千伏	
		总长度	同比增加	总容量	同比增加	总容量	同比增加	总容量	同比增加
2002	52664	0	0	13750	17.21	1755	14.93	37209	9.35

2003	60653	0	0	16166	17.57	1899	8.21	42588	14.46
2004	71739	0	0	20921	27.87	2064	8.69	48754	14.48
2005	84333	300	0	24665	17.90	2557	23.89	56811	16.52
2006	97831	300	0	29547	17.80	3130	22.40	65154	14.50

“十六大”以来，在政府的主导下，电力企业实施了大规模的城乡电网建设与改造，逐步改变重发电、轻输变电的局面，配电网建设得到一定程度的加强，为城市供电可靠性的提高和供电质量的改善打下了较好的基础。

(二) 全国联网工程取得重要进展

“十六大”以来，我国大区电网的互联工程取得了显著成果。2003年随着华中到华东第2条±500千伏直流输电线路(300万千瓦)的投运，使华中—华东的输电能力达到420万千瓦。同年9月实现了华中与华北500千伏交流联网。另外，三峡至广东直流联网工程、华中与西北直流背靠背联网工程，分别在2004年和2005年投运；同时，实现了山东与华北联网。川渝与西北联网、山东与华东联网等项目已完成可研或正在开展可研等前期论证工作。三峡工程三常直流和三峡送出有关输变电工程按计划投运，其它三峡输变电工程按计划施工，确保了三峡电力送得出、落得下、用得上。

(三) “西电东送”三大输电通道基本形成

“十六大”以来，“西电东送”规模不断扩大。至2006年底，“西电东送”的北、中、南三大通道已形成3400万千瓦的输送能力。北通道共建设投运13回500千伏交流输电线路，输送能力超过1200万千瓦。这些输变电工程的建设对山西、内蒙古地区的能源资源输送到京津唐及河

北地区发挥了巨大的作用。中通道共有 3 回从三峡、葛洲坝到华东地区的±500 千伏直流输电线路，加上阳城电厂送江苏的 500 千伏交流输电线路，输送能力达到 1000 万千瓦。南通道共形成“六交三直”9 回 500 千伏输电线路，输送能力超过 1300 万千瓦。

(四) 电网优化资源配置的作用日益显著

“十六大”以来，电网在更大范围优化资源配置的作用日益显著。2002 年，全国跨区资源配置的电量为 897.6 亿千瓦时，占全国发电量的 5.4%；2006 年大幅度增加到 3446.8 亿千瓦时，占全国发电量的 12.2%，同比增加 284%。其中：跨区域电能交易 853.1 亿千瓦时，同比减少 0.3%；区域内跨省电能交易 2593.7 亿千瓦时，同比增长 18.3%。2006 年，跨国（境）电能交易累计 179 亿千瓦时，较上年增长 7.3%，其中：从俄罗斯、朝鲜、香港等地购入电量 50.5 亿千瓦时，同比增长 1.5%；向香港、澳门、越南、朝鲜等地送出电量 128.5 亿千瓦时，同比增长 9.7%（见图 2-4）。

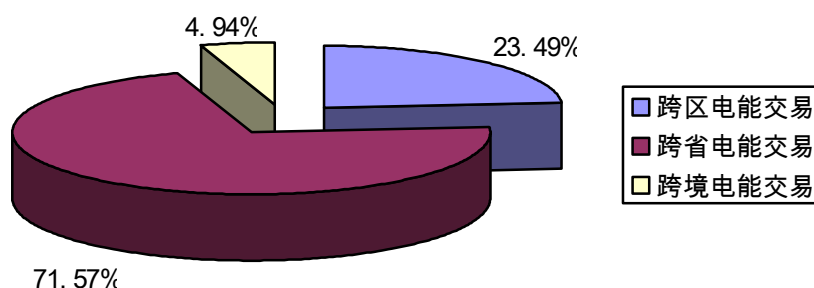


图2-4 2006年全国跨区、跨省、跨境电能交易情况

四、电力工程造价与定额

(一) 电力工程造价

2002 年以来，各电力企业的工程造价管理工作按照精细化管理的思

路，完善全过程造价管理制度和方法体系，从工程建设各个环节努力控制工程造价，取得了显著成效。

1. 发电工程

火电建设工程单位造价水平总体呈现下降趋势，但由于建设场地征用及清理费用持续上涨等原因，2006年有小幅度的上涨（见图2-5）。投产火电工程单位概算从2001年的5000元/千瓦左右下降到2005年的4000元/千瓦左右，下降幅度达20%，但2006年较2005年上涨了183元/千瓦；单位决算从2002年的约4800元/千瓦下降到2005年的3564元/千瓦，下降幅度达25%，但2006年较2005年上涨了236元/千瓦。

水电、核电和风电竣工项目有限，工程造价变化离散性较大，短期规律性不强。

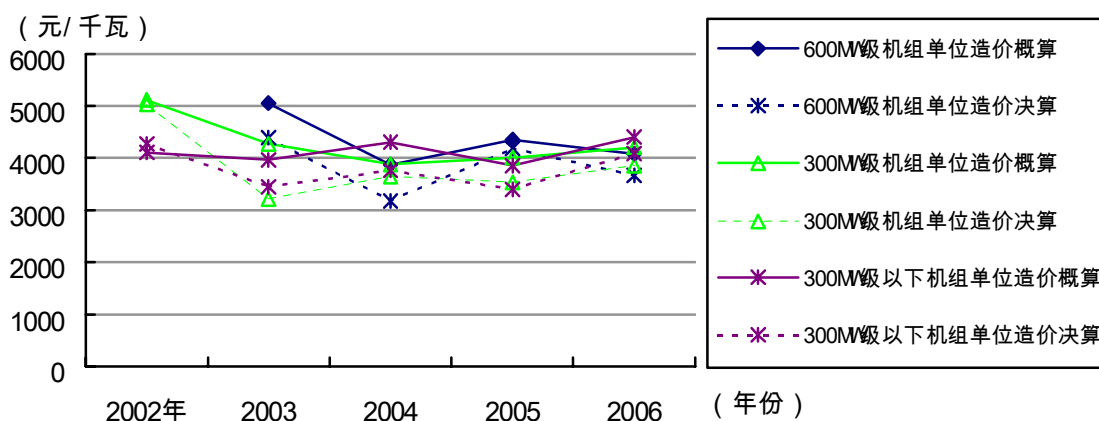


图2-5 全国火电工程项目单位造价随时间变化情况

2. 送变电工程

交流送电工程单位造价总体呈上涨趋势，线材和线路走廊征用补偿费用的上涨是主要原因。500千伏交流送电工程单位造价从2002年的156万元/千米上涨到2006年的194万元/千米；330千伏交流送电工程单位造价从2002年的77万元/千米上涨到2006年的87万元/千米；220千伏交

流送电工程单位造价从 2002 年的 64 万元/千米上涨到 2006 年的 82 万元/千米；110 千伏交流送电工程单位造价从 2002 年的 39 万元/千米上涨到 2006 年的 45 万元/千米（见图 2-6）。从项目所在地区看，500 千伏交流送电工程华东地区最高，华北地区最低；220 千伏交流送电工程单位造价华东地区最高，西北地区最低；110 千伏交流送电工程单位造价南方地区最高。

近年来，变电工程单位造价不同电压等级有升有降，500 千伏交流变电工程单位造价总体下降，220 千伏交流变电工程单位造价基本保持稳定，110 千伏交流变电工程单位造价略有上涨。但 2006 年除 500 千伏变电工程单位造价下降了 8.46% 以外，其余均有一定幅度的上涨，这主要是受原材料国际市场价格上涨的影响，其中变压器和断路器等主要变电设备价格涨幅较大。

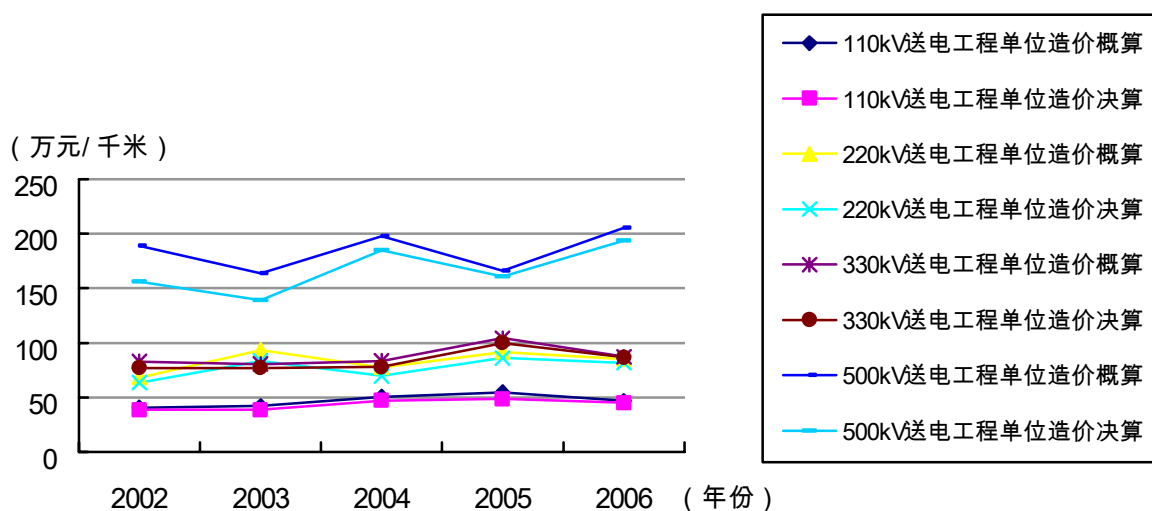


图 2-6 全国送电工程项目单位造价随时间变化

(二) 电力行业定额

2002 年以来，随着新工艺、新技术和新设备在电力建设设计和施工中的广泛运用，以及建设施工企业工程建设组织管理水平和员工素质的

普遍提高，全国电力建设施工的效率进一步提升，与 1997 年电力工业部颁布的《电力工程项目建设工期定额》对比，电源和电压工程建设平均工期逐年缩短，累计缩短幅度达 30%-50%。

国家电监会不断加强电力工程造价和定额管理工作。2005 年，中电联启动了电力建设工程计价标准体系的修编工作，并组织编写了电力建设工程量清单计价规范。2006 年，为了适应电力体制改革后的形势，改组了全国电力定额组织体系，分别在两大电网公司和五大发电集团公司设立电力建设定额站。

之三：电力供需形势逐步好转

一、电力生产情况

(一) 发电量

2002 年以来，随着发电装机容量连创记录，电力供应能力也明显增强，发电量快速增长。2002-2006 年累计增加发电量 110856.9 亿千瓦时，平均每年增加 2701.09 亿千瓦时，年平均增长率 13.83%，高于同期发电设备容量增速 0.77 个百分点。其中，水电发电量年平均增长 10.02%，火电发电量年平均增长 14.38%，核电发电量年平均增长 27.96%(见表 3-1)。

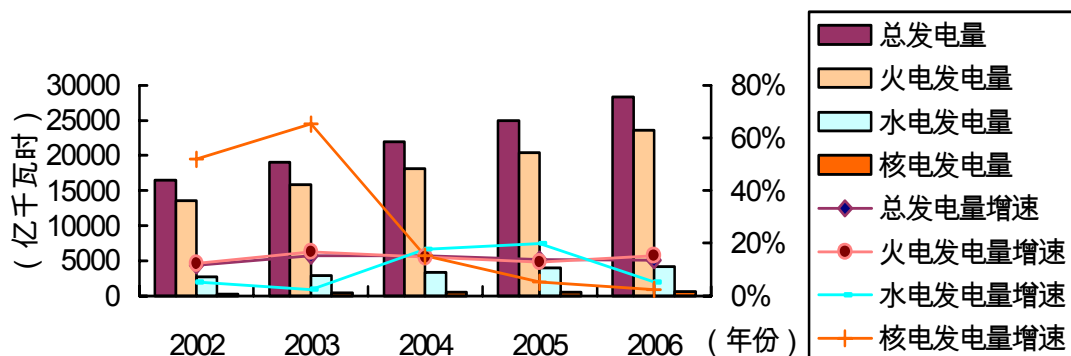
表 3-1 2002-2006 年全国发电量情况

单位：亿千瓦时、%

年份	总量		水电			火电			核电		
	发电量	同比增长	发电量	同比增长	占总量	发电量	同比增长	占总量	发电量	同比增长	占总量
2002	16542.04	11.48	2745.65	5.15	16.60	13522.04	12.26	81.74	265.32	51.85	1.60
2003	19052.08	15.17	2813.30	2.46	14.77	15789.66	16.77	82.88	438.54	65.29	2.30
2004	21943.52	15.18	3309.90	17.65	15.08	18103.80	14.66	82.50	504.69	15.08	2.30
2005	24975.26	13.82	3963.96	19.76	15.87	20437.30	12.89	81.83	530.88	5.19	2.13
2006	28344.00	13.50	4167.00	5.10	14.70	23573.00	15.30	83.17	543.00	2.40	1.92

从 2002-2006 年发电量增长情况（见图 3-1）可知，由于火电的装机容量占总装机容量的 70%以上，其发电量占总发电量的 80%以上，火电发电量的变化趋势基本决定总发电量的变化趋势。而水电受来水的影响，

造成出力变化，因此影响其发电量。秦山核电站二期第一台机组（60万千瓦）、三期1号机组（70万千瓦）、三期2号机组（70万千瓦）分别于



2002年4月15日、2002年12月31日、2003年7月24日投入商业运行，因此2002年、2003年核电发电量猛增。

图 3-1 2002-2006 年发电量增长情况

(二) 发电设备平均利用小时数

由于2003年夏天至2004年全国出现大面积“电荒”，发电设备利用小时数持续上升。随着大批电源项目的相继建成投产，电力供需形势进一步缓和，至2005年，全国单机6000千瓦及以上机组设备平均利用小时数开始下降（见表3-2、图3-2）。

表 3-2 2002-2006 年发电设备平均利用小时数情况

年份	全国发电设备		水电		火电	
	全年 (小时)	比上年增长 (%)	全年 (小时)	比上年增长 (%)	全年 (小时)	比上年增长 (%)
2002	4860	272	3289	160	5272	372
2003	5245	385	3239	-50	5767	495
2004	5455	210	3462	223	5991	224
2005	5425	-30	3664	202	5865	-126

2006	5221	-204	3434	-230	5633	-232
------	------	------	------	------	------	------

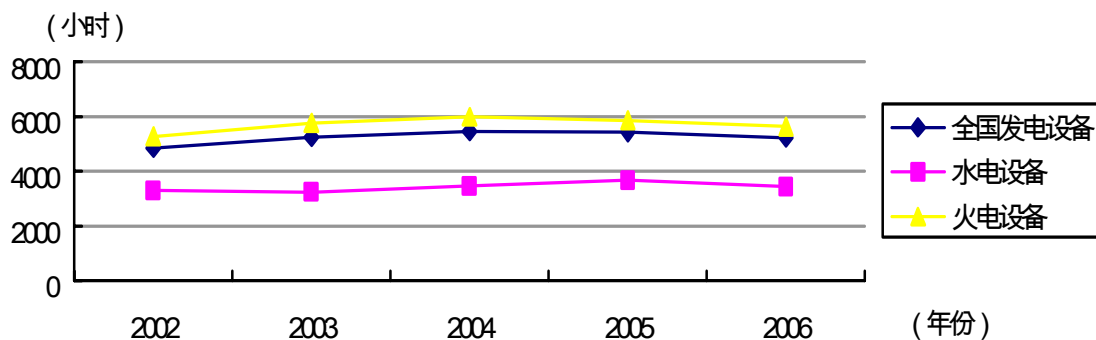


图 3-2 2002-2006 年发电设备平均利用小时数变化趋势

从图 3-2 可以看出，全国发电设备平均利用小时数在 2004 年“电荒”之后出现了拐点，开始进入下降通道。其中水电由于受到来水的影响，其平均发电量利用小时数有所波动，而火电的变化规律与总体规律一致。

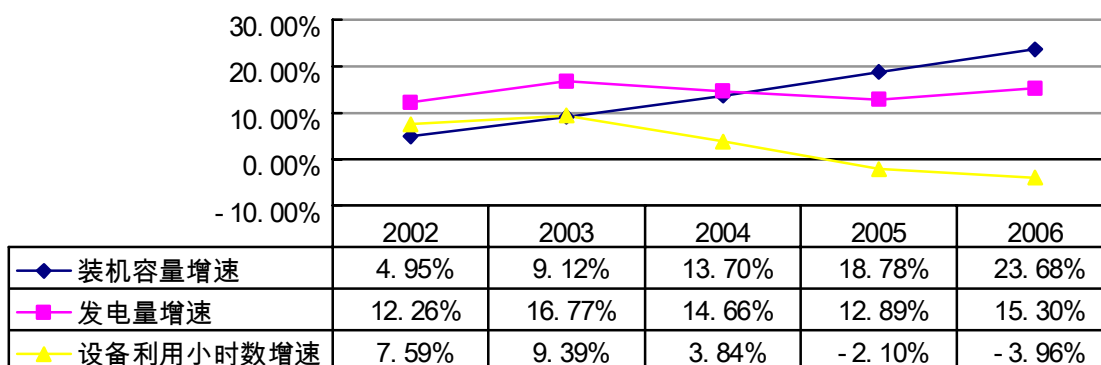


图 3-3 2002-2006 年火电装机容量、发电量、设备利用小时数变化比较

从火电设备容量增速与其装机容量、发电量增速变化趋势(见图 3-3)也可以看出，装机容量不断增加，而发电量、设备平均利用小时数从 2004 年开始下降。

(三) 发电燃料供应

2002-2006 年全国发电燃料供应总体平稳，煤质略有下降，库存水平合理，电煤价格进一步上涨，油气供应存在一定困难。期间，全行业发

电燃煤和燃气消耗量同比增幅较快，燃油消耗量有所减少（见表 3-3、图 3-4）。

表 3-3 2002 - 2006 年发电燃料消耗情况

单位：万吨、亿立方米、%

年份	标准煤量		原煤量		燃油量		燃气量	
	全年	同比增长	全年	同比增长	全年	同比增长	全年	同比增长
2002	47290.08	12.16	65594.55	13.81	1089.12	6.48	214.38	16.76
2003	55042.06	16.32	76543.12	16.69	1321.99	21.38	316.57	47.67
2004	62468.09	13.49	89512.27	16.94	1386.50	4.88	806.81	154.86
2005	69438.16	11.16	100907.21	12.73	1277.00	-7.90	1242.74	54.03
2006	79273.56	14.16	118241.07	17.18	993.66	-22.19	713.92	-42.55

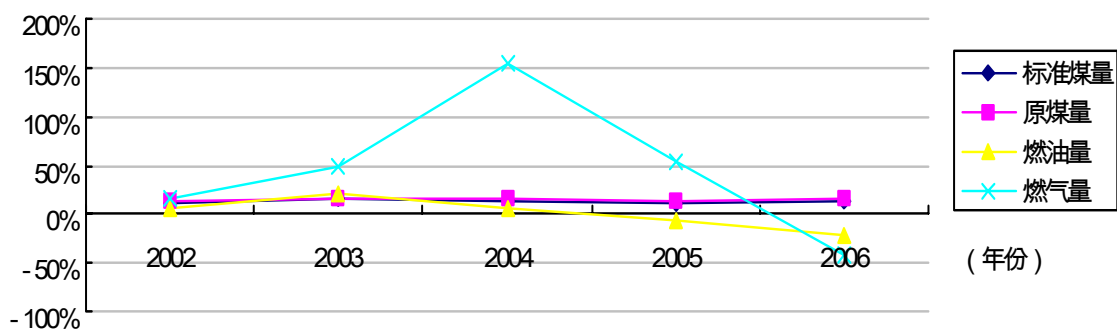


图 3-4 2002 - 2006 年发电燃料消耗变化情况

二、电力供应情况

自 2003 年开始，全国爆发大面积“电荒”，当年夏天全国就有 21 个省（市）电力严重供不应求。2004 年一季度，全国有 24 个省（市）被迫拉闸限电。电力缺口年均为 2500-3000 万千瓦。

随着电力基本建设力度的加大和国家宏观调控措施的逐步到位，全国电力供应紧张形势有所缓解。2005 年，全国电力供应总体呈现“前紧

后松”的状态，逐步缓和，电力供需特点也逐渐由 2004 年的持续性、全国性缺电转变为区域性、季节性、时段性缺电，主要集中在华北、南方和华中的一部分地区，华东地区紧张局面明显缓解，东北、西北地区电力供应基本可以保证。一季度全国有 26 个省（市）出现拉闸限电现象，二季度减少到 18 个，11 月份减为 5 个。2006 年，全国电力供需总体基本平衡，电力供需紧张形势得到明显缓解，全国尖峰负荷最大电力缺口为 1000 万千瓦左右，比 2005 年同期减少 1500 多万千瓦。

2002-2006 年累计完成供电量 95245.36 亿千瓦时，平均每年增长 14.38%（见表 3-4）。

表 3-4 2002 - 2006 年全国供电量情况

年 份	2002	2003	2004	2005	2006
供电量(亿千瓦时)	14032.27	16351.16	18805.28	21492.65	24563.41
同比增长 (%)	11.75	16.53	15.01	14.29	14.75

三、电力消费

(一) 全社会用电量及其分类

2002-2006 年，受国民经济持续快速增长的强劲拉动，全国电力消费保持了快速增长的态势。总用电量达 110067.72 亿千瓦时，年平均增加 18.1%。

表 3-5 2002 - 2006 年全国用电量情况

单位：亿千瓦时、%

年份	全社会总计		第一产业		第二产业		第三产业		城乡居民生活	
	用电量	同比增长	用电量	同比增长	用电量	同比增长	用电量	同比增长	用电量	同比增长

2002	16386.28	11.60	590.25	2.98	11957.30	12.44	1837.29	12.34	2001.43	8.82
2003	18891.21	15.29	595.83	0.95	13948.51	16.65	2108.83	14.78	2238.04	11.82
2004	21761.30	15.19	602.74	1.16	16274.79	16.68	2427.77	15.12	2456.00	9.74
2005	24780.93	13.60	755.53	25.35	18675.55	14.75	2524.48	3.98	2825.36	15.04
2006	28248.00	14.00	832.00	9.90	21354.00	14.30	2822.00	11.80	3240.00	14.70

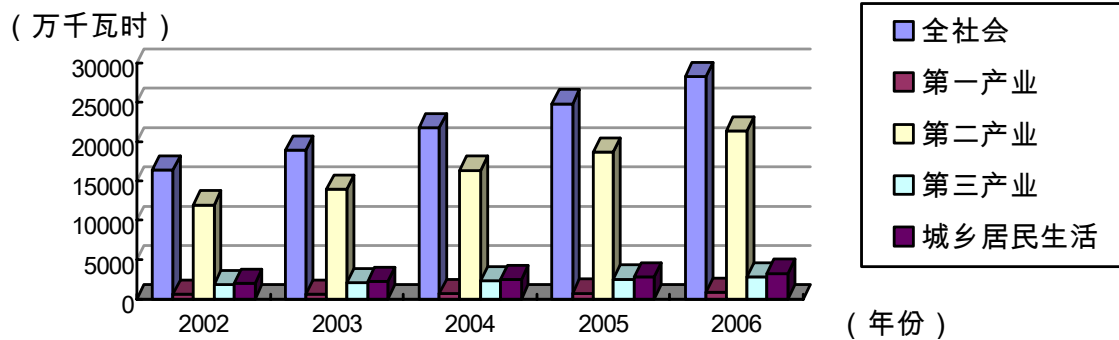


图3-5 近5年全国用电量及类别分布

(二) 电力消费弹性系数

2002-2006年各年电力消费弹性系数呈现先升后降的趋势,2003年达到最高值1.68后稳步下降到2006年的1.31(见表3-6),五年期间年均电力消费弹性系数为1.47,而我国“九五”期间的年均电力消费弹性系数仅为0.75。随着我国工业化、城市化进程的加速,特别是重工业的加速发展,重工业的比重上升,产业结构呈现重型化趋势,导致经济发展对电力的压力越来越大。自国家加强宏观调控以来,高耗能产业过快发展的势头得到一定控制,产业结构也得到一定程度的调整,宏观调控的效果已经初步显现。在全国GDP保持高速增长的情况下,电力消费弹性系数在2005年减少了0.27个百分点,减幅达16.88%。2006年又继续下降了0.02个百分点。

表3-6 2002 - 2006年电力消费弹性系数情况

年 份	2002	2003	2004	2005	2006
电力消费弹性系数	1.45	1.68	1.60	1.33	1.28

之四：电力安全生产和可靠性进一步加强

一、电力安全生产

2002 年电力体制改革以来，在厂网分开、利益关系急剧调整以及全国大面积缺电的形势下，在自然灾害、外力破坏严重的情况下，电力行业圆满地完成了供电任务，保证了城乡居民生活用电和工农业生产基本用电的要求，实现了电力高速发展，确保了电力工业运行安全总体状况良好。

2004 年，电力行业安全生产形势总体平稳。全年电力生产没有发生重特大人身伤亡事故，没有发生重特大电网事故，没有发生特大设备事故。全年共发生电力生产人身死亡事故 11 起，死亡 11 人，同比减少 9 人；发生电网事故 196 次，同比增加 14 次；发生设备事故 551 次，同比减少 106 次，其中重大设备事故 1 次。全年电力施工、设计企业发生 4 起重大人身伤亡事故，死亡 20 人，伤 9 人。

2005 年，发生电力生产人身伤亡事故 16 起，死亡 21 人，同比增加 10 人，其中，重大人身伤亡事故 1 起，死亡 5 人。发生电网事故 74 次，同比减少 127 次，其中，重大以上电网事故 2 次。发生设备事故 427 次，同比减少 132 次，其中，重大设备事故 2 次。发生火灾事故 1 起。全年发生电力建设人身伤亡事故 35 起，死亡 92 人，其中，特大人身伤亡事故 1 起，死亡 14 人；重大人身伤亡事故 13 起，死亡 52 人。

2006年全国电力安全生产形势总体平稳，未发生特大人身伤亡事故、特大电网事故和特大设备事故，电网事故和设备事故较2005年大幅下降，电力人身伤亡事故同比有所减少，基本实现了电力的安全可靠供应。全国发生电力人身伤亡事故48起，死亡106人，同比事故起数减少3起，死亡人数减少7人。其中：电力生产人身伤亡事故13起，死亡17人，同比事故起数减少3起，死亡人数减少4人；电力建设人身伤亡事故35起，死亡89人，同比事故起数相同，死亡人数减少3人。全国发生电网事故48起，同比减少26起；发生设备事故238起，同比减少201起。其中，重大电网事故1起，重大设备事故2起。

表4-1 2004-2006年电力生产及建设事故一览表

类型		事故状况	2004		2005		2006	
			当年	同比增减	当年	同比增减	当年	同比增减
人身伤亡事故	电力生产	事故起数	11	/	16	5	13	-3
		死亡人数	11	-9	21	10	17	-4
	电力基建	事故起数	4	/	35	31	35	0
		死亡人数	20	/	92	72	89	-3
电网事故		事故起数	196	14	74	-122	48	-26
设备事故		事故起数	551	-106	439	-112	238	-201

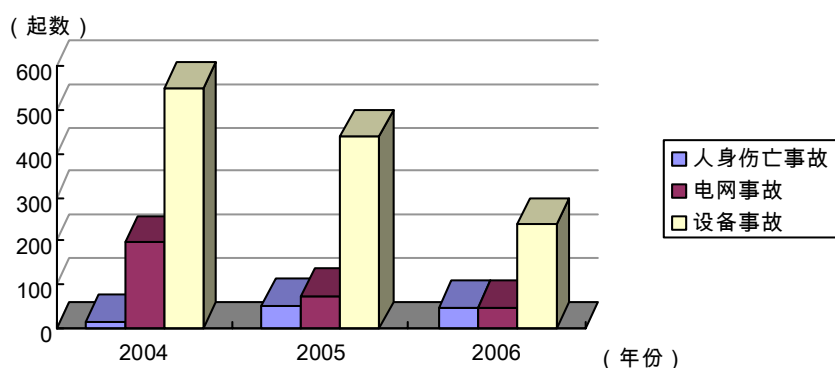


图4-1 2004-2006年人身、电网及设备事故起数同期比较

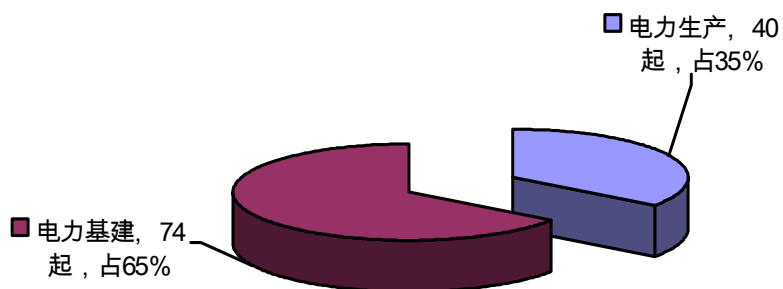


图4-2 2004 - 2006年人身伤亡事故起数比例

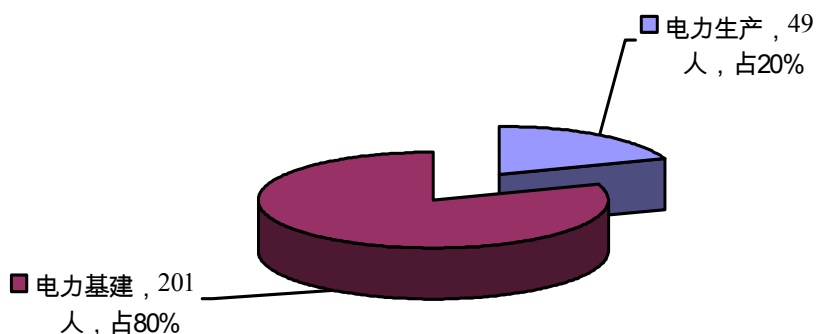


图4-3 2004 - 2006年人身伤亡事故死亡人数比例

二、电力可靠性

电力可靠性管理是国外的先进经验，我国自20世纪80年代借鉴以来，经过20多年的努力，已经形成一套具有中国电力工业特点的电力可靠性管理体系。随着一系列可靠性统计与评价办法的颁布和实施，建立了覆盖全国的可靠性管理网络和数据资源，可靠性管理工作逐步规范化。通过强化可靠性管理，我国的发电设备、输变电设施、用户供电的可靠性水平均有大幅度提高。

(一) 发电机组可靠性

1. 火电机组运行可靠性指标

我国10万千瓦容量等级以上火电机组的平均等效可用系数由1986年的79.93%提高到2006年的92.67%，增加约12.76个百分点，每台机组年均非计划停运次数由1986年的7.85次下降到2006年的1.15次。

2002-2006年，35-35.2万千瓦和31-32.85万千瓦火电机组等效可用系数较高；66万千瓦、60-65万千瓦、35-35.2万千瓦、30万千瓦的等效强迫停运率呈下降趋势；66万千瓦、60-65万千瓦、35-35.2万千瓦、33-33.5万千瓦、30万千瓦、20.5-25万千瓦火电机组非计划停运次数均有所下降。

2. 水电机组运行可靠性指标

2002-2006年期间，水电机组的运行系数、等效运行系数和等效强迫停运率有所波动，非计划停运次数呈下降趋势。

(二) 输变电设施可靠性

随着电力工业的快速发展，高电压、大电网的逐步形成，输变电设施的统计数量逐年增加，220kV、500kV设施增加幅度明显。输变电设施可用系数呈逐年上升趋势，特别是500kV架空线路、变压器、断路器2006年的可用系数达到五年来的最高值。输变电设施近五年的强迫停运率呈不同程度的下降趋势，但330kV断路器的强迫停运率达到五年的最高值。

(三) 供电可靠性

从表4-2可以看出，2002-2006年平均供电可靠率(RS-1)为99.842%；用户平均停电时间(AIHC-1)为13.877小时/户。扣除系统电源不足限电后平均供电可靠率(RS-3)为99.894%；用户平均停电时间(AIHC-3)

为 9.284 小时/户。

表4-2 2002-2006年10kV用户供电可靠性指标

年 份	2002	2003	2004	2005	2006
统计单位 (个)	312	312	316	345	347
RS-1 (%)	99.907	99.866	99.820	99.766	99.849
AIHC-1 (小时/户)	8.171	11.724	15.806	20.491	13.191
RS-3 (%)	99.916	99.929	99.927	99.845	99.853
AIHC-3 (小时/户)	7.375	6.241	6.388	13.539	12.877

近几年来，全社会对电能质量的要求逐年提高，保证电力安全可靠的供应成为供电企业的重要社会责任。国家电网公司、中国南方电网公司均将供电系统用户供电可靠性作为反映供电服务的重要指标对社会公布。由于电网企业的高度重视，企业内部对供电系统用户供电可靠性管理已经作为一项常态化工作不断深入，通过对电网投资的不断增加，完善电网结构，同时使用比较先进的技术手段和管理手段，最大限度的降低用户停电时间，供电系统用户供电可靠性水平稳步提高。

之五：电价管理逐步规范

一、电价改革

电价改革是电力体制改革的关键环节。电价改革的最终目标是形成科学的电价形成机制、电价体系和电价结构，发挥电价引导电力供需、合理配备资源的作用。2002 年以来，我国不断深化电价改革，逐步优化电价形成机制，电价政策根据市场化的进程和电力供需及时调整变化，对促进电力工业持续、健康发展，提高电力资源配置效率起到了积极作用。

（一）制定《电价改革方案》及其配套实施办法

与电力体制改革和电力市场建设相配套，2003 年 7 月，国务院办公厅印发了《电价改革方案》，确立了电价市场化改革的总体方向，明确了发电、售电价格由市场竞争形成，输电、配电价格由政府监管的改革目标，并规定了改革原则和主要改革措施。

同时，为了解决电力体制改革厂网分离的价格问题，2003 年 5 月，国家价格主管部门印发了《厂网价格分离实施办法》，明确了制定原电网直属电厂上网电价的原则，并陆续协调、批复了全部厂网分离电厂（约 150 家）的上网电价。为了进一步深化改革，国家发改委又颁布了《上网电价管理暂行办法》、《输配电价管理暂行办法》、《销售电价管理暂行办法》等配套实施办法，对电价改革措施进行了细化，确立了适应电力体

制改革新要求的电价管理办法和体制，对推进电价改革和规范电价管理具有重要的指导作用。

(二) 促进上网电价改革

伴随着区域电力市场的建设，不同的区域电力市场配合不同的市场模式，上网电价采用不同的形成机制。2005年1月，东北电力市场推行了两部制上网电价改革试点，竞价机组全部电量参与竞争，其中容量电价由政府制定，电量电价由竞争形成。同年，华东电力市场和南方电力市场通过模拟运行，竞价机组部分电量参与市场竞争，采用单一制上网电价，竞争电量的电价在市场中形成，非竞争电量依旧执行政府审批的上网电价。

(三) 调整销售电价分类结构

2005年，国家发改委对销售电价分类结构进行了调整，简化销售电价按用电用途分类的结构，逐步按用电负荷特性进行分档，逐步建立结构清晰、比价合理、繁简适当的分类机构体系。2005年，各省（市、区）已开展终端用户用电量、电压等级、用电容量、负荷率、用户最高负荷与电网最高负荷同时率等参数特性的实测工作。

(四) 规范管理可再生能源发电价格和费用分摊

为促进可再生能源发电产业的发展，国家发改委制定了《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，并从2006年1月1日起执行。规定可再生能源发电价格可采用政府定价和政府指导价（即通过招标确定中标价格）两种形式确定，鼓励电力用户自愿购买可再生能源电量，电价按可再生能源发电价格加上电网平均输配电价执行。

(五) 规范跨地区交易电价

2005年2月，国家发改委、电监会印发了《关于促进跨地区电能交易的指导意见》，对跨区电能交易价格的具体定价办法做出了明确规定，进一步规范跨省、跨区电能交易，充分发挥价格杠杆的调节作用，破除省间壁垒，发展区域电力市场，实现电力资源的优化配置。

(六) 推进城乡用电同价

在农电管理体制改革和农村电网改造的基础上，实现城乡用电同价。至2003年底，全国各省（市、区）均实现了城乡居民用电同价，电价水平平均为0.5元/千瓦时，农村居民生活电价比改革前平均每千瓦时降低0.23元，每年可减轻农民电费负担约420亿元，促进了农村用电量的增长和农村经济大发展。据初步统计，改革后农村用电量增长率达到15%左右，不少地区达到了20%以上，带动了家用电器等相关产业的发展，改善了农民生活条件，活跃了农村经济，受到了广大农民的衷心拥护。

(七) 及时调整优惠电价政策

在2002年以前的电力供应富足时期，国家出台了促进电力消费的政策。2003年以来，电力供应趋紧，全国大部分地区出现了拉闸限电现象。在这种情况下，为了缓解电力供应紧张局面，国家取消了优惠电价政策，对原来免征农网还贷资金的电解铝等部分高耗能企业恢复征收政府性基金，并且禁止地方政府自行出台电价优惠措施，有效地缓解了电力供需矛盾，提高了电力资源的利用效率。

(八) 推行分时电价制度

为了鼓励电力用户削峰填谷，缓解用电高峰缺电局面，2002年以来

全国各电网普遍实行了分时电价制度。2003-2005年又根据各电网用电负荷变化情况，对分时电价办法进行了修改。目前，除西藏自治区外，全国各电网在售电侧均实行了峰谷分时电价办法，提高了用电负荷率，促进了电力资源的合理配置，缓解了高峰用电紧张局面，保证了电力系统的安全稳定运行。

(九) 对高耗能企业实行差别电价政策

2004年6月，国家发改委、电监会等对电解铝、铁合金、电石、烧碱、水泥、钢铁等6个高耗能行业区分淘汰类、限制类、允许和鼓励类企业试行了差别电价政策。对允许和鼓励类企业，电价随各地工业电价统一调整；对限制类和淘汰类企业，电价在以上基础上再分别提高2分钱和5分钱。当年9月，国家发改委、电监会下发了《关于进一步落实差别电价及自备电厂收费政策有关问题的通知》，对差别电价政策作了进一步完善。2005年11月，国家发改委又下发了《关于继续实行差别电价政策有关问题的通知》，要求各省（市、区）继续深化和推进实施差别电价政策。截至2005年底，全国除西藏、吉林外的29个省（区、市）均贯彻执行了差别电价政策，有力的促进了经济增长方式的转变，部分淘汰类项目已关停。同时，属于国家鼓励类的高耗能企业发展较为顺利，效益较好，达到了“扶优抑劣”的政策调控目标。

(十) 实行煤电价格联动

2004年，为解决煤价上涨等因素对电力企业的影响，国家两次提高电价，合计销售电价每千瓦时提高了0.0284元。当年12月，为了进一步理顺煤电价格矛盾，国家发改委印发了《关于建立煤电价格联动机制的

意见的通知》，决定从 2005 年 5 月 1 日起建立和实施煤电价格联动政策。新机制以电煤综合出矿价格为基础，当周期内平均煤价比前一周期变化幅度达到或超过 5%后，在电力企业消化 30%的基础上，相应调整电价，实行煤电价格联动。2005 年 5 月，根据煤价市场变动情况和煤电价格联动机制规定，全国销售电价每千瓦时平均提高 2.52 分钱，提价总额约 450 亿元。

二、电价水平

(一) 上网电价水平

表 5-1 发电企业上网电量和上网电价情况

单位：亿千瓦时、元/千千瓦时

年 份		2003	2004	2005	2006
中央发电企业	上网电量	7823.52	9455.48	11156.52	12923.72
	上网电价	283.41	288.59	306.19	321.60
其中：五大发电集团	上网电量	6427.37	7503.83	8887.54	10244.62
	上网电价	273.08	284.02	303.76	317.54
其它中央企业	上网电量	1396.15	1951.14	2268.98	2679.10
	上网电价	293.74	306.16	315.71	337.14
地方发电企业	上网电量	1667.30	/	5167.50	6184.83
	上网电价	332.77	340.71	351.82	349.17

注 1.表内数据来自于国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司上报资料。

2.计算平均电价时，扣除了有量无价的上网电量。

3.地方发电企业每年取样不尽相同。

表 5-2 不同类型机组上网电量和上网电价情况

单位：亿千瓦时、元/千千瓦时

年 份		2003	2004	2005	2006
火电	上网电量	/	11203.99	13717.58	16207.38
	占总量 (%)	/	/	84.03	84.82
	上网电价	/	308.92	328.15	336.63
水电	上网电量	/	1617.49	2026.54	2201.09
	占总量 (%)	/	/	12.41	11.52
	上网电价	/	222.23	232.59	238.64
核电	上网电量	/	478.00	503.37	535.51
	占总量 (%)	/	/	3.08	2.80
	上网电价	/	452.13	435.20	437.52
风电	上网电量	/	4.33	8.09	18.79
	占总量 (%)	/	/	0.05	0.10
	上网电价	/	709.84	624.62	561.45
燃气	上网电量	/	0.06	1.84	136.45
	占总量 (%)	/	/	0.01	0.71
	上网电价	/	/	339.83	581.26

(二) 输配电价水平

目前，我国尚未形成独立的输配电价定价机制，输配电价由平均销售电价与平均购电价的购销差价确定。

表 5-3 各电网公司输配电环节平均电价

单位：亿千瓦时、元/千千瓦时

年 份		2003	2004	2005	2006
华北	输配电价	103.98	115.70	126.40	139.69
	占销售电价比例 (%)	25.51	27.14	28.27	29.44
东北	输配电价	144.27	157.95	177.10	163.10
	占销售电价比例 (%)	33.44	35.57	37.59	33.04

西北	输配电价	120.75	118.12	121.36	136.90
	占销售电价比例 (%)	36.12	34.49	34.20	37.38
华东	输配电价	159.56	133.33	162.10	153.02
	占销售电价比例 (%)	31.82	27.11	29.57	27.77
华中	输配电价	134.98	134.69	124.31	150.46
	占销售电价比例 (%)	33.39	32.68	28.37	32.37
国家电网公司	输配电价	119.78	137.53	142.16	150.84
	占销售电价比例 (%)	28.64	31.18	30.29	30.83
南方电网公司	输配电价	163.00	169.00	178.96	177.33
	占销售电价比例 (%)	30.87	30.66	31.10	31.34
内蒙古电力公司	输配电价	67.46	87.57	82.63	86.80
	占销售电价比例 (%)	23.45	27.37	25.48	26.41

注 1.表内数据来自于国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司上报资料。

2.平均销售电价中未含政府性基金和附加。

(三) 销售电价水平

表 5-4 各电网公司平均销售电价

单位：亿千瓦时、元/千千瓦时

年 份		2003	2004	2005	2006
华北	销售电价	407.65	426.33	447.13	474.52
	同比增减 (%)	/	4.58	4.88	6.13
东北	销售电价	431.40	444.10	471.15	493.62
	同比增减 (%)	/	2.94	6.09	4.77
西北	销售电价	334.26	342.43	354.89	366.23
	同比增减 (%)	/	2.44	3.64	3.20
华东	销售电价	501.38	491.76	548.16	551.02
	同比增减 (%)	/	-1.92	11.47	0.52
华中	销售电价	404.27	412.21	438.1	464.77
	同比增减 (%)	/	1.96	6.28	6.09
国家电网公司	销售电价	418.19	441.04	469.31	489.27

	同比增减 (%)	/	5.46	6.41	4.25
南方电网公司	销售电价	528.00	551.20	575.45	565.88
	同比增减 (%)	/	4.39	4.40	-1.66
内蒙古电力公司	销售电价	287.66	319.97	324.23	328.65
	同比增减 (%)	/	11.23	1.33	1.36
全国	销售电价	/	/	484.98	499.34
	同比增减 (%)	/	/	5.84	18.63

注 1.表内数据来自于国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司上报资料。

2.平均销售电价中未含政府性基金和附加。

之六：电力环境保护和资源节约明显加强

一、火力发电厂的污染物排放与控制

(一) 常规大气污染物排放与控制

1. 烟尘

2002 年以来，全国发电企业不断加大烟尘治理力度，火力发电机组采用电除尘器的比例逐年增长，除尘器效率不断提高，全国 6000 千瓦及以上燃煤电厂平均除尘器效率由 98% 提高到 98.5% 以上。新投产的燃煤机组中，除尘器平均效率在 99% 以上，大部分机组按烟尘排放浓度 50 毫克/立方米（目前国际最低的排放浓度限值）或更低值设计。同时，除尘技术也取得了历史性突破，一批燃煤电厂装设了布袋除尘器。国内最大的单机 30 万千瓦级机组配套的布袋除尘器已投入商业化运行。大量高效除尘设备的投入运行有力的推动了火电厂的烟尘治理。2002-2006 年，火电装机容量增长了 82.3%，发电量增长了 74.3%，而烟尘排放量仅增长 14.2%。而且，自 2004 年后，排放增速明显减缓，大大低于电力发展速度（见表 6-1、图 6-1）。

表 6-1 2002-2006 年火电厂烟尘排放情况

年份	2002	2003	2004	2005	2006
烟尘排放量（万吨）	324	330	346	360	370
烟尘排放增速（%）	0.62	1.85	4.85	4.05	2.78
火电装机容量增速（%）	4.95	9.12	13.70	18.78	23.68

火电发电量增速 (%)	12.26	16.77	14.66	12.89	15.30
烟尘排放绩效 (克/千瓦时)	2.4	2.1	1.9	1.8	1.6

注：烟尘排放量为电力行业统计数据。统计范围为全国装机容量 6000 千瓦以上燃煤电厂。

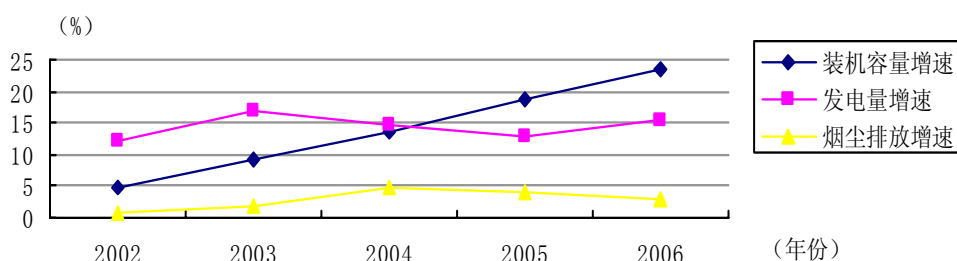


图6-1 2002-2006年火电厂装机容量、发电量、烟尘排放量增速比较

2. 二氧化硫

2002 年以来，电力企业加大了二氧化硫治理力度。通过采取燃用低硫煤、关停小火电机组、节能降耗和推进烟气脱硫等综合措施，二氧化硫排放控制取得了突破性的进展。尤其自 2006 年以来，火电厂烟气脱硫装置建设速度明显加快，截止当年底，全国火电厂烟气脱硫机组容量超过 1.5 亿千瓦，约占全国燃煤机组容量的 33%，与 2000 年相比，增长了近 30 倍，超过了 2005 年的美国（31.5%），而且增长的趋势明显减弱，大大低于电力发展速度。二氧化硫排放绩效也明显下降，接近美国 2005 年燃煤机组二氧化硫排放绩效（5.14 克/千瓦时）水平（见表 6-2、图 6-2）。

表 6-2 2002-2006 年全国及电力二氧化硫排放情况

年 份	2002	2003	2004	2005	2006
全国二氧化硫排放量 (万吨)	1927	2159	2255	2549	2589
电力二氧化硫排放量 (万吨)	820	1000	1200	1300	1350
电力占全国二氧化硫排放量比例 (%)	42.6	46.3	53.2	51.0	52.1
电力二氧化硫排放绩效 (克/千瓦时)	6.1	6.3	6.6	6.4	5.7

注：全国二氧化硫排放量为全国环境公报数据。电力二氧化硫排放量为电力行业统计分析数据。

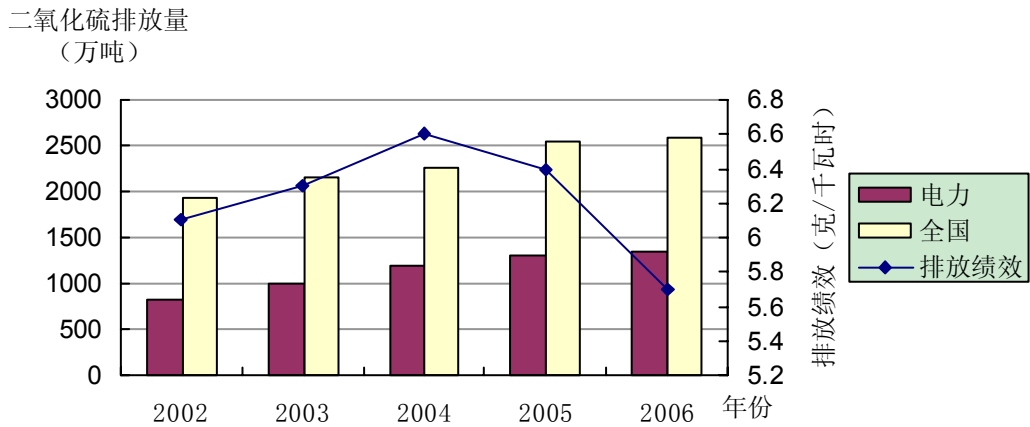


图6-2 2002-2006年全国及电力二氧化硫排放量变化情况

3. 氮氧化物

2002年以来，新建大型燃煤机组均按要求同步采用了低氮氧化物燃烧方式，并在环境敏感地区开始建设烟气脱硝装置。一批现有火电厂结合技术改造安装了低氮氧化物燃烧器。截止2006年底，全国已有多台单机容量为30、60万千瓦（共计约660万千瓦）的商业化烟气脱硝装置投入运行；约有3910万千瓦烟气脱硝装置进入设计及建造阶段，多数机组采用或拟采用选择性催化还原（SCR）脱硝技术，脱硝效率达50%-85%。

（二）火电厂废水排放与控制

近年来，新建机组加大了节水力度，直接空冷技术进入了商业化运行，约有30余台火电厂采用城市中水和海水淡化作为火电厂的淡水水源；结合技术改造，20余座火电厂采用了工业废水零排放技术；火电厂冲灰新鲜水用量及废水外排量大幅度下降，全国废水重复利用率达70%以上。因此，尽管火电厂废水排放总量依旧随着装机容量、发电量的增加而增加，但单位发电量的废水排放量呈逐年下降的趋势（见表6-3）。

表 6-3 2002-2006 年全国火电厂废水排放绩效指标

年 份	2002	2003	2004	2005	2006
单位发电量的废水排放量（千克/千瓦时）	1.17	1.03	1.00	0.99	0.85

(三) 固体废气物排放与综合利用

1. 粉煤灰

随着燃煤量的增加，电厂产生的灰、渣等粉煤灰也随之增加（见表 6-4）。

表 6-4 2002-2006 年火电机组燃煤量及粉煤灰产生量与综合利用

年份	原煤消耗量（万吨）	粉煤灰产生量（万吨）	综合利用率（%）
2002	73283	18100	66
2003	85093	21700	65
2004	99390	26338	65
2005	112654	30191	66
2006	130000	35000	66

二、资源节约

长期以来，电力工业坚持“开发与节约并重，把节约放在优先地位”的方针，根据国家法律法规的规定和政策要求，建立了较为完善的电力行业资源节约规范、标准和管理体系，并把资源节约作为规划、建设、生产和经营的重点工作之一，与效益目标相结合，不断加大基础性管理和设备治理力度，取得了很大的成绩。

(一) 供电煤耗

2002-2006 年，供电标准煤耗由 383 克/千瓦时下降到 366 克/千瓦时，降低了 17 克/千瓦时，下降幅度为 4.6%，平均每年下降 4.25 克/千瓦时。

累计节约标准煤 3637 万吨（见表 6-5）。

表 6-5 2002-2006 年全国发电企业供电煤耗

年 份	2002	2003	2004	2005	2006
供电煤耗（克/千瓦时）	383	380	376	370	367

（二）输电线损

2002-2006 年，输电线损率由 7.52% 下降到 7.08%，降低 0.44 个百分点，下降幅度为 5.9%，相当于节电 169 亿多千瓦时（见表 6-6）。

表 6-6 2002-2006 年全国电网输电线损率

年 份	2002	2003	2004	2005	2006
供电煤耗（克/千瓦时）	7.52	7.71	7.55	7.18	7.08

之七：电力科技实现新跨越

一、发电科技成果

(一) 火电技术在高参数、大容量、高效率、环保型、节水型方面取得突破

为了适应电力需求的持续、快速增长，提高火电机组效益、保护环境、节约资源，我国大力发展 600MW 及以上超（超）临界机组，推广利用洁净煤发电技术，减少 SO₂、NO_x、CO₂ 和粉尘的排放；在缺水地区将积极采用空冷机组；鼓励热电联产和热、电、冷技术的推广，以提高能源的综合利用率。

2002 年，开发超超临界技术被列为国家 863 重大项目攻关计划，2003 年列入国家重大技术装备研制计划。目前，我国已累计开工建设 4 个 1000MW 级超超临界项目，共计 10 台机组。超超临界机组的发电效率比目前主要采用的亚临界机组高出 10%，比超临界机组高出 6%-8%，可将单位千瓦煤耗降至 275 克。

在环境保护方面，石灰石/石灰-石膏湿法烟气脱硫技术及推广应用、大型燃煤电厂袋式除尘应用技术和设备研究、烟气脱硫浆液循环泵国产化研究、返回式气垫床冷渣机在循环硫化床锅炉上的首次应用研究等都取得了很好的效果。

(二) 大力开发水电，以大型水电站和抽水蓄能电站为重点，因地制宜开发小水电

目前，我国已建设了当今世界最大的水利枢纽工程——三峡工程和世界最高的碾压混凝土大坝（216.5 米）——龙滩大坝，在高坝建设技术、泄洪消能技术、大型地下洞群建设技术、高边坡及地基处理技术、巨型金属结构制作和安装技术等方面已取得重大突破，技术水平位于世界前列。

(三) 核电技术实行引进消化与自主创新并举，核电安全水平不断提高

目前，我国已具备自主设计、制造 600MW 压水堆核电站的能力，拥有多座核电站建设、运行管理的经验。现已投产运行和正在建设的 11 套核电机组均属第二代核电机组。我国在充分利用已积累的核电技术和经验并充分吸取国际先进技术和经验，在自主设计和建造百万千瓦级大型核电机组并早日进入第三代核电机组上不断加快研发步伐。2007 年 8 月 18 日，我国最大的核电项目——红沿河核电站主体工程正式开工建设，4 台百万千瓦级核电机组将全面采用中国自主品牌 CPR1000 核电技术。国产百万千瓦级压水堆核电机组 CNP1000 初步设计方案已完成并通过专家审查。CNP1000 属于二代改进技术，在经济性方面的突破显得尤为突出，这将是我国核电站建设一个非常重要的突破。我国已建成的高温气冷堆试验核电站和正在建设的快堆试验核电站以及对一体化核蒸汽系统和闭式核燃料循环系统已进行的大量研究开发工作有力地推动着我国迈向第

四代核能利用系统的进程。我国在热核聚变方面取得的研究成果和积极参与国际合作的走向也是令人鼓舞的。

(四) 可再生能源发电迅速发展，风电和太阳能突出

目前，我国已实现了兆瓦级风电发电机组的本土化生产。在国家 863 计划的支持下，我国正在进行碟式太阳热发电系统研究。在光伏技术研究开发方面，我国先后开展了晶硅高效电池、非晶硅薄膜电池、碲化镉（CdTe）、铜铟硒（CIS）、多晶硅薄膜电池以及相关材料的研究。随着材料技术的发展，光伏发电的效率大幅度提高，预计 2020 年将达 25%，成本将降低至 8 元 / Wp。

二、电网科技成果

(一) 开展特高压交直流技术研究和应用

我国正在研究和应用 1000kV 交流特高压和 ±800kV 直流特高压输电技术。2005 年 9 月投运的西北 750kV 输变电试点示范工程是目前我国运行电压等级最高的交流输变电工程，为我国发展百万伏级特高压技术打下了良好基础。我国已起草了百万伏级输变电设备技术规范，输变电设备制造企业和研究机构具备自己开发研制百万伏级输变电设备的条件和基础，特高压试验基地正在建设中。我国已具备自己设计、制造、建设和运行管理超高压直流输电工程的能力。

(二) 加强提高电网输电能力的技术研究和应用

输电距离长、输送规模大是我国电网发展过程中的主要特点。我国不断加强对电力系统计算分析理论、电网稳定控制、先进实用输电技术

应用以及加强管理和设备改造增容等方面的研究，以提高电网的输电能力。目前，已经取得了一系列的研究成果，主要有：1. 通过理论分析、现场调研和试验、事故模拟分析以及实验室模拟等方式研究系统动态特性。2. 推广应用同杆并架和紧凑型输电技术，以提高单位走廊的输电能力。3. 研究大截面导线和耐热导线技术，以提高线路热容量。4. 采用串并联补偿技术，以提高输电能力。5. 深入研究电网安全稳定控制与经济运行技术，提高电网自动化水平。6. 提高供电可靠性和供电质量、加强环境保护与节能技术的研究，实现高效、经济和环保的目标。

三、电力工程设计技术成果

国内大区及省级电力设计院基本完成了三维设计系统的建设工作。在发电工程中，三维设计已成为新的设计手段，2005年开工建设的30万千瓦及以上的火力发电厂主要专业基本实现了三维设计，提高了工程的设计质量和工作效率。在输电线路选线、测量、路径优化等方面，采用航测或卫星影像提取实际工程的数字化断面，为输电线路路径选择、杆塔规划和工程概算提供基础资料，大大减少了常规测量中的外业工作，提高了输电线路选线的质量和工作效率，取得了很好的经济效益和社会效益。

之八：电力企业生产经营得到好转

一、电网企业生产经营情况

2006年，全国电力供应企业主营业务收入12992.42亿元，比上年增长21.66%；利润总额520.35亿元；从业人员123.24万人。2003-2006年，国家电网公司和中国南方电网公司共实现销售收入33251亿元，增幅78%，年平均增长26%；实现利润总额838亿元，累计增幅372%，年平均增加124%；截止2006年底，资产总额达15110亿元，累计增长20%，平均净资产收益率为3.49%（见表8-1）。

表 8-1 两大电网公司生产经营情况

电网企业	年份	销售收入		利润总额		资产总额		净资产收益率	
		总额 (亿元)	同比增加 (%)	总额 (亿元)	同比增加 (%)	总额 (亿元)	同比增加 (%)	当年实现 (%)	同比增加 (%)
国家电网公司	2003	4784	/	69	/	10364	/	/	/
	2004	5878	22.88	100	44.93	11131	7.40	1.53	/
	2005	7127	21.25	144	44.00	11697	5.08	2.12	38.56
	2006	8529	19.67	269	86.81	12141	3.80	3.83	80.66
南方电网公司	2003	1256	/	17	/	2235	/	/	/
	2004	1563	24.44	43	152.94	2452	9.71	2.13	/
	2005	1893	21.11	59	37.21	2633	7.38	3.07	44.13
	2006	2221	17.33	137	132.20	2969	12.76	8.24	168.40
合计		33251	/	838	/	15110	/	3.49	/

(一) 国家电网公司

国网公司是国务院国资委直接管理的中央企业，成立于 2002 年 12 月 29 日，以建设运营电网为核心业务，公司经营区域覆盖 26 个省（市、区），覆盖国土面积的 88%以上。公司拥有 49 个全资、控股公司，控股组建西藏电力公司，参股中国南方电网有限责任公司。管理员工 150.2 万人，直接服务客户 1.45 亿户。在 2006 年《财富》杂志公布的世界企业 500 强中，公司名列第 32 位。

2004 年至 2006 年，公司售电量分别完成 12891.4 亿千瓦时、14645.69 亿千瓦时和 17096.95 亿千瓦时，年平均增长 16.31%。截至 2006 年底，公司拥有 35 千伏及以上电压等级输电线路 53.04 万公里，其中：500 千伏 5.64 万公里，330 千伏 1.37 万公里，220 千伏 14.63 万公里；220 千伏及以上电压等级变电容量 12.23 亿千伏安。

2003-2006 年实现销售收入 26318 亿元，累计增长 78.3%，年平均增长 26.1%；实现利润 582 亿元，累计增长 289.9%，年平均增长 96.6%。截止 2006 年底，资产总额达 12141 亿元，累计增长 17.1%，年平均增长 5.7%，净资产 4642.44 亿元，平均净资产收益率为 2.49%。

(二) 中国南方电网公司

南网公司是国务院国资委直接管理的中央企业，公司辖属的南方电网覆盖五省（区），面积约 100 万平方公里，东西跨度近 2000 公里，供电总人口 2.3 亿人。网内拥有水、煤、核、抽水蓄能、油、气、风力等多种电源，网内总装机容量超过 1 亿千瓦。目前西电东送已经形成“3 条直流、6 条交流”9 条西电东送大通道，最大输电能力超过 1200 万千瓦。

企业职工总数 16.6 万人。2006 年，南方电网公司在世界 500 强企业排名由上年的 315 位上升为 266 位。

2003-2006 年实现销售收入 6933 亿元，累计增长 76.8%，年平均增长 25.6%；实现利润 256 亿元，累计增长 218.6%，年平均增长 72.9%。截止 2006 年底，资产总额达 2969 亿元，累计增长 32.8%，年平均增长 10.9%，平均净资产收益率为 4.48%。

二、五大发电集团生产经营情况

2006年，全国电力生产企业主营业务收入20808.11亿元，同比增长20.22%；利润总额1445.5亿元，同比增长43.44%；从业人员总数为112.32万人。其中，火电生产主营业务收入7815.68亿元，同比增长17.91%；利润总额为925.46亿元，从业人员112.32万人。截止2006年底，华能、大唐、华电、国电和中电投五大发电集团2004-2006年，共完成销售收入9287亿元，2006年比2003年增长55%，年平均增长18.3%；四年共实现利润726亿元，2006年比2003年增长102.3%，年平均增长34.1%；截止2006年底，总资产达到10775亿元，比2003年增长113.7%，年平均增长37.9%；2004-2006年，平均净资产收益率为3.35%（见表8-2）。

表 8-2 五大发电集团生产经营情况

发电企业	年份	销售收入		利润总额		资产总额		净资产收益率	
		总额 (亿元)	同比增加 (%)	总额 (亿元)	同比增加 (%)	总额 (亿元)	同比增加 (%)	当年实现 (%)	同比增加 (%)
华能	2003	447	/	64	/	1403	/	/	/
	2004	528	18.12	69	7.81	1558	11.48	6.25	/

	2005	736	39.39	81	17.39	2269	45.64	6.14	-1.76
	2006	845	14.81	96	18.52	2856	25.87	6.61%	7.65
大唐	2003	331	/	26	/	1104	/	/	/
	2004	412	24.47	30	15.38	1399	26.72	1.54	/
	2005	552	33.98	36	20.00	1830	30.81	1.98	28.57
	2006	703	27.36	55	52.78	2266	23.83	3.62	82.83
华电	2003	299	/	10	/	957	/	/	/
	2004	355	18.73	12	20.00	1179	23.20	0.46	/
	2005	441	24.23	19	58.33	1467	24.43	2.57	458.70
	2006	556	26.08	31	63.16	1961	33.67	3.32	29.18
国电	2003	262	/	14	/	726	/	/	/
	2004	345	31.68	22	57.14	1041	43.39	3.60	/
	2005	487	41.16	32	45.45	1323	27.09	1.62	-55.00
	2006	580	19.10	40	25.00	1880	42.10	4.16	156.80
中电投	2003	257	/	15	/	853	/	/	/
	2004	289	12.45	15	0	1112	30.36	1.70	/
	2005	379	31.14	20	33.33	1383	24.37	1.70	0
	2006	483	27.44	39	95.00	1812	31.02	4.82	183.53
合计		9287	/	726	/	10775	/	3.35	/

(一) 华能集团公司

华能集团公司是国务院国资委直接管理的中央企业，是在原华能集团公司基础上改组而成的以经营电力产业为主、综合发展的企业法人实体。2004-2006年，共完成销售收入2556亿元，2006年比2003年增长89%，年平均增长29.7%；四年共实现利润310亿元，2006年比2003年增长50%，年平均增长16.7%；截止2006年底，总资产达到2856亿元，比2003年增长103.6%，年平均增长34.5%；2004-2006年，平均净资产收益率为6.33%。

(二) 大唐集团公司

大唐集团公司是国务院国资委直接管理的中央企业，在役发电资产分布在北京、天津等 19 个省（市、区），截至 2006 年底，发电装机规模达到 5405.95 万千瓦。2004-2006 年，共完成销售收入 1998 亿元，2006 年比 2003 年增长 112.4%，年平均增长 37.5%；四年共实现利润 147 亿元，2006 年比 2003 年增长 111.5%，年平均增长 37.2%；截止 2006 年底，总资产达到 2266 亿元，比 2003 年增长 105.3%，年平均增长 35.1%；2004-2006 年，平均净资产收益率为 2.38%。

(三) 华电集团公司

华电集团公司是国务院国资委直接管理的中央企业。截止 2006 年底，公司拥有发电装机容量 5004.6 万千瓦，电源项目分布在全国 21 个省（市、区），拥有百万千瓦以上电厂 16 家。2004-2006 年，共完成销售收入 1651 亿元，2006 年比 2003 年增长 86%，年平均增长 28.7%；四年共实现利润 72 亿元，2006 年比 2003 年增长 210%，年平均增长 70%；截止 2006 年底，总资产达到 1961 亿元，比 2003 年增长 104.9%，年平均增长 35%；2004-2006 年，平均净资产收益率为 2.17%。

(四) 国电集团公司

国电集团公司是国务院国资委直接管理的中央企业。截止 2006 年底，公司在全国 29 个省（自治区、直辖市）拥有电源点，可控装机容量为 4445 万千瓦，其中，火电装机容量 3978 万千瓦，占 89.49%，水电装机容量 405 万千瓦，占 9.12%，风电装机容量 61.8 万千瓦，占 1.39%。2004-2006 年，共完成销售收入 1674 亿元，2006 年比 2003 年增长 121.4%，年平均

增长 40.5%；四年共实现利润 108 亿元，2006 年比 2003 年增长 185.7%，年平均增长 61.9%；截止 2006 年底，总资产达到 1880 亿元，比 2003 年增长 159%，年平均增长 53%；2004-2006 年，平均净资产收益率为 3.13%。

(五) 中电投集团公司

中电投集团公司是国务院国资委直接管理的中央企业。截止 2006 年底，公司可控装机容量为 37800MW，权益装机容量为 28043.3MW；其中水电机组 9220MW，占公司可控装机容量的 24.4%；火电机组 27230MW，占公司可控装机容量的 72%；核电机组 1350.8MW，占公司可控装机容量的 3.6%。职工总数为 8.3 万人。2004-2006 年，共完成销售收入 1408 亿元，2006 年比 2003 年增长 87.9%，年平均增长 29.3%；四年共实现利润 89 亿元，2006 年比 2003 年增长 160%，年平均增长 53.3%；截止 2006 年底，总资产达到 1812 亿元，比 2003 年增长 112.4%，年平均增长 37.5%；2004-2006 年，平均净资产收益率为 2.73%。