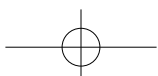
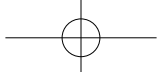


Part 2
第二部分

电力工业运行及市场秩序





一、电力运行情况

2006年，全国电力工业运行总体平稳，电力供应能力进一步增强，电力企业生产经营情况正常，效益有所提高。但电力工业运行的质量有待进一步提高，电力安全隐患突出，大面积停电事故的风险始终存在，电力工业持续发展的机制尚未形成。

（一）电力供需

1. 电力供应

2006年，电力供应能力明显增强，发电量快速增长，但设备利用小时数大幅回落。

全国发电量达到28344亿千瓦时，同比增长13.50%，居世界第二位。其中，水电为4167亿千瓦时，占全部发电量的14.70%，同比增长5.10%；火电为23573亿千瓦时，占全部发电量的83.17%，同比增长15.30%；核电为543亿千瓦时，占全部发电量的1.92%，同比增长2.40%。受来水偏少、水电出力下降以及火电装机比例继续增加等因素共同影响，2006年火电发电量同比增加较快，如图6所示。

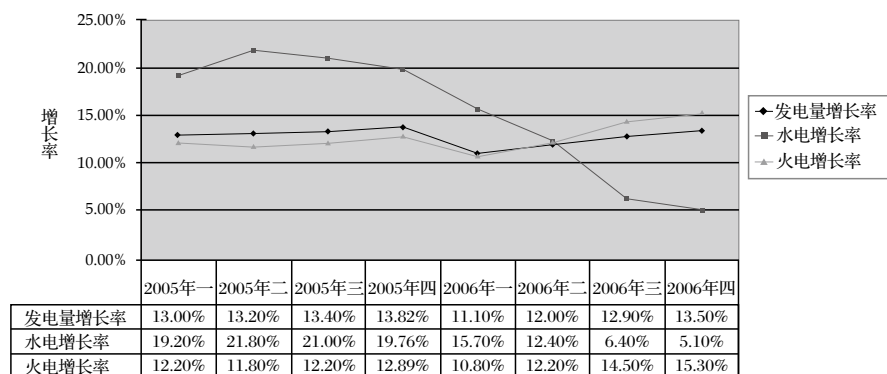


图6 2005~2006年发电量增长情况

全国发电设备累计平均利用小时数为5221小时，同比降低203小时。其中，水电为3434小时，同比降低230小时；火电为5633小时，同比降低233小时；核电为7774小时，同比上升19小时。水电、火电设备利用小时数多年来首次出现同时下降的情况。

全国主要电网最高发电负荷增长继续高于发电量增长。全国发电负荷合计为39163万千瓦，与去年同期的33664万千瓦相比，提高16.33%；主要电网发电量为23899.29亿千瓦时，同比增长15.73%。最高发电负荷增长率比主要电网发电量增长率高0.60%。

2. 电力需求

2006年，国民经济快速增长，电力消费旺盛，全社会用电量保持较快增长，其中工业用电仍然是拉动电力消费增长的最主要动力。

全社会用电量达到28248亿千瓦时，同比增长14.00%。其中，第一产业用电量为832亿千瓦时，占2.95%，增长9.90%。第二产业用电量为21354亿千瓦时，占75.59%，增长14.30%。其中，轻工业、重工业用电量分别为4133亿千瓦时和17021亿千瓦时，同比增长11.90%和15.40%，轻工业增幅比2005年上升1.87%，重工业增幅比2005年下降0.14%。第三产业用电量为2822亿千瓦时，占9.99%，增长11.80%。城乡居民生活用电量为3240亿千瓦时，占11.47%，增长14.70%。电力消费弹性系数为1.31，与2005年电力消费弹性系数相当。2006年全国电力消费结构见图7。

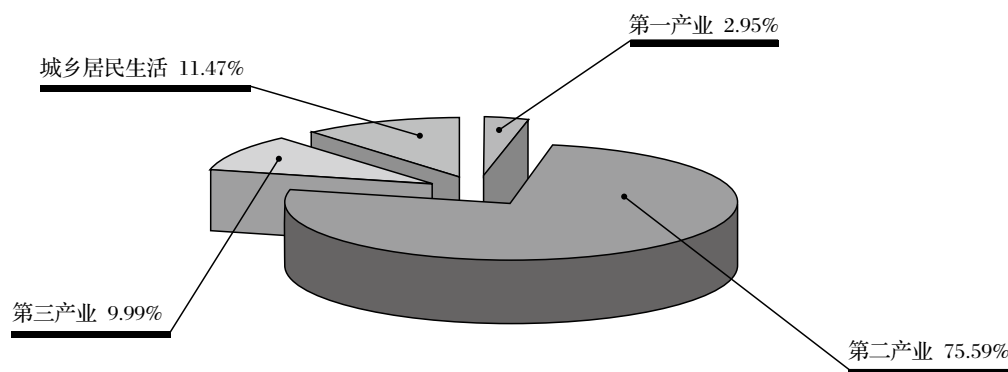


图7 2006年全国电力消费结构

3. 供需平衡情况

2006年，全国电力供需总体基本平衡。区域性、时段性缺电虽依然存在，但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。缺电范围明显缩小，全国缺电省份由2005年初的25个减少到2006年12月的6个，供应偏紧的地区主要是华中和南方电网，偏紧的省份主要是山西、辽宁、四川、重庆、湖北、西藏、广东和云南。缺电程度明显减轻，电网拉限电条次同比大幅下降，国家电网公司系统拉限电条次、损失电量同比分别下降97%和82%，南方电网公司系统拉限电条次、损失电量同比分别下降84%和97%。



（二）电力运营

1. 电力生产、基建安全情况

2006年，全国电力生产总体平稳，基本实现了安全可靠供应。

- 电力生产、电力建设没有发生特大人身伤亡事故，没有发生特大电网事故，没有发生特大设备事故。
- 电网事故与设备事故的起数大幅度下降。
- 电力系统水电站大坝没有发生垮坝、洪水漫坝等恶性事故。

2006年，电力生产及建设事故情况见表1。

表1 2006年电力生产及建设事故一览表

类 型		事故状况	2005年	2006年	变 化
人身伤亡事故	电力生产	事故起数	16	13	减少3起
		死亡人数	21	17	减少4人
	电力基建	事故起数	35	35	无变化
		死亡人数	92	89	减少3人
电网事故		事故起数	74	48	减少26起
设备事故		事故起数	439	238	减少201起

2. 电力可靠性

2006年，全国电力系统及电力设备安全可靠运行状况平稳。

（1）发电机组可靠性。全国10万千瓦及以上火电机组的等效可用系数为92.67%，同比2005年增加0.33个百分点；台年平均非计划停运次数和时间分别为1.15次和63.67小时，均低于2005年相应全国台年平均值。

全国4万千瓦及以上水电机组的等效可用系数为92.48%，同比2005年增加0.26个百分点；台年平均非计划停运次数和时间分别为0.3次和5.5小时，均低于2005年相应全国台年平均值。

2006年全国10万千瓦及以上火电机组、4万千瓦及以上水电机组的主要可靠性指标见表2。

表2 2006年全国10万千瓦及以上火电机组、4万千瓦及以上水电机组主要可靠性指标

类 别 \ 指 标	等效可用系数 (%)	非计划停运次数 (次/台年)	非计划停运时间 (小时/台年)
火电机组	92.67	1.15	63.67
水电机组	92.48	0.30	5.50

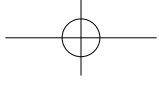
(2) 输变电设施可靠性。

- 2006年，全国220千伏及以上电压等级架空线路的可用系数为99.309%，高于2005年0.22个百分点，强迫停运率为0.231次/百公里年，同比降低0.066次/百公里年。
- 2006年，全国220千伏及以上电压等级变压器的可用系数为99.462%，高于2005年0.13个百分点，强迫停运率为2.203次/百台年，同比降低0.175次/百台年。
- 2006年，全国220千伏及以上电压等级断路器的可用系数为99.702%，高于2005年0.068个百分点，强迫停运率为2.175次/百台年，同比降低0.598次/百台年。

2006年全国220千伏及以上电压等级主要输变电设施可靠性指标见表3。

表3 2006年全国220千伏及以上电压等级主要输变电设施可靠性指标

类 别 \ 指 标	可用系数	非计划停运率	强迫停运率
架空线路	99.309%	0.308次/百公里年	0.231次/百公里年
变压器	99.462%	5.620次/百台年	2.203次/百台年
断路器	99.702%	4.753次/百台年	2.175次/百台年



（3）供电可靠性。2006年，全国城市10千伏（6千伏、20千伏）供电系统用户供电可靠率为99.849%，高于2005年0.083个百分点，用户年平均停电时间为13.191小时，其中故障停电时间为2.951小时，预安排停电时间为10.24小时。各区域电网用户供电可靠性指标完成情况见表4。

表4 2006年各区域电网供电系统用户供电可靠性指标

区 域	供电可靠率(%)	平均停电时间(小时/户)
华北电网	99.848	13.328
东北电网	99.845	13.549
西北电网	99.720	24.556
华东电网	99.902	8.609
华中电网	99.817	16.011
南方电网	99.901	8.683

专栏1 2006年发生的重大电网事故

7月1日，华中（河南）电网因继电保护误动作、安全稳定控制装置拒动等原因引发一起重大电网事故，导致华中（河南）电网5条500千伏线路和5条220千伏线路跳闸、32台发电机组退出运行。事故涉及河南、湖北、湖南、江西四省，河南省电网减供负荷276.5万千瓦，华中电网损失负荷379.4万千瓦，电量损失合计280.46万千瓦时，系统功率振荡期间频率最低为49.11赫兹，华中东部电网与川渝电网解列，华中电网与西北电网直流闭锁、与华北电网解列。

专栏2 2006年认定的电力安全责任事故

1. 3月29日，法国电力公司全资企业广西来宾B电厂（2台36万千瓦燃煤机组）因江边水泵房设备的控制和通信完全中断，造成两台机组停运，全厂对外停电。事故的直接原因是循环冷却水泵站48伏直流系统的整流充电器的投退控制开关没有防止误动的保护罩，被通风系统维护人员误碰断开，使蓄电池长时间放电造成循环冷却水泵站直流系统低电压故障，而直流系统设计存在缺陷、安全防护不足，故障信号没有传送到机组控制室报警，贻误了处理时机，造成了事故的发生。

2. 4月11日,山东省滕州市建筑安装工程集团公司在中国华电集团公司滕州新源热电有限公司项目施工过程中,在清理管沟基底时,发生局部塌方,将1名施工人员埋入,沟上的4名施工人员随即跳入沟内救人,此时管沟再次发生塌方,除1名后跳入的施工人员成功逃生外,其余4人死亡。

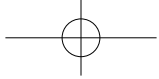
3. 5月17日,国家电网公司所属河北省电力建设第一工程公司在河北省建设投资公司西柏坡第二发电厂三期工程5号机组第二阶段吹管工作过程中,由于消音器端部挡板焊口开裂吹落,致使高温高压蒸汽吹至化学车间试验室和控制室,造成11名人员伤亡,其中7人死亡,4人受伤。事故的直接原因是消音器在设计、制造上存在严重缺陷,同时也反映出租赁消音器时把关不严,采购、入场和安装检查均未及时发现其存在的隐患,对安全措施会审不严,暴露了各有关单位在设备管理和安全管理上存在漏洞。

4. 6月28日,中国水利水电建设集团公司第三工程局在中国电力投资集团公司湖南五陵有限责任公司贵州省白市水电站施工过程中,布置在电站大坝消力池的门机倾覆,造成5人死亡,1人受伤。事故的直接原因是门机超重超载,安全保护装置失效。

5. 6月29日,法国电力公司全资企业广西来宾B电厂(2台36万千瓦燃煤机组)因电厂循环冷却水泵房配电室380伏交流电源失电,引起机组的四台循环冷却水泵跳闸,造成两台机组停运,全厂对外停电。事故的直接原因是DCS发出错误信号,致使液压泵380伏交流电源接触器跳开,而循环冷却水泵液压站系统的设计存在缺陷,液压站380伏交流电源失电后,四台循环冷却水泵跳闸动作,机组冷却水中断,导致两台机组被迫停运。

6. 7月4日,国家电网公司所属湖南省火电建设公司在中国大唐集团公司金竹山电厂扩建工程中,在拆卸一台60吨龙门吊的准备阶段时,龙门吊倒塌,造成7人死亡、9人受伤。事故的直接原因是作业人员违章作业,提前拆除了龙门吊主梁与刚性腿连接螺栓,导致龙门吊失稳,支腿偏斜而坍塌。

7. 10月7日,中国水利水电建设集团公司第十五工程局在湖北十堰市房县三里坪水利枢纽工程中,左坝肩发生滑坡坍塌,造成6人死亡。该起事故的发生虽与现场地质结构复杂、降雨等自然因素有直接关系,但存在现场开挖方案没有充分考虑地质构造的复杂性,现场支护措施不到位,有关单位没有认真履行各自的安全职责等问题。



8. 11月3日，中国水利水电建设集团公司第九工程局的分包单位湖南省郴州市水电建设公司在湖南省铜湾水电站进行预制梁桅杆起重移动作业时，桅杆起重机倒塌，事故造成4人死亡，1人轻伤。事故的直接原因是起重机的指挥操作不协调，底座向前移动过多，导致主杆后仰，重心失稳；起重机的揽风绳布置不合理，受力不均匀；现场突然断电使揽风绳卷扬机无法启动，导致发生后仰的起重机不能复位，发生倒塌。

9. 12月27日，甘肃省第一建筑有限公司在中国大唐集团公司甘谷电厂扩建工程进行塔吊安装过程中，塔身连接部位断裂，造成塔机上部结构坍塌，将在塔机平台上进行安装作业的10人摔下，造成3人死亡、3人受伤。事故的直接原因为塔吊未定期检验，长期疲劳使用而造成坍塌。

10. 12月28日，辽宁省沈阳新北热电有限责任公司4号炉A侧原煤斗堵塞，该厂燃料部5名员工进行处理时，违章进入煤仓作业，造成一氧化碳中毒，致使4人死亡。

3. 电网运营

目前，我国已经初步形成了以500千伏（330千伏）和220千伏为骨干的电网结构，初步形成北、中、南三大“西电东送”通道，实现了区域内省间及跨区域电网互联。截至2005年底，全国500千伏线路共540条，总长度为63790公里，500千伏变电站共204座，总变电容量为28210万千伏安；西北330千伏线路共154条，总长度为12842公里，330千伏变电站共60座，总变电容量为2521万千伏安。2006年，各区域电网互联情况见图8。

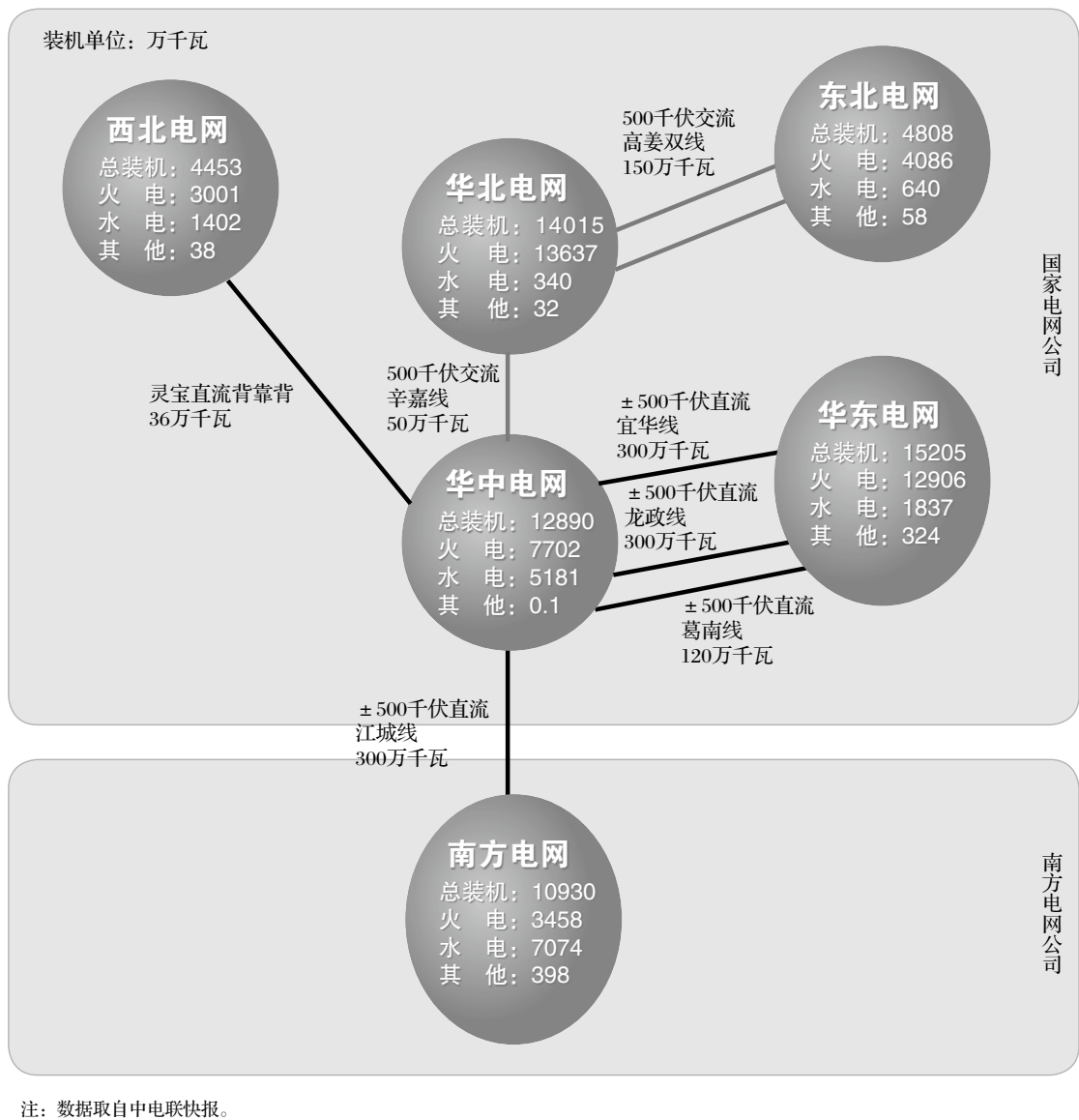
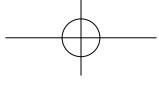


图8 2006年各区域电网互联情况

500千伏（330千伏）电网建设不断加快，有效保证了发电装机迅速增长的送电需要。目前，我国已基本实现了西电东送、南北互济和全国联网的电力工业发展战略目标，满足了更大程度的能源资源优化配置，适应了国民经济和社会发展不断增长的用电需求。

近年来，电力企业通过采用先进控制和输电技术、加强运行方式管理和实施电网改造等手段，进一步挖掘500千伏电网输电能力。截至2006年底，国家电网公司完成提高电网输送能力工程项目2164项，累计提高输送能力8526万千瓦。南方电网公司通过加装



PSS稳定装置有效防止弱阻尼低频振荡，通过增加串补显著提高西电东送通道能力，在基本建成500千伏网架后，抓紧220千伏电网的解环工作，为畅通西电东送通道创造了条件。

目前输电网运营的主要问题有：

（1）现有500千伏交流线路输电能力未能充分发挥。目前我国发电装机约为美国的1/2，但超高压输电网总规模已接近美国，电网输电能力和利用率存在较大差距。输送能力发挥不足，部分线路输送能力受到限制，部分线路利用率偏低。我国500千伏电网仍处于发展完善阶段，电网结构以及电源/电网布局不尽合理，一些500千伏电网网架还不够强，按照系统仿真、稳定分析现有规定计算出的暂态、动态稳定水平偏于保守，新技术应用、控制技术应用不够广泛，因此提高我国现有500千伏电网输电能力的潜力很大。

（2）大电网稳定问题需高度关注。随着大容量、超高压、交直流混合、长距离输电工程的投入运行，电力系统的复杂性明显增加。目前，我国六大区域电网已实现互联，但东北—华北—华中交流联网后，因运行稳定方面的原因，联网运行未持续。实现区域间的交流互联，理论上讲可以发挥区域间事故支援和备用作用，但大范围交流同步电网存在大区间的低频振荡和不稳定性，其动态稳定事故难以控制，造成大面积停电的可能性大。因此，必须努力提高驾驭电网能力，维护电力系统安全稳定。

（3）电网产权划分不规范，规划体制亟待加强。电力规划科学论证的广度和深度不够，专家论证不足，存在“重电源、轻电网；重送出、轻网架；重网架、轻安全”的现象。尤其厂网分开后，受到利益主体干预，规划调整的随意性较大，动摇了电力规划的严肃性和权威性。目前，我国电源布局不合理和无序建设的问题日趋显现，部分地区出现了电网规划、电源规划和负荷预测相互脱节的现象。同时，电网线路建设矛盾日益突出，发电厂送出线路工程的投资矛盾凸现，电网建设项目征地、拆迁价格攀升，线路走廊、变电站和发电厂用地选址越来越困难。

(三) 电力建设

1. 基本情况

2006年，电力建设速度继续加快，新投运发电装机为10117万千瓦，创历史最高水平。其中30万千瓦及以上机组150台，占新增容量的75.84%，60万千瓦及以上机组68台，占新增容量的46.58%。首批国产超超临界百万千瓦机组相继投运，标志着我国电力工业技术装备水平和制造能力进入新的发展阶段。

全国电网建设完成投资2105.75亿元，同比增长37.98%；全国建成投产220千伏及以上输电线路35144.7公里，220千伏及以上变电容量15531万千伏安（含换流容量600万千瓦）。2006年，1000千伏交流与±800千伏直流特高压输电试验示范工程启动。

2. 电力建设工程造价

“十五”期间，通过厂网分开等市场化改革，促使我国火电工程单位造价总体呈下降趋势。投产火电工程单位概算从2001年的5000元/千瓦下降到2005年的4000元/千瓦，下降幅度约20%；单位决算从2001年的4800元/千瓦下降到2005年的3600元/千瓦，下降幅度约25%。从项目所在地区看，单位造价东北地区最高，南方地区最低。决算与概算相比，华北地区降幅最大，东北地区降幅最小。全国火电工程项目单位造价随时间变化情况见图9。

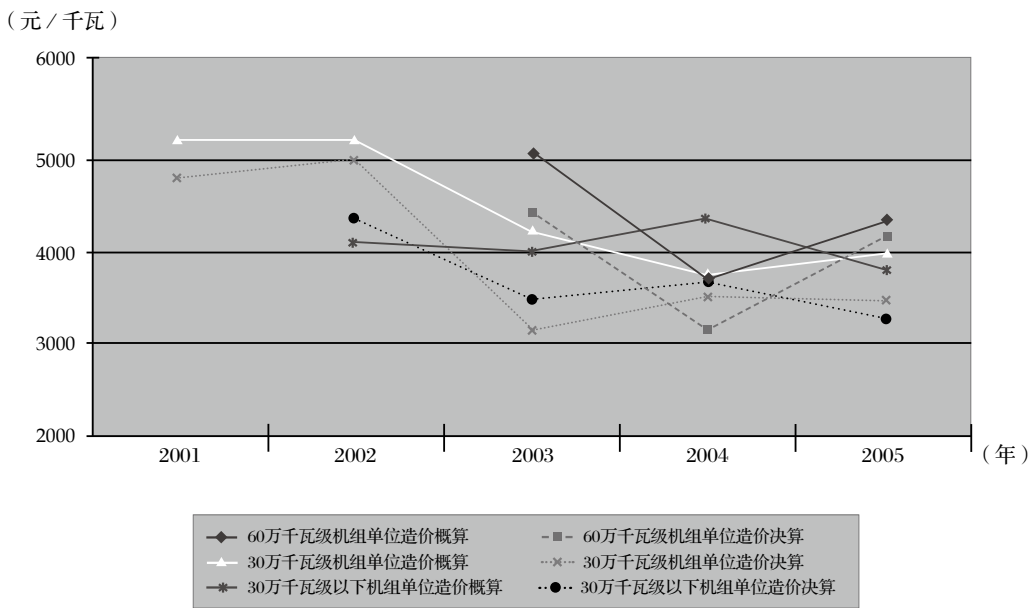
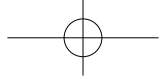


图9 全国火电工程项目单位造价随时间变化情况



“十五”期间，交流送电工程单位造价总体呈上涨趋势。500千伏交流送电工程单位造价从2001年的150元/千瓦上涨到2005年的160元/千瓦；330千伏交流送电工程单位造价从2001年的73元/千瓦上涨到2005年的100元/千瓦；220千伏交流送电工程单位造价从2001年的72元/千瓦上涨到2005年的86元/千瓦；110千伏交流送电工程单位造价从2001年的37元/千瓦上涨到2005年的49元/千瓦。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，华中地区最低。全国送电工程项目单位造价随时间变化见图10。

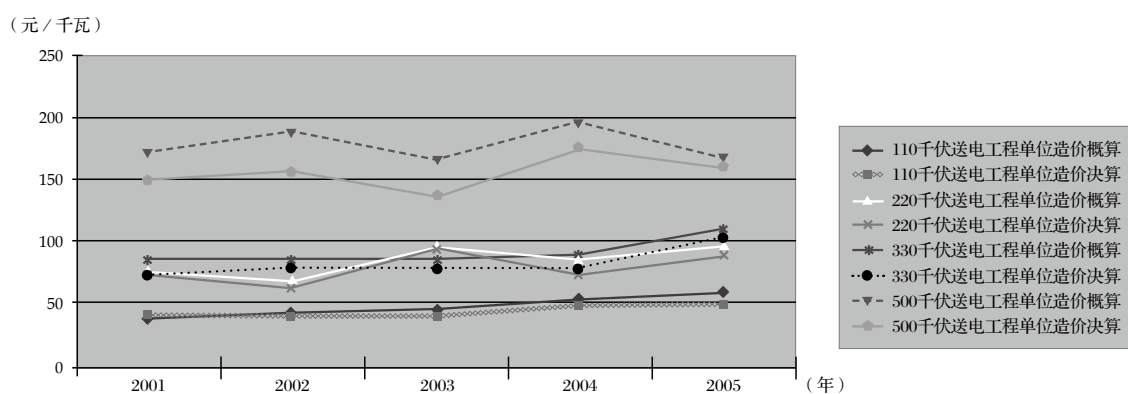


图10 全国送电工程项目单位造价随时间变化情况

“十五”期间，变电工程单位造价随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。变电工程项目单位造价在地区分布上不均衡。其中，华北地区新建项目平均单位造价最高，南方地区新建项目平均单位造价最低。

3. 当前电力建设发展中存在的主要问题

(1) 电力结构不合理依然突出。新增发电装机中火电达到88.20%，全国平均单机容量不足7万千瓦，火电装机中近30%为10万千瓦及以下小机组。核电、风电、太阳能等清洁能源和可再生能源发电所占比重较小。

(2) 电网建设与电源建设不协调。我国电力发展长期存在“重发、轻供、不管用”的问题，输配电建设严重滞后于电源建设，城乡配电网建设滞后于主网建设，负荷中心受端电网建设滞后于送端电网建设。厂网分开后，电网建设速度虽然加快，但相当长时间内仍存在有电输不出的“卡脖子”等现象。

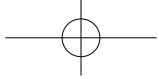
(3) 科技含量低、资源浪费现象严重。目前“高投入、高消耗、高排放、难循环、低效率”问题较为突出，我国每千瓦时平均供电煤耗比发达国家约高50克标准煤，线损率比发达国家高2%~3%，火电厂耗水率每千瓦时比国际先进水平高40%多，主要电力企业的劳动生产率不到世界先进水平的1/3。

(4) 电力体制和发展机制没有完全理顺。电力规划和产业政策执行乏力，电力法律法规建设滞后，市场配置资源的机制尚未建立，电力监管还较为薄弱，电力工业有效的激励机制、约束机制和可持续发展机制尚未形成。

(四) 电价水平

2006年，电煤价格普遍上涨，涨幅约为30元/吨。按照国家批准的价格联动政策，进行了第二次煤电联动，电网输配电价等也进行了适当的调整，居民生活电价普遍上涨。

(1) 上网电价。2006年，发电企业总上网电量为28344亿千瓦时，同比增长13.4%；上网电价平均上调11.74元/千千瓦时，同比提高3.66%。其中，华能等五大发电集团上网电量为10553.53亿千瓦时，同比增长20.79%；上网电价为317.93元/千千瓦时，平均上涨14.17元/千千瓦时，同比提高4.67%。



（2）输配环节电价（购销环节差价）。2006年，电网企业平均输配环节电价为153.4元/千千瓦时，占销售电价的30.72%，同比增加了0.37%。输配环节电价实际执行值与国家发改委核定并公布的暂行标准相比，29个省、直辖市、自治区（其中京津唐作为一个价区）中，有20个低于公布值，9个高于公布值。全国输配环节电价（购销环节差价）情况见表5。

表5 全国输配环节电价

电 网 \ 电 价	销售电价 (元/千瓦时)	输配环节电价(含线损) (元/千瓦时)	输配环节电价占销售电价比重 (%)
华北电网	0.447	0.126	28.67
东北电网	0.471	0.177	37.59
西北电网	0.355	0.121	34.20
华东电网	0.548	0.162	29.57
华中电网	0.438	0.124	28.37
国家电网	0.471	0.141	29.94
南方电网	0.575	0.179	31.10
全 国	0.499	0.153	30.72

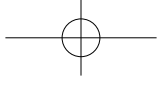
（3）销售电价。2006年，全国电网企业总售电量为21920.78亿千瓦时，同比增长17.47%；平均购电价为345.77元/千千瓦时，同比增长2.37%；平均销售电价为499.04元/千千瓦时，未含政府性基金和附加（全国平均为27.83元/千千瓦时），同比增长2.9%。分省居民电价见表6。



表6 分省居民电价

省、自治区、直辖市	居民电价（元/千瓦时）	变化趋势	变化幅度（元/千瓦时）
京津唐	0.454	↗	0.047
河 北	0.456	↗	0.055
山 西	0.463	↗	0.089
山 东	0.496	↗	0.054
内蒙古	0.376	↗	0.020
辽 宁	0.454	↗	0.038
吉 林	0.489	↗	0.048
黑 龙 江	0.446	↗	0.025
陕 西	0.474	↗	0.100
甘 肃	0.473	↗	0.048
青 海	0.354	↗	0.006
宁 夏	0.451	↗	0.018
新 疆	0.459	↗	0.045
上 海	0.546	↗	0.052
浙 江	0.527	↗	0.023
江 苏	0.499	↗	0.054
安 徽	0.552	↗	0.050
福 建	0.465	↗	0.056
湖 北	0.523	↗	0.063
河 南	0.532	↗	0.052
湖 南	0.504	↗	0.103
江 西	0.593	↗	0.056
四 川	0.468	↗	0.130
重 庆	0.493	↗	0.082
广 东	0.611	↗	0.005
广 西	0.444	↗	0.001
云 南	0.391	↗	0.001
贵 州	0.402	↘	-0.016
海 南	0.577	↘	-0.001
全国平均	0.508	↗	0.059

注：表中数据来自电网企业快报材料。



（五）电力企业生产经营

2006年，电力企业的经济效益进一步好转。全行业完成销售收入2.08万亿元，同比增长20%，完成利润1446亿元，同比增长43%。其中国有及国有控股企业完成销售收入1.87万亿元，同比增长20%，完成利润1211亿元，同比增长43%。各主要发电企业加快电源结构调整，不断改善内部管理，加大节能降耗力度，全国供电煤耗为366克/千瓦时，比2005年降低4克/千瓦时。电网输电线路损失率比去年减少0.1个百分点，降为7.08%。

1. 部分大型发电企业生产经营情况

截至2006年末，华能等五大发电集团总资产达到10774亿元，同比增长27.30%；共实现利润259.21亿元，同比增长38.13%；净资产收益率为4.67%，同比增长1.72%。

五大发电集团生产经营情况见表7。

表7 五大发电集团生产经营情况

发电企业	销售收入 (亿元)		利润总额 (亿元)		资产总额 (亿元)		净资产收益率 (%)	
	总 额	同比增加	总 额	同比增加	总 额	同比增加	当年实现	同比增加
华 能	845.42	14.80%	95.51	18.00%	2855.72	26.00%	6.60	0.46
大 唐	703.13	27.38%	54.70	50.52%	2266.16	24.00%	3.62	1.64
华 电	555.60	26.04%	30.50	64.78%	1961.00	33.96%	3.30	0.82
国 电	580.39	19.19%	39.51	25.19%	1879.72	23.87%	4.15	2.25
中电投	483.23	27.40%	38.99	92.35%	1811.65	30.95%	4.82	3.13
合 计	3167.77	22.05%	259.21	38.13%	10774.25	27.30%	4.67	1.72

2. 电网公司生产经营情况

（1）输配电成本情况。2006年，两大电网公司的单位输配电成本均有不同程度上升，具体见表8。

表8 两大电网公司单位输配电成本

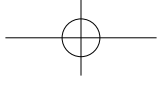
电网企业	2005年单位输配电成本 (元/千千瓦时)	2006年单位输配电成本 (元/千千瓦时)	增长率 (%)
国家电网公司	95.30	97.80	2.62
南方电网公司	109.71	110.23	0.47

(2) 销售收入及利润水平。2006年, 两大电网公司销售收入增加1742.01亿元, 同比增长19.34%; 共实现利润总额406.15亿元, 增加197.98亿元, 同比增长95%; 资产总额增加827.15亿元, 同比增长5.79%; 主营业务成本增加1510.90亿元, 同比增长17.87%。

两大电网公司生产经营情况见表9。

表9 两大电网公司生产经营情况

电网企业	销售收入 (亿元)		利润总额 (亿元)		资产总额 (亿元)		净资产收益率 (%)	
	总 额	同比增加	总 额	同比增加	总 额	同比增加	当年实现	同比增加
国家电网公司	8529.19	19.84%	269.18	80.33%	12140.66	4.27%	3.83	1.72
南方电网公司	2220.61	17.46%	136.97	132.55%	2969.05	12.50%	8.24	5.17
合 计	10749.80	19.34%	406.15	95.00%	15109.71	5.79%	4.67	2.37



二、电力市场秩序

2006年，多数电力企业能够认真执行国家能源政策和市场规则、规程及规定，市场主体交易行为进一步规范，调度秩序基本正常，供电质量与服务有所改善，电力安全生产状况总体良好。

（一）并网发电

1. 发电企业遵守规章制度情况

2006年，发电企业能够认真执行市场规则、规程和规定，落实安全责任，规范交易行为，服从调度指令，遵守调度规则，履行《购售电合同》和《并网调度协议》。在大部分地区尚未对辅助服务进行补偿的情况下，发电企业能够服从大局，按调度指令认真提供辅助服务，为电力系统安全生产做出了很大贡献。2006年部分地区火电机组非计划停运有所增加，主要原因是负荷增长较快，以及个别发电企业安全管理水平滑坡。造成例如东北地区第三季度频繁发生火电机组非计划停运，导致全年台均非计划停运次数增加0.21次。另外，也有个别发电企业不遵守调度纪律的情况。

专栏3 安徽淮化集团有限公司热电联供车间5号机组违规并网

8月6日，安徽淮化集团有限公司热电联供车间5号机组未经调度同意擅自并网。经调查核实，这是一起严重的违反调度纪律事件。国家电监会给予淮化热电厂通报批评并要求淮化热电厂认真吸取这次事件的教训，按照《并网调度协议》规定的并网条件和保障措施，立即开展整改工作；同时要求安徽省调、淮南地调进一步加强对并网发电厂，特别是企业自备电厂的并网安全管理，严格执行并网条件，加强和改进调度管理工作。

2. 电力调度交易机构遵守规章制度情况

各级电力调度机构能够按照《电网调度管理条例》和有关市场规则、规定的要求，维护调度纪律的严肃性，认真执行与发电企业签订的《并网调度协议》，合理安排电网运行方式，在机组检修安排、调度计划编制、实施调度指挥、调度信息发布等方面，自觉维护系统安全，全国电力调度秩序基本正常。

3. 电网企业遵守“两个范本”的情况

自电监会推行《购售电合同(示范文本)》和《并网调度协议（示范文本）》（简称“两个范本”）以来，大部分电网企业结合本地实际和电网运行特点，认真落实，进一步规范电力交易和调度行为，基本做到了公平、有序交易。

（1）年度购售电合同与并网调度协议签订、备案情况。2006年，《并网调度协议》的签约（备案）率全国平均为98.2%，年度《购售电合同》的签约（备案）率全国平均为89.2%。

全国年度购售电合同与并网调度协议签约（备案）情况见表10。

表10 全国年度购售电合同与并网调度协议签约（备案）情况

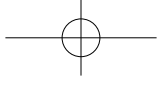
区 域	并网调度协议			购售电合同		
	应签备 (份)	实签备 (份)	签备率 (%)	应签备 (份)	实签备 (份)	签备率 (%)
华 北	172	172	100	134	134	100
东 北	85	85	100	322	301	93.5
西 北	153	149	97.3	157	79	50.3
华 东	230	226	98.0	194	171	88.0
华 中	278	278	100	288	284	98.6
南 方	153	142	92.0	151	142	94.0
合 计	1071	1052	98.2	1246	1111	89.2

（2）电网企业执行“两个范本”中存在的主要问题。

1）少数省份年度购售电合同签订不够及时，有的到2006年底才追签《2006年度购售电合同》，有的合同中没有确定上网电量。

2）部分电力企业没有严格执行购售电合同备案制度。少数地区年度购售电合同备案情况较差，其他交易形成的购售电合同尚未向电力监管机构备案。

3）个别条款与范本要求不完全一致。部分电网企业的年度《购售电合同》中只有年度计划，没有按范本要求将年度计划分解到月。个别地区的《并网调度协议》违约考核条款不规范，未明确考核资金的管理，没有做到专款专用，也未奖励有关发电企业，而是暂计入电网公司收入。



4) 购电费支付问题突出。部分电网企业拖延支付购电费, 甚至全年电费要在下年一季度结清, 也有部分电网企业按照电费回收率支付购电费。

5) 厂网责任不对等。部分《购售电合同》对电厂非计划性停运等处罚较多, 而对因电网事故影响发电以及负荷预测偏差过大造成发电计划无法完成等情况, 未明确相应的补偿措施或违约责任, 个别电网企业存在单方面确定上网电量的行为, 还有部分电网公司在年度结算过程中, 没有按照合同约定同比例调整合同上网电量。此外, 部分地区签订《并网调度协议》中的违约条款对发电企业的约束偏于苛刻, 不够公平合理。

（二）供电质量与服务

《供电服务监管办法（试行）》（以下简称《办法》）是维护供电市场秩序的基本规范, 也是供电企业应遵守的基本准则。

1. 供电基本情况

（1）供电企业的供电质量明显提高, 电能质量指标基本满足《办法》的要求。

（2）绝大多数供电企业能够执行国家规定的电价政策, 各类收费能够按照价格管理部门规定的标准执行。

（3）大部分供电企业建设了营销管理信息系统, 优化业扩流程, 开展实时监督和专项检查, 将办理用电业务时限纳入内部绩效考核, 办理用电业务的时限基本满足《办法》要求。

（4）大部分供电企业对用户自行组织招投标的工程, 能够从电网安全出发主动提供技术咨询和服务, 按照国家有关标准验收把关, 及时指导用户解决故障隐患。

（5）大部分供电企业按规定在营业场所显著位置公示了电价政策、收费标准、服务标准和业务办理流程。对因供电设施检修需要停电的, 基本能够按照《办法》规定的期限, 通过媒体提前公告; 对因电网故障或电力供需紧张等原因需要停、限电的, 能按照政府批准的方案实施供电。

（6）大部分供电企业制定并完善了报修、抢修服务制度, 积极履行紧急供电义务, 故障报修管理有序高效。

（7）供电企业普遍建立了投诉处理制度, 并向社会公布了投诉电话, 对用户的投诉能在规定时间内提出处理意见并进行答复, 投诉处理情况基本符合《办法》要求。

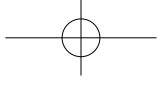
2. 当前供电中存在的主要问题

(1) 供电质量统计数据可信度有待提高。部分供电企业基础数据搜集不全面、统计方法不科学,公布的供电可靠率与实际出入较大,甚至发布虚假供电可靠率;在测量统计居民用户端电压合格率中,也存在测量点偏少、布局不合理、仪器校准不规范、统计工具不科学等问题,有的随意更改电压上下限,导致公布的居民用户端电压合格率与实际发生偏差。在东北地区,被检查的41家供电分公司和农电企业中,有13家可靠性数据存在统计质量问题,占被检查供电企业的31%;有18家没有按规定安装电压检测装置,占被检查供电企业的43%。海南省个别农村地区、新疆个别偏远地区供电可靠率和电压合格率未达到《办法》规定的指标。

(2) 电价与收费执行不规范。部分供电企业在对用户设备代维护、代维修以及提供技术支持服务中随意收费,有的供电企业擅自代保险公司收取保险费,转嫁电力故障损失,个别供电企业自行对城镇住宅安装远传水表、防盗门等用电设施收取费用。

(3) 用电业务办理不规范。部分供电企业在办理用电业务时,工作程序不衔接,服务行为不规范,内部管理不到位。尤其是办理时限不符合《办法》的规定。在受理报装时未主动告知用户“三不指定”的有关规定,在施工、设计单位公示中只公布了供电企业的三产企业名单。

(4) 受电工程不规范。部分供电企业以多经公司名义面向社会直接受理业扩报装申请,利用工程竣工检验等权力指定或变相指定设计、施工和设备材料供应单位,操纵设备采购招标,向设备供应商收取“管理费”等;有的还在用电业务办理程序中增设环节。四川新都供电局对不是自己多经公司安装的用户配电设施,由多经企业向用户收取几十万元的维护管理费。



（三）“三公”调度交易

公开、公平、公正是对电力调度交易机构的基本要求，《关于促进电网调度公开、公平、公正的暂行办法》是电监会为协调厂网关系、规范市场主体行为所制定的基本规则。

1. “三公”调度交易基本情况

2006年，各级电力调度交易机构信息公开、电量安排、辅助服务提供、考核资金（电量）的管理与使用等方面都取得了较好的成绩。目前全国范围内基本建立了电力“三公”调度交易情况信息公开制度，基本能够按照公平、透明的原则安排电力生产，大多数电力调度交易机构能够严格遵守电力监管机构及当地政府有关部门的规定开展发电厂并网运行管理考核工作，全国电力“三公”调度交易情况基本正常。

2. “三公”调度交易存在的主要问题

（1）调度交易信息公开工作有待进一步加强。部分地区跨省交易结算信息、发电企业峰谷分时电量划分情况、辅助服务提供及补偿情况、并网运行管理考核及考核资金使用情况等尚未纳入电力“三公”调度交易信息公开的范畴。目前调度交易信息公开工作仍不能满足电力市场环境下市场主体的信息需求，要进一步扩大信息发布的范围，增加信息发布的方式，提高信息发布的频率。

（2）合同电量调整体现公平原则不够。对比部分地区发电企业的年度实际发电量与年合同电量，可以发现，这些地区不同发电企业增加比例相差较大。

（3）辅助服务提供及补偿机制尚未建立。目前辅助服务普遍维持厂网不分时的调用和提供方式，不能适应厂网分开新形势的需要。少数电力调度交易机构未按要求报送辅助服务情况，个别电力调度交易机构辅助服务管理较为随意、不够规范。

（4）并网运行管理考核工作亟待改进和加强。各地考核办法存在一定差异，奖罚的力度、方式也不统一，亟需加以统一规范。个别电力调度交易机构考核工作不够规范，考核及奖罚情况没有定期公布，考核奖罚资金（电量）没有落实；个别地区在具体操作中，采取扣减实际发电量而奖励计划发电量指标的方式进行奖罚考核。个别电力调度交

易机构对并网运行情况没有进行考核，部分电力调度交易机构未填写运行考核资金（电量）使用情况，部分电力调度交易机构考核资金（电量）未落实，少数调度交易机构考核资金（电量）尚未结零。

（四）电力安全生产

2006年，各电力企业认真贯彻落实国务院关于做好电力供应、确保电力安全的一系列重要指示精神，坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，进一步落实安全生产责任制，不断加强安全生产管理，较好地遵守了各项安全监管规定。电网企业加强调度管理，科学预测负荷，合理安排运行方式，加大跨区跨省电力电量交易的力度，有效缓解了部分地区用电紧张局面。发电企业做好设备检修和维护，及时排查整治各类隐患，完善应急预案，保证了大负荷期间机组连续稳定运行，全国电力安全生产秩序总体良好。

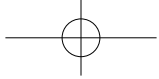
当前电力安全存在的突出问题：

（1）我国电力工业发展已进入大电网、高电压、长距离、大容量阶段，网架结构日益复杂，如何保证大电网安全稳定运行，避免类似美加大停电和去年底欧洲、日本那样大面积停电事件是一个新的挑战。

（2）电力体制改革以来，政府对电力标准化管理的职能弱化，电力技术标准修订滞后，已远远不能满足电力工业快速发展的需要，电力安全生产的技术保障在一定程度上受到削弱。

（3）近年来电力发展速度较快，电力基建施工力量不能完全满足建设需求，大量非熟练人员进入电力基建行业，安全管理滑坡，投入不足，造成电力建设施工领域事故频发。

（4）部分供电企业基础管理工作薄弱，供用电服务行为还有待规范，特别是农村电网向煤矿供电的质量和可靠性急需加强。部分煤矿、非煤矿山等重要用户自备应急电源配置比例不高，所配置的自备应急电源又存在技术含量低、容量偏小、设备老化、日常维护不到位等问题，在紧急情况下难以起到应急作用。



专栏4 电力建设施工安全存在的问题

- 一些电力建设单位和施工企业安全管理薄弱，安全管理制度执行不力，以包代管，现场违章作业，技术管理不严，一些小水电项目尤为严重。
- 压缩工期、抢进度现象比较普遍，存在大量交叉作业和立体施工，影响施工、安装和调试质量。
- 部分建设单位从自身利益出发，减少安全投入，取消或降低安全措施补助费用，给施工安全带来诸多隐患。
- 部分监理单位监理职责不清，存在不规范监理现象。甚至有些业主（建设单位）和监理同属一家公司，不能独立履行监理职责。
- 部分工程招投标未能完全依法、依规，技术资料的编制过程不规范，对国家强制性条文理解不深、监理执行不力。

