

电力行业研究报告

(联合资信评估有限公司 张志军)

发电和用电情况

近年来,我国电力工业快速发展,全国发电装机容量分别在1987年、1995年、2000年、2004年跨越1亿千瓦、2亿千瓦、3亿千瓦、4亿千瓦四个台阶,2005年和2006年则分别达到5亿千瓦和6亿千瓦(见表1),增速明显加快。截至2006年底,全国发电装机容量达到62200万千瓦,同比增长20.3%。其中,水电达到12857万千瓦,约占总容量20.7%,同比增长9.5%;火电达到48405万千瓦,约占总容量77.8%,增长23.7%;水、火电约占总容量的比例分别下降了2.03和上升了2.15个百分点。2006年全国发电量达到28344亿千瓦时,同比增长14.54%。其中,水电发电量4167亿千瓦时,约占全部发电量14.7%,增长5.1%;火电发电量23573亿千瓦时,约占全部发电量83.2%,增长15.3%;核电发电量543亿千瓦时,约占全部发电量1.9%,增长2.4%(见图1和图2)。

2006年全社会用电量达到28248亿千瓦时,同比增长14.42%,其中,第一产业用电量为832亿千瓦时,增长9.9%;第二产业用电量为21354亿千瓦时,增长14.3%,其中轻、重工业用电量分别为4133亿千瓦时和17021亿千瓦时,增长11.9%和15.4%,轻、重工业增幅比2005年分别上升1.87和下降0.14个百分点;第三产业用电量为2822亿千瓦时,增长11.8%;城乡居民生活用电量为3240亿千瓦时,增长14.7%。2006年电力行业完成销售收入20808亿元,同比增长20%,实现利润1446亿元,增长43%。

表1 近年我国发电装机容量、发电量及用电量情况

年度	装机容量 (万千瓦)	发电量 (亿千瓦时)	发电量增长率 (%)	用电量 (亿千瓦时)	用电量增长率 (%)
2000	31932	13685	8.00	13466	8.00
2001	33849	14839	8.43	14683	9.04
2002	35900	16400	10.52	16200	10.33
2003	38450	19080	16.34	18910	16.73
2004	44070	21870	14.62	21735	14.94
2005	50841	24747	13.16	24689	13.59
2006	62200	28344	14.54	28248	14.42
2007年6月底	62315	14850	16.00	15150	15.56

资料来源:国家统计局、国家发改委和中国电力企业联合会。其中2005年统计数据中电联为装机容量51718.48万千瓦,发电量24975.26亿千瓦时,较国家发改委统计数据略高;2007年6月底装机容量及发电量数据为6000千瓦以上发电设备容量及发电量统计。

图1 截止2006年底按装机容量全国电力供应结构

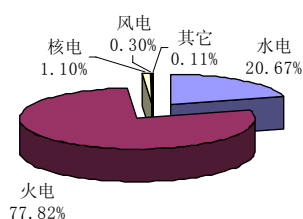
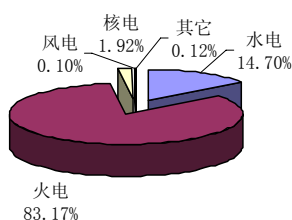


图 2 截止 2006 年底按发电量全国电力供应结构



截至 2006 年底，我国发电装机容量、年发电量和用电量均位居世界第二位。近年来电力工业的发展有力地支持了国民经济的快速发展，但从人均指标来看，我国电力消费水平仍然较低，2006 年我国人均用电量仅为 2149 千瓦时，尚未达到世界平均水平，仅为发达国家的十分之一到六分之一。

根据中国电力企业联合会《2007 年 1~6 月份全国电力工业生产简况》统计，截止 2007 年 6 月底，全国 6000 千瓦及以上发电生产设备容量 62315 万千瓦，同比增长 20.8%；2007 年 1~6 月份，全国规模以上（6000 千瓦以上）电厂发电量 14850 亿千瓦时，同比增长 16%。截至 6 月份，全国全社会用电量 15150 亿千瓦时，同比增长 15.56%。

2002 年~2005 年间全国用电量一直保持两位数以上的增幅，而由于电力基本建设滞后，全国电力供应较为紧张。随着电力体制改革的逐步到位和电力投资主体的明确，从 2002 年起全国开始了新一轮电力建设热潮，2003~2006 年的四年间，全国发电装机容量从 2002 年底的 3.59 亿千瓦迅速增长到 2006 年底的 6.22 亿千瓦，大规模发电项目的投产，有效缓解了电力供需矛盾，电力供需形势逐步缓和。但到 2006 年我国仍存在区域性、时段性电力紧张情况，当年全国最大电力缺口约 1100 万千瓦（出现在 8 月份）。由于装机容量的大幅扩张，2006 年我国发电设备利用小时数较 2005 年大幅回落，累计平均利用小时数为 5221 小时，同比降低 203 小时。其中，水电设备利用小时数为 3434 小时，同比降低 230 小时；火电设备利用小时数为 5633 小时，同比降低 233 小时；核电设备利用小时数为 7774 小时，同比增加 19 小时。

2007 年上半年全国电力供需形势进一步缓解，总体供需基本平衡，缺电范围明显减少，缺电程度也明显减轻，主要是短时段、局部性电力短缺。预计 2007 年全国新增装机容量将超过 9000 万千瓦，全国总装机容量将超过 7 亿千瓦，电力供应紧张局面将得到根本扭转；预计 2007 年全国用电量将接近 31200 亿千瓦时，用电增速将达到 11%左右。

电网建设

截止 2006 年底，全国 220 千伏及以上输电线路回路长度达到 28.15 万公里，同比增长 10.4%，220 千伏及以上变电设备容量达到 98131 万千伏安，同比增长 15.7%。

2006 年，全国新投产 220 千伏及以上输电线路 35145 公里、变电容量 15531 万千伏安。其中，国家电网公司 2006 年累计完成电网投资 1760 亿元，同比增长 43%，投产 220 千伏及以上输电线路 26914 公里、变电容量 12026 万千伏安；跨区电网建设共计投产交直流线路 4110 公里、变电容量 450 万千伏安。2007 年国家电网公司计划完成电网投资 2025 亿元，并将进一步推进特高压交流试验示范工程建设，开工建设特高压直流工程；开工 110(66)千伏及以上交流输电线路 5.2 万公里，变电容量 2.3 亿千伏安；投产 110(66)千伏及以上交流输电线路 4.8 万公里，变电容量 1.9 亿千伏安。

2006 年，南方电网公司完成电网建设投资 373.14 亿元，同比增长 20%，累计投产 220 千伏及以上输电线路 6325 公里，变电容量 2655 万千伏安，同比分别增长 74%和 7.4%。2006 年 12 月 19 日，世界上第一个±800 千伏直流输电工程——云广特高压直流输电示范工程正式开工建设。2007 年，南方电网公司计划投资 413 亿元进行电网建设，同比增长 11%，计划新开工(含预备项目)220 千伏及以上输电线路 10977 公里、变电容量 3954 万千伏安。

2007 年 1~6 月份，全国电网建设新增 220 千伏及以上变电容量 5140 万千伏安、线路长度 9930 公里。

电力发展规划

2006 年和 2007 年两年，我国新增电力装机规模就超过了 2 亿千瓦，预计总装机规模 2007 年底将超过 7 亿千瓦。根据中国电力工业最新发展规划，按“十一五”期间 GDP 年均增长 8.5% 考虑，同时考虑万元 GDP 能耗下降 20%左右的约束性要求，到 2010 年，全国电力装机总容量将达 8.4 亿千瓦，其中水电装机将达 1.9 亿千瓦，核电装机 1000 万千瓦，风电装机 500 万千瓦，生物质发电装机 550 万千瓦，天然气发电装机 3600 万千瓦，煤电装机 5.93 亿千瓦。

根据国家电网公司和南方电网公司分别编制的各自“十一五”电网发展规划，“十一五”期间，我国电网建设总投资将超过 1 万亿元，其中国家电网公司 8500 亿元左右，南方电网公司 2500 亿元左右，两家企业“十一五”期间规划电网投资为“十五”期间的 1.2 倍。根据规划，“十一五”期间，全国将投产 330 千伏及以上交流线路 3.8 万公里，变电容量 1.8 亿千伏安，平均每年新增交流线路 7600 公里，新增变电容量 3600 万千伏安；建成直流线路 3420 公里，换流容量 1500 万千瓦（含背靠背换流站）。到 2010 年，全国 330 千伏及以上交流线路达 11.4 万公里，变电容量达 4.7 亿千伏安，直流线路 8200 公里，直流换流容量 4000 万千瓦。

电力管理体制

作为我国电力体制改革的重要内容，2002 年 10 月我国成立了国家电力监管委员会(简称“电监会”)，与国家发改委和国资委一起，形成了目前电力行业管理体制中的“三驾马车”。国资委是出资人，主要负责国有电力企业经营监管以及人事任免；电监会是在出资人以外受政府委托，对电力市场进行监管，主要职责包括市场监管、输电监管、供电监管、价格财务、稽查工作、电力安全等；国家发改委是政府的组成部门，负责对整个产业今后的投资、运行以及大的发展做出规划，并制定产业政策，具体包括项目审批、价格审批和监管、产业政策等。

根据《电力监管条例》(国务院第 432 号令)，由国家电力监管委员会履行对市场准入、发

电、输配电、供电和价格进行监管。但目前我国电力项目审批权和电价审批权均由国家和地方发改委掌握，2002 年成立的电监会，从近年来实际运行情况来看，因受制于包括上述权利不到位等各种因素的影响，监管目标并未得到很好实现。未来随着电力体制改革的深入，电力法的修订完善，监管职能明确和监管权利的到位，国家对电力行业的监管将更为有效。

行业主要企业

截止 2006 年底，全国 6000 千瓦及以上各类发电企业 4000 余家，其中国有及国有控股企业约占 90%。中国华能集团公司（华能）、中国大唐集团公司（大唐）、中国华电集团公司（华电）、中国国电集团公司（国电）和中国电力投资集团公司（中电投）等中央直属 5 大发电集团约占装机总量的 38.79%；国家开发投资公司、中国神华能源股份有限公司、中国长江三峡工程开发总公司、中国核工业集团公司、广东核电集团有限公司、华润电力控股有限公司等其它中央发电企业约占总装机容量的 10%；地方发电企业约占总装机容量的 45%；民营和外资发电企业约占总装机容量的 6.21%。2007 年 5 月 22 日，国家核电技术公司正式成立，主要负责第三代核电技术的消化吸收和自主化发展工作。

华能、大唐、华电、中电投、国电五大发电集团发电资产及发电规模对比情况见表 2。截止 2006 年底，这五家发电集团可控装机容量合计 24354 万千瓦，2006 年全年发电量 11314 亿千瓦时，分别占全国的 39.15%和 39.92%，行业集中度相对较高（见表 2）。

表 2 五大发电集团截止 2006 年底可控发电装机规模及发电量

项目	全国	华能	大唐	华电	国电	中电投	五大集团合计
可控装机容量（万千瓦）	62200	5719	5406	5005	4445	3780	24354
占全国比例	100.00%	9.19%	8.69%	8.05%	7.15%	6.08%	39.15%
发电量(万千瓦时)	28344	2820	2516	1995	2257	1725	11314
占全国比例（%）	100.00%	9.95%	8.88%	7.04%	7.96%	6.09%	39.92%

资料来源：根据网上公开资料整理，表中五大集团合计装机容量占全国的 39.92%，其统计口径为全口径。

输电环节的特点是具有自然垄断性质。国家电网公司、南方电网公司分别占全国超高压电网的 80%和 20%。截止 2006 年底全国从事省级输电业务的企业 31 家，跨省输电业务的企业 6 家。按所有制形式划分，供电企业主要分中央国有和地方国有，中央国有主要为国家电网公司、南方电网公司和新疆生产建设兵团等拥有的供电企业。供电环节两大电网公司处于寡头垄断地位，约占县级售电量的 89%。

电力产业政策

电力工业在我国国民经济发展中处于优先发展的战略地位，国家出台了一系列扶持电力工业发展的产业政策。根据原国家计委、国家经贸委联合发布的《当前国家重点鼓励发展的产业、产品和技术目录》（2000 年修订版）和国家发改委 2005 年颁布的《产业结构调整指导目录》，电力行业中的水力发电、热电联产、利用煤矸石或劣质煤发电、城乡电网改造及建设、电网商业化运营技术开发等均属于国家鼓励发展的产业。未来一段时期内，我国电力产业政策的基本方针是：重点发展电网，积极发展水电，优化发展火电，适当发展核电，优先发展可再生能源；开发与节能并重，高度重视环保，提高能源利用效率。

目前我国仍以行政审批方式为主确定电价，2003 年我国出台了《电价改革方案》，相继开

展了上网电价、输配电价和销售电价改革试点。2005 年，国家发改委出台了《上网电价管理暂行办法》、《输配电价管理暂行办法》和《销售电价管理暂行办法》，标志着我国电价将实行新的定价机制。新的电价机制将进一步推进城乡用电同价；实行差别电价政策，限制不符合国家产业政策要求的高耗能企业发展；建立煤电、煤热价格联动机制，合理疏导价格矛盾；在全国实行分时峰谷电价和丰枯电价，在部分地区试行尖峰电价，合理调节电力需求；实行鼓励可再生能源发展的电价机制。通过改革逐步建立起发电、售电价格由市场竞争形成，输电、配电价格实行政府定价的价格形成机制。将上网电价由政府制定逐步过渡到由市场竞争形成。

行业关注

电源结构不合理

截至 2006 年底，我国发电装机已经超过了 62200 万千瓦，主要是火电和水电，核电、风力发电和生物质能等其它类发电合计仅约占我国发电装机容量的 1.5%。2006 年，全国新增发电装机容量 10117 万千瓦，其中火力发电占 88.20%。此外，目前我国电源结构中小火电机组所占比重仍然较高，全国平均单机容量不足 7 万千瓦，单机 10 万千瓦及以下小火电机组占火电装机容量的比重接近 30%，电源结构不合理现象日益明显。

目前我国煤炭产量的将近一半用于发电，煤炭属于不可再生能源，煤炭的大量开采和用于发电，对环境的不利影响也日益显现。未来我国将进一步加大可再生能源和核电等清洁能源在电源结构中的比重，优化电源结构，促进电力产业的可持续发展。

西电东送规模逐年扩大

我国是世界上水能资源最丰富的国家，但水能资源的分布极不均匀，90%的可开发装机容量集中在西南、中南和西北地区。由于水电资源分布与用电负荷分布的不平衡，客观上制约了水电的开发和利用。此外，我国煤炭资源也集中在山西、陕西、内蒙古西部。而经济发达的东部沿海地区，能源资源非常短缺。北京、广东、上海等东部七省市的电力消费，占到全国的 40%以上。“西电东送”指开发贵州、云南、广西、四川、内蒙古、山西、陕西等西部省区的电力资源，将其输送到电力紧缺的广东、上海、江苏、浙江和京、津、唐地区。根据规划，西电东送将形成三大通道：一是将贵州乌江、云南澜沧江和桂、滇、黔三省区交界处的南盘江、北盘江、红水河的水电资源，以及黔、滇两省坑口火电厂的电能开发出来送往广东，形成南部通道；二是将三峡和金沙江干支流水电送往华东地区，形成中部通道；三是将黄河上游水电和山西、内蒙古坑口火电送往京津唐地区，形成北部通道。

2006 年，随着一批西电东送工程投产，中国西电东送三大通道累计已形成 3400 万千瓦的输送能力。西电东送工程把西部丰富的资源优势转化为经济优势，并为东部地区提供清洁、优质、可靠、廉价的电力，有力地促进我国东、西部地区经济发展。

电力体制改革继续深入

2002 年，国务院批准了《电力体制改革方案》，明确“十五”期间电力体制改革的主要任务是：实施厂网分开和实行竞价上网，实行新的电价机制；制定发电排放的环境折价标准，形成激励清洁电源发展的新机制；开展直供电的试点工作等。同年原国家电力公司被拆分成两大电网公司、五大发电公司及四大辅业集团，并成立了国家电力监管委员会。目前电力改革已经取得了一些重要的阶段性进展：厂网分开初步实现，发电领域竞争态势正在形成，电价改革迈

出了重要步伐，电力企业的活力得到增强，区域电力市场开始建立，电力监管制度建设取得重要进展。但我国电力体制改革和电力监管体制还有待进一步深化，未来我国电力体制改革将如何深入，监管体制能否得到进一步理顺，市场化进程能否进一步加快，将对我国电力产业的整体发展产生重大的影响。

2006 年 11 月 1 日，国务院常务会议讨论并原则通过了电力体制改革工作小组提出的《关于“十一五”深化电力体制改革的实施意见》。意见明确了“十一五”我国电力体制改革的主要任务是：抓紧处理厂网分开遗留问题，逐步推进电网企业主辅分离改革；加快电力市场建设，着力构建符合国情的统一开放的电力市场体系，稳步开展输配分开试点工作；形成与市场经济相适应的电价机制，实行有利于节能环保的电价政策；进一步转变政府职能，坚持政企分开，健全电力市场监管体制。

煤电联动在一定程度上削减了发电企业成本上升的压力

经国务院批准，国家发改委于 2004 年 12 月底下发了《关于建立煤电价格联动机制的意见》，确定建立市场化的煤电价格联动机制，在放开煤价的基础上，对电价实行竞价上网。以 6 个月为一个周期，若周期内平均电煤价格比前一周期变化幅度达到或超过 5%，相应的电价也要上调。实行煤电价格联动时，将要求电力企业消化 30% 的煤价上涨因素，在此基础上，将上网电价随煤炭价格变化调整。

2005 年 5 月 1 日起，第一次煤电联动开始实施，全国销售电价水平平均每千瓦时提高 2.52 分钱；第二次煤电联动调价方案于 2006 年 7 月 1 日正式实施，全国上网电价平均上调 1.1 分钱。2007 年，我国取消了以往的“煤炭订货会”制度，把电煤供应推向市场。今年以来煤炭价格持续攀升，电煤平均价格涨幅早已经达到煤电联动所规定的 5% 上限，电力企业不断呼吁开始第三次“煤电联动”。但由于煤、电两个行业利润增长情况反差较大，2007 年以来电力紧张情况基本缓解，甚至出现部分地区电量富余，以及受目前物价指数上升较快，通胀压力较大等因素的影响，第三次煤电联动可能会暂缓出台。

煤电联动在一定程度上削减了发电企业成本上升的压力，但在电力市场化改革未到位的情况下，“煤电联动”的科学性及其实际作用仍受到部分质疑。

节能环保任务依然较重

2006 年，我国单位 GDP 能耗同比仅仅下降了 1.23%，与 4% 的既定目标有一定差距，主要污染物排放总量仍有缓慢增幅，没有实现减少 2% 的既定目标。2006 年全国发电用原煤超过 12 亿吨，排放的二氧化硫占全国排放总量的 54%，火电用水占工业用水的 40%，烟尘排放量占全国排放量的 20%，产生的灰渣占全国的 70%。截止 2006 年底，全国仍有超过 3 亿千瓦火电机组尚未安装脱硫设施，再加上火电厂已建成投产的烟气脱硫设施实际投运率不足 60%，电力行业在“节能减排”中占据了突出位置，其生产、输送和使用的效率提高对全国节能减排目标的实现意义重大。

2007 年 5 月 29 日，国家发改委、国家环保总局发布《燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法》（试行），《办法》规定，新（扩）建燃煤机组必须按照环保规定同步建设脱硫设施，其上网电量执行国家发改委公布的燃煤机组脱硫标杆上网电价；现有燃煤机组应按要求完成脱硫改造，其上网电量执行在现行上网电价基础上每千瓦时加价 1.5 分钱的脱硫加价政策。该办法的实施，从政策上提高了发电企业建设脱硫设施的积极性，对减少发电企业二氧化

硫的排放具有较大的促进作用。

2006 年，电力行业节能降耗取得持续进展，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%。2007 年 1~6 月份，全国供电煤耗率为 356 克/千瓦时，比去年同期下降 8 克/千瓦时。全国发电厂用电率 5.98%，其中水电 0.45%，火电 6.69%。线路损失率 6.03%，比上年同期减少 0.13 个百分点。根据《能源发展“十一五”规划》，到 2010 年，火电供电标准煤耗应下降到 355 克，厂用电率由 5.9% 下降到 4.5%，从目前情况来看，该目标实现的可能性较大。

可再生能源迎来快速发展时期

可再生能源，是指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。《中华人民共和国可再生能源法》已于 2006 年 1 月 1 日起施行，《可再生能源法》中对发展可再生能源的激励措施已初步确定了一个框架，包括国家财政设立专项资金、财政贴息优惠贷款、投资补贴、税收优惠等，但相关具体政策措施正在逐步制定中。为促进可再生能源的开发利用，贯彻落实该法，国家发改委制定了《可再生能源发电有关管理规定》及《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，规定可再生能源发电价格实行政府定价和政府指导价。2006 年 11 月 13 日，国家发改委、财政部以发改能源[2006]2535 号文发布了《促进风电产业发展实施意见》，意见中明确，把风电作为可再生能源发展的重点，有序推进，规范发展。2007 年 7 月 17 日，国家电力监管委员会主席办公会议审议通过《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》，并自 2007 年 9 月 1 日起施行。相关政策的出台有利于促进水电、风电等清洁可再生能源的利用与发展。

2007 年 6 月 7 日，国务院审议并原则通过《可再生能源中长期发展规划》。根据规划，到 2020 年，我国水电总装机容量将达到 2.9 亿千瓦，开发程度达到 70% 左右，生物质发电达到 2000 万千瓦，风电达到 3000 万千瓦，太阳能发电达到 200 万千瓦，力争使可再生能源发电装机占总电力装机容量的比例达到 30% 以上。随着相关扶持政策措施的出台和落实，我国可再生能源在未来若干年内将迎来飞速发展的时期。

电力市场建设步入关键时刻

电力市场体系建设包括发电市场、输配电市场、售电市场和用电市场。国家电力监管委员会 2003 年发布了《关于区域电力市场建设的指导意见》，明确“十五”期间电力市场建设的任务是：初步形成华北、东北、华东、华中、西北、南方六大区域电力市场，基本建立电力市场运营的法规体系和电力监管组织体系，全国大部分地区大部分发电企业实行竞价上网，符合条件的大用户（含独立配售电企业）直接向发电企业购电。2003 年，电监会选择东北地区作为区域电力市场建设的试点。在国家有关部委及东北三省和内蒙古自治区人民政府的支持下，在东北地区各电力企业的积极配合下，2004 年东北电力市场开始了模拟运行，并于 2005 年转入试运行，2006 年年度竞价后，由于产生较大数额市场亏空难以消化等原因，东北电力市场暂停了试运行。

随着《电力业务许可证管理规定》、《电力市场监管办法》和《电力市场运营基本规则》等电力市场监管规定于 2005 年 12 月 1 日起施行，我国区域电力市场建设由试点步入稳步发展阶段。2005 年 8 月 31 日，《华东电力市场运营规则》由国家电力监管委员会正式印发，华东电力市场于 2005 年 10 月进入模拟运营。我国第三个区域电力市场南方电力市场 2005 年 11 月

21 日在广州模拟运行正式启动，标志着我国电力市场建设取得了新的进展。截止 2007 年 7 月 12 日，国家电网公司面向企业、民众的 30 个电力交易大厅全部启用，覆盖除广东、广西、贵州、海南、云南的 26 个省区市，为用户提供电力交易业务受理、交易结算、信息发布、业务洽谈、业务咨询等服务。截止 2006 年底，我国区域电力市场体系初具雏形。

特高压建设正式启动

特高压是指由 1000 千伏级交流和 ± 800 千伏级直流系统构成的高压电网。特高压电网的最大特点是长距离、大容量送电，一回路特高压直流电网可以送 600 万千瓦电量，相当于现有 500 千伏直流电网的 5~6 倍，同时送电距离也是后者的 2~3 倍。

2006 年 8 月 10 日，国家电网公司特高压直流试验基地在北京中关村科技园区昌平园开工建设。2006 年 8 月 19 日，晋东南—南阳—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范工程在山西长治奠基。2006 年 12 月 19 日，世界上第一个 ± 800 千伏直流输电工程——云广特高压直流输电示范工程正式开工建设。2007 年 5 月 21 日，四川—上海 ± 800 千伏特高压直流输电示范工程正式奠基，标志着我国特高压电网工程建设序幕全面拉开。

特高压电网建设项目的上马，对于提高电网优化资源配置的能力和安全稳定运行水平，对实现我国能源资源优化配置，实现区域经济协调发展，具有重要的意义，对于我国整个输配电设备制造业水平的提高也具有重要意义。国外尽管也建设有 1000 千伏特高压线路，但目前均降压至 500 千伏运行，且特高压建设投资巨大，技术上尚未完全成熟，特高压输电电路的建设仍然存在一定的风险。

从 2007 年开始，我国电力总体供需基本平衡，仅在局部地区短时间存在缺电现象，而且从未来两年的装机投产规模和用电增长情况来看，未来两年我国电力供应短缺的现象将得到彻底缓解，局部地区可能会出现电力供应富余，电力行业发展面临一定的压力。但作为国民经济运行中的基础性产业，电力建设必须先行，以满足国民经济持续稳定地增长对电力的需求，因此，未来若干年内，电力行业投资规模将保持在较高水平，尤其是电网建设规模将进一步扩大，行业结构调整将加快，可再生能源将迎来快速发展的黄金时期，电力体制改革将进一步深入，行业仍然面临一定的发展机遇，行业整体前景看好。