

编写说明

今年上半年，国民经济整体保持平稳快速增长，电力消费保持高速增长，但速度有所回落，电力供应能力持续增强，电力供需紧张形势继续得到缓解，缺电范围明显减小，缺电程度明显减轻。

今年下半年，预计发电机组投产规模将超过上半年水平，供应能力进一步提高，迎峰度夏期间局部地区会有一些程度的电力缺口，但缺电程度将大大减轻，迎峰度夏结束后全国电力供需将逐步趋于平衡，部分地区存在时段性、季节性供需紧张。

上半年，全国电力供需形势继续缓解，全国缺电省份由 2005 年年初的 25 个省逐步减少到今年 1 月份的 9 个，再减少到 6 月份的 4 个。6 月份以来，各省高峰负荷持续攀升，导致系统峰谷差拉大，华北、华中、西北等电网最大用电负荷屡创新高，在用电高峰时期有浙江、河北南网、广东、云南 4 个省区发生拉路限电情况。从总体上看，上半年全国尖峰负荷最大电力缺口不超过 1000 万千瓦。

1—6 月，电力、热力的生产和供应业工业总产值达到了 8926.52 亿元，同比增长 19.05%。其中，电力生产业完成工业总产值 3580.44 亿元，电力供应业完成工业总产值 5150.65 亿元，热力生产和供应业完成工业总产值 195.43 亿元，同比分别增长 17.69%、19.62%和 30.51%。

目 录

I	2006年上半年电力行业运行情况.....	1
	一、生产情况	1
	二、销售情况	3
	三、企业效益情况	4
	四、偿债能力分析	6
	五、投资情况	7
	六、煤电价格联动	7
II	2006年上半年电力行业供求分析.....	8
	一、电力供给	9
	(一) 发电装机快速增长, 供应能力明显增强.....	9
	(二) 发电量保持快速增长.....	9
	(三) 发电设备利用小时数持续下降.....	9
	(四) 电煤库存不断上升, 供应基本正常.....	11
	(五) 主要电网发电情况.....	11
	(六) 分省发电量.....	13
	二、电网输送	15
	三、电力需求	15
	(一) 全社会用电量继续保持快速增长.....	15
	(二) 工业用电仍然是拉动电力增长的最主要动力.....	16
	(三) 分地区用电情况.....	16
	(四) 全国最高用电负荷增长较快.....	16
	四、输送环节能源利用效率继续提高	18
III	2006年上半年火电和水电生产情况.....	18
	一、火力发电	18
	二、水力发电	20

IV	2006年下半年全国电力供需形势预测.....	23
一、	上半年宏观经济运行形势	23
(一)	国民经济总体形势良好.....	23
(二)	国民经济运行中存在的主要问题.....	23
二、	下半年国家宏观调控政策走向分析	24
(一)	进一步采取稳健但更加偏紧的货币政策和财政政策.....	24
(二)	实施更为严厉的调控手段,控制固定资产投资规模过快增长.....	24
(三)	依然采取有保有压的“点刹”方式	24
三、	下半年全国电力供需形势预测	25
V	专题分析:人民币汇率变动对电力行业的影响.....	26
一、	对电力供给的影响	26
二、	对电力需求的影响	27
三、	对电价形成机制的影响	27
四、	对电力企业经营管理的影响	27

图表目录

图表 1	2006年1—6月现价电力工业总产值增长情况 (1)	1
图表 2	电力行业工业总产值增长速度	2
图表 3	2006年1—6月现价电力工业总产值增长情况 (2)	2
图表 4	电力生产业工业总产值增长速度	3
图表 5	2006年1—6月销售收入增长情况 (1)	3
图表 6	2006年1—6月销售收入增长情况 (2)	4
图表 7	2006年1—6月电力行业利润总额情况	5
图表 8	2006年1—6月电力行业销售成本情况	5
图表 9	2006年1—6月电力行业销售收入和成本增长情况	6
图表 10	2006年1—6月电力行业成本费用利润率	6
图表 11	2006年1—6月电力行业资产负债率	7
图表 12	2006年1—6月电力行业固定资产投资情况	7
图表 13	2006年1—6月电力生产情况	9
图表 14	2006年1—5月全国主要电网当月发电量	11
图表 15	2006年1—5月全国主要电网当月最高发电负荷	12
图表 16	2006年1—5月分省发电量	14
图表 17	2006年1—6月全社会用电情况	16
图表 18	2006年1—5月全国主要电网当月最高用电负荷	17
图表 19	2006年1—6月分地区火力发电量	18
图表 20	2006年1—6月火力发电分省构成	19
图表 21	2006年1—6月分省水力发电量	20
图表 22	2006年1—6月水力发电分省结构	21
图表 23	2006年1—5月全国主要电网当月水电发电量	22

本报告图表如未标明资料来源，均来源于“中经网统计数据库”

I 2006 年上半年电力行业运行情况

一、生产情况

国家标准行业分类中，电力行业是指电力、热力的生产和供应业。包括电力生产、电力供应、热力生产和供应三个子行业。

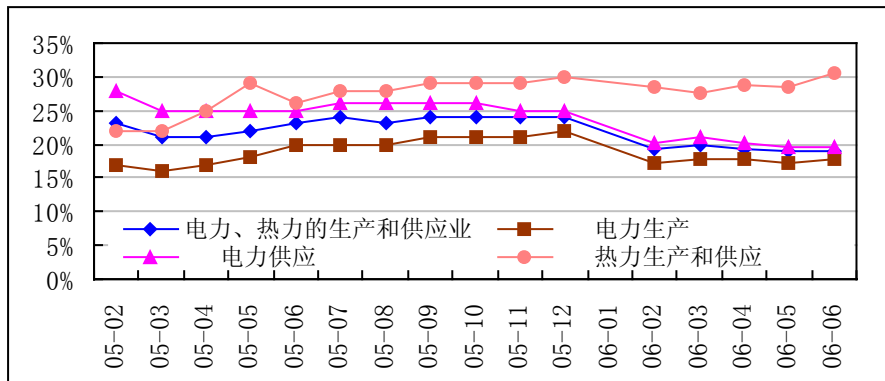
2006 年 1—6 月，电力、热力的生产和供应业工业总产值达到了 8926.52 亿元，同比增长 19.05%。其中，电力生产业完成工业总产值 3580.44 亿元，电力供应业完成工业总产值 5150.65 亿元，热力生产和供应业完成工业总产值 195.43 亿元，同比分别增长 17.69%、19.62%和 30.51%。

图表 1 2006 年 1—6 月现价电力工业总产值增长情况（1）

单位：亿元，%

	电力、热力的生产和供应业		电力生产业		电力供应业		热力生产和供应业	
	总值	同比	总值	同比	总值	同比	总值	同比
2005. 1—06	7407.86	22.76	3147.03	19.74	4117.42	25.05	143.42	26.1
2005. 1—07	8839.59	23.5	3757.34	20.33	4929.15	25.91	153.09	27.54
2005. 1—08	10270.22	23.41	4353.45	20.14	5752.53	25.88	164.24	28.02
2005. 1—09	11704.95	23.88	4957.00	20.97	6572.05	26.04	175.90	28.84
2005. 1—10	13092.05	23.58	5525.35	20.85	7374.33	25.57	192.37	29.37
2005. 1—11	14459.84	23.58	6118.77	21.1	8111.68	25.36	229.39	29.37
2005. 1—12	15931.79	23.53	6607.38	21.55	9041.26	24.8	283.16	30.44
2006. 1—02	2792.30	19.23	1116.99	17.23	1582.87	20.18	92.44	28.37
2006. 1—03	4323.05	19.94	1735.05	17.65	2451.35	21.2	136.64	27.63
2006. 1—04	5814.41	19.42	2319.07	17.8	3334.47	20.15	160.87	28.75
2006. 1—05	7323.87	18.88	2926.50	17.17	4220.92	19.72	176.46	28.57
2006. 1—06	8926.52	19.05	3580.44	17.69	5150.65	19.62	195.43	30.51

图表 2 电力行业工业总产值增长速度



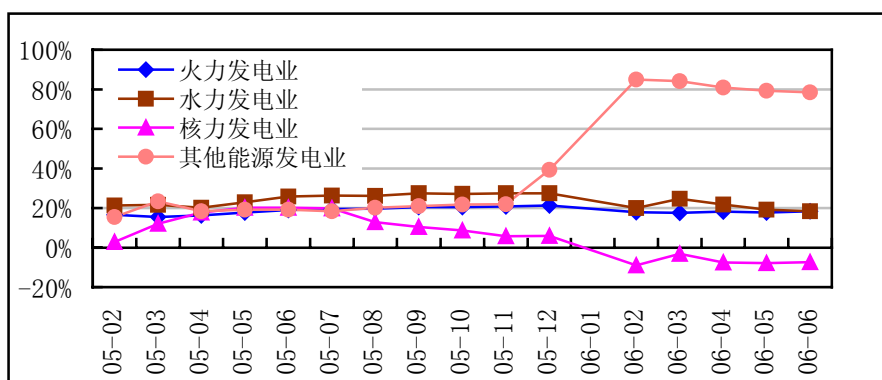
火力发电业在电力产业中仍然占据着主要地位。2006年1—6月火力发电业工业总产值达到了3066.84亿元，占电力产业工业总产值的85.66%。

图表 3 2006年1—6月现价电力工业总产值增长情况（2）

单位：亿元，%

	火力发电业		水力发电业		核力发电业		其他能源发电业	
	总值	同比	总值	同比	总值	同比	总值	同比
2005.1—06	2676.77	18.97	351.28	25.81	108.20	20.15	10.77	19.17
2005.1—07	3182.48	19.59	434.02	26.27	128.38	19.79	12.47	18.32
2005.1—08	3674.21	19.66	515.43	26.09	149.45	12.93	14.36	20.17
2005.1—09	4166.76	20.54	605.14	27.49	168.78	10.38	16.33	21.05
2005.1—10	4644.87	20.53	676.44	27.05	185.36	8.62	18.68	21.86
2005.1—11	5151.32	20.89	746.65	27.46	199.40	5.81	21.40	22.02
2005.1—12	5546.43	21.33	819.31	27.51	214.32	5.95	27.32	39.29
2006.1—02	984.35	17.86	95.11	19.92	32.36	-9	5.17	84.95
2006.1—03	1523.71	17.54	153.72	24.64	48.70	-3.15	8.92	84.12
2006.1—04	2023.39	18.16	219.46	21.74	63.98	-7.54	12.24	80.83
2006.1—05	2526.12	17.69	304.40	19.21	80.45	-7.89	15.53	79.31
2006.1—06	3066.84	18.38	398.27	18.44	97.31	-7.36	18.01	78.52

图表 4 电力生产业工业总产值增长速度



二、销售情况

2006年1—6月,电力行业共实现产品销售收入9387.48亿元,同比增长17.87%。其中,电力生产业、电力供应业和热力生产供应分别实现销售收入3452.71亿元、5748.92亿元和185.85亿元,分别比上年同期增长15.22%、19.26%和26.43%。

图表 5 2006年1—6月销售收入增长情况(1)

单位: 亿元, %

	电力、热力的生产和供应业		电力生产业		电力供应业		热力生产和供应业	
	总值	同比	总值	同比	总值	同比	总值	同比
2005.1—03	3744.92	18.15	1489.21	15.44	2166.78	19.79	88.93	25.49
2005.1—04	5139.36	17.99	1990.40	14.01	3039.38	20.46	109.58	26.24
2005.1—05	6511.23	19.92	2546.95	16.58	3842.35	21.99	121.92	28.12
2005.1—06	7986.90	20.48	3122.99	17.21	4726.27	22.49	137.65	19.41
2005.1—07	9509.34	22.13	3732.85	19.68	5625.59	23.63	150.90	28.94
2005.1—08	11093.65	22.37	4324.76	19.63	6608.44	24.12	160.46	26.52
2005.1—09	12609.42	22.07	4917.38	20.44	7516.84	23.09	175.21	25.7
2005.1—10	17613.61	21.51	5487.99	20.36	8445.25	22.29	197.41	23.6
2005.1—11	15652.22	21.75	6077.30	19.92	9333.87	22.82	241.05	27.73
2005.1—12	17613.61	21.51	6833.17	19.27	10477.14	22.76	303.31	30.47
2006.1—02	2981.39	17.21	1128.37	17.11	1773.43	16.98	79.59	23.97
2006.1—03	4564.70	18.8	1684.93	17.15	2758.10	19.57	121.67	24.71
2006.1—04	6131.96	18.99	2254.77	17.58	3732.13	19.64	145.07	24.93
2006.1—05	7713.71	17.99	2852.42	15.61	4696.81	19.17	164.47	27.32

	电力、热力的生产和供应业		电力生产业		电力供应业		热力生产和供应业	
	总值	同比	总值	同比	总值	同比	总值	同比
2006.1-06	9387.48	17.87	3452.71	15.22	5748.92	19.26	185.85	26.43

在电力生产业内部，2006年1-6月，除了核力发电业销售收入比上年同期下降7.42%外，火力发电业、水力发电业和其他能源发电业销售收入分别实现了15.79%、14.94%和76.47%的增长。

图表 6 2006年1-6月销售收入增长情况(2)

单位：亿元，%

	火力发电业		水力发电业		核力发电业		其他能源发电业	
	总值	同比	总值	同比	总值	同比	总值	同比
2005.1-03	1305.42	14.75	126.77	22.81	52.59	14.93	4.43	30
2005.1-04	1730.54	13.35	184.31	19.59	69.07	14.88	6.49	34.4
2005.1-05	2191.24	15.82	259.97	22.41	87.34	17.38	8.40	39.38
2005.1-06	2662.23	16.08	345.89	25.76	105.043	18.85	9.82	30.3
2005.1-07	3176.00	19.07	420.84	24.96	124.43	17.91	11.58	24.29
2005.1-08	3665.38	19.03	501.83	25.71	144.51	15.08	13.03	19.87
2005.1-09	4156.05	20.06	584.86	26.1	161.47	11.14	14.99	23.58
2005.1-10	4640.35	19.98	653.80	25.8	176.74	11.63	17.09	21.86
2005.1-11	5146.87	19.72	721.85	26.04	189.08	5.24	19.50	20.45
2005.1-12	5809.49	18.98	792.49	25.22	205.11	5.08	26.08	40.72
2006.1-02	999.85	17.99	91.53	18.26	32.35	-9.03	4.63	48.31
2006.1-03	1483.20	17.31	144.64	23.97	48.69	-7.42	8.41	83.81
2006.1-04	1966.07	18.04	212.95	20.77	64.01	-7.33	11.74	76.97
2006.1-05	2465.89	16.18	290.95	16.34	80.40	-6.62	15.18	76.39
2006.1-06	2960.14	15.97	378.84	14.94	97.25	-7.42	16.48	76.47

三、企业效益情况

2006年1-6月，电力行业共实现利润471.30亿元，其中电力生产业实现利润331.06亿元；电力供应业实现利润157.48亿元；热力生产供应业依然处于亏损状态。在电力生产业内部，火力发电业实现利润219.63亿元，比上年同期增加77.04亿元；水力发电业实现利润79.85亿元，比上年同期增长13.59亿元；核力发电业

实现利润 30.13 亿元，同比增长 0.01 亿元；其他能源发电业 1.45 亿元。

图表 7 2006 年 1—6 月电力行业利润总额情况

单位：亿元

	2005. 1—6		2006. 1—6	
	总值	同比增减额	总值	同比增减额
电力、热力的生产和供应业	352.57	-22.79	471.30	128.42
电力生产业	241.63	-75.67	331.06	90.90
火力发电业	142.21	-112.16	219.63	77.04
水力发电业	68.53	27.74	79.85	13.59
核力发电业	30.12	8.41	30.13	0.01
其他能源发电业	0.78	0.35	1.45	0.26
电力供应业	126.72	58.66	157.48	38.82
热力生产和供应业	-15.79	-5.78	-17.23	-1.30

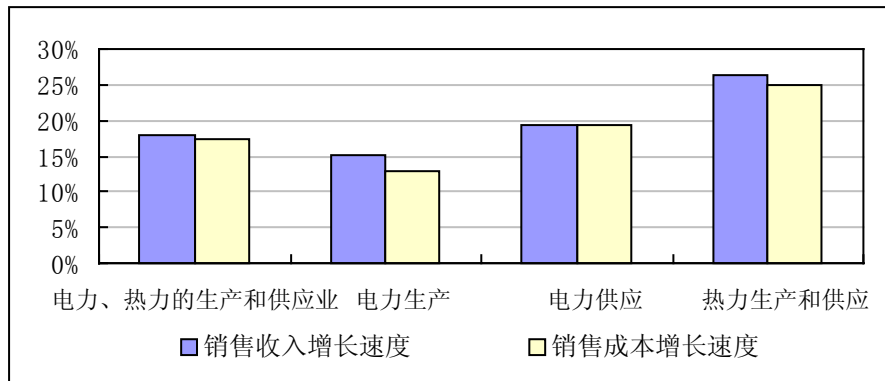
2006 年 1—6 月，在行业销售收入增长 17.87%的情况下，销售成本增长了 17.28%。其中，电力生产的成本增长 12.95%，低于同期销售收入增长速度 15.22%。除了电力供应业，其他子行业的销售收入增长速度都高于销售成本增长速度。

图表 8 2006 年 1—6 月电力行业销售成本情况

单位：亿元，%

	2005. 1—6		2006. 1—6	
	总值	同比	总值	同比
电力、热力的生产和供应业	7151.46	23.23	8390.27	17.28
电力生产业	2593.76	25.73	2795.78	12.95
火力发电业	2337.26	26.56	2521.63	13
水力发电业	195.01	19.55	210.03	14.91
核力发电业	53.77	14.32	51.32	-4.55
其他能源发电业	7.72	29.31	12.79	79.1
电力供应业	4418.91	21.6	5410.20	19.4
热力生产和供应业	138.80	30.09	184.29	24.94

图表 9 2006 年 1—6 月电力行业销售收入和成本增长情况



图表 10 2006 年 1—6 月电力行业成本费用利润率

单位：%

	2005. 1—6	2006. 1—6	增幅
电力、热力的生产和供应业	4.61	5.27	0.66
电力生产业	8.38	10.56	2.18
火力发电业	5.65	7.99	2.34
水力发电业	24.74	26.53	1.79
核力发电业	38.59	42.6	4.01
其他能源发电业	8.42	9.41	0.99
电力供应业	2.75	2.81	0.06
热力生产和供应业	-10.04	-8.31	1.73

四、偿债能力分析

2006 年 1—6 月，电力行业的资产负债率为 57.44%，比上年同期提高了 1.24 个百分点。电力生产业的资产负债率比上年同期提高了 0.76 个百分点，其中，火力发电业和其他能源发电业分别比上年同期都有所提高；而水力发电业和核力发电业则有所下降。电力供应业的和热力生产供应业的资产负债率分别比上年同期增长了 0.87 个和 2.54 个百分点。

图表 11 2006 年 1—6 月电力行业资产负债率

单位：%

	2005. 1—6	2006. 1—6	增幅
电力、热力的生产和供应业	56.2	57.44	1.24
电力生产业	65.26	66.02	0.76
火力发电业	66.17	67.47	1.3
水力发电业	62.23	62	-0.23
核力发电业	73.47	72	-1.47
其他能源发电业	55.12	64.43	9.31
电力供应业	47.34	48.21	0.87
热力生产和供应业	60.24	62.78	2.54

五、投资情况

上半年，全社会固定资产投资 42371 亿元，同比增长 29.8%，增速比去年同期加快 4.4 个百分点。其中，城镇固定资产投资 36368 亿元，增长 31.3%，加快 4.2 个百分点。分行业看，电力、热力的生产和供应业完成投资额 2889.59 亿元，同比增长 16.3%。

图表 12 2006 年 1—6 月电力行业固定资产投资情况

单位：亿元，%

行业	实际完成	比上年 同期增长	比重(以全国总计为 100)	
	自年初累计		自年初累计	上年同期
电力、燃气及水的生产和供应业	3239.80	17.5	8.9	9.9
电力、热力的生产与供应业	2889.59	16.3	7.9	9.0
燃气生产与供应业	125.78	28.6	0.3	0.4
水的生产与供应业	224.42	29.0	0.6	0.6

六、煤电价格联动

为了补偿煤价上涨带来的影响，2006 年 7 月初启动第二次煤电联动。不同地区的调整幅度相差较大，全国燃煤机组上网电价平均上调 0.01174 元/度（含税）；除华东、西北（调整幅度很小）外，华北、东北、华南、华中、山东上涨幅度的主要区间在 3—5%左右；大多数水电站上网电价没有调整。同时，也调整了终端

电价，全国平均上调约 0.02494 元/度。

2005 年 5 月、2006 年 6 月，煤电价格联动实施方案两次实施，市场的反应均较为平静。这是因为：第二次联动火电上网电价上调幅度低于市场预期；在时间上，也比市场预期的晚。显然，主管部门不太在意于发电端电价的上调，似乎不甚情愿；终端电价方面，居民用电轻易不动，主要考虑提高高耗能工业用电的价格。这也许会是最后一次上网电价价格向上调整的煤电联动。

电价市场化改革还在推进。华东电力市场于 4 月 3 日正式进入试运行联合调试阶段（10%电量进行交易，其余 90%还是由政府定价）。一度暂停数月的东北电力市场试点工作重启，年度及月度竞价今年年内要转入正式运行，同时开展日前市场模拟运行；南方电力市场与华中电力市场，有望在今年年中进行模拟运行；电监会亦在积极推进华北、西北电力市场建设，预计年内完成模拟运行的准备工作。

仅就 2006 年年内而言，电价市场化改革（竞价上网）尚未全面正式运行，对发电企业的影响小。从东北区域市场遇到的问题来看，各地试点虽多，实际进展可能不会太快，估计 2007 年仍不会有大的突破。

II 2006 年上半年电力行业供求分析

今年上半年，国民经济整体保持平稳快速增长，电力消费保持高速增长，但速度有所回落，电力供应能力持续增强，电力供需紧张形势继续得到缓解，缺电范围明显减小，缺电程度明显减轻。

今年下半年，预计发电机组投产规模将超过上半年水平，供应能力进一步提高，迎峰度夏期间局部地区会有一定程度的电力缺口，但缺电程度将大大减轻，迎峰度夏结束后全国电力供需将逐步趋于平衡，少部分地区存在时段性、季节性供需紧张。

上半年，全国电力供需形势继续缓解，全国缺电省份由 2005 年年初的 25 个省逐步减少到今年 1 月份的 9 个，再减少到 6 月份的 4 个。6 月份以来，各省高峰负荷持续攀升，导致系统峰谷差拉大，华北、华中、西北等电网最大用电负荷屡创新高，在用电高峰时期有浙江、河北南网、广东、云南 4 个省区发生拉路限电情况。从总体上看，上半年全国尖峰负荷最大电力缺口不超过 1000 万千瓦。

一、电力供给

(一) 发电装机快速增长，供应能力明显增强

上半年全国新投产发电机组 3241.46 万千瓦。其中水电 359.91 万千瓦，占 11.10%；火电 2868.06 万千瓦，占 88.48%。值得注意的是，新增装机中火电装机持续两年比重过高，使得电源结构更加不合理。

(二) 发电量保持快速增长

上半年，全国发电量 12686.09 亿千瓦时，同比增长 12.0%。其中，水电 1745.51 亿千瓦时，同比增长 12.4%；火电 10646.88 亿千瓦时，同比增长 12.2%；核电 255.80 亿千瓦时，同比减少 1.1%。

图表 13 2006 年 1—6 月电力生产情况

单位：亿千瓦时，%

	累计发电	同比增长
2005.1—06	11286.32	13.2
2005.1—07	13488.04	13.6
2005.1—08	15664.24	13.4
2005.1—09	17739.83	13.4
2005.1—10	19750.86	12.8
2005.1—11	21801.99	12.9
2005.1—12	24145.76	13.3
2006.1—02	4025.4	11.2
2006.1—03	6068.26	11.10
2006.1—04	8175.29	11.1
2006.1—05	10357.17	11.3
2006.1—06	12686.09	12.0

(三) 发电设备利用小时数持续下降

上半年，发电设备利用小时数持续下降，水电设备利用小时数保持稳定，火电设备利用小时数大幅下降。全国发电设备累计平均利用小时为 2544 小时，比去年同期降低 128 小时。其中，水电设备平均利用小时达 1646 小时，比去年同期增加 3 小时；火电设备平均利用小时为 2748 小时，比去年同期降低 178 小时。

从地区情况看，发电设备平均利用小时高于全国平均水平的省份依次为宁夏（3296h）、山西（3074h）、河北（2980h）、辽宁（2824h）、天津（2820h）、内蒙古（2811h）、山东（2671h）、河南（2621h）、甘肃（2602h）、广东（2588h）、重庆（2587h）、安徽（2575h）、浙江（2572h）、江苏（2566h），这些省份大都集中在华北、华东以及广东等供需形势相对比较紧张的地区。

发电设备利用小时数同比增加的省份主要有辽宁、黑龙江、江西、重庆、贵州、青海，在这些省份中，东北地区新增装机增加较少是辽宁、黑龙江利用小时数上升的主要影响因素，重点行业有所抬头也造成部分地区利用小时数有所上升。

发电设备利用小时数同比减少较多的省份主要集中在华北、华东和西北地区。华北地区的北京、天津、河北、内蒙的发电设备利用小时数下降均超过 150 小时，北京和内蒙古更是下降高达 436 小时和 441 小时，山西也下降了 72 小时。而华东地区上海、江苏和安徽的发电设备利用小时数下降均在 400 小时以上，浙江下降 142 小时。主要是由于这些区域内电力装机容量近期增加较多，电力消费能力暂没有大幅度提高，使电力供需形势得到了一定缓解。

从水电设备利用情况看，今年上半年，全国大部分地区（特别是华北、黄河中上游、福建、江西等地）来水情况较好，水库蓄水比较充足，水电出力比较理想，与去年相比，全国水电设备利用小时数略有增加。主要水电大省中，福建、青海水电设备利用小时数略有上升。但是湖北、湖南、四川由于新投机组增多、部分地区来水不理想、省间外送电量减少等因素致使水电设备利用小时数有较大幅度的下降；虽然 6 月份云南来水情况比较理想，但从上半年总体来说，来水情况并不好，造成水电设备利用小时数下降了 292 小时，是今年以来云南电力供需持续紧张的主要原因。

从火电设备利用情况看，总体上，除了辽宁、黑龙江、湖北、广西、重庆、云南、新疆 7 省区外，其它省区的火电设备平均利用小时均有不同程度的下降。火电设备利用小时数高于全国平均水平的省份主要有华北区域的天津、河北、山西、内蒙古，东北区域的辽宁、吉林，华东区域的浙江，华中区域的湖北、重庆，西北区域的甘肃、青海、宁夏，南方区域的广西、贵州、云南。这些地区火电设备利用小时数高的主要原因有供需形势相对紧张（如华北、南方区域及浙江）、部分地区新增装机投产较少（如东北区域）、部分地区水电出力降低（如重庆、云南等省市）。火电设备利用小时数下降较多的地区主要集中在华北的内蒙古、华东和西北区域，这是这些地区装机增长过快、水电出力增加共同作用的结果。

(四) 电煤库存不断上升，供应基本正常

上半年，直供电网累计供煤 25346 万吨，日均供煤 140.03 万吨，同比增加 2.45 万吨，增幅 1.79%；累计耗煤 25292 万吨，日均耗煤 139.73 万吨，同比增加 8.61 万吨，增幅 6.57%。截止到 6 月底，全国直供电煤库存 2476 万吨，同比增加 337 万吨，较年初增加 95 万吨，平均库存为 13 天。

(五) 主要电网发电情况

1—6 月，全国主要电网最高发电负荷合计 34973 万千瓦，与去年同期 30339 万千瓦相比，提高 15.27%。主要电网发电量 10980.13 亿千瓦时，同比增长 13.54%。

图表 14 2006 年 1—5 月全国主要电网当月发电量

单位：万千瓦时

地区	电网	5月	4月	3月	2月	1月
全国	全国电网合计	18940183	18368432	18977391	15910446	17678533
华北	华北电网	4785683	4653579	4768326	3912779	4345200
	其中：京津唐	1165598	1197721	1229944	1068403	1192041
	冀南	657385	649510	652806	488700	538989
	山西	864660	841000	861092	712900	802727
	蒙西	604793	561439	560957	498556	567598
	山东	1493248	1403909	1463527	1144218	1244146
东北	东北电网	1857340	1807862	1923206	1679757	1867803
	其中：直属	370033	364162	365921	309852	368115
	辽宁	709154	679794	722630	631432	662619
	吉林	314154	304973	325302	275754	306474
	黑龙江	464001	458933	509354	462719	530595
华东	华东电网	4490731	4456426	4728497	3936604	4252476
	其中：直属	248397	211800	213966	223223	207570
	上海	536386	546196	580913	538558	609181
	江苏	1618210	1595122	1771012	1508126	1594230
	浙江	838658	877816	869316	641420	703334
	安徽	491836	513968	563176	481708	538704
	福建	757244	711524	730114	543569	599457
华中	华中电网	2977387	2936541	2984780	2662220	3022963
	其中：河南	870910	901204	999314	862535	967941
	湖北	604858	581677	525769	490489	561888
	江西	244394	261205	280784	256938	291231

地区	电网	5月	4月	3月	2月	1月
	湖南	380416	384768	383572	352160	412459
	四川	667112	590194	576070	517550	592239
	重庆	209697	217493	219271	182547	197205
南方	南方电网	2772004	2699352	2780377	2216696	2430500
	其中：直属	73515	81016	87702	56246	67748
	广东	1237338	1262674	1319690	1090595	1158119
	广西	336362	311148	300678	246697	270089
	贵州	643357	624972	635515	459583	542209
	云南	411095	354887	377551	314771	339963
	海南	70339	64656	59241	48806	52374
西北	西北电网	1304027	1249657	1266933	1116258	1278441
	其中：陕西	361610	357818	396667	354237	414205
	甘肃	354338	337119	377006	338648	410366
	青海	282650	261601	216567	157162	145357
	宁夏	305429	293119	276693	266211	308513
新疆	新疆电网	161884	155651	141418	112569	131440
西藏	西藏电网	9796	9736	9380	7878	8600

图表 15 2006年1—5月全国主要电网当月最高发电负荷

单位：万千瓦，%

地区	电网	5月	4月	3月	2月	1月
全国	全国电网合计	30894	30501	31271	31028	31687
华北	华北电网	7688	7552	7599	7741	7741
	其中：京津唐	2088	2148	2145	2218	2248
	冀南	1145	1144	1105	1003	986
	山西	1385	1318	1326	1340	1310
	蒙西	943	967	903	887	905
	山东	2647	2284	2359	2383	2346
东北	东北电网	2823	2925	2995	2970	3107
	其中：直属	663	699	698	663	673
	辽宁	1045	1148	1096	1060	1087
	吉林	538	522	530	489	516
	黑龙江	747	788	853	858	896
华东	华东电网	7288	7191	7809	7842	8184
	其中：直属	522	481	528	536	478
	上海	936	948	1083	1023	1133

地区	电网	5月	4月	3月	2月	1月
	江苏	2715	2749	3004	3133	3253
	浙江	1452	1446	1425	1303	1429
	安徽	805	848	929	919	993
	福建	1226	1191	1230	1117	1122
华中	华中电网	4883	4840	5039	5150	5392
	其中：河南	1472	1573	1596	1652	1661
	湖北	1051	1021	947	1007	1057
	江西	454	498	518	538	585
	湖南	678	646	658	704	788
	四川	1177	1020	992	1029	1076
	重庆	357	384	376	388	392
南方	南方电网	4918	4830	4849	4507	4393
	其中：直属	201	240	207	200	197
	广东	2669	2673	2593	2562	2479
	广西	632	581	543	543	527
	贵州	1079	1115	1109	919	940
	云南	745	671	699	651	630
	海南	129	124	118	106	112
西北	西北电网	1984	1998	1949	1985	2018
	其中：陕西	618	611	707	750	790
	甘肃	561	549	597	609	635
	青海	465	462	399	334	307
	宁夏	473	454	418	445	452
新疆	新疆电网	276	265	254	229	246
西藏	西藏电网	19	19	20	19	21

（六）分省发电量

2006年1—5月，发电总量超过500亿千瓦时的省份有广东省、山东省、江苏省、河南省、浙江省、河北省、山西省、内蒙古自治区。上述8个省1—5月累计发电5474.46亿千瓦时，占发电总量的57.17%。从增长速度来看，全国有14个省区的发电量增速超过了全国平均水平。

图表 16 2006年1—5月分省发电量

单位：亿千瓦时，%

地区	累计发电量	占全国发电总量比重	累计发电量同比增长
全国	10357.17	100	11.3
北京市	82.04	0.79	-10.6
天津市	143.04	1.38	-3.9
河北省	564.95	5.45	6.6
山西省	564.93	5.45	14.3
内蒙古	520.54	5.03	34.6
辽宁省	404.8	3.91	13.1
吉林省	174.65	1.69	1.1
黑龙江	260.48	2.519	7.7
上海市	281.64	2.72	-6.7
江苏省	824.52	7.96	22.7
浙江省	602.33	5.82	15.6
安徽省	268.69	2.59	8.2
福建省	333.23	3.22	17.6
江西省	149.98	1.45	11.6
山东省	890.27	8.60	11.8
河南省	612.71	5.92	7
湖北省	471.98	4.56	6.4
湖南省	264.32	2.55	11.5
广东省	894.21	8.63	3.5
广西区	174.68	1.69	14.6
海南省	34.84	0.34	10.9
重庆市	110.25	1.06	12
四川省	363.58	3.51	11
贵州省	341.91	3.30	29.6
云南省	221.61	2.14	4.8
西藏区	5.59	0.05	10.3
陕西省	220.21	2.13	4.7
甘肃省	199.35	1.92	2.8
青海省	114.61	1.11	38.6
宁夏区	141.84	1.37	14.2
新疆区	119.39	1.15	-

二、电网输送

1、**电网建设速度加快，迎峰度夏前一大批输变电工程投运，提高了电网输送能力。**上半年，全国共完成电网建设与改造投资 743.64 亿元，投产 110（66）千伏及以上线路 17788.72 千米，变电容量 6580 万千伏安。

2、**跨区送电平稳增加，区域间电力电量灵活调剂更加频繁。**上半年，全国跨区域送电量完成 355.06 亿千瓦时，同比增加 7.82%。

1—6 月，华北送华东 49.02 亿千瓦时，同比下降 18.48%；东北送华北 18.74 亿千瓦时，同比增长 19.24%；华东送华中 0.63 亿千瓦时，同比增长 141.29%；华中送华东 108.08 亿千瓦时，同比下降 5.40%，其中葛南直流 31.12 亿千瓦时，同比增长 44.03%；华中送南方 107.62 亿千瓦时，同比增长 47.14%；西北通过灵宝变电站送华中 14.23 亿千瓦时；贵州送湖南 3.50 亿千瓦时，同比下降 14.20%。

跨区域送电很好地体现了区域间电力电量交换的灵活性，缓解了因资源结构性缺电或季节性缺电造成的部分区域电力供需紧张形势。

3、**区域内西电东送电量大幅增加，电力资源优化配置作用更加突出。**京津唐电网从山西、内蒙受进电量同比增加 51.25%，西电送广东同比增加 57.47%，西电送广西同比增加 3.36%。

4、**进出口电量有所减少。**上半年，进出口电量总额 75.10 亿千瓦时，同比减少 6.20%。

三、电力需求

（一）全社会用电量继续保持快速增长

上半年，全国全社会用电量 13111.23 亿千瓦时，同比增长 12.89%。其中，一、二、三产业和城乡居民生活用电量分别增长 9.31%、13.28%、10.39%和 13.43%。全国全社会用电量增速比上年同期回落 1.02 个百分点，但比一季度增速提高了 1.08 个百分点。

上半年，全国电力消费结构为：第一产业 2.91%，第二产业 75.93%，第三产业 9.88%，城乡居民生活 11.28%。按新调整的行业分类标准口径，与一季度比较，第一产业和第二产业用电比重分别提高了 0.55 和 1.46 个百分点，第三产业和城乡居民生活用电量比重分别下降了 0.88 和 1.13 个百分点。

对全社会用电增长的贡献率方面，第一产业电量增长对全社会用电量增长的贡献率为 2.17%，比去年上半年提高了 0.84 个百分点；第二产业的贡献率为 77.95%，同比提高了 1.01 个百分点，第二产业比重和贡献率的升高，反映了全国固定资产投资增速以及工业用电比重继续加大的现象；第三产业的贡献率为 8.14，同比提高了 1.26 个百分点；城乡居民生活用电的贡献率为 11.70%，比去年同期下降了 3.13 个百分点。

图表 17 2006 年 1—6 月全社会用电情况

单位：亿千瓦时，%

指标名称	2006 年 1—6 月	同比增长	用电结构
全社会用电总计	13111.23	12.89	100.00
第一产业	381.70	9.31	2.91
第二产业	9954.84	13.28	75.93
第三产业	1295.16	10.39	9.88
城乡居民生活用电合计	1479.53	13.43	11.28

（二）工业用电仍然是拉动电力增长的最主要动力

上半年，工业用电量为 9831.11 亿千瓦时，其中，轻、重工业用电量同比分别增长 9.69%和 14.20%。重点用电行业用电同比增长率仍保持在很高的水平上，甚至比去年还有所提高。上半年，化工、建材、黑色、有色四个重点用电行业用电增长率分别为 12.27%、14.48%、15.65%和 23.80%，四大行业用电增长对工业用电增长的总贡献率达到 50.10%。

（三）分地区用电情况

从各区域的用电量增长情况来看，用电量同比增长超过全国平均水平（12.89%）的省份依次为：内蒙古（29.23%）、贵州（26.23%）、青海（18.98%）、宁夏（18.37%）、山东（16.59%）、江苏（16.18%）、山西（14.65%）、浙江（14.53%）、江西（14.45%）、福建（13.89%）、重庆（13.86%）、海南（13.80%）、河北（13.54%）、四川（13.21%）。

（四）全国最高用电负荷增长较快

上半年，全国统调最高用电负荷合计 34693 万千瓦，同比增长 15.79%；统调用电量为 11025.95 亿千瓦时，同比增长 13.78%。最高用电负荷增长率比用电量增长率高 2 个百分点。

图表 18 2006年1—5月全国主要电网当月最高用电负荷

单位：万千瓦，%

地区	电网名称	5月	4月	3月	2月	1月
全国	全国电网合计	32008	31905	31734	31569	31449
华北	华北电网	7764	7764	7764	7764	7734
	其中：京津唐	2473	2473	2473	2473	2473
	冀南	1327	1317	1279	1151	1140
	山西	1256	1185	1185	1185	1146
	蒙西	813	813	793	793	793
	山东	2644	2392	2392	2392	2353
东北	东北电网	3080	3080	3080	3080	3080
	其中：直属	210	210	210	210	210
	辽宁	1587	1587	1560	1560	1560
	吉林	591	591	591	591	591
	黑龙江	861	861	861	861	861
华东	华东电网	8297	8297	8297	8297	8297
	其中：直属	-	-	-	-	-
	上海	1484	1484	1484	1484	1484
	江苏	2920	2920	2920	2920	2920
	浙江	2039	2039	2039	2039	2039
	安徽	878	878	878	878	878
	福建	1193	1169	1169	1090	1090
华中	华中电网	5527	5527	5527	5527	5527
	其中：河南	1538	1538	1538	1538	1538
	湖北	1091	1091	1091	1091	1091
	江西	594	594	594	594	594
	湖南	860	860	860	860	860
	四川	1086	1086	1086	1086	1086
	重庆	497	497	497	497	497
南方	南方电网	5082	5001	4849	4684	4594
	其中：直属	-	-	-	-	-
	广东	3197	3136	3004	2876	2780
	广西	701	651	633	633	633
	贵州	718	718	718	718	718
	云南	659	647	606	576	556
	海南	129	124	118	112	112
西北	西北电网	1972	1972	1972	1972	1972
	其中：陕西	712	712	712	712	712
	甘肃	619	605	587	586	585

地区	电网名称	5月	4月	3月	2月	1月
	青海	287	279	279	270	268
	宁夏	464	464	438	438	438
新疆	新疆电网	265	243	224	224	224
西藏	西藏电网	21	21	21	21	21

四、输送环节能源利用效率继续提高

上半年，全国供电标准煤耗率 362 克/千瓦时，比去年同期降低 6 克/千瓦时；全国发电厂用电率 6.15%，其中水电 0.47%，火电 6.87%；线路损失率 6.19%，比去年同期下降 0.22 个百分点。

III 2006 年上半年火电和水电生产情况

一、火力发电

2006 年 1—6 月，全国火力发电量累计达到 10646.88 亿千瓦时，比上年同期增长 12.2%。分地区来看，山东、江苏、广东、河南、河北、山西、内蒙古和浙江的火力发电量均超过 500 亿千瓦时，这些地区的火力发电总量达到 6206.93 亿千瓦时，占全国火力发电量的 58.30%。从增速来看，全国共有 13 个地区的增速超过全国平均增速，其中增长最快的是内蒙古，达到 37.34%。

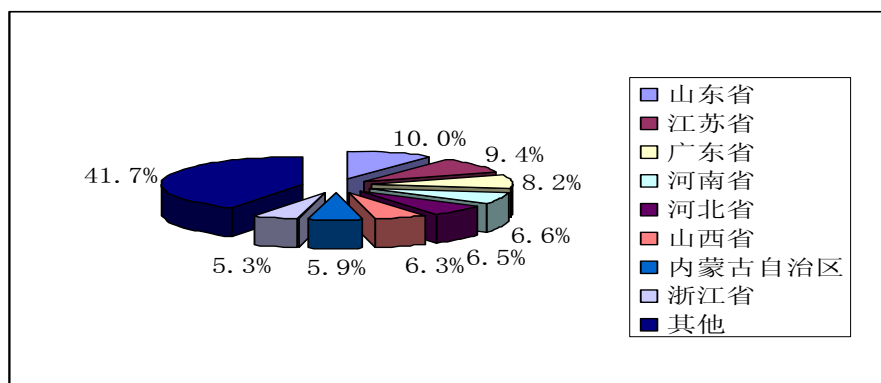
图表 19 2006 年 1—6 月分地区火力发电量

单位：亿千瓦时

	1-6 月累计发电量	累计同比增长
全国	10646.88	12.2
北京市	93.62	-11.06
天津市	170.7	-3.89
河北省	692.93	6.93
山西省	671.64	14.69
内蒙古自治区	628.6	37.34
辽宁省	471.27	15.89
吉林省	181.28	6.32
黑龙江省	299.01	7.84

	1-6 月累计发电量	累计同比增长
上海市	338.4	-6.7
江苏省	998.01	21.04
浙江省	565.84	19.97
安徽省	323.32	7.23
福建省	226.91	3.98
江西省	152.68	10.77
山东省	1069.43	13.04
河南省	706.55	8.12
湖北省	255.39	11.42
湖南省	191.9	21.59
广东省	873.93	4.91
广西壮族自治区	130.36	11.69
海南省	38.78	2.86
重庆市	106.7	14.66
四川省	204.98	13.92
贵州省	333.75	33.01
云南省	176.43	23.76
西藏自治区	0.04	-20
陕西省	249.85	8.12
甘肃省	167.68	-7.44
青海省	34.45	15.92
宁夏回族自治区	165.52	16.61
新疆维吾尔自治区	126.93	7.52

图表 20 2006 年 1—6 月火力发电分省构成



二、水力发电

截至 2005 年年底，我国水电装机 1.17 亿千瓦，年发电量 0.4 万亿千瓦时，分别占技术可开发容量的 21.6%和年发电量的 16.2%。发达国家水电的平均开发程度在 60%以上，其中美国水电资源已开发约 82%，日本约 84%，加拿大约 65%。与这些国家相比，我国水电开发程度仍处于较低水平，尚有较大的开发潜力。

2006 年 1—6 月，全国水力发电量为 1745.51 亿千瓦小时，同比增长 12.4%。分区域来看，湖北、四川、福建、湖南、云南和青海几个省区的水力发电量均超过了 100 亿千小时，合计发电 1130.32 亿千瓦小时，占水力总发电量的 64.76%。从增长速度来看，15 个地区的水电增长速度超过了全国平均水平，其中海南达到 258.06%。

根据预测，到 2020 年，我国的发电装机将达到 10 亿千瓦，仅发电对煤炭年需求量至少在 20 亿吨以上，而按我国煤炭生产能力和发展规划来讲，这几乎是不可能的。由于核电发展受铀矿资源等制约，而可再生能源开发尚处于初级阶段，在 2020 年前均很难占有较大比重。因此，开发水电减少燃煤是从整体上保护我国生态环境的重大措施。

2006 年 6 月 18 日，国家环保总局下发《关于有序开发小水电切实保护生态环境的通知》，要求有序开发小水电，切实保护生态环境。

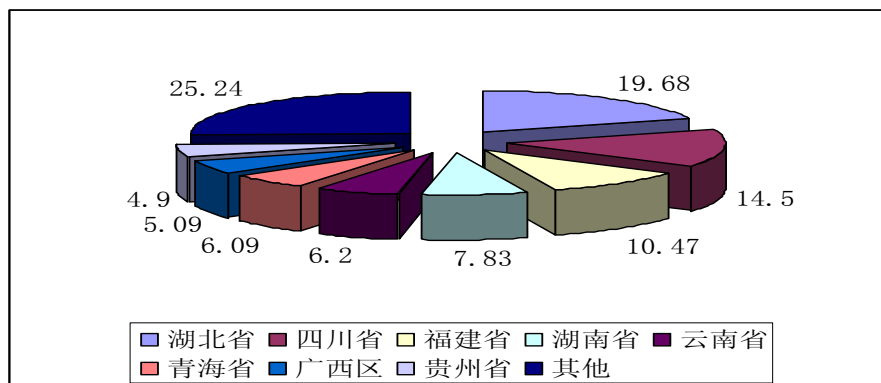
图表 21 2006 年 1—6 月分省水力发电量

单位：亿千瓦时，%

	累计发电量	占全国发电总量比重	累计发电量同比增长
全国	1745.51	100	12.4
北京市	1.53	0.09	-45.94
天津市	-	-	-
河北省	2.12	0.125	58.21
山西省	12.98	0.74	34.93
内蒙古	5.38	0.31	15.45
辽宁省	17.06	0.98	-7.53
吉林省	31.09	1.78	-8.02
黑龙江	4.97	0.28	-10.93
上海市	-	-	-
江苏省	1.1	0.06	-23.8
浙江省	52.12	2.99	-3.3
安徽省	6.33	0.36	26.1

	累计发电量	占全国发电总量比重	累计发电量同比增长
福建省	182.78	10.47	34.48
江西省	29.55	1.69	24.74
山东省	0	0	-100
河南省	49.38	2.83	32.63
湖北省	343.44	19.68	4.04
湖南省	136.6	7.83	1.42
广东省	74.58	4.27	25.7
广西区	88.83	5.09	22.14
海南省	4.44	0.25	258.06
重庆市	26.36	1.51	8.88
四川省	253.03	14.50	7.25
贵州省	85.58	4.90	6.84
云南省	108.25	6.20	-6.74
西藏区	6.11	0.35	10.09
陕西省	16.47	0.94	23.83
甘肃省	70.75	4.05	32.05
青海省	106.22	6.09	51.53
宁夏区	8.06	0.46	22.68
新疆区	20.4	1.17	28.46

图表 22 2006年1—6月水力发电分省结构



图表 23 2006年1—5月全国主要电网当月水电发电量

单位：万千瓦时

地区	电网	5月	4月	3月	2月	1月
全国	全国电网合计	3111704	2439724	2192324	1416357	1546248
华北	华北电网	22854	43533	43132	26088	21364
	其中：京津唐	0	0	0	0	0
	冀南	166	775	1441	1040	617
	山西	17616	29233	25387	15866	13554
	蒙西	3661	13526	16303	9183	7193
	山东	11412	0	0	0	0
东北	东北电网	115762	73457	55689	60970	47486
	其中：直属	80365	62409	44688	41975	37790
	辽宁	22500	5804	6668	13083	4280
	吉林	4712	2618	1612	1769	1428
	黑龙江	8185	2627	2723	4145	3988
华东	华东电网	588153	433441	349118	175588	175000
	其中：直属	74589	32946	40582	38936	29117
	上海	0	0	0	0	0
	江苏	0	0	0	0	0
	浙江	31443	13288	7619	5247	5386
	安徽	11985	6057	5606	3597	2460
	福建	470136	381150	295311	127808	138037
华中	华中电网	995872	791040	746681	470160	533616
	其中：河南	94352	88426	103289	43571	33238
	湖北	232947	184575	164797	119915	124775
	江西	35647	32751	33133	13323	20001
	湖南	210224	159139	141490	63010	76626
	四川	350304	271165	254488	218930	273578
	重庆	72398	54984	49484	11411	5398
南方	南方电网	418936	355605	340707	268097	305839
	其中：直属	73515	81016	87702	56246	67748
	广东	57098	55977	48746	44033	35481
	广西	127420	109424	91012	55218	75725
	贵州	29933	30142	29153	27018	26556
	云南	124641	73180	79666	81815	96071
	海南	6330	5868	4431	3768	4259
西北	西北电网	452633	418271	282622	181408	199297
	其中：陕西	35010	30460	22182	13262	14664
	甘肃	167330	152406	87400	64020	74278

地区	电网	5月	4月	3月	2月	1月
	青海	232193	217947	162517	95094	99748
	宁夏	18100	17458	10523	9032	10607
新疆	新疆电网	22506	14281	50056	9537	9884
西藏	西藏电网	8745	8660	8244	2247	7521

IV 2006年下半年全国电力供需形势预测

一、上半年宏观经济运行形势

(一) 国民经济总体形势良好

据初步核算，上半年国内生产总值 91443 亿元，同比增长 10.9%，增速比去年同期提高 0.9 个百分点，是 1996 年以来的最高增速。尤其是二季度增速达到 11.3%，比一季度提高了 1 个百分点。从主要因素来看，突出特点有：拉动经济增长的三驾马车增势十分强劲；企业景气指数高位攀升；金融运行总体平稳。

(二) 国民经济运行中存在的主要问题

1. 固定资产投资增幅始终居高不下。固定资产投资长期快速增长，将导致投资边际效益递减，更为严重的是有可能引发系统性金融风险，甚至伤及整个国家的经济基础，因此国家必将严格进行调控。

2. 国际收支不平衡矛盾加剧。6 月当月 145 亿美元的贸易顺差今年第二次改写顺差纪录，创下历史新高。从上半年总的数据来看，尽管出口增速大幅回落，而进口增速明显上升，但出口增速仍然快于进口增速 3.9 个百分点，贸易顺差进一步扩大。经常项目和资本项目双重顺差，外汇储备规模迅速增加，上半年突破 9000 亿美元，超过日本成为世界外汇储备第一大国。国际收支不平衡矛盾加剧，不仅是我国国际贸易争端频发的重要原因之一，关键是部分抵消了国家运用货币政策调控国内经济的效果。

3. 企业经营压力加大，贷款拖欠日益严重。尽管上半年工业企业利润总体增速加快，但受主要原材料购进价格居高不下、特别是成品油两次调价的影响，企业控制成本的压力加大，企业利润空间缩小，部分企业出现较大亏损，企业间贷款拖欠现象日益普遍。全国企业景气调查结果显示，今年前两个季度，企业贷款拖欠景气指数分别为 105.3 和 101.3，比上年同期下降 1.4 和 0.6 点。

4. 农民增收难度加大。受石油化工产品价格上涨的影响，农资价格在高位运行，而农产品价格却持续低迷，两者形成的价格剪刀差压缩了农民收入增长的空间。上半年农民人均现金收入 1797 元，实际增长 11.9%，增速回落 0.6 个百分点。

二、下半年国家宏观调控政策走向分析

今年上半年 GDP 增速尽管总体维持在我国经济潜在的增长能力范围之内，但部分经济指标呈现出了过热的苗头。下半年，国家将进一步深化经济体制改革，加快结构调整，转变增长方式，加大宏观调控力度，确保全年经济保持平稳较快增长。为此，下半年国家宏观调控政策在防止经济过热方面将突出体现如下三个特点：

（一）进一步采取稳健但更加偏紧的货币政策和财政政策

自从今年一季度国民经济主要数据出笼以后，为了抑制贷款规模扩张，中国人民银行先后采取了提高贷款基准利率、向商业银行发行定向票据、提高存款准备金比率等一系列紧缩性的货币政策，然而由于货币政策效应存在一定的时滞，调控效果目前尚不明显，加息的呼声十分高涨。再经过一段时间的观察以后，如果贷款规模依然不能有效控制，不排除国家采取更大幅度提高存、贷款利率的可能性，这样将加大企业的融资成本，有效抑制贷款需求。另外，国家有可能加快财政支出结构调整，由建设性财政向公共财政转变。

（二）实施更为严厉的调控手段，控制固定资产投资规模过快增长

上半年，国务院先后下发了国发〔2006〕11 号和国办发〔2006〕44 号文件，要求采取措施严格限制十个产能已经明显过剩和潜在过剩行业的新项目开工与建设，但从统计数据来看，在被界定为产能过剩的行业中，只有水泥等少数行业投资增幅出现回落，其他多数行业投资冲动依然强烈。因此，下半年国家有关部门有可能采取更为严厉的调控手段，严把土地和信贷两个闸门，进一步提高环保、市场准入等方面的门槛，增加新建项目的审批（核准）难度。

（三）依然采取有保有压的“点刹”方式

2003 年以来国家采取的“点刹”宏观调控措施，实践证明是成功的。从今年上半年表现出来的特点来看，拉动经济快速增长的主导力量依然是固定资产投资，但投资方向却主要集中在部分传统的工业行业和基础设施建设领域，与社会主义

新农村有关的建设项目、社会公共消费领域的建设项目和促进经济结构升级的建设项目投资还有待进一步加强。因此，下半年国家在宏观调控方式上，将仍然坚持有保有压的方针，在压缩传统工业行业（尤其是产能已经过剩或潜在过剩的行业）投资的同时，加大对农村、公共基础设施、高新技术项目的投资，促进产业结构调整，为全面建设小康社会打下坚实基础。

三、下半年全国电力供需形势预测

综合考虑各方面因素，预计 2006 年全国全社会用电量增长率在 12% 左右，发电设备利用小时数将有较大幅度下降，全年发电设备利用小时数将比 2005 年下降 270 小时左右，全年电力消费弹性系数在 1.2 左右。

预计今年迎峰度夏期间电力供需形势仍然偏紧，电力缺口依然存在，进入 9 月后电力供需形势将继续得到缓解，缺电范围继续缩小，缺电将仅发生在个别省份。预计迎峰度夏期间全国最大高峰负荷电力缺口为 800 万千瓦左右，主要集中在华东、华北和南方地区。华北、华东区域的电力供需矛盾仍然存在；华中电网供需平衡；东北电网供需总体基本平衡，黑龙江有富裕，辽宁存在少量缺口；西北电网总体平衡，略有富裕；南方电网缺电情况依然比较严重，迎峰度夏高峰时段将存在 400 万千瓦左右的电力缺口，四季度枯水期存在 250 万千瓦的电力缺口，并存在一定的电量缺额。

（一）国民经济仍将保持平稳快速增长。下半年，我国经济平稳较快发展的宏观基本面不会改变，预计全年经济增长速度将继续保持在 10% 左右。

（二）发电装机投产规模将创历史最高记录。预计 2006 年全国将投产装机容量在 7500 万千瓦左右，电力供应能力将得到进一步加强。

（三）电网建设规模将进一步扩大，网络结构将更加合理。今年全国电网投资规模将接近 2000 亿元，全国将投产 220 千伏及以上输电线路 30000 公里左右，变电容量 15000 万千伏安左右。

（四）电煤供应充足、安全、稳定。下半年煤炭供需矛盾继续缓和，铁路运输稳定，下水电煤资源丰富，预计下半年电煤供应充足，为今年迎峰度夏期间和冬季供暖期间电煤的安全稳定供应提供了有力保障。

V 专题分析：人民币汇率变动对电力行业的影响

2005年7月21日，中国人民银行开始实行以市场供求为基础、参考一篮子货币进行调节、有管理的浮动汇率制度。表明中国正式启动了具有实质意义的人民币汇率形成机制的市场化改革。2005年，电力供需形势也有所缓和，从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，全国缺电省由年初的26个逐步减少到11月的7个。但是电力供需结构失衡、电价、投资与能耗问题依然存在，电力市场改革形势仍很严峻。人民币汇率制度改革后，人民币汇率变动趋势如何，是否影响我国电力市场环境，值得关注和思考。

2006年5月，人民币对美元汇率首次“破8”。之后，人民币汇率开始返回，到6月15日再次“破8”，人民币较2005年7月21日升值3.49%。总体来看，新的人民币汇率形成机制运行平稳，人民币汇率在合理均衡水平上保持基本稳定，但呈现升值趋势。人民币汇率变动将对电力供需、电价体系以及电力企业经营管理产生不同程度的影响。

一、对电力供给的影响

一是汇率变动后电力燃料成本下降，增加了供给潜力；二是电力设备等投资成本的降低，对电力市场供给在一定程度上产生扩张作用。

首先，由于目前动力煤进口关税的下调、国际煤炭价格的走低以及石油价格持续的高位运行，导致国内许多燃油电厂改用水煤浆或改造为燃煤方式，增加了燃煤机组构成比例，促使国内煤炭进口需求增长，人民币的升值趋势将会降低煤炭的进口成本，刺激电煤需求增长。人民币升值趋势也将在一定程度上降低石油、天然气燃料的进口成本，增强国内燃油、燃气电力企业的购买力。人民币的升值趋势将降低电力燃料成本，对进口燃料采购份额较多的电力企业带来低成本优势，从而在一定程度上带来电力供给能力的增强。

其次，由于电力行业的低需求价格弹性以及对生产、网络输送的高安全性、可靠性要求等特征，电力供给主要依赖国内投资，而很少用外贸方式来弥补电力供应缺口，所以国内电力投资对电力供给的影响很大。2005年，电力、热力的生产与供应行业投资增长速度达到33.7%，如此高的增长速度就是对电力供应短缺的反应。由于电力投资需求中对技术产品的进口依存度较大，在电力设备投资方面，一些主要的电力设备（如大型燃油、燃气机组和大容量、高参数、超临界机组），主要零部件（如发电机主轴、硅钢片、电子元器件等）与原材料（如特厚钢板、金属铜等）的采购成本以及烟气脱硫、脱硝等环保技术的进口支出，都可能因为

人民币升值而降低，从而降低电力企业投资成本，对国内电力供给能力起到增强作用。

二、对电力需求的影响

人民币升值对电力需求的影响需要具体分析。一方面，人民币升值趋势将可能给建设周期长、供给弹性较小、资源稀缺性强的垄断性产业（如机场、港口、铁路、高速公路等基础产业）以及资金密集型产业（如建筑业与房地产业）带来资产增值，带动此类行业投资规模的扩大，从而增加这些产业的电力需求。另一方面，人民币升值将会降低以出口业务为主的行业的价格竞争优势，如纺织业（特别是出口依存度较高的服装业）、家电与建材行业等，直接影响该类行业的利润预期，降低该行业的生产能力，从而对其电力需求产生紧缩效应。

三、对电价形成机制的影响

从目前的电价形成机制看，虽然在各区域电力市场的发电侧竞价模式中增加了“上网电价形成”的市场基础，但是在电力供应短缺的环境下，电力库交易中对竞价机组的限制，部分电量竞价方式以及对上网电价竞价的最高最低限价等，都使得上网电价市场化形成机制的作用有限，而目前销售电价制度受到国家发改委的严格管制。所以，人民币升值趋势对燃料生产成本、相关产业与国民收入的影响等供需因素的作用，只会在较小程度上对上网电价有所影响，还难以迅速传导到管制性过强的销售电价体系。

四、对电力企业经营管理的影响

人民币升值导致电力企业的资产、负债、收入、成本等账面价值的汇兑损益产生变化，从而影响电力企业财务管理与全面经营管理。一般而言，人民币升值对人民币资产规模较大或外债比重大（尤其是美元比重大）的电力企业产生有利影响，而对外币资产份额高的电力企业负面冲击较大。电力企业由于市场准入制度的限制，利用外资比例较小，部分电力企业利用的外债主要是美元和日元，且多属于长期借款，根据我国现行财务会计制度，汇率变动产生的外币折算差额直接计入当期损益，在偿还期之前对电力企业财务报表影响较大，但对其实际现金流影响较小。在电力设备投资与燃料的成本方面，人民币升值降低了电力企业对进口依存度高的大型燃油、燃气机组和大容量、高参数、超临界机组的采购成本，降低了燃料进口份额较大的燃油、燃气与燃煤电厂的燃料成本。因此，要求电力

企业准确判断与预测人民币汇率的变动趋势，加强对金融环境的监测，提高成本管理能力，科学进行战略规划。

本报告图表如未标明资料来源，均来源于“中经网统计数据库”