

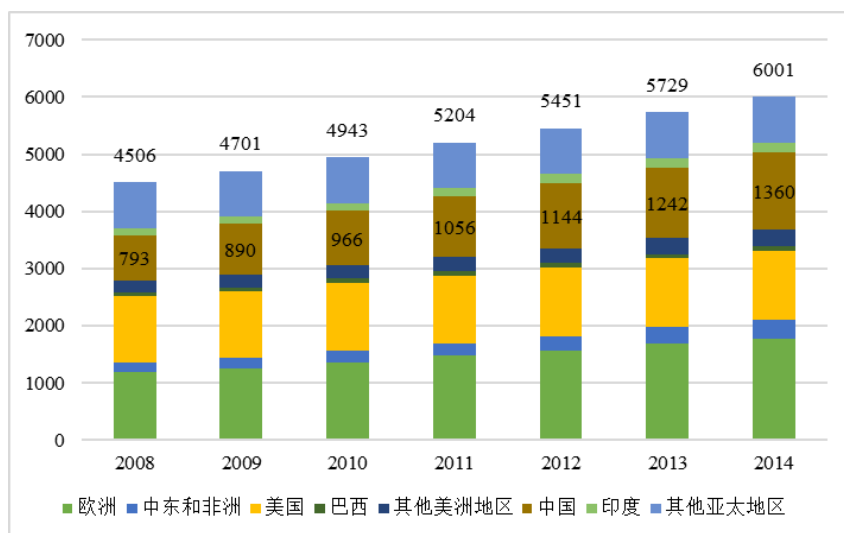
2016 年中国火电行业研究报告

一、全球电力行业发展概况

近年来，全球发电装机规模、发电量和电力消费量呈增长态势，但由于区域经济发展速度不同，各国增速存在较大差异；随着全球范围内新增各类发电装机的陆续投产，预计未来全球发电量将进一步增加，考虑到全球经济复苏疲软，电力供需环境将保持宽松；火力发电是最主要的电力生产来源；鉴于传统的火力发电存在较大的成本优势，短期内其主导地位不会动摇。

从发电装机规模来看，根据《全球新能源发展报告 2015》统计：“2014 年全球发电装机总量达到 60.01 亿千瓦，全球电力装机总容量中以欧洲、北美发达国家与以中国为代表的亚太地区所占比重大。伴随着这些区域经济的崛起，其对电力的需求快速增长，电力建设投资增长迅速，2014 年新增装机容量 2.72 亿千瓦，2008~2014 年间电力装机容量年均复合增长率为 4.89%，其中：以中东和非洲、中国、印度为代表的新型经济体保持了较快的增长，其中印度复合增长率达到 10.63%”。此外，根据彭博新能源财经预测，2015~2020 年，全球范围内还将新增各类发电装机容量近 17.31 亿千瓦，年均复合增长率达 1.7%，预计 2020 年全球发电累计装机容量将达到 77.32 亿千瓦。

图 1 2008~2014 年全球发电项目累计装机容量（单位：GW）



资料来源：《全球新能源发展报告 2015》

从发电量看，根据《BP 世界能源统计评述》统计：“2009~2014 年，世界发电量增加了 16.91%，而中国增加了 52.08%，美国只增加 3.63%”。由于经济快速发展，中国在 2011 年发电量已经超过美国，成为世界上最大的电力生产国。

表 1 2009~2014 年主要国家发电量（单位：TWh）

国家	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年
中国	3,714.70	4,207.20	4,713.00	4,987.60	5,431.60	5,649.50
美国	4,146.60	4,331.10	4,302.40	4,249.10	4,268.50	4,297.30
欧盟	3,233.00	3,371.80	3,303.50	3,298.40	3,264.40	3,166.00
印度	869.80	922.20	1,006.20	1,053.90	1,102.80	1,208.40
俄罗斯	993.10	1,038.00	1,054.90	1,069.30	1,059.10	1,064.10
日本	1,114.00	1,156.00	1,104.20	1,106.90	1,087.80	1,061.20
加拿大	592.50	581.80	600.40	610.20	626.40	615.40
德国	592.40	628.60	613.10	630.10	633.20	614.00
巴西	463.00	515.80	531.80	552.50	570.00	582.60
法国	542.40	573.20	564.30	560.70	568.30	555.70
韩国	452.40	495.00	517.60	530.60	517.70	517.80
世界总量	20,131.70	21,425.50	22,100.60	22,630.40	23,184.00	23,536.50

资料来源：《BP 世界能源统计评述》

从电力生产来源看，根据国际能源署（IEA）的《关键能源数据统计》显示，1973~2013 年，火力发电（主要包括燃煤发电、燃油发电以及燃气发电等）在电力生产方式中的占比一直保持在 70%左右，是最主要的电力生产来源。

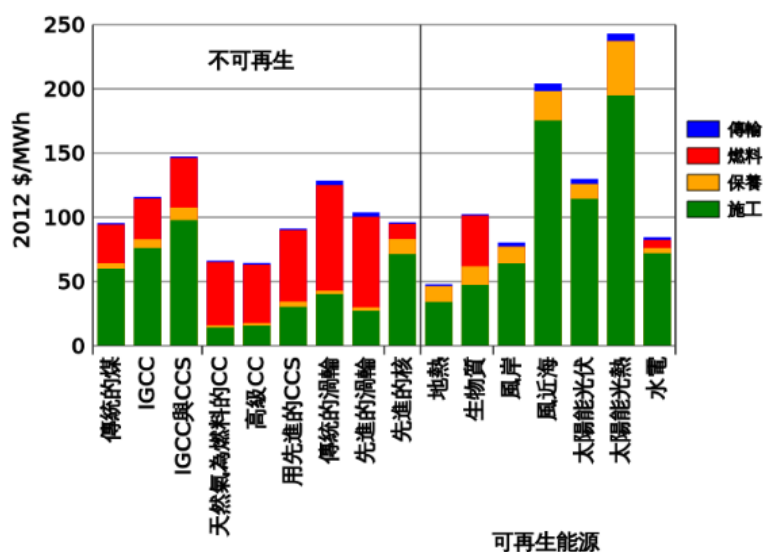
表 2 全球电力生产来源（单位：TWh、%）

项目	1973 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
发电总量	6,115	21,413	22,126	22,668	23,322
燃煤发电占比	38.3	40.6	41.3	40.4	41.3
燃油发电占比	24.7	4.6	4.8	5.0	4.4
燃气发电占比	12.1	22.2	21.9	22.5	21.7
水力发电占比	21.0	16	15.8	16.2	16.3
核能发电占比	3.3	12.9	11.7	10.9	10.6
其他占比	0.6	3.7	4.5	5.0	5.7

资料来源：《关键能源数据统计》

从电力生产成本来看，发电成本较低的发电方式主要包括传统的燃煤发电、水力发电、天然气发电、风电等，发电成本最高的是太阳能聚热发电。

图2 电力生产成本构成情况



资料来源：21 世纪可再生能源政策网络

注：1、IGCC（Integrated Gasification Combined Cycle）即整体煤气化联合循环发电系统，是将煤气化技术和高效的联合循环相结合的先进动力系统。它由两大部分组成，即煤的气化与净化部分和燃气-蒸汽联合循环发电部分。IGCC 技术把洁净的煤气化技术与高效的燃气—蒸汽联合循环发电系统结合起来，既有高发电效率，又有极好的环保性能，是一种有发展前景的洁净煤发电技术。在目前技术水平下，IGCC 发电的净效率可达 43%~45%，今后有望达到更高。而污染物的排放量仅为常规燃煤电站的 1/10，脱硫效率可达 99%，二氧化硫排放 25mg/Nm³ 左右，远低于排放标准 1200mg/Nm³，氮氧化物排放只有常规电站的 15%~20%，耗水只有常规电站的 1/2~1/3，对于环境保护具有重大意义。

2、CC（Combined Cycle）联合循环的缩写。

3、CCS（Carbon Capture and Storage）碳捕集与封存。是稳定大气温室气体浓度的减缓行动组合中的一种选择方案。CCS 具有减少整体减缓成本以及增加实现温室气体减排灵活性的潜力。

从消费量看，据《BP 世界能源统计评述》统计：“2009~2014 年，全球电力消费增加了 17%。中国是电力消费大国，电力消费占世界总量的 30%左右，人均消费量高于世界平均水平”。未来用电需求方面，据经济合作与发展组织于 2016 年 9 月 21 日发布报告预测，2016~2017 年全球经济增长率分别为 2.9%和 3.2%，考虑到用电需求和经济发展水平密切相关，预计未来两年电力供需环境将继续保持宽松。

表 3 近年来电力消费最多的前 10 国家的人均消费量（单位：MWh/年、人、W/人）

排序	国家	电力消费总量	资料年份	人口数量	人口资料公布年份	人均消费量
	世界总数	19,320,360,620	2002-10	7,155,700,000	2014	313
1	中国	5,463,800,000	2014	1,360,720,000	2013	458
2	美国	4,686,400,000	2013	317,848,000	2014	1,683
	欧盟	3,037,000,000	2009	503,492,041	2012	688
3	俄罗斯	1,016,500,000	2012	146,019,512	2014	808
4	印度	938,823,000	2014	1,242,660,000	2014	101
5	日本	859,700,000	2012	127,120,000	2014	774

6	德国	582,500,000	2012	80,716,000	2013	861
7	加拿大	499,900,000	2010	35,344,962	2014	1,871
8	法国	462,900,000	2012	65,864,000	2014	804
9	巴西	455,800,000	2010	201,032,714	2013	268
10	韩国	455,100,000	2011	50,219,669	2013	1,038

资料来源：美国中央情报局《世界统计年鉴》

注：人均电力（W）=电力消费总量（MWh/yr）×1000000/（365.25×24）/人口数=电力消费总量（MWh/yr）×114.077116/人口数。

从电力消费用途来看，工业是电力的最主要使用用途、其次是运输以及其他，其他包括农业、商业、公用事业、民用和非特殊用途。

表 4 1973~2013 年全球电力消费利用情况（单位：%）

	1973 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
工业占比	53.5	41.5	42.6	42.3	42.3
运输占比	2.4	1.6	1.6	1.6	1.5
其他占比	44.1	56.9	55.8	56.1	56.2

资料来源：国际能源署（IEA）的《关键能源数据统计》

二、中国火电行业发展情况

火力发电是指利用煤、石油、天然气等固体、液体、气体燃料燃烧时产生的热能，通过发电动力装置转换成电能的一种发电方式。目前国内火电中燃煤发电始终占据绝对地位，2013~2015 年，燃煤发电量在火电发电量中的占比分别为 94.29%、93.46%和 89.51%；其次是燃气发电，占比分别为 2.76%、3.15%和 6.57%；燃油发电量占比较小，分别为 0.12%、0.10%和 0.43%，以下火电行业分析将主要围绕煤电展开。

1. 电力投资

近年来，电力投资整体增长较快，电力供应能力进一步增强；2016 年由于国家对于煤电项目的限制，火电投资规模有所下降；考虑到宏观经济进入“新常态”，电力需求提振有限，加之国家对煤电新增装机的控制，未来火电投资规模可能大幅缩减。

2013~2015 年，我国电力投资规模逐年增加。2015 年，全国电力工程建设完成投资 8,576 亿元，比上年增长 9.87%。其中，电源工程建设完成投资 3,936 亿元，比上年增长 6.78%，占全国电力工程建设完成投资总额的 45.90%；电网工程建设完成投资 4,640 亿元，比上年增长 12.64%。在电源投资中，全国核电、并网风电及并网太阳能发电完成投资分别比上年增长 6.07%、31.10%和 45.21%；水电受近几年大规模集中投产的影响，仅完成

投资 789 亿元，比上年下降 16.28%；常规煤电完成投资 1,061 亿元，比上年增长 11.83%；非化石能源发电投资占电源总投资的比重为 70.45%，比上年提高 1.49 个百分点。

2016 年 1~8 月，全国电力工程建设完成投资 3,939 亿元，同比增长 7.7%。其中，电源、电网工程分别完成投资 2,098 亿元和 1,841 亿元，同比分别增长 6.7%和 8.7%。在电源完成投资中，水电、核电同比分别增长 34.9%和 30.1%，火电、风电同比分别下降 10.3%和 13.7%。

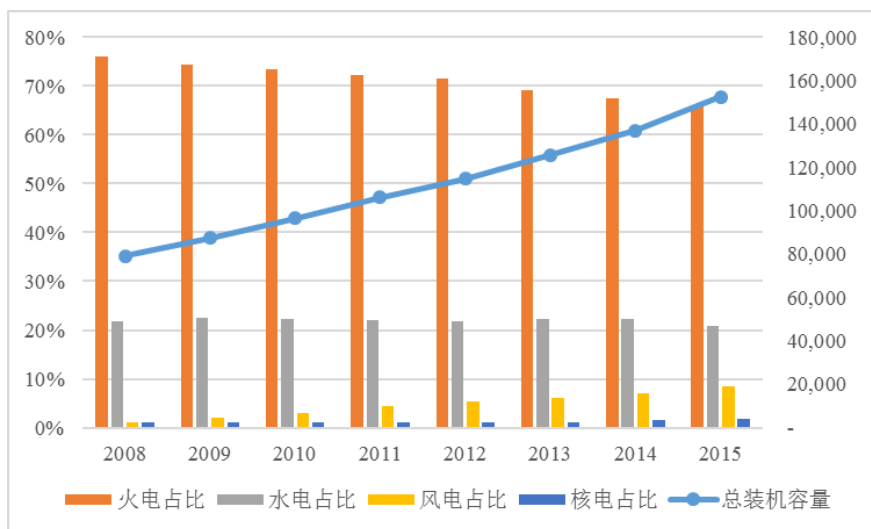
2016 年以来，国家发改委和国家能源局联合发布《关于促进我国煤电有序发展的通知》，提出的严控各地煤电新增规模；国家能源局发布了《关于取消一批不具备核准建设条件煤电项目的通知》（国能电力[2016]244 号），取消了大唐集团、华电集团等七个投资主体共计 15 个项目、1,240 万千瓦不具备核准建设条件的煤电项目，预计未来火电投资规模将大幅缩减。

2. 装机容量规模

从装机容量看，近年来我国电力总装机容量持续增长，未来主要受新能源发电装机规模的扩大的影响，我国电力总装机容量将继续增长；火电方面，近年来火电装机容量持续增长，随着前两年火电投资项目的陆续投产，短期内火电装机容量将继续增长，火电产能过剩不断加剧，火电盈利空间进一步受压；但随着“十三五”期间进一步限制煤电，长期看，火电装机容量增速将大大下降，可能呈现低速增长或不增长的态势；近年来火电装机容量在电力装机容量中的占比均达到 65%以上，但由于煤电项目的限制以及非化石能源装机快速增长，火电装机容量在电力装机容量中的占比呈现逐年下降趋势，预计未来占比将进一步降低。

具体来看，根据中电联的数据统计：“2008~2015 年，中国电力总装机容量持续增加。截至 2015 年底，中国电力总装机容量为 152,527 万千瓦，较上年增加 11.32%，其中，火电装机容量为 100,554 万千瓦，较上年增长 8.87%，占电力总装机容量的 65.93%，占比较上年下降 1.48 个百分点”。

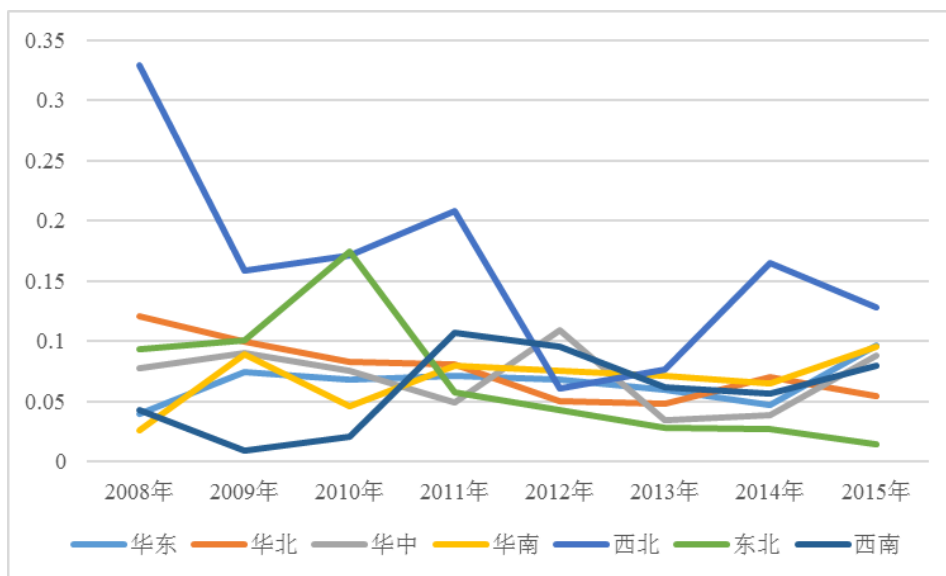
图3 2008~2015年中国电力装机容量以及发电类型占比情况（单位：万千瓦）



资料来源：中国电力企业联合会

从各区域看，全国火电装机设备主要分布在华东、华北地区，其中山东、江苏、浙江、内蒙和山西地区装机规模较大；增速方面，2015年华东、华南、华中和西南地区火电装机规模同比增长高于2014年，其他地区增速均有所下降，其中东北地区火电装机规模增速始终保持较低水平。

图4 2008~2015年各区域装机容量增长率（单位：%）



资料来源：Wind 资讯

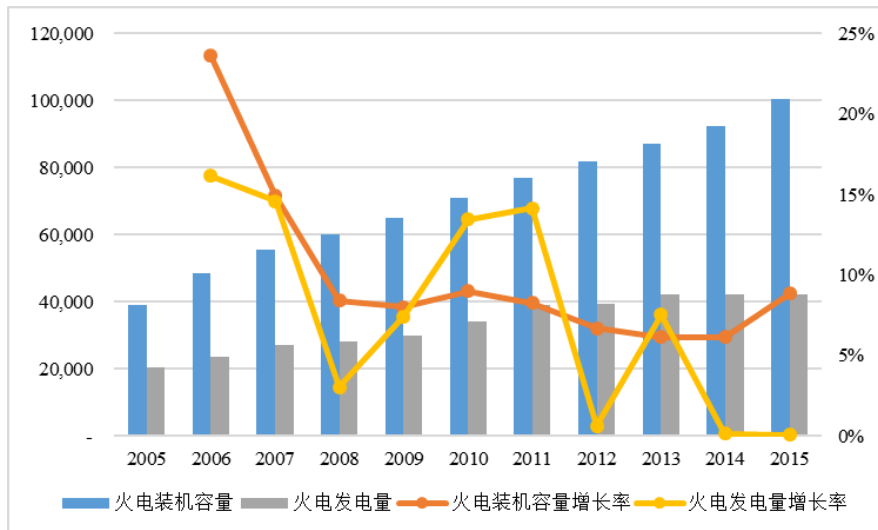
3. 发电量情况

近年来电力行业总发电量持续增加，未来随着装机规模及下游需求的增加，电力行业总发电量将继续增加；火电发电量方面，近年来火电发电量增速受用电需求及其他能源发电挤压影响波动较大；2016 年以来，受国家控制煤电装机规模及下游需求小幅回暖影响，火电发电量降幅同比有所收窄；近年来火电发电量在电力总发电量中的占比均达到 70%以上，但随着非化石能源发电的不断发展，火电发电量占比呈逐年下降趋势，预计未来占比将进一步降低。

2008~2015 年，我国总发电量持续增加。截至 2015 年底，我国总发电量为 57,399 亿千瓦时，较上年增长 2.42%；其中火电发电量达到 42,307 亿千瓦时，较上年增长 0.08%。

2016 年 1~8 月，全国规模以上电厂发电量 38,772 亿千瓦时，同比增长 3.0%，增速比上年同期提高 2.5 个百分点。其中，全国规模以上电厂火电发电量 28,639 亿千瓦时，同比下降 0.5%，降幅比上年同期收窄 1.7 个百分点。各省份中，火电发电量同比增长超过 5%的有 7 个省，分别为北京（11.8%）、安徽（9.3%）、浙江（6.3%）、陕西（6.0%）、山东（5.4%）、新疆（5.3%）和江苏（5.2%）；全国有 19 个省份火电发电量出现负增长，其中，福建（-22.6%）、湖南（-21.2%）同比下降超过 20%。

图 5 2005~2015 年火电装机容量及发电量情况（单位：万千瓦、亿千瓦时）

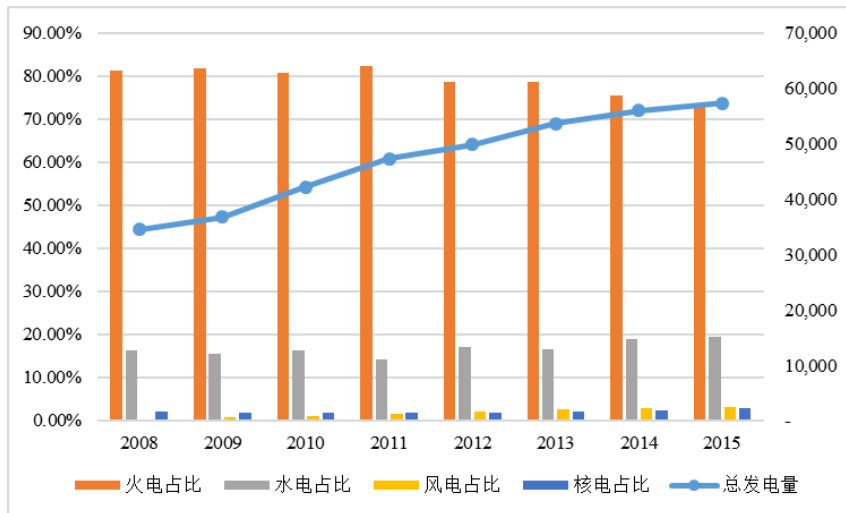


资料来源：中电联，联合评级整理

从发电来源看，2011 年以后，在国家推动化石能源清洁利用、提高能源领域绿色低碳发展质量和水平的背景下，非化石能源发电规模逐渐扩大。“十二五”期间，中国非化石能源发电装机占比从 27%提高到 35%；非化石能源发电量占比从 19%提高到 27.8%。水电、

核电、风电及并网太阳能发电装机容量均大幅提升。受此影响，火电发电量占比呈逐年下降趋势。2015 年，火电发电量占比为 73.71%，较上年下降 1.72 个百分点。《国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》提出，到 2020 年，中国非化石能源占一次能源消费总量比重将达到 15%，预计火电发电量占比将进一步下降。

图 6 2008~2015 年中国电力发电总量以及来源占比情况（单位：亿千瓦时、%）



资料来源：中电联

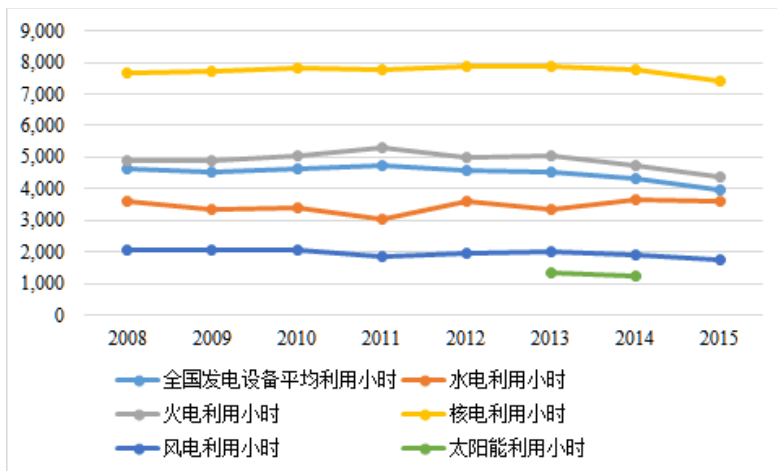
4. 设备利用率

从设备利用率看，受火电装机规模扩大、其他能源发电方式挤压以及下游用电需求低迷的影响，近几年全国火电设备平均利用小时数持续维持较低水平；2016 年以来，受国家严格控制煤电新增规模以及全社会用电量增速同比小幅提高影响，火电利用小时降幅收窄；分区域看，华东和华北地区火电设备年平均利用小时数较高，西南地区年平均利用小时数最低；考虑到目前整体用电需求提振有限，加之前两年火电投资项目的陆续投产以及非化石能源装机规模的增加，预计在未来几年内，火电设备利用率将继续维持较低水平。

受宏观经济及电源投资的周期变化影响，我国火电机组利用小时也呈现周期性变化。2012 年以来，我国经济增速下降导致用电需求增速放缓。截至 2015 年底，我国火电装机容量达到 100,554 万千瓦，较上年增长 8.87%，火电发电量达到 42,307 亿千瓦时，较上年增长 0.08%，火电发电量增速远小于火电装机容量增速。受此影响，2015 年，全国发电设备累计平均利用小时为 3,969 小时，同比减少 163 小时，是 1978 年以来的最低水平。其中，火电利用小时为 4,364 小时，较上年减少 375 个小时。2016 年 1~8 月，全国发电设备

累计平均利用小时为 2,507 小时，同比减少 173 小时。其中，全国火电设备平均利用小时 2,727 小时，同比减少 228 小时。

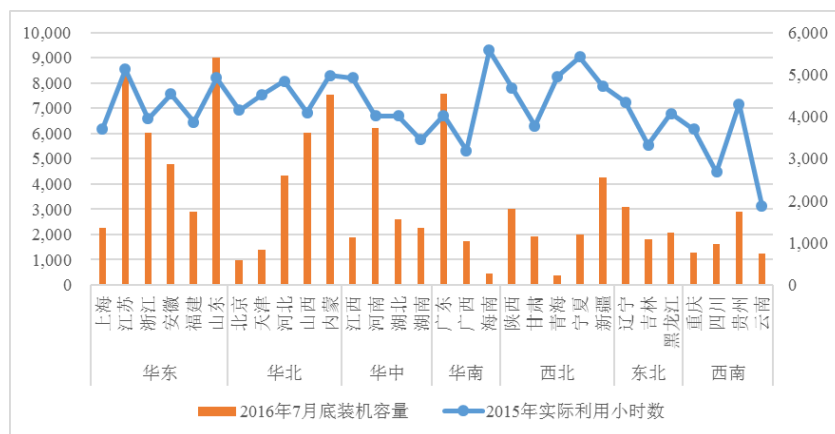
图 7 2008~2015 年 6KW 及以上电厂发电设备利用小时（单位：小时）



资料来源：中国电力企业联合会，联合评级整理。

由于经济结构、用电需求、电力外送通道畅通性、其他电源发电挤压等因素影响，我国各区域火电设备平均利用率差异较大。整体看，华北、华东地区火电设备平均利用小时数较高；华中地区火电设备利用小时数一般；西北、西南和东北地区火电利用小时数较低。具体来看，2015 年，山东、江苏、河北等 13 个省份火电设备利用小时数超过全国平均水平；在低于全国平均水平的省份中，云南和西藏最低，不足 1,000 个小时，分别为 800 和 56 小时；与 2014 年同期相比，除北京外，全国其它省份的火电设备利用小时数均有不同程度的降低，其中青海、海南、广西、湖南和福建下降超过 600 小时。

图 8 近期各区域装机容量与年利用小时数（单位：万千瓦、小时）



资料来源：Wind 资讯

5. 装机技术水平

随着我国火力发电技术不断发展，火电机组向大型化、清洁化发展，1,000MW 超超临界机组达到 82 台、脱硫脱硝装机容量比例已分别达到总装机容量的 99% 和 92%；但依然存在核心技术缺乏、关键装备及材料依赖进口问题比较突出、高温材料长期落后的困境，给火电企业造成一定成本压力。

大型化方面，我国火电机组呈现热电联产机组比重提高、以热电联产机组替代小机组、小机组整合以大机组替代的特点。60 万千瓦、100 万千瓦超（超）临界机组成为我国主力火电机组，我国火电机组的参数、性能和产量已处于世界领先水平。超超临界机组方面，截至 2015 年 9 月底，我国已投产 1,000MW 超超临界机组达到 82 台，主要集中在广东、浙江、江苏三个电力缺口较大省份，三省合计占 46 台。

清洁化方面，我国现役机组通过节能技术改造，以综合技术提高热效率、提高劣质煤利用水平方法，使得环保、能耗指标方面表现卓著。据中电联统计，2015 年，中国火电机组净效率为 39%（供电标准煤耗 315 克/千瓦时），较 2010 年提高了 2 个百分点（降低 18 克/千瓦时）。2014 年单位发电量及火电发电量二氧化碳排放量分别约 645 和 855 克/千瓦时，较 2010 年分别降低了 99 和 66 克/千瓦时。其他排放物方面，2015 年底，环境保护部、国家发改委、国家能源局发布了《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》和《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》提出：到 2020 年，全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放，即在基准氧含量 6% 条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10 毫克/立方米、35 毫克/立方米、50 毫克/立方米。一般而言，燃煤烟气污染物超低排放相对于燃气发电经济性显著，相对于常规烟气治理投资较高；装机容量越大，单位发电量的环保升级投资越低。随着源头严防、环保违法实行

“零容忍”《环保法》实施，环保税开征临近，“超低排放”已经成为地方政府、和电力公司追求的目标，近年来各大电力公司在煤机除尘、脱硫、脱硝建设及节能环保改造投入大量资金。截至 2015 年底，我国火电脱硫脱硝装机容量比例已分别达到总装机容量的 99% 和 92%。

尽管我国火电设备锅炉、汽轮机和发电机这火电“三大主机”已能够自主设计制造，四大管道、高端阀门、炉水循环泵等辅机设备及材料国内制造也已具备一定实力，但受外资垄断影响，关键基础材料、核心基础零部件的工程化、产业化依然存在瓶颈限制，进口依赖程度仍较高，增加了电力建设成本。同时，特种金属功能材料、高性能结构材料、先进复合材料、高温超导材料等是突破我国火电辅机设备瓶颈的关键。预计短期内突破进口依赖局面，实现国产化的可能性不大。

三、上游煤炭价格对火电行业影响分析

受煤炭行业去产能政策的影响，动力煤价格自 2016 年初连续上涨，煤电企业成本大幅增加；随着 2016 年下半年煤炭去产能的力度和速度进一步加大，电煤供给侧会继续相对紧张，考虑到国家相关部门在煤价涨幅过大，或库存过低的情况下将会释放部分产能来平抑价格波动，预计 2016 年下半年煤价增速可能会略有放缓，但是上涨的趋势仍不变；尽管 2016 年动力煤价上涨触发 2017 年初煤电联动上调电价的可能性较大，但考虑到在目前中国经济处于低迷时期、国家努力降低工商业用电价格的大环境下，即使 2016 年煤价上涨至煤电联动触发点，预计上网电价调整的可能性也不大；在电煤成本上升、上网电价不调整的情况下，预计未来一段时期内煤电企业成本压力或将加大，盈利空间将被进一步压缩。

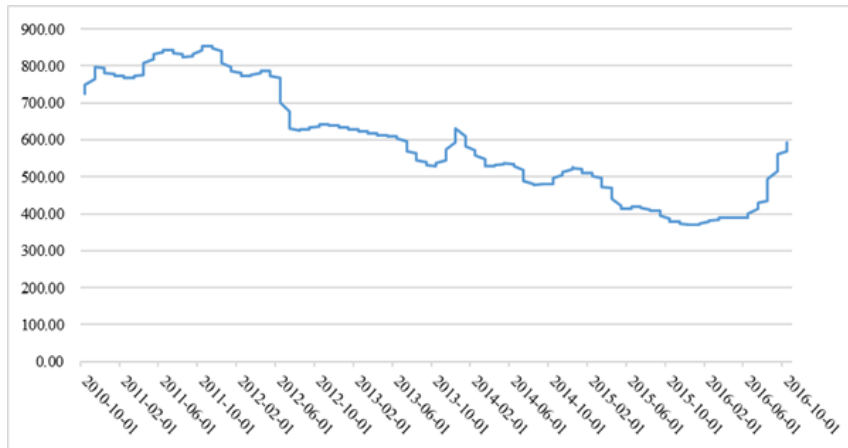
1. 煤炭价格变动对煤电企业的影响

在煤电企业的所有成本中，煤炭成本约占 60%，煤价的上涨对电厂的成本有着重要影响。据统计，2015 年，中国约有 18.4 亿吨的煤炭用于发电，煤炭价格每吨涨 10 元，对发电企业而言，就会增加 180 亿元的成本。虽然 2016 年上半年煤炭去产能未能完成 2016 年全年煤炭减产目标的一半，但煤炭减产已经使煤价上涨超出预期。同时，据秦皇岛煤炭网分析显示，环渤海港口煤炭库存水平继续保持在相对低位，沿海六大电厂库存也在持续下降，库存水平创 2013 年以来新低，阶段性的需求高峰暂时还在持续。据 2016 年 10 月 19 日数据，环渤海地区 5,500 大卡动力煤价平均价格报收 577 元/吨，较年初上涨 217 元/吨，涨幅 60.28%，已连续十六期上涨，继续刷新年内最高纪录。考虑到 2016 年下半年去

产能政策的继续实施，面对剩余 62% 去产能任务，预计煤炭去产能的力度和速度都将会加大，这将使得供应侧继续相对紧张，下半年煤价将继续保持上涨趋势。

图 9 2010 年 10 月~2016 年 10 月综合平均价格指数:环渤海动力煤 (Q5500K)

(单位: 元/吨)



资料来源: Wind 资讯

具体来看，在煤价对煤电企业成本影响方面，据国家能源局西北能监局测算：“以陕西火电平均发电标煤耗 315 克/千瓦时、榆林 5,500 大卡动力煤价格为例进行测算，原煤价格每上涨 25 元，影响发电燃料成本增加 1 分钱。2016 年上半年，陕西电煤供应较为充裕、价格走势平稳，基本维持在 214~218 元/吨。随着供求关系紧张，电煤价格从 6 月份开始持续上涨，8 月底涨至 251.50 元/吨，较 5 月底增长 14.36%。进入 9 月以来，煤炭价格上涨加速，以每周 20 元/吨左右大幅攀升，仅 9 月至今电煤每吨上涨 94.40 元，比 8 月末上涨 37.52%；截至 10 月 14 日，陕西动力煤价格涨至 346 元/吨，比 5 月底增长 126 元，涨幅 57.27%。以燃煤标杆电价和 2015 年陕西火电相关成本数据进行测算，2016 年单位燃料成本预计已达 181.51 元/千千瓦时，单位发电成本 285.12 元/千千瓦时，发电利润仅为 0.86 元/千千瓦时，基本属于盈亏平衡。若煤价进一步上涨，发电企业将出现亏损”。

表 5 陕西火电企业成本利润预测 (单位: 元/千千瓦时)

测算	2015 年	2016 年
火电单位发电成本	232.32	285.12
其中: 单位燃料成本	128.71	181.51
其他成本	103.61	103.61
上网电价 (不含税)	324.44	285.98
单位发电利润	92.12	0.86

资料来源: 国家能源局西北监管局、北极星电力网。

但同时值得关注的是，据国家发改委预测，当前煤炭日均缺口量约 90 万吨，考虑冬季储煤因素，2016 年第四季度日均耗煤约 1,100 万吨，日增产 100 万吨，才能够保持煤炭的供需平衡。因此，在启动《稳定煤炭供应、抑制煤价过快上涨预案》一级响应后，国家发改委、国家能源局、国家煤矿安监局 9 月 29 日又下发了《关于适度增加部分先进产能投放、保障今冬明春煤炭供应稳定的通知》，在 2016 年 10 月 1 日至 2016 年 12 月 31 日期间，适当增加安全高效矿井的产能释放，允许这些煤矿在 276 至 330 个工作日之间释放产能，而没有参与产能释放的煤矿仍要严格执行 276 个工作日制度。根据该通知给出的先进产能煤矿范围，共计将有 1,503 家煤矿加入到先进产能的释放行列。如果未来上述 1,503 家先进煤矿产能得到充分释放，目前煤炭市场供应偏紧的状态将有所扭转，煤炭价格快速上涨的趋势将得到控制，但是考虑到上涨的趋势仍不变，煤电企业的盈利空间或将受到进一步挑战。

2. 煤电联动机制对煤电企业成本的影响

2004 年之前，由于我国电力实行计划制，煤炭实行市场制，煤和电的价格形成机制存在本质差异导致电力企业严重亏损，为缓解电力企业亏损，从 2004 年开始，我国实施煤电联动机制。

自 2004 年第一次实施以来，煤电联动机制经历三次改进。2004 年最初提出煤电联动时，以 6 个月为一个周期，在平均电煤价格波动超过 5% 时触发调整电价。2012 年，根据《关于深化电煤市场化改革的指导意见》，以一年为一个周期，煤电企业自行消纳的煤价波动比例从 30% 调整为 10%。2015 年底的最新政策以 2014 年为基准年，年度为单位，参考发布的中国电煤价格指数，波动大于 30 元时触发测算公式，在符合条件下以 2014 年的电价为基准，对上网电价和销售电价进行区间联动调整。

自煤电联动机制实施后，我国共经历四次煤电联动。第一次煤电联动在 2005 年的 4 月，当时销售电价上调 2.52 分/度，而平均上网电价上调 1.78 分/度；随后 2005 年 11 月份虽然再次满足了联动条件，但却并未调整电价。第二次煤电价格联动在 2006 年 6 月实施，全国销售电价平均每度提高 2.494 分钱，而上网电价上调 1.174 分钱。进入 2008 年，受原油价格上涨、国内外经济的强劲增长等因素的影响，国内煤价不断攀升，以秦皇岛山西优混（>5,500 大卡）平仓价为例，从年初的 525 元/吨，年内最高攀升至 7 月份的 1,010 元/吨。煤价的飙升导致电力企业成本大大增加、利润大大减少，整个行业出现普亏。为此，国家分别于 7 月上调上网电价 2.14 分/度，上调销售电价 2.61 分/度；8 月上调上网电价 2 分/度，同时，未调整销售电价，这是导致 2009 年电网出现大幅亏损的直接原因。

表 6 2005~2008 年历次煤电联动情况

项目	调整时间	调整方案
第一次煤电联动	2005.04	平均上网电价上调 1.78 分/度，销售电价上调 2.52 分/度
第二次煤电联动	2006.06	平均上网电价上调 1.174 分/度，销售电价上调 2.494 分/度
第三次煤电联动	2008.07	平均上网电价上调 2.14 分/度，销售电价上调 2.61 分/度
第四次煤电联动	2008.08	平均上网电价上调 2 分/度，销售电价未做调整

资料来源：世经未来统计数据

随着 2016 年动力煤价格连续上涨，煤价上涨触发 2017 年初煤电联动上调电价的可能性较大，但即使 2016 年煤价上涨至煤电联动触发点，预计上网电价调整的可能性也不大，主要是由于目前中国经济正处于低迷时期，国家正在大力提振实体经济，国务院于 2016 年 8 月 22 日出台了《降低实体经济企业成本工作方案的通知》（以下简称“《方案》”），《方案》明确提出：为企业降低能源成本的目标任务，企业用电、用气定价机制市场化程度明显提升，工商业用电和工业用气价格合理降低；同时，在打破地域分隔和行业垄断方面，要加快放开垄断行业竞争性环节，加强反垄断和反不正当竞争执法；在对民间投资进入能源等领域，取消了一系列限制；在能源领域改革方面，深入推进市场化改革，完善新能源发电并网机制，2017 年要基本放开竞争性领域和环节价格管制，使价格能够反应市场供需变化；在电力体制改革方面，加快实施输配电价改革，积极开展电力直接交易，扩大市场化交易电量的比例，对未参与直接交易和竞价交易的上网火力发电量，以及重要公用事业和公益性服务等用电，继续实施好煤电价格联动机制。这意味着上网电价短期内可能不会有调整。因此，在电煤成本上升、上网电价不调整的情况下，火电企业成本压力加大，盈利空间将被压缩。

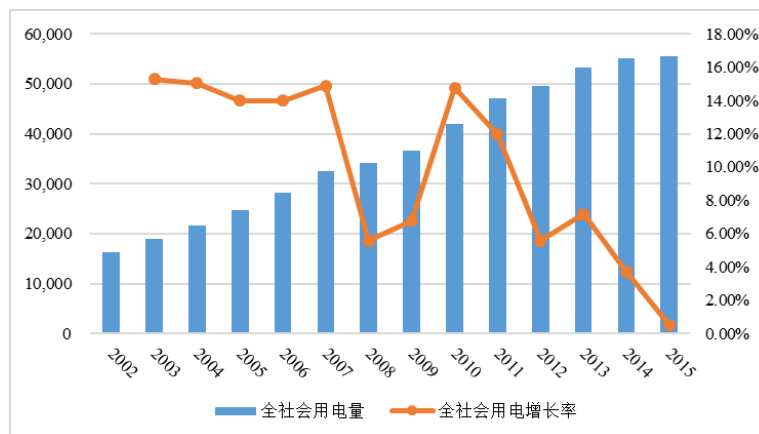
四、下游主要用电行业用电需求分析

2000~2010 年，中国经济以出口、投资拉动快速发展，工业实现快速发展，导致电力需求增速整体较快；自 2010 年起，电力需求增速受中国经济增速放缓影响呈下降趋势；受我国产业结构调整的影响，第二产业用电量占比呈下滑趋势，四大高耗能行业电力消费量在全社会用电量中的占比逐年下降；2016 年以来，受第三产业和城乡居民生活用电量高速增长、以及第二产业用电量有所改善的带动，全社会用电量增速同比小幅提高；鉴于电力需求与经济发展息息相关，预计未来在经济形势不能大幅好转情况下，全社会用电量增速有限，火电行业产能过剩局面将进一步加剧，电力需求中第三产业和城乡居民生活用电比重有望进一步提高。

2002~2008 年，受出口和投资快速发展的带动，中国经济发展迅猛，以重工业为首的整体电力需求旺盛；2008 年，受美国金融危机影响，我国经济增长大幅下滑，全社会用电量增速随之大幅下滑，2008 年全社会用电量为 34,379.69 亿千瓦时，较上年增长 5.38%，增幅较上年回落 9.61 个百分点，2009 年又逐步回升。2010 年，我国全社会用电量为 41,998.82 亿千瓦时，较上年增长 14.77%，增幅较上年增长 8.32 个百分点，处于急速上升阶段。

2010 年以后，受世界经济复苏疲弱、国内增长周期调整、房地产市场降温、产能过剩严重等多重因素影响，中国经济增长趋缓，中国电力需求量增速随之下降。2015 年，全国全社会用电量 56,933 亿千瓦时，较上年仅增长 0.96%，增速较上年降低 3.18 个百分点。2016 年 1~8 月，受第三产业和城乡居民生活用电量高速增长、以及第二产业用电量有所改善的利好带动，全社会用电量增速同比小幅提高，全国全社会用电量累计 38,920 亿千瓦时，同比增长 4.2%。

图 10 2002~2015 年我国电力需求量变化情况（单位：亿千瓦时）



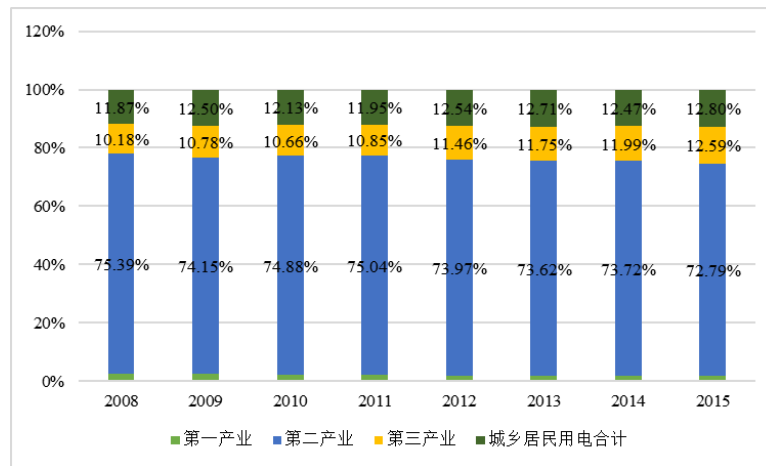
资料来源：中电联，联合评级整理。

从电力消费结构看，第二产业用电是全社会电量的最主要部分，第二产业电力消耗量占全社会用电量的比例一直维持在 70% 以上。据中电联统计：“2015 年，受宏观经济尤其是工业生产下行、产业结构调整等因素影响，全社会用电量较上年增长 0.5%，增速同比回落 3.3 个百分点，其中，第一产业用电量 1,040 亿千瓦时，比上年增长 2.55%；第二产业用电量 41,442 亿千瓦时，比上年下降 0.79%，低于全社会用电量增速 1.75 个百分点，对全社会用电量增长的贡献率为 -60.71%，其中黑色金属冶炼及压延加工业、有色金属冶炼及压延加工业、非金属矿物制品业和化学原料及化学制品业四大高耗能行业合计用电量同比下降 1.89%，增速同比回落 6.70 个百分点，四大高耗能行业用电快速回落导致第二产业乃至全社会用电增速明显放缓，四大高耗能对电力消费增速放缓产生的影响明显超过其对国内生产总值和工业增加值波动的影响，这也是全社会用电量增速回落幅度大于经济增速回

落幅度的主要原因”。具体看，黑色金属冶炼和建材行业用电同比分别下降 9.3%和 6.7%，主要是由于房地产投资增速持续放缓所致；第三产业用电量 7,166 亿千瓦时，比上年增长 7.42%，对全社会用电量增长的贡献率为 91.64%；城乡居民生活用电量 7,285 亿千瓦时，比上年增长 5.01%，主要是城镇化以及家庭电气化水平逐步提高所致。

2016 年 1~8 月，第一产业用电量 740 亿千瓦时，同比增长 5.1%；第二产业用电量 27,537 亿千瓦时，同比增长 2.0%；第三产业用电量 5,277 亿千瓦时，同比增长 11.0%；城乡居民生活用电量 5,366 亿千瓦时，同比增长 9.7%。

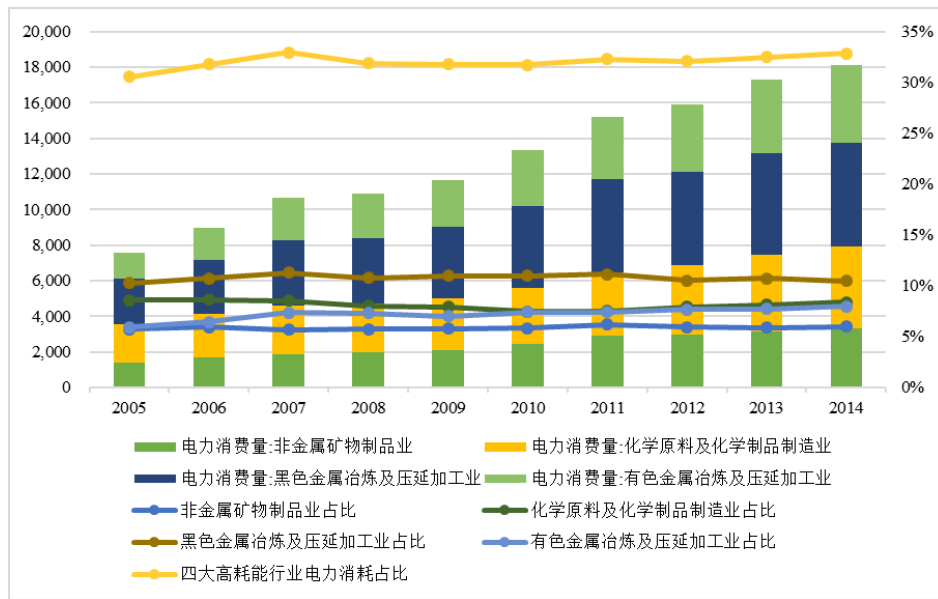
图 11 2008~2015 年全社会用电量各行业占比（单位：%）



资料来源：中电联，联合评级整理。

具体来看，我国主要的用电行业集中在第二产业，2014 年，我国第二产业用电量为 41,017 亿千瓦时，占全社会用电量的 84.22%，较上年增长 4.29%。第二产业中，四大高耗能行业 2014 年总的电力消耗量为 18,147.17 亿千瓦时，占全社会用电量总计的 32.87%。其中，黑色金属冶炼及压延加工业电力消费量为 5,795.60 亿千瓦时，占全社会用电量总计的 10.50%，为第一大用电行业；化学原料及化学制品制造业电力消费量为 4,627.78 亿千瓦时，占全社会用电量总计的 8.38%；有色金属冶炼及压延加工业电力消耗量为 4,399.37 亿千瓦时，占全社会用电量总计的 7.97%；非金属矿物制品行业电力消耗量为 3,324.42 亿千瓦时，占全社会用电量总计的 6.02%。

图 12 2005~2014 年四大高耗能行业电力消费变化情况



资料来源：Wind 资讯

五、电网行业分析

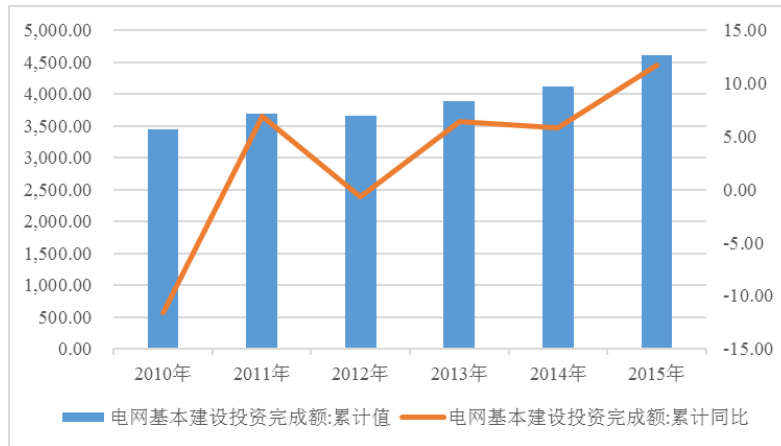
1. 国内电网行业发展情况

近年来我国电网行业进入升级改造期，基本建设投资持续增长，跨区域送电能力不断提升。

目前，我国电力输配的主要系统包括：国家电网公司、中国南方电网有限责任公司和内蒙古电力集团有限责任公司。截至 2015 年底，全国 110（66）kV 及以上输电线路总长度已超过 100 万公里，110（66）kV 及以上变电设备容量已超过 45 亿千伏安。

继 2005~2009 年中国输配电行业的高速发展期后，为解决配电网薄弱问题、提高新能源接纳能力、实现智能互联目标，近年来我国输配电行业将进入改造转型的更新换代周期，电网基本建设投资完成额呈持续增长趋势，2015 年全年累计完成 4,602.99 亿元，同比增长 11.74%，增速提高 5.95 个百分点。

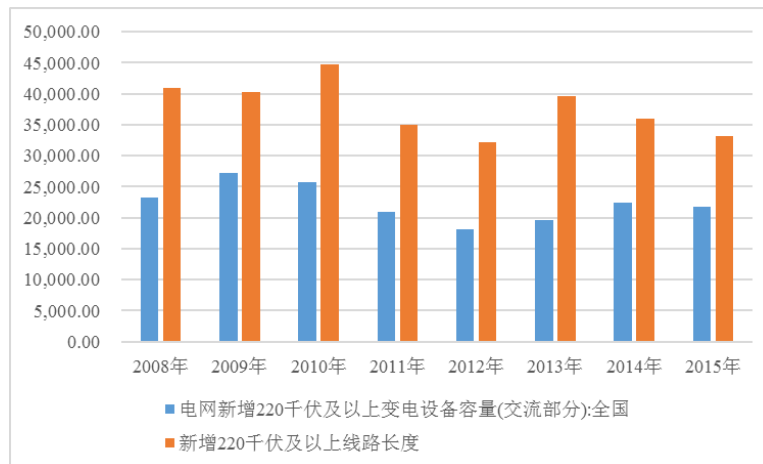
图 13 2010~2015 年国内电网基本建设投资完成额情况 (单位: 亿元、%)



资料来源: Wind 资讯

为加快推进配电网建设改造, 2015 年, 国家发改委和国家能源局先后发布《关于加快推进配电网建设改造的指导意见》和《配电网建设改造行动计划(2015—2020 年)》(以下简称《行动计划》), 明确提出: 2015~2020 年, 配电网建设改造投资不低于 2 万亿元, 其中 2015 年投资不低于 3,000 亿元, “十三五”期间累计投资不低于 1.7 万亿元。预计到 2020 年, 高压配电网变电容量达到 21 亿千伏安、线路长度达到 101 万千米, 分别是 2014 年的 1.5 倍、1.4 倍, 中压公用配变容量达到 11.5 亿千伏安、线路长度达到 404 万千米, 分别是 2014 年的 1.4 倍、1.3 倍, 城市供电可靠率将达 99.99%。近年来, 我国配电网建设投入不断加大, 配电网发展取得显著成效, 但用电水平相对国际先进水平仍有差距, 城乡区域发展不平衡, 供电质量有待改善。提高电网装备水平、促进节能降耗和推动输配电网智能互联化发展是我国电网改造的几大发展目标。

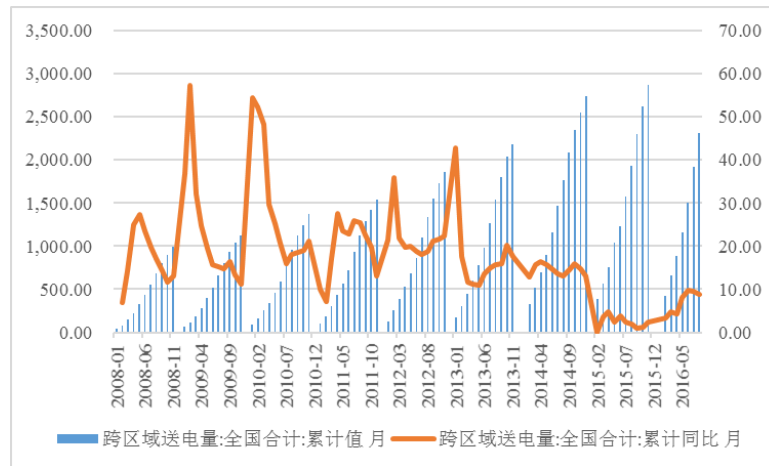
图 14 2008~2015 年国内电网输配电规模新增情况 (单位: 万千伏安、千米)



资料来源: Wind 资讯

从跨区域送电情况来看，随着我国电网接纳能力的不断提高、西电东送工程不断推进，近年来我国跨区域送电量增长明显。2015 年 1~11 月，全国跨区域送电量累计达 2,866 亿千瓦时，同比增长 12.44%；2016 年 1~6 月，全国跨区域送电量累计达 1,505 亿千瓦时，同比增长 22.76%。

图 15 2008~2016 年 6 月我国跨区域送电量及增长情况（单位：亿千瓦时、%）



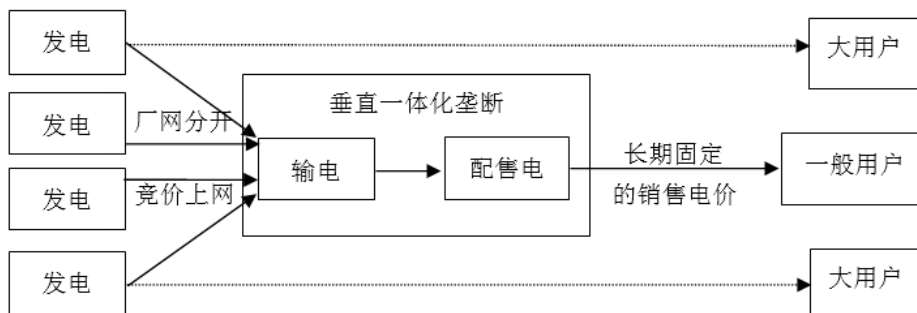
资料来源：Wind 资讯

2. 国内电网运营模式及电价定价机制

目前我国实行厂网分开、竞价上网模式，这一模式实际分为两个阶段，第一阶段是试点阶段（1998~2001 年），由国家电力公司正式提出“厂网分开，竞价上网”方案，后由国家电力公司向经贸委上报了《实行厂网分开，建立发电侧电力市场的实施方案框架（试行）》，但随后在六省市进行的试点工作并未取得成功。开始于 2002 年的第二阶段是改革阶段，在总结试点工作的基础上，国务院着手对垄断行业进行改革的总体部署，于 2002 年 4 月正式批准《电力体制改革方案》，实施厂网分开，重组发电和电网企业，实行竞价上网。之后，根据《发电资产重组划分方案》，在原国家电力公司的基础上，将发电资产和辅助性业务单位、“三产”和多经企业的资产剥离，进行调整重组，在全国范围内形成了中国华能、中国大唐、中国华电、中国国电和中国电力投资五家发电集团公司；中国电力工程顾问、中国水电工程顾问、中国水利水电建设和中国葛洲坝四家辅业集团公司；国家电网公司、中国南方电网有限责任公司两家电网公司，并由国家电网公司负责组建华北、东北、西北、华东和华中五个区域电网有限责任子公司。2002 年 12 月，上述 11 家公司正式挂牌，自此发电资产重组完成。但由于“厂网分开，竞价上网”的改革方案由于输配售一体化垄断而无法实现降低销售电价的目的，在此基础上，《电力体制改革方案》进一步

提出了“开展发电企业向大用户直接供电的试点工作，改变电网企业独家购买电力的格局”。

图 16 2002 年开始的厂网分开、竞价上网模式示意图



资料来源：《电网的运营模式研究》

上网电价方面，目前我国电价根据《价格法》实施政府定价，电价由电力企业或省价格主管部门根据电力商品类别、生产经营成本及其变化情况提出电价制定与调整建议方案，国家价格主管部门综合考虑电力供求平衡状态和宏观经济承受能力等因素后，提出具体意见，报国务院审批后，通知省价格主管部门和电力企业执行。

表 7 2016 年各省煤电上网电价排行榜（单位：元/千瓦时）

序号	省份	电价	序号	省份	电价
1	广东	0.4735	17	河北南网	0.3914
2	湖南	0.4720	18	黑龙江	0.3864
3	海南	0.4528	19	辽宁	0.3963
4	浙江	0.4453	20	天津	0.3815
5	广西	0.4424	21	吉林	0.3803
6	湖北	0.4416	22	陕西	0.3796
7	四川	0.4402	23	北京	0.3754
8	江西	0.4396	24	贵州	0.3709
9	上海	0.4359	25	云南	0.3563
10	重庆	0.4213	26	山西	0.3538
11	山东	0.4194	27	青海	0.3370
12	江苏	0.4096	28	甘肃	0.3250
13	福建	0.4075	29	内蒙古东部	0.3068
14	安徽	0.4069	30	内蒙古西部	0.2937
15	河南	0.3997	31	宁夏	0.2711
16	河北北网	0.3971	--	--	--

资料来源：北极星电力网

六、行业竞争

1. 上游供应商议价能力

在经济增速放缓，下游需求不足的大环境下，预计未来一定时期内煤炭供应商的议价能力仍然处于较弱水平；考虑到火电装备制造业的高集中度、高技术密度和资金密度，预计未来火电装备行业将继续保有较强的议价能力。

火电设备生产商和燃料供应商是火电行业最主要的供应商，2012 年，受宏观经济发展和固定资产投资增速降低影响，全国用电量增速下滑，动力煤价格震荡下降；2012 年底国务院取消电煤价格双轨制，煤电双方充分博弈谈判，使得 2013 年煤炭市场大幅波动，动力煤价格一度回升至 660.00 元/吨，但受下游需求整体疲软影响，动力煤价格下行压力依旧不减。2014 年和 2015 年，受国内宏观经济持续放缓影响，动力煤价格呈单边下跌趋势，受国内经济结构调整、环保治理力度加大、煤炭产能增加以及进口煤炭冲击等因素影响，我国煤炭需求直线下滑，煤炭供应商的议价能力处于较弱水平。尽管 2016 年以来，受煤炭去产能政策实施的影响，煤炭价格有所回升，但在经济增速放缓，下游需求不足的大环境下，预计未来一定时期内煤炭供应商的议价能力仍然处于较弱水平。

火电装备行业主要由东方电气、哈尔滨电气、上海电气三巨头垄断，集中度远高于火电行业，因此火电装备企业在与火电企业议价的过程中具有较强的话语权，整体处于卖方市场。同时，由于火电装备制造业具有较高的资金和技术壁垒，且国内产能已远高于国内市场需求转而向国外市场寻求吸纳，因而火电行业向装备制造业方向延伸产业链的可能性较小，预计未来火电行业对火电装备行业的议价能力将继续维持相对弱势。

2. 购买者的议价能力

电价政策由政府主导时，政府确定标杆电价，电网公司处垄断地位；未来随着我国电价改革的推进，电力销售市场化形成后，发电企业间竞争加剧，下游用户的议价能力将会大大提高。

电力行业下游消费客户包括三次产业的企业客户和城乡居民客户。基于目前电能国民经济生活的不可替代性，电力下游客户除了决定用电总量，在具体购电方式上不具有很多话语权。我国目前电价政策由政府主导，政府确定标杆电价及各单位上网电量，不考虑用电大户直购电等电价改革试点情况，电网公司是发电企业唯一客户，也是用电企业唯一供应商。在这种的模式下，电网公司是市场的垄断者，无论是发电企业还是用电企业议价

能力都很弱。在国家政策的鼓励下，近年来非化石能源装机规模、发电量迅速增加，未来随着国家对于煤电项目的进一步限制，非化石能源发电量在总发电量中的占比将会进一步提高，电网公司会有更多选择。但考虑到光伏、风电、水电等受到时间、季节、电荷不稳等诸多限制，以及目前电网接纳能力不足、系统调峰能力不足等因素，火电仍是电网公司保证电荷稳定的首选。

不过，随着我国电价改革的推进，未来发电企业与用户、售电企业直接交易的电量、上网电价和销售电价有望实现由市场形成，即通过自愿协商、市场竞价等方式自主确定上网电价，发电企业和用电企业的议价能力将得到发挥。火电企业相对于非化石能源发电企业具备一定的成本优势，电力市场化改革对其他电源企业的冲击将大于对火电企业的冲击。特别是规模较大的火电企业，将突显出与规模实力相匹配的议价能力。但考虑到目前电力行业产能过剩，电力销售市场化形成后，将会刺激发电企业间竞争加剧，协商电价可能会低于目前的上网电价。

3. 替代品的替代能力

近年来非化石能源装机及发电量的快速增长，火电装机容量在电力装机容量中的占比呈现逐年下降趋势，未来预计占比将进一步降低，非化石能源发电对火电的替代作用逐步体现；但是，由于目前新能源的开发受到技术和资源的限制，新能源发电成本远远高于火电，预计短期内火电依然会是我国最重要的电力来源。

火电行业作为电力行业的子行业，在一定条件下是可以被取代的，目前，对火电具有取代作用的电能包括水电、核电、风电、光伏以及其他的发电方式。我国可再生能源丰富，水能可开发利用量达 5 亿千瓦，风能资源近 7~12 亿千瓦，太阳能资源丰富地区面积占陆地国土面积的 2/3，可开发利用量达 22 亿千瓦，生物质资源年可利用量达 4 亿多吨标准煤，地热能、海洋能资源也非常丰富，都具有很好的利用前景。此外，我国潜在铀资源十分丰富，预测天然铀资源总量达 200 万吨，在利用核能资源方面也有很大的发展潜力。近年来，我国非化石能源发电发展迅速，已成为能源供应的重要组成部分。其中，水能是我国当前开发利用规模最大的可再生能源。根据国家能源局数据显示：截至 2015 年底，我国水电装机规模（不包括抽水蓄能）达 3.0 亿千瓦，发电量达到 10,985 亿千瓦时，占总发电总量的 19.6%；风电已超过核电成为继火电、水电之后的我国第三大电源，并网装机容量达到 1.29 亿千瓦，全年上网电量为 1,863 亿千瓦时，占总发电量的 3.3%；并网光伏发电装机容量 4,318 万千瓦，发电量 392 亿千瓦时，占总发电量的 0.7%；核电装机容量 2,608 万千瓦，上网电量为 1,708 亿千瓦时，占总发电量的 2.9%。非化石能源发电装机占比达到 34%，发电量占比 26%。由于火力发电需要燃烧煤炭等不可再生资源，且存在一定程度的污

染问题，为了保证国家的能源安全，国家加大对新能源和清洁能源开发利用的支持力度，近年来非化石能源装机及发电量的快速增长，火电装机容量在电力装机容量中的占比呈现逐年下降趋势。未来，随着对太阳能、风能等可再生能源的开发深度和广度的不断提高，非化石能源发电对火电的替代作用将逐步体现。

但是，目前来看，由于目前新能源的开发受到技术和资源的限制，新能源发电成本远远高于火电，预计短期内火电依然会是我国最重要的电力来源。

4. 潜在竞争者进入的能力

由于资源壁垒高、审批要求严格等原因，国内其他行业投资主体进入火电行业难度较大；同时，由于电力需求低迷、火电行业产能过剩等原因，国外电力巨头进入中国火电市场的动力不足，预计未来火电行业的潜在进入者比较少。

火电行业的潜在进入者主要包括各种有意进入火电行业的国内其他行业投资主体，以及有意进入中国市场的国外电力投资主体。总体看，国内火电市场格局已经固定，少数存在的火电行业的潜在进入者对现有行业格局基本没有影响。首先，电力行业特别是火电行业作为国家重点管控的基础行业，政策方面存在一些壁垒，例如在中国境内从事火电行业开发经营必须要获得国家电力监督委员会的许可，火电项目审批程序和要求与其他电源项目类型相比也较为严格。其次，火电行业还具有较高的资金壁垒，土地和固定资产投资较大，但对应的回收周期很长，资产回报率也并不可观，对资本的吸引力较小。此外，选址和技术方面也存在一些壁垒，技术方面要求具备相应的技术和专业人员积累，选择则要考虑到最优地理布局的问题，这种布局点既要能便于获得煤炭资源，又要在电网拓扑结构中处于有利位置，目前国内主要电源点位置资源已基本被分割完毕。因此，跨行业投资火电项目的难度很大。同时，由于中国电力行业政策性较强等原因，外商电力企业已经经历了不止一次的撤资狂潮，加之前几年火电项目投资规模较大、装机陆续投产，而中国经济增速降低，下游需求不足造成电力行业产能过剩，国外电力巨头进入中国火电市场的动力不足。

5. 行业内竞争者的竞争能力

目前火电行业集中度较高，五大发电集团在火电行业中占据绝对优势，各省属区域性电力集团也具有较强的竞争能力；考虑到火电行业对于资源、技术、人员等的较高要求，预计未来具备较强竞争实力的火电企业规模将继续保持优势地位、竞争实力将得到进一步加强，火电行业竞争格局将保持稳定。

近年来，火电行业装机规模不断扩大但行业整体竞争格局保持稳定。具体看来，五大发电集团是电力行业主力梯队，2015 年五大发电集团总装机占比为 47.91%。部分省属区域性电力集团也拥有较大规模的装机规模，但与全国性电力集团相比差距较大。考虑到火电行业对于资源、技术、人员等的较高要求，预计未来具备较强竞争实力的火电企业规模将继续保持优势地位，行业规模排序将不会发生显著变化，竞争格局将保持稳定。

表 8 2014~2015 年主要火电企业可控装机容量及占比情况（万千瓦、%）

企业名称		2014 年		2015 年	
		装机规模	占比	装机规模	占比
第一梯队	中国华能集团公司	11,918.00	12.98	12,348.00	12.47
	中国华电集团公司	8,958.73	9.76	9,627.97	9.72
	中国国电集团公司	9,163.00	9.98	9,464.00	9.56
	中国大唐集团公司	9,056.40	9.86	9,170.60	9.26
	国家电力投资集团公司	6,333.36	6.90	6,827.39	6.89
	小计	45,429.49	49.48	47,437.96	47.91
第二梯队	神华集团有限责任公司	6,153.00	6.70	7,271.00	7.34
	国家开发投资公司	812.59	0.88	930.02	0.94
	华润电力投资有限公司	1,693.00	1.84	1,711.47	1.73
	小计	8,658.59	9.43	9,912.49	10.01
合计		54,088.08	58.91	57,350.45	57.92

资料来源：各公司募集说明书等公开资料，联合评级整理。

七、行业政策

目前对火电行业影响较大的行业政策主要集中在新增装机控制方面及电网改革方面。

1. 煤电新增规模政策及影响

从新增规模来看，“十三五”期间国家将严格控制煤电新增规模，预计未来受煤电新增规模大幅减少的影响，火电装机新增规模将会大幅减少，火电“急刹”已成为必然。

国家发改委和国家能源局于 2016 年 3 月 17 日联合发布《关于促进我国煤电有序发展的通知》（以下简称《通知》），提出：“严控各地煤电新增规模，即对经电力电量平衡测算存在电力冗余的省份（不包含革命老区和集中连片贫困地区煤电项目），采取取消一批、缓核一批、缓建一批等措施，适当放缓其现有纳入规划及核准在建煤电项目的规划建设。其中，所谓取消一批是指取消 2012 年及以前纳入规划的未核准煤电项目，相应规模滚入当地未来电力电量平衡，待 2018 年后结合电力供需情况再逐步安排。缓核一批是指全国有 13 个省（区）（黑龙江、山东、山西、内蒙古、江苏、安徽、福建、湖北、河南、宁夏、甘肃、广东、云南）2017 年底前暂缓核准除民生热电外的自用煤电项目。缓建一批是

指全国有 15 个省（区）（黑龙江、辽宁、山东、山西、内蒙古、陕西、宁夏、甘肃、湖北、河南、江苏、广东、广西、贵州、云南），除民生热电外的自用煤电项目，尚未开工建设的，2017 年底前暂缓开工；正在建设的，适当调整建设工期，把握好投产节奏”。受此影响，2016 年 1~8 月，火电新增装机 2,875 万千瓦，较上年同期少投产 207 万千瓦，同比下降 6.71%。

2016 年 9 月 23 日，国家能源局发布了《关于取消一批不具备核准建设条件煤电项目的通知》（国能电力[2016]244 号），取消了一批 15 项、1,240 万千瓦不具备核准建设条件的煤电项目，并明确要求：“对于存在拒不执行“取消一批”、“假取消、真建设”等违规行为的煤电项目，相应省（区、市）发展改革委（能源局）要责令其立即停止建设，并视情况对项目单位及其所属集团公司实行限批新建煤电项目、开展自用及外送煤电项目优选工作时不予考虑，电力工程质量监督中心站不予进行质量监督注册，国家能源局及其派出机构不予办理业务许可证并通报全国，电网企业不得予以并网，银行及金融机构依据法律、法规和国家有关规定停止对其发放贷款等措施”。这就意味着，这些项目，即使是正在建设当中，也必须马上停建。这批项目纳入规划的时间分布在 2009 年至 2012 年之间。据国际能源网能源资讯频道信息显示，在这些取消的项目中，如果按照投资主体来排序，国电集团在五大发电集团中被取消的项目最多、受到的影响最大，总计有 5 个项目、650 万千瓦被取消，占被取消总量 1240 万千瓦的 52.4%；其次是大唐集团，有 3 个项目、190 万千瓦被取消，占比 15.3%；接下来是华电集团，有 1 个项目、30 万千瓦被取消，占比 2.4%；华能集团、国电投集团则没有项目被取消。另外 6 个项目，则分属晋能（2 个，140 万千瓦）、华润（1 个，60 万千瓦）、广州发展（1 个，100 万千瓦）、新矿（1 个，30 万千瓦）、香港美亚（1 个，40 万千瓦）等五个投资主体。

根据目前消息，“十三五”前两年将暂缓核准新建煤电项目，后三年根据国家总量控制要求，合理安排分省新增煤电装机规模。未来 5 年，中国煤电投产装机控制在 10.5 亿千瓦左右。根据国家能源局对 2019 年煤电规划建设风险预警的结果显示，即便到 2019 年，能够新建火电的省份也仅仅 4 个，未来五年火电新增装机必然有限。

2. 电力体制改革政策及影响

此次电力价格改革的总体思路是“管住中间，放开两头”，输配电价改革就是“管住中间”的关键改革措施，打破电网在“买电”和“卖电”两头的“双重垄断”，为电力价格市场化奠定基础。过去，电网企业主要通过收取“卖电”和“买电”的差价获取利润，改革后将按照“准许成本加合理收益”的原则收取“过网费”；政府单独核定输配电价从制度上改变了电网盈利模式，电价机制将更趋市场化，大用户直购电改革使发电企业能够争取更多电量，降低固定成本，减少效益流失，但目前电力市场过剩，容易引发过度竞

争，加剧电价水平下降，企业盈利空间可能进一步压缩，在可以预见的未来几年内，小规模火电企业倒闭潮可能到来；发电行业长远将可能出现盈亏分化、优胜劣汰、兼并重组的局面。

（1） 电力体制改革的思路及进展

现行电力体制下，电网公司实行统购统销，发电企业向电力公司出售电力，电力用户向电网公司购买电力，发电企业和电力用户彼此之间缺少沟通，因此电力用户一味抵制电力价格提高，不理解由于安全、环保和低碳要求导致的电力成本价格上升，因此发电企业用于相应领域的成本也没有办法及时回收。为解决上述矛盾，国家积极推行电力体制改革。2015年3月15日，国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）（以下简称“《电改9号文》”），此次改革方案明确了“三放开、一独立、三强化”的总体思路，通过改变目前电网公司统购统销的垄断局面，使电力买卖双方有机会自行直接商谈，决定电量、电价，打破电网公司的垄断地位，给大机组发电企业提供进一步的创利空间。

2015年11月30日，为贯彻落实《电改9号文》，推进电力体制改革实施工作，由国家发展改革委、国家能源局和中央编办、工业和信息化部、财政部、环境保护部、水利部、国资委、法制办等部门制定，经报请国务院同意，并经经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）审议通过，国家发改委、国家能源局正式公布6大电力体制改革配套文件。具体包括：《关于推进输配电价改革的实施意见》、《关于推进电力市场建设的实施意见》、《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》、《关于有序放开发用电计划的实施意见》、《关于推进售电侧改革的实施意见》、《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》。

2016年，为贯彻落实电改9号文和6大配套文件，国家发展改革委和国家能源局继续发布《关于全面推进输配电价改革试点有关事项的通知》、《关于征求做好电力市场建设有关工作的通知（征求意见稿）》、《关于有序放开发用电计划工作的通知（征求意见稿）》。电价改革方面，在18个省级电网输配电价改革试点基础上，2016年9月进一步开展14个省级电网启动输配电价改革试点；并提出2017年，在西藏电网，华东、华中、东北、西北等区域电网开展输配电价改革试点。电力市场建设方面，提出2016年力争直接交易电量比例达到本地工业用电量的30%，2018年实现工业用电量100%放开，2020年实现商业用电量的全部放开的中长期市场建设目标；明确10千伏及以上电压等级工商业用户可直接与发电企业交易，也可委托售电公司参与直接交易，10千伏以下电压等级工商业用户可通过售电公司参与直接交易。放开发、用电计划方面，提出煤电企业与售电企业、用户签订发购电协议，各地测算确定煤电机组保障执行的发电小时基准数，并逐步减少煤电机组非市场化电量等。

此次电力体制改革的总体思路是“管住中间，放开两头”，推进市场化。输配电价改革是电力体制改革和价格机制改革的关键环节，也是电力供给侧结构性改革的重要内容。输配电价改革就是“管住中间”的关键改革措施，目的是转变对电网企业的监管模式，打破电网在“买电”和“卖电”两头的“双重垄断”，为电力价格市场化奠定基础。过去，电网企业主要通过收取“卖电”和“买电”的差价获取利润，改革后将按照“准许成本加合理收益”的原则收取“过网费”。

从具体的改革方式来看，本轮电力改革主要是通过建立多个电力交易中心来搭建用户和发电企业的交易平台，从而逐步取消电网公司的售电业务，来推行电力行业的市场化运营。据北极星电力网信息显示，自2015年3月“电改9号文”发布以来，截至2016年9月，国家已经批复了多个试点：2个电力体制改革试点：甘肃和海南；5个售电侧改革试点，分别为广东、重庆、新疆建设兵团、福建和黑龙江；13个综合性改革试点，分别为贵州、云南、广西、山西、北京、湖北、四川、辽宁、陕西、安徽、河南、新疆维吾尔自治区和山东。截至2016年9月，全国各省市已发布的方案中，官方发布的有2个总体性实施方案、2个竞价规则，2个交易细则，2个电力体制改革试点方案，4个售电侧试点改革方案和13个综合试点改革方案。

本轮电改中，最值得一提是售电公司的成立。据北极星电力网不完全统计，截至2016年12月16日，全国范围内已成立3512家售电公司。改革后直接收电费的单位不再是“国家电网公司”和“南方电网公司”，而是新成立的当地区的售电公司。售电公司的成立是电价市场化的标志。随着发用电计划有序放开，市场化电量不再列入计划，无需备案核准，2016年市场化交易电量大幅增长，以南方电网为例，2016年1~5月，南方电网完成省内市场化交易电量502亿千瓦时，占网内售电量16.6%，预计今年全网市场化交易电量将达1,440亿千瓦时，约占网内售电量的18%。

（2）电力体制改革对于发电企业的影响

本次改革有利于电力价格市场化的形成，电力价格市场化将会促使发电企业加强成本管控、优化产业布局和产业链延伸；但同时，新的电价机制也容易引发过度竞争，从而加剧电价水平下降，火电企业盈利空间将被进一步压缩；可以预见，未来几年内，将会有大量包袱重、效率低、管理差的火电企业面临被市场淘汰的风险，火电行业长远将可能出现盈亏分化、优胜劣汰、兼并重组的局面。

①电力体制改革后的电价机制

国家发改委、国家能源局正式公布6大电力体制改革配套文件对上网电价、输配电价、销售电价形成机制进行了全新构建，将进一步促进能源资源优化配置，提高能源利用

效率和清洁能源消纳水平。新的电价机制包括两方面：**1、独立核定输配电价**。本轮电改要求对具有自然垄断属性的输配电网环节加强政府监管、实行政府定价，确保电网公平开放、市场公平交易，并更好地实现电网科学规划，充分发挥电网规模效益、提高管理效率。《关于推进输配电价改革的实施意见》（以下简称“《意见》”）明确了输配电价改革将按照试点先行、逐步扩大的原则平稳推进，将分为调研摸底、制定试点方案、开展成本监审、核定电网准许收入和输配电价四个阶段。《意见》明确，凡开展电力体制改革综合试点的地区，直接列入输配电价改革试点范围。在深圳、内蒙古、安徽、湖北、宁夏、云南、贵州等试点省份的基础上，个性化制定针对性强、可操作性强的试点方案。按照准许成本加合理收益的原则，在统一组织输配电价成本监审的基础上，以有效资产为基础核定电网企业准许总收入和分电压等级输配电价。分类推进交叉补贴改革，结合电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴，逐步减少工商业内部交叉补贴，妥善处理居民、农业用户交叉补贴。**2、上网电价、销售电价实行“双轨制”**。本轮电改要求在发电侧和售电侧实行市场开放准入，引入竞争，放开用户选择权，形成多买多卖的市场格局，价格由市场形成，发挥市场配置资源的决定性作用。《关于有序放开发用电计划的实施意见》明确，对一产用电、三产中的重要公用事业及公益性服务行业用电、居民生活用电优先购电，相应的销售电价、上网电价均执行政府定价；对于发电企业与用户、售电企业直接交易的电量，上网电价和销售电价初步实现由市场形成，即通过自愿协商、市场竞价等方式自主确定上网电价。《关于推进售电侧改革的实施意见》明确，放开的发用电计划通过双方自主协商确定或通过集中撮合、市场竞价的方式确定交易价格。发售电价采取“双轨制”管理，一是可以确保我国电力的廉价、安全、清洁等基本要素，达到“确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，确保维护电网调峰调频和安全运行，确保可再生能源发电依照规划保障性收购”的目的；二是在安全经济地满足全社会用电需求的情况下，发挥价格的引导作用，形成完整的电价传导机制，使电价能够如实反映资源稀缺程度和市场供求关系，让市场在电力资源配置中发挥决定性作用。

②电价改革对发电企业的影响

新的价格形成机制和市场环境将给发电企业带来机遇和挑战。

一方面，**市场竞价有利于促使发电企业加强成本管控**。新的定价机制确立之后，原有标杆上网电价政策保护将被取消，按机组容量平均分配电量的传统模式也将被打破，不同发电企业经营差距会明显拉大。电价市场化改革后，发电企业的竞价能力与生产成本（煤价等）关联度越来越高，容量大、效率高、符合环保政策的机组具有较强的竞争优势，利用小时会得到大幅提升，经营效益将明显优于老旧机组。新的改革形势将促使发电企业加强存量资产管理，巩固价值创造理念，加快企业从生产型向经营型转变。**同时，新价格机**

制有利于推动发电企业优化产业布局。价格机制调整将引导发电企业优化资源配置、调整商业模式。发电企业在今后规划电源布局选址时，将更多考虑输配电价改革后对跨省区送电、新能源并网的利好，并要考虑售电侧竞价因素，通过优化布局提高市场竞争力。此外，售电侧放开后允许符合条件的发电企业投资组建售电公司，有利于发电企业延伸产业链，实行发售一体。产业链向下游延伸后，发电企业将加强内部协调，发掘电力产品的附加价值，开辟新的利润增长点。

另一方面，改革的压力基本也集中在了发电企业身上。在目前的电力市场过剩加剧、经济稳增长压力加大的背景下，新的电价机制容易引发过度竞争，电力市场竞争将更加激烈、公平、直接，从而加剧电价水平下降，企业盈利空间可能进一步压缩。此外《关于有序放开发用电计划工作的通知》规定，未来几年内，电力企业的所有发电量都将被推向市场，上网电价和销售电价将会全部放开，同时要求未来要优先保证水电、核电等非化石能源发电机组上网。

八、行业信用评级情况

1. 评级分布

从级别分布上看，存续期内，以火电业务为主的企业的信用等级以 AAA 居多，合计 28 家；其次为 AA+，合计 13 家，AA 为 8 家；AA- 级企业数量仅 1 家，为登封电厂集团有限公司。

表 9 火电行业评级样本分布情况（单位：家、%）

级别	企业数量	占比
AAA	28	56.00
AA+	13	26.00
AA	8	16.00
AA-	1	2.00
合计	50	100.00

资料来源：Wind 资讯，联合评级整理。

注：以上表格中样本数为 50 家，与发债存续企业数量存在差别，主要系部分企业所发行债券为非公开发行，未进行信用评级以及部分企业没有相关数据予以删除所致。

2015 年~2016 年 7 月底，火电行业级别调整企业共 1 家（下调 1 家），评级机构为联合资信。

国家电投集团贵州金元股份有限公司主体信用级别由 AA+ 下调至 AA，国家电投集团贵州金元股份有限公司 2015 年资产合计 533.60 亿元，较上年增加 10.16%，负债合计 479.03 亿元，较上年增加 2.93%，营业收入合计 95.14 亿元，较上年减少 28.82%，净利润-6.27 亿元，其中归属于母公司所有者净利润-8.20 亿元，较上年大幅减少 140.94%。

表 10 2015~2016 年 7 月底电力行业企业级别调整情况

发行人	原级别	原展望	调整后级别	调整后展望	调整日期	上调/下调	调整评级机构
国家电投集团贵州金元股份有限公司	AA+	稳定	AA	负面	2016 年 6 月	下调	联合资信

资料来源：Wind 资讯

2. 发债主体性质分析

从发债主体性质上看，AAA 的企业均为火电行业龙头企业，且均为中央国有企业和地方国有企业，业务范围涉及全国；AA+企业中，中央国有企业、地方国有企业、中外合资企业分别为 4 家、7 家和 2 家；AA 企业中，中央国有企业、地方国有企业和中外合资企业分别为 2 家、5 家和 1 家；AA-为地方国有企业。

表 11 发债主体性质及评级结果分布（单位：家）

主体性质	AAA	AA+	AA	AA-	总计
中央国有企业	17	4	2	--	23
地方国有企业	11	7	5	1	24
中外合资企业	--	2	1	--	3
总计	28	13	8	1	50

资料来源：Wind 资讯，联合评级整理。

总体看，我国火电行业发债主体的性质多为中央和地方国有企业，且级别均在 AAA~AA 之间。

3. 财务指标分析

从财务指标来看，2015 年，AAA 级企业资产均值为 2,392.99 亿元，所有者权益均值为 602.32 亿元，总营业收入均值为 645.46 亿元，净利润均值为 66.29 亿元，经营性净现金流均值为 228.90 亿元，各项财务指标均远远优于 AA+及以下级别企业，主要系 AAA 级企业均为全国范围内火电行业龙头企业。同时，随着信用级别的下沉，企业的规模也逐步降低，与规模相关的前述指标多呈现下降态势。

从负债率上看，火电行业资本密集程度较高，项目投资金额较大，产能建设期较长，加之企业存在持续的流动资金需求，行业整体债务杠杆偏高，对外部融资的依赖性较大。对于大型企业，其融资能力较强，融资规模较大，其资产负债水平明显优于其他级别企业。具体来看，AAA 级企业资产负债率均值为 64.62%，AA+级企业为 68.24%，AA 级企业为 75.33%，AA-级企业为 75.83%。

从偿债能力上看，2015 年，AAA 级企业流动比率和速动比率处于最低水平，其流动比率均值为 0.46 倍，流动资产对流动负债的覆盖能力较弱；速动比率均值为在 0.33 倍；AA+ 级企业流动比率和速动比率均值分别为 0.72 倍和 0.51 倍；AA 级企业的流动比率和速动比率均值分别为 0.68 倍和 0.49 倍；AA-级企业的流动比率和速动比率均值分别为 0.74 倍和 0.66 倍。2015 年，AAA、AA+、AA 和 AA-级别企业的平均 EBITDA 有息债务覆盖倍数分别为 0.31 倍、0.23 倍、0.16 倍和 0.16 倍，AAA 级企业覆盖倍数较高，但整体覆盖水平一般。

从营运能力上看，AAA 及 AA+级别企业的存货周转率显著高于 AA 及 AA-级别企业，AA 及 AA-级别企业应收账款周转率高于 AAA 及 AA+级别企业，账款回收力度较高。

从盈利能力上看，AAA 级企业的净资产收益率水平最高，主要原因可能是 AAA 级企业无论是生产规模还是品牌知名度均高于其他级别企业，在原材料采购方面具有一定的议价能力，能够获得较高的收益水平。

表 12 2015 年火电企业主要指标均值分布情况（亿元、%、倍、次）

级别	家数	总资产	所有者权益	营业总收入	净利润	经营活动净现金流	资产负债率	流动比率	速动比率	净资产收益率	总资产报酬率	存货周转率	应收账款周转率
AAA	28	2,392.99	602.32	645.46	66.29	228.90	64.62	0.46	0.33	13.48	8.37	18.85	9.35
AA+	13	339.31	110.44	93.51	5.89	22.78	68.24	0.72	0.51	10.04	7.08	24.02	8.07
AA	8	215.83	42.21	40.88	2.14	9.34	75.33	0.68	0.49	5.87	5.67	9.68	16.49
AA-	1	72.63	17.55	17.05	1.89	3.69	75.83	0.74	0.66	7.19	7.54	7.90	13.77

资料来源：Wind 资讯，联合评级整理。

总体看，在下游用电需求提振疲软、电力行业产能过剩情况的加剧的环境下，具有规模优势的火电企业具有较高的盈利水平，抗风险能力较强。

4. 装机规模和发电量规模分析

装机规模和发电量方面，在能够搜集到相关数据的 19 家样本企业中，AAA 级企业共 15 家，总装机容量位于 396.18 万千瓦~16,063 万千瓦之间，其中火电装机容量位于 187.5 万千瓦~12,348 万千瓦之间；总发电量位于 159.79 亿千瓦时~6,146 亿千瓦时之间，火电发电量位于 94.5 亿千瓦时~3,980.3 亿千瓦时之间；AAA 级企业平均总装机容量 4,580.11 万千瓦，平均火电装机容量 3,160.23 万千瓦；平均总发电量 1,681.85 亿千瓦时，平均火电发电量 1,169.84 亿千瓦时；AA+级企业共 3 家，总装机容量位于 615 万千瓦~669 万千瓦之间，其中火电装机规模位于 615 万千瓦~681 万千瓦之间；总发电量位于 241.47 亿千瓦时~299.04 亿千瓦时之间，火电发电量位于 241.47 亿千瓦时~296.76 亿千瓦时之间；AA+级企业平均总装机容量 660.03 万千瓦，平均火电装机容量 654.03 万千瓦；平均总发电量

272.94 亿千瓦时，平均火电发电量 272.18 亿千瓦时；AA 企业 1 家，总装机容量 108 万千瓦，全部为火电装机；总发电量 43.27 亿千瓦时。

总体看，各级别的企业总装机容量、火电装机容量、总发电量和火电发电量规模相差很大。

九、行业展望

在下游需求提振不明显、其他新能源发电方式挤压火电上网电量影响下，未来火电行业产能过剩将不断加剧，火电企业盈利空间进一步受压；火电行业内企业中具有规模优势、区域优势，在上游拥有煤矿资源、在生产过程中成本控制力强、能耗低、排放指标优、安全生产水平高、产能结构配比合理，在下游拥有售电公司、实行发售一体、开辟新的利润增长点的企业将获得较高收益；而规模小、区域差、不具备成本及销售优势的火电企业面临被市场淘汰的风险；长期看，火电行业可能出现盈亏分化、优胜劣汰、兼并重组的局面。

电力投资方面，预计未来我国电力投资将主要集中于新能源发电投资，火电投资将进一步压缩。

装机容量方面，短期内，受前两年火电项目的投入运行影响，火电装机容量将继续增长，火电产能过剩不断加剧，火电企业盈利空间进一步受压；但随着“十三五”期间进一步限制煤电，长期看，火电装机容量增速将大大下降，可能呈现低速增长或不增长的趋势；受煤电项目的限制以及非化石能源装机快速增长的影响，预计未来火电装机容量占比将进一步降低。

发电量方面，火电发电量将继续受下游需求及其他能源发电量挤压影响，随着经济的回暖，下游电力需求增大可能使火电发电量有所增加，但随着非化石能源发电的不断发展，预计未来火电发电量在全部发电量中的占比将继续下降。

火电设备利用率方面，受国家严格控制煤电新增规模以及全社会用电量增速提高影响，未来火电利用小时数降幅有望进一步收窄；华东和华北地区，受益于较好的经济结构，用电需求较大，火电设备年平均利用小时数有望保持在较高水平；受制于自身消纳能力较弱、电力外送通道不畅以及水电挤压火电上网电量的影响，西南地区火电设备年平均利用小时数将继续维持较低水平；考虑到目前整体用电需求提振有限，加之前两年火电投资项目的陆续投产以及非化石能源装机规模的增加，预计在未来几年内，火电发电小时数将继续维持较低水平。

上游成本方面，在电煤成本上升、上网电价不调整的情况下，预计未来一段时期内煤电企业成本压力或将加大，盈利空间将被进一步压缩。

下游需求方面，鉴于电力需求与经济发展息息相关，预计未来在经济形势不能大幅好转情况下，全社会用电量增速有限，火电行业产能过剩局面将进一步加剧，电力需求中第三产业和城乡居民生活用电比重有望进一步提高。

行业竞争方面，未来火电行业的竞争将主要集中在规模实力、技术水平、经营管理三个方面。规模实力方面，通过积极进入上游、参控股煤矿等手段落实煤炭供应，减少上游波动对行业的影响的火电企业将具有更强的规模优势；技术水平方面，拥有较高自主创新能力、自动化水平、信息化建设程度的火电企业将在降低能耗、优化排放指标、保证安全生产方面具有更强的竞争优势；经营管理方面，火电企业将通过优化产能结构配比，如低热值煤发电项目的比例、热电项目的比例、不同区域的比例、与其他清洁能源的比例等强化自身竞争能力。

研究报告声明

联合信用评级有限公司（以下简称“联合评级”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券市场资信评级业务资格。

联合评级在自身所知情范围内，与本研究报告中可能所涉及的证券或证券发行方不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本研究报告中的信息均来源于公开资料，联合评级对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本研究报告所载的资料、意见及推测仅反映联合评级于发布本研究报告当期的判断，仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本研究报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。使用者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本研究报告所载内容和信息并自行承担风险，联合评级对使用本研究报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本研究报告版权为联合评级所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“联合信用评级有限公司”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本研究报告的，联合评级将保留向其追究法律责任的权利。