

火电行业研究报告及展望

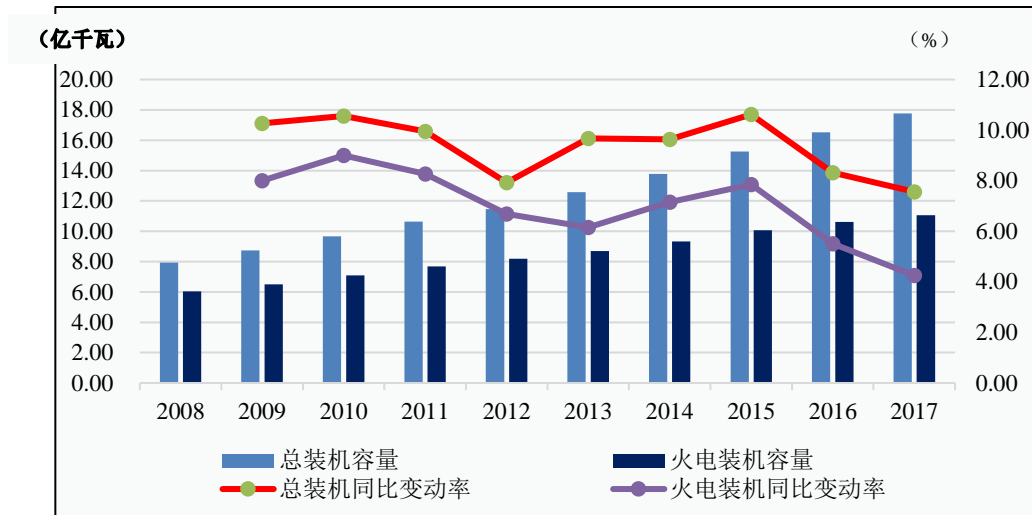
中国是全球电力生产第一大国，发电量约占全球发电量总额的四分之一。从 2008 年的约 3.45 万亿千瓦时到 2017 年的约 6.42 万亿千瓦时，中国发电量年均增长 6.81%。2017 年，中国发电总量达到 64179 亿千瓦时，占全球总量的 25.42%；2018 年 1~7 月，中国发电总量(3.84 万亿千瓦时)已超过欧盟 2017 年全年发电总量(3.29 万亿千瓦时)。2017 年，火电发电量在全国总发电量中的占比 70.92%，较 2008 年下降 10.31 个百分点，但仍然占据中国电力生产主导地位，火电中燃气发电、燃油发电量占比小，本报告研究以煤电分析为主。

一、火电行业发展情况

1. 火电装机容量持续增长，但受电力需求波动和电源结构调整政策影响投资增速放缓，地区分化依然明显

根据中国电力企业联合会（以下简称“中电联”）相关统计数据显示，改革开放以来，中国电力总装机容量呈近指数增长。截至 2017 年底，全国全口径发电装机容量 17.77 亿千瓦，同比增长 7.6%，增速比上年回落 0.75 个百分点。其中火电 11.06 亿千瓦（含煤电 9.81 亿千瓦、同比增长 3.7%），同比增长 4.3%。全国人均装机规模 1.28 千瓦，比上年增加 0.09 千瓦，超过世界平均水平，电力供应能力持续增强。全国 100 万千瓦级火电机组达到 103 台，60 万千瓦及以上火电机组容量所占比重达到 44.7%，比上年提高 1.3 个百分点，非化石能源发电装机及大容量高参数燃煤机组比重继续提高，电源结构持续优化，但从装机容量看，未来很长时间内，火电仍是中国电源主力。截至 2018 年 9 月底，全国 6000 千瓦及以上电厂发电装机容量 17.6 亿千瓦，同比增长 5.3%，其中水电 3.0 亿千瓦、火电 11.2 亿千瓦、核电 3928 万千瓦、并网风电 1.8 亿千瓦；全国 6000 千瓦及以上火电装机容量占同规模电力总装机容量的比重约为 63.6%。电力分布方面，截至 2017 年底，华北、华东、华中、东北、西北、西南、南方地区装机容量占比分别为 21.9%、19.6%、12.7%、7.8%、13.8%、6.9% 和 17.3%，其中火电主要分布在华北、华东地区，占比分别为 27.1% 和 23.5%。

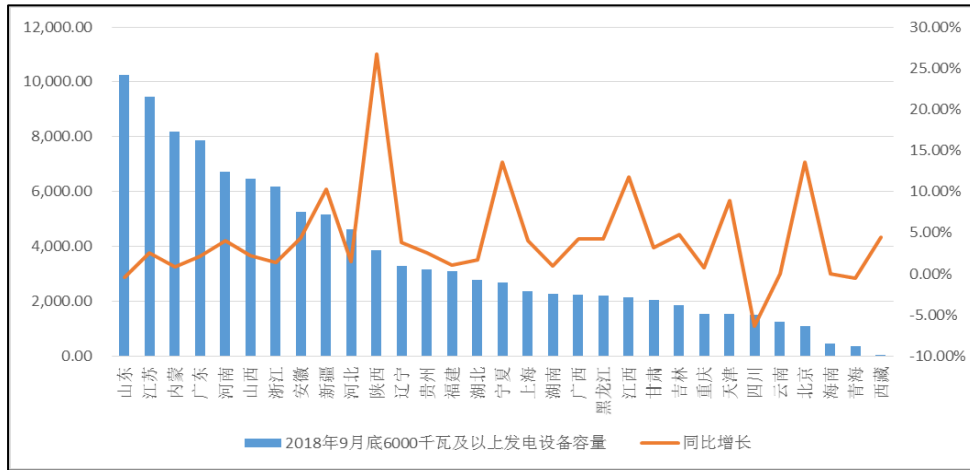
图 1 全国发电装机容量情况



资料来源：中电联

新增装机量方面，从各区域看，全国 6000 千瓦及以上火电发电装机规模集中于华东、华北、华中地区，其中山东、内蒙、江苏、广东、四川、新疆等工业大省或煤炭产区装机规模较大。装机规模增速方面，自 2016 年以来，中国新增火电机组装机量已持续小于新增新能源发电装机量，2018 年前三季度，全国新增发电装机容量 8114 万千瓦，增量同比减少 1280 万千瓦。其中新增火电装机 2379 万千瓦，增量同比减少 719 万千瓦。分地区看，新增装机主要分布在陕西、新疆、宁夏等省份，火电装机项目合计增长 200 万千瓦以上省份共有 7 个，而四川、青海、云南等以水电为主、火电利用小时水平偏低省份装机量则呈现零增长甚至负增长，全国火电以资源和供需为导向发生结构性调整态势明显。国家能源局于 2018 年 3 月发布《2018 年能源工作指导意见》，要求继续减少 2018 年煤电新增装机规模，同时将淘汰高污染、高能耗的煤电机组约 400 万千瓦。预计 2018 年全年全国新增发电装机容量 1.2 亿千瓦，其中，预计非化石能源发电新增装机 7300 万千瓦左右，煤电新增装机略低于 4000 万千瓦，延续了近年来非化石能源装机快速增长、火电装机容量占电力装机容量的比重小幅下降的态势。考虑到“十三五规划”提出到 2020 年全国煤电装机规模力争控制在 11 亿千瓦以内，目前全国火电装机量已超过规划水平，面临极大的装机量增长压力，2016 年开始火电机组审批大幅减少，同时不合规、高耗能项目停建缓建，预计 2017~2018 年投产高峰过后，火电机组装机容量将保持相对稳定，电源结构转变未来将长期保持。

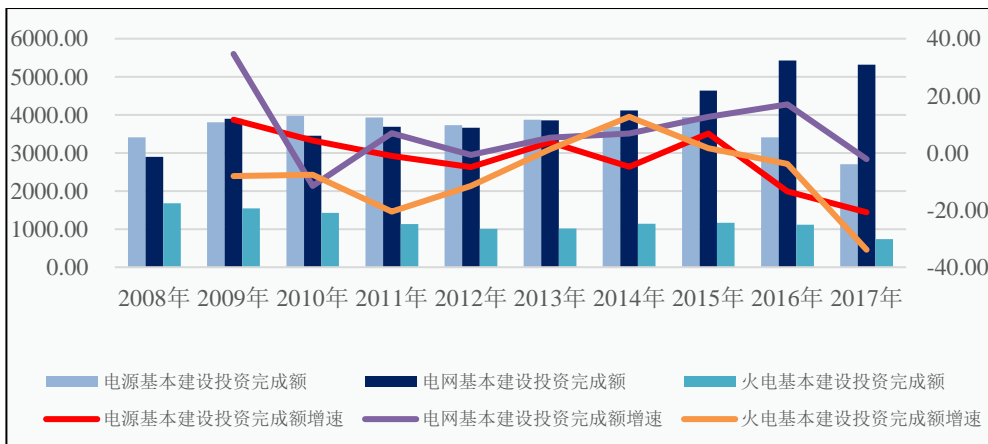
图2 2018年9月底各省规模以上电厂发电装机容量（单位：万千瓦、%）



资料来源：Wind

电力投资方面，国内电力投资结构进一步调整，整体电源投资需求明显减弱，电力电网升级改造力度仍然相对较强。根据中电联统计数据，2017年全国电力工程建设完成投资总额8014亿元，同比下降9.49%。其中电源基本建设投资完成额2700亿元，同比下降20.8%，电源基本建设投资中火电完成投资740亿元，同比大幅下降33.9%，为近十年来最低水平；同期水电投资618亿元，同比增长0.1%；核电投资395亿元，同比下降21.6%；火电投资减少最为明显。2018年前三季度，全国电源基本建设投资完成额1696亿元，同比下降1.8%，其中火电526亿元，同比增长6.2%，增速有所回升。从长远看，中国区域电力供需不平衡，用电结构正发生调整，行业发电小时数仍有待提升，未来电源投资极大可能将维持收缩态势，行业投资重点仍将为电网及配套设施的建设。

图3 全国电力工程建设完成投资情况（单位：亿元、%）



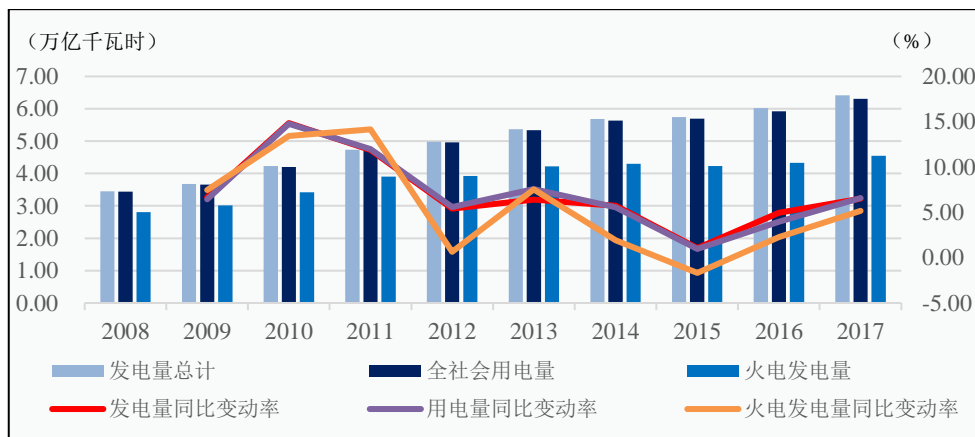
资料来源：中电联

2. 发电量持续增加，火电发电量占比仍在下降

基于全国装机容量和全社会用电需求的持续提升，全国发电量持续增加。2017年，

全国发电量 6.42 万亿千瓦时，同比增长 6.52%，其中火力发电量 4.55 万亿千瓦时，同比增长 5.18%；与 2008 年相比，火力发电量增加 1.75 万亿千瓦时，年均增长 5.54%。分地区看，山东、江苏、内蒙古、广东火力发电量分列前四位；火电比重在 90% 以上的地区有天津、上海、北京、山东、安徽、河南、江苏、山西 8 个地区，其中北京基本为燃气发电，天津、上海燃气发电占火电比重在六分之一左右，其余地区仍多为煤电，火电发电结构预计将不断向燃气发电倾斜。2018 年前三季度，全国发电量为 5.04 万亿千瓦时，同比增长 7.4%，其中火电发电量 3.69 万亿千瓦时，同比增长 6.9%。

图 4 全国发电量、用电量情况



资料来源：中电联

从电源结构看，随着水电、核电、风电及并网光伏装机量上升，2008 年以来火电发电量占全部发电量比重波动下降，2017 年为 70.92%，较 2008 年（81.22%）下降 10.30 个百分点，2017 年煤电发电量占比 64.7%。相比之下，2017 年全国非化石能源发电量同比增长 9.96%，其中新能源（并网风电与光伏）发电量同比增长 36.6%，对全国发电量增长贡献率达 28.6%，成为重要的电源增长来源。据《国民经济和社会发展第十三个五年发展规划纲要》内容，提出到 2020 年，中国非化石能源占一次能源消费总量比重将由 2016 年的 13.3% 增至 15% 左右，同时考虑目前各电源投资情况、发电量增速和政策规划，预计未来中国火电发电量占比将进一步下降。

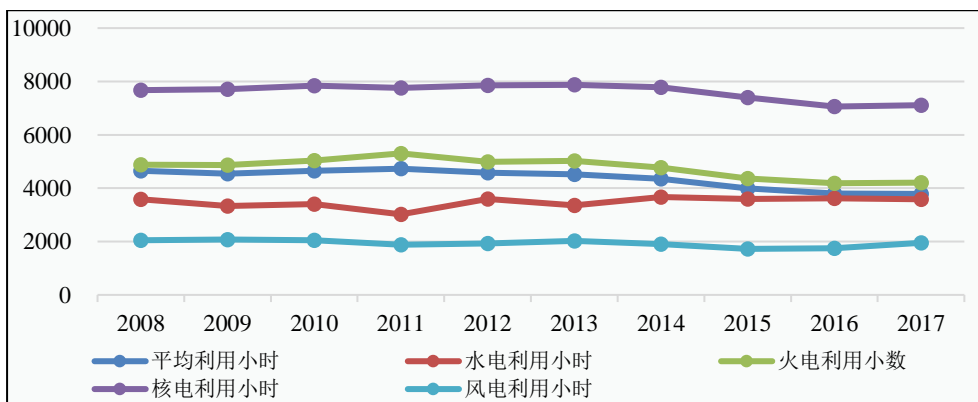
3. 用电需求上升，设备利用率水平波动回升

2010~2014 年，全国电力需求增速受宏观经济影响呈波动下降趋势，2015 年以来逐步复苏回升。下游行业供给侧改革、基础设施投资加大带动第二产业发展回暖，同时两大电网于 2017 年共推广完成电能替代电量 1286 亿千瓦时，达到全社会用电量 2.0%，均为带动全社会电力消费增速回升的主要驱动力。2017 年，全国全社会用电量 6.31 万亿千瓦时，同比增长 6.57%，增速连续两年回升，其中第二产业用电量 4.44 万亿千瓦时，

同比增长 5.55%；此外，受电能替代步伐加快、夏季气温偏高等因素影响，第一产业、第三产业分别实现了 7.34%、10.66%的用电高增长率，对应用电量比例均有所提升；全国人均用电量和人均生活用电量分别为 4589 千瓦时和 628 千瓦时，分别比上年增加 268 千瓦时和 44 千瓦时。

2018 年前三季度，在高技术及装备制造业用电快速增长、高载能行业增速逐季上升、消费品制造业平稳较快增长的支撑下，第二产业用电量实现较快增长，全国全社会用电量 5.11 万亿千瓦时、同比增长 8.9%，增速同比提高 2.0 个百分点。其中，一、二、三季度分别增长 9.8%、9.0%和 8.0%，增速连续 9 个季度保持在 5.5%~10%的增长区间。国内消费保持平稳较快增长、服务业用电保持快速增长，也使得第一产业、第三产业用电量继续提升。

图 5 全国 6000 千瓦及以上发电设备利用小时情况（单位：小时）



资料来源：中电联

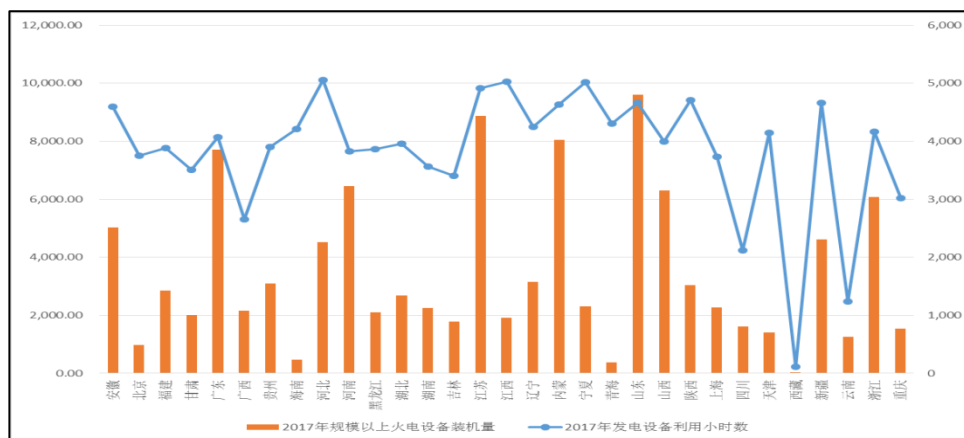
机组利用效率方面，2008 年以来，受发电装机规模总量快速提升以及电力需求增速波动下降影响，全国发电机组平均利用小时数呈波动下降趋势。2017 年全国 6000 千瓦及以上发电设备平均利用小时数为 3786 小时，同比下降 11 个小时。其中，火电机组平均利用小时数为 4209 小时，同比提升 23 小时，为 2014 年以来首次回升；2018 年前三季度，全国 6000 千瓦及以上发电设备平均利用小时数为 2905 小时，同比增长 94 小时。其中，火电利用小时数为 3276 小时，同比大幅提升 158 小时。火电设备利用率有所回升，一方面为全社会用电量增速连续两年回升所致，另一方面，近年来中国不断投资电网建设，电网规模稳步增长，跨省区输送能力大幅提升。设备利用率的提高带来火电企业盈利能力复苏，据国联证券股份有限公司研究所统计，2017 年，27 家 A 股火电企业总营业收入实现 2014 年以来首次净增长，2018 年上半年同比增速达 16.97%，但根据国家统计局数据，当前全国火电企业亏损面仍接近一半，电煤价格压力和区域性用电供需矛盾仍然是企业盈利的重要障碍。

尽管目前整体用电需求增速有所回升，电网建设不断完善，从国内火电装机容量和

实际发电量对比来看,2008年以来火电装机容量不断提升(增速保持在5%~9%区间内),但2014年以来装机同比增幅明显高于火电机组发电量增幅,截至2017年底,火电装机容量达11.06亿千瓦,较2014年增长18.63%,同期火电发电量增长仅为5.77%。考虑到近年新完成火电投资项目投产速度快于电力消费增速,且政策引导下非化石能源装机规模及占比快速提升,预计短期内中国火电设备利用率仍将存在一定的回升压力,设备利用率提升仍需通过供给侧改革引导限制产能扩张实现。

从全国各类发电设备平均利用小时比较来看,2012年以来,全国发电设备平均利用小时数由4579小时波动下降,同期,核电、火电平均利用小时数变动趋势与全国发电设备总体水平基本一致;核电平均利用小时数最高,各年均7000小时以上;火电设备利用率略高于平均水平,利用效率高于风电、水电等输出不稳定电源。

图6 2017年各区域火电装机容量与年利用小时数(单位:万千瓦、小时)



资料来源: Wind

分省份看,由于区域内经济结构、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,中国各区域火电设备平均利用率差异较大。2017年共有3个省份(河北、江西、宁夏)达到5000小时以上,较2016年增加1个省份;有12个省份达到4000~5000小时,较2016年增加1个省份;31个省份(含直辖市)中17个实现设备利用率提高。在低于全国平均水平的省份中,云南和西藏最低,分别为1236和111小时。

4. 电网建设不断完善, 推动电力资源合理分配

2010年以来,中国电网建设投资持续加大,且增速波动增长。回望电网发展轨迹,电网骨干网架日趋坚强,配网、农网供电水平稳步提升,2017年,中国建成“两交五直”特高压输电工程,国家大气污染防治行动计划特高压交直流工程全面建成,基本形成西电东送、北电南供的特高压输电网络,±1100千伏、±800千伏电压等级投资增加较多,跨区输电规模进一步扩大,全国跨区输电能力达到了1.3亿千瓦时,完成跨区送电量4235

亿千瓦时、同比增长 12.1%，跨省送出电量 1.13 万亿千瓦时、同比增长 12.7%。截至 2017 年底，全国电网 35 千伏及以上输电线路回路长度 183 万千米、同比增长 4.0%，其中 220 千伏及以上线路长度 69 万千米，同比增长 6.5%；220 千伏及以上公用变设备容量 37 亿千伏安，同比增长 7.9%。年内新增 110 千伏及以上交流输电线路 5.8 万千米，同比增加 1406 千米；新增直流输电线路 7900 万千瓦，同比多投产 4660 万千瓦。电网建设不断完善，电力普遍服务能力持续增强，全国小城镇中心村电网改造全面完成，惠及农村居民 1.8 亿人，使得部分地区电源利用效能提高，推动了电力资源合理分配。2018 年前三季度，全国基建新增 220 千伏及以上变电设备容量 18691 万千伏安，新增 220 千伏及以上输电线路长度 30559 千米，新增直流换流容量 500 万千瓦。在近两年多条特高压工程陆续投产的拉动下，全国分别完成跨区、跨省送电量 3567 和 9634 亿千瓦时，同比分别增长 14.9% 和 16.5%，增速同比分别提高 3.8 和 5.1 个百分点。

2017 年，全国电网基本建设投资完成额 5315 亿元，同比下降 2.14%；2018 年前三季度，全国电网基本建设投资完成额 3373 亿元，同比下降 9.6%。整体看，电网基本建设投资完成额呈波动增长趋势，且 2014 年以来，电网基本建设投资完成额显著高于电源基本建设投资完成额，预期部分地区电力产能消纳能力还将不断提升。

5. 能效水平不断提高，污染排放大幅下降

节能降耗方面，“十三五”以来，国家不断出台政策，清退小型落后产能。2017 年火电机组退役和关停落后产能 929 万千瓦时，同比增长 62.64%。2018 年政府工作报告提出淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组的要求；国务院《打赢蓝天保卫战三年行动计划》制定专项方案，大力淘汰关停环保、能耗、安全等不达标的 30 万千瓦以下燃煤机组，对于关停机组的装机容量、煤炭消费量和污染物排放量指标，允许进行交易或置换，可统筹安排建设等容量超低排放燃煤机组。重点区域严格控制燃煤机组新增装机规模，新增用电量主要依靠区域内非化石能源发电和外送电满足。随着节能技术改造、大型化火电机组和热电联产机组比重提高，小机组不断清退，60 万千瓦、100 万千瓦超（超）临界机组成为中国主力火电机组，中国火电机组的参数、性能和产量已处于世界领先水平。据主要发电集团火电机组分容量供电煤耗统计显示，100 万千瓦以上超超临界机组供电耗煤仅为 10 万千瓦以下小型机组供电耗煤的 78.5%。根据中电联数据，2017 年 6000 千瓦及以上电厂供电标准煤耗为 309 克/千瓦时，同比减少 3 克/千瓦时，已完成“十三五”规划到 2020 年煤电平均供电煤耗下降到每千瓦时 310 克标准煤以下的目标；火电厂厂用电率 6.04%，比上年提高 0.03 个百分点；输电线损率 6.42%，比上年降低 0.07 个百分点；火电厂单位发电量耗水量保持了 2000 年以来逐年下降的趋势。

清洁化、减排方面，截至 2017 年底，全国已投运火电厂烟气脱硫机组容量约 9.2 亿

千瓦，占全国火电机组容量的 83.2%，占全国煤电机组容量的 93.8%。如果考虑具有脱硫作用的循环流化床锅炉，全国脱硫机组占煤电机组比例接近 100%。同期，已投运火电厂烟气脱硝机组容量约 9.6 亿千瓦，占全国火电机组容量的 86.8%，脱硫脱硝改造效果显著，全国累计完成燃煤电厂超低排放改造 7 亿千瓦，占全国煤电机组容量 7 成以上，提前两年完成“十三五”改造目标任务。2017 年全年烟尘排放量、二氧化硫排放量、氮氧化物排放量分别同比下降 25.7%、29.4% 和 26.5%，单位火电发电量烟尘排放量 0.06 克/千瓦时，同比减少 0.02 克/千瓦时；二氧化硫排放量 0.26 克/千瓦时，同比减少 0.13 克/千瓦时；氮氧化物排放量 0.25 克/千瓦时，同比减少 0.11 克/千瓦时；粉煤灰、脱硫石膏综合利用率保持在 72% 以上的较高水平，整体污染物排放量大幅下降，行业改造成效显著。按照 2018 年 6 月中共中央、国务院发布的《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》，到 2020 年，具备改造条件的燃煤电厂将全部完成超低排放改造，重点区域不具备改造条件的高污染燃煤电厂逐步关停，届时，全国超低排放和节能改造计划将基本完成。同时，部分发电机组由于投产建成时间久，存在较大的改造难度，在达标排放、经济效益及政策导向三方面压力下，机组关停的可能性较大。

二、火电行业重要影响因素

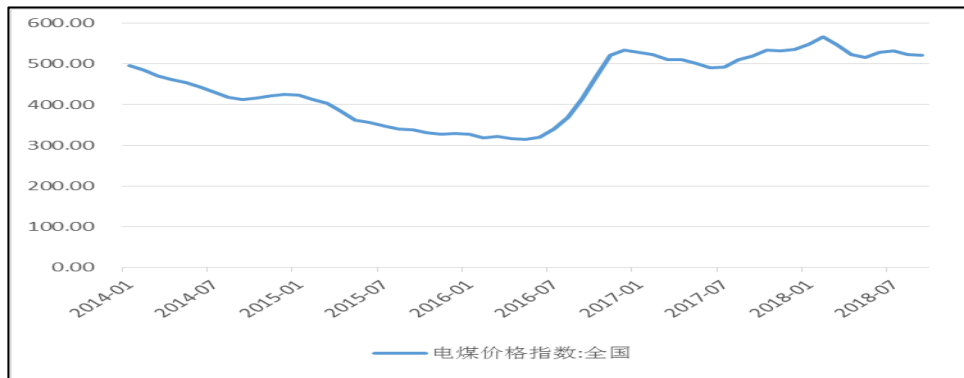
1. 煤炭成本在煤电总成本中占比较高，其供给稳定性系下游电厂稳定发电的保障因素之一；同时煤价波动对煤电企业盈利水平影响大，一方面煤炭价格波动会影响电力企业成本控制水平，另一方面煤价的大幅波动会带动火电上网电价的波动，进而影响电力企业收入水平。由于近期煤炭供给侧改革带动落后产能退出，煤炭供需结构调整导致煤价快速提升且持续高位盘整，煤电企业发电成本快速提升，同时由于上网电价偏低，煤电企业盈利能力明显下滑。

煤炭价格情况

2016~2017 年，随着国家去产能政策的逐步推进，中国已退出落后煤炭产能超过 5 亿吨，2018 年 4 月 9 日，国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局、财政部、人力资源社会保障部、国务院国资委联合印发的《关于做好 2018 年重点领域化解过剩产能工作的通知》提出，2018 年继续退出过剩煤炭产能 1.5 亿吨左右，确保去产能目标实现三年“大头落地”。上游产能清退，叠加火电需求回暖、环保限产等因素，拉动煤价高位运行，为了稳定煤炭市场，发改委、铁路总公司以及大型煤企密集出台相关措施，以保证电煤供应，抑制煤炭价格上涨。2017 年 11 月，发改委出台《关于推进 2018 年煤炭中长期合同签订履行工作的通知》，明确要求 2018 年中长期合同数量应达到自有资源或采购量的 75% 以上，而且要求全年合同履约不低于 90%。这种限量限价的长协合同，一定程度上限制了煤炭成本的过快增长。此外，煤炭进口限制亦有所放松，2017 年初开始，进口煤炭不断增长，2018 年前三季度，全国进

口煤炭 2.29 亿吨，同比增长 11.8%。一系列政策与市场引导措施下，2017 年以来煤炭价格指数保持相对稳定，呈高位波动运行。

图 7 全国电煤价格指数



资料来源: Wind

目前，煤炭行业供给侧结构性改革已经渡过了大规模产能清退阶段，后续行业整合将更加深入，但行业产能去化潜力已有限。按火电企业的一般业务周期特征，每年 7~8 月是动力煤的需求旺季，9 月后将迎来冬储煤的需求，而截至 2018 年 10 月底，沿海 6 大发电集团煤炭库存已经达到了 1623.26 万吨，为 2014 年以来最高点，且沿海电厂持续高库存、低日耗状态运行，对煤价支撑力度有限。整体看，2018 年动力煤价格保持高位震荡，截至 2018 年 11 月 1 日秦皇岛港 5500 大卡煤主流平仓价 645 元/吨。

煤电联动分析

由于中国电力实行计划制，煤炭实行市场制，因此煤和电的价格偏离较高时则电力企业会出现亏损，中国于 2004 年引入了煤电联动机制，在保民生的基础上，以调整上网电价来平衡煤炭价格波动带来的超额收益或严重亏损。2012 年 12 月 25 日，国务院正式发布《关于深化电煤市场化改革的指导意见》，提出当电煤价格波动幅度超过 5% 时，以年度为周期，相应调整上网电价。但受价格波动幅度限制及上下游传导时差影响，煤电联动的价格调整具有一定的滞后性。

受前期电煤价格持续低位盘整影响，火电上网电价历经多次下调。根据国家发改委于 2014 年 8 月 27 日印发的《关于疏导环保电价矛盾有关问题的通知》（发改价格[2014]1908 号），自 9 月 1 日起在保持销售电价总水平不变的情况下，实施火电上网电价调整方案，全国平均将下调 0.93 分/千瓦时（相当于 2%）。根据国家发改委于 2015 年 4 月 17 日发布的《国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》（发改价格[2015]748 号）规定，自 4 月 20 日起，全国统一下调燃煤发电上网电价和工商业用电价格，全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约 2 分钱，下调燃煤发电上网电价形成的降价空间，除适当疏导部分地区天然气发电价格以及脱硝、除尘、超低

排放环保电价等突出结构性矛盾，促进节能减排和大气污染防治外，主要用于下调工商业用电价格。根据国家发改委于 2015 年 12 月 30 日发布的《关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（发改价格[2015]3105 号）规定，为减轻中小微企业负担，促进可再生能源发展、支持燃煤电厂超低排放改造，自 2016 年 1 月 1 日起，降低燃煤发电上网电价和一般工商业销售电价全国平均每千瓦时约 3 分钱。火电上网电价的下调一定程度上压缩了电力企业的盈利空间，增加了运营压力。

由于电煤价格于 2016 年下半年快速回升，且出现暂时性煤电供不应求的局面，导致火电成本快速回升，各火电企业收入和利润水平均有所下降，盈利能力也呈现下降趋势，且已有部分成本控制能力偏弱的企业出现亏损。但根据当期煤炭价格及现有煤电联动作用的测算，短期内不会出现火电上网电价的回调。2017 年 6 月 22 日发改委发布《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》，称为贯彻落实国务院关于取消工业企业结构调整专项资金，降低国际重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金，合理调整电价结构的决定，进一步降低用能成本、助力企业减负，促进供给侧改革，自 2017 年 7 月 1 日起，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项资金，将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准各降低 25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价（从全国平均来看，相当于变相提高电价 0.76 分/千瓦时），有助于缓解燃煤发电企业经营压力。

表 1 2017 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	0.4530	17	河北南网	0.3644
2	湖南	0.4500	18	黑龙江	0.3740
3	海南	0.4298	19	辽宁	0.3749
4	浙江	0.4153	20	天津	0.3815
5	广西	0.4207	21	吉林	0.3655
6	湖北	0.4161	22	陕西	0.3545
7	四川	0.4012	23	北京	0.3598
8	江西	0.4143	24	贵州	0.3515
9	上海	0.4155	25	云南	0.3358
10	重庆	0.3964	26	山西	0.3320
11	山东	0.3949	27	青海	0.3247
12	江苏	0.3910	28	甘肃	0.2978
13	福建	0.3932	29	内蒙古东部	0.3035
14	安徽	0.3844	30	内蒙古西部	0.2829
15	河南	0.3779	31	宁夏	0.2595
16	河北北网	0.3720	--	--	--

资料来源：北极星电力网

注：1、表中电价于2017年7月1日起执行；2、表中标杆上网电价包含脱硫、脱硝、除尘电价，未安装脱硫、脱硝和除尘设施的，按标杆上网电价每千瓦时分别下调1.5分、1分和0.2分。

2018年7月，国家发改委、国家能源局对外发布《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》以及《全面放开部分重点行业电力用户发用电计划实施方案》，备受瞩目的电力市场化改革进一步推进，其中对于煤电价格矛盾明确提出，在确定基准电价的基础上，鼓励在电力交易环节，在合同中约定价格浮动调整机制。鼓励建立与电煤价格联动的市场交易电价浮动机制，引入规范科学、电力交易双方认可的煤炭价格指数作参考，以上年度煤炭平均价格和售电价格为基准，按一定周期联动调整交易电价，电煤价格浮动部分在交易双方按比例分配。具体浮动调整方式由双方充分协商，在合同中予以明确，浮动调整期限应与电煤中长期合同的期限挂钩。该建议实际鼓励将煤炭与电力价格矛盾向下游疏解，将价格传导至电力交易市场化流通环节，有助于缓解煤电企业周期性亏损压力，实现真正意义上的“煤电联动”。

2. 电力行业属国家管控型行业，受政策变化导向明显，包括建设装机容量、上网电量水平、上网电价等各个方面。近年来，国家逐步推行电力改革，在确保机组运营环保达标、电网稳定、电力供需平衡的基础上，放开电网垄断，推进电量、电价市场化。

供给侧改革

电力行业供给侧改革主要体现在严控装机规模和淘汰落后产能两方面；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。

2017年8月，发改委、财政部、央行、国资委、工信部等16部委联合发布《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》（以下简称“《意见》”），《意见》指出“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能1.5亿千瓦，淘汰落后产能0.2亿千瓦以上，实施煤电超低排放改造4.2亿千瓦、节能改造3.4亿千瓦、灵活性改造2.2亿千瓦，全国煤电装机规模控制在11亿千瓦以内。随后在2017年9月，发改委及能源局分别发布《关于印发2017年分省煤电停建和缓建项目名单的通知》和《关于2017年煤电行业淘汰落后产能目标任务（第一批）的通知》。其中，对停建及缓建项目进行了明确说明。

从首批全国煤电调控任务落实情况来看，关停落后产能合计512万千瓦；停建违规项目合计4172万千瓦，涉及投资额1745亿元；推迟缓建项目合计6463万千瓦，涉及投资额2725亿元。

淘汰落后产能力度最大的省、市及地区（以淘汰产能规模排序）包括天津、北京、山西、安徽、江苏，分别关停产能86.0万千瓦、84.5万千瓦、50.0万千瓦、40.8万千

瓦、27.8 万千瓦。

停建违规项目力度最大的省、市及地区（以淘汰产能规模排序）包括山西、山东、广东、内蒙古、广西，分别停建 1608 万千瓦、594 万千瓦、448 万千瓦、386 万千瓦、270 万千瓦；其中仅山西 1 省涉及投资额达 692.5 亿元。

推迟项目力度最大的省、市及地区（以淘汰产能规模排序）包括宁夏、山西、福建、内蒙古、河南，分别推迟 936 万千瓦、746 万千瓦、664 万千瓦、633 万千瓦、580 万千瓦；其中以宁夏为代表的西部省份，缓建力度较大与国家对其可再生能源发电量占全社会用电量比重指标要求、可再生能源消纳问题密切相关，后续规划也或受该地区可再生能源消纳情况影响。

2017 年煤电行业共淘汰停建缓建煤电产能 6500 万千瓦，超额完成了年度各项目标任务。根据 2018 年 8 月国家发改委和能源局下发的《关于加快做好淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组工作暨下达 2018 年煤电行业淘汰落后产能目标任务（第一批）的通知》，2018 年首批确定了 17 省市共计 1190.64 万千瓦的煤电行业落后产能淘汰任务。

表 2 2016~2018 年主要火电去产能政策

时间	颁布部门	政策名称	内容
2016.3	发改委、能源局	关于促进中国煤电有序发展的通知	取消一批不具备核准条件的煤电项目、缓核一批电力盈余省份煤电项目、缓减一批电力盈余省份煤电项目。
2016.4	发改委、能源局	关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能的通知	对煤电行业的落后产能设定淘汰标准。
2016.4	能源局	关于建立煤电规划建设风险预警机制暨发布 2019 年煤电规划建设预警的通知	煤电规划建设风险的指标体系分为煤电建设经济性预警指标、煤电装机充裕度预警指示、资源约束指标，最终风险结果由三个指标的最高评级确定。
2016.9	能源局	关于取消一批不具备核准建设条件煤电项目的通知	取消吉林、山西、山东等省 15 项、1240 万千瓦不具备核准建设条件的煤电项目；严禁自行将取消煤电项目的规模用于规划建设新增煤电项目，已自行纳入规划、核准（建设）的，要立即取消，并停止建设。
2016.11	能源局	关于下达 2016 年煤电行业淘汰落后产能目标任务的通知	进一步加大对能耗高、污染重的落后煤电机组，特别是单机 30 万千瓦以下，运行超过 20 年的纯凝机组和运行满 25 年的抽凝热电机组以及改造后仍不符合能效、环保要求的机组的淘汰关停力度。
2017.8	发改委、财政部、央行、国资委、工信部等 16 部委	关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见	“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能 1.5 亿千瓦，淘汰落后产能 0.2 亿千瓦以上，实施煤电超低排放改造 4.2 亿千瓦、节能改造 3.4 亿千瓦、灵活性改造 2.2 亿千瓦，全国煤电装机规模控制在 11 亿千瓦以内。
2017.9	能源局	关于 2017 年煤电行业淘汰落后产能目标任务（第一批）的通知	明确当年首批需淘汰的落后煤电产能装机容量为 472 万千瓦，涉及近百台煤电机组。
2017.9	发改委	关于印发 2017 年分省煤电停建和缓建项目名单的通知	涉及停建项目 35.2GW 和缓建项目 55.2GW，列入停建范围的项目要坚决停工、不得办理电力

			业务许可证书，电网企业不予并网，而已列入缓建范围的项目，原则上 2017 年内不得投产并网发电。
2018.4	发改委、财政部、国资委、工信部等 6 部委	关于做好 2018 年重点领域化解过剩产能工作的通知	煤电行业淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组，2018 年全国淘汰关停 400 万千瓦煤电落后产能。加大燃煤电厂超低排放和节能改造力度，中部地区具备条件的机组 2018 年完成，西部地区于 2020 年完成。
2018.5	能源局	关于发布 2021 年煤电规划建设风险预警的通知	2021 年分省煤电建设经济性预警指标、装机充裕度预警指标和资源约束指标。
2018.8	能源局	关于印发 2018 年各省（区、市）煤电超低排放和节能改造目标任务的通知	继续加大力度推进煤电超低排放和节能改造工作，2018 年全国完成超低排放改造 4868 万千瓦，节能改造 5390.5 万千瓦。
2018.8	发改委、能源局	关于加快做好淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组工作暨下达 2018 年煤电行业淘汰落后产能目标任务（第一批）的通知	明确 2018 年全国淘汰煤电落后产能（含燃煤自备机组）的标准、下达 2018 年煤电行业淘汰落后产能目标任务（第一批），确定 17 省市共计 1190.64 万千瓦的落后产能淘汰任务。

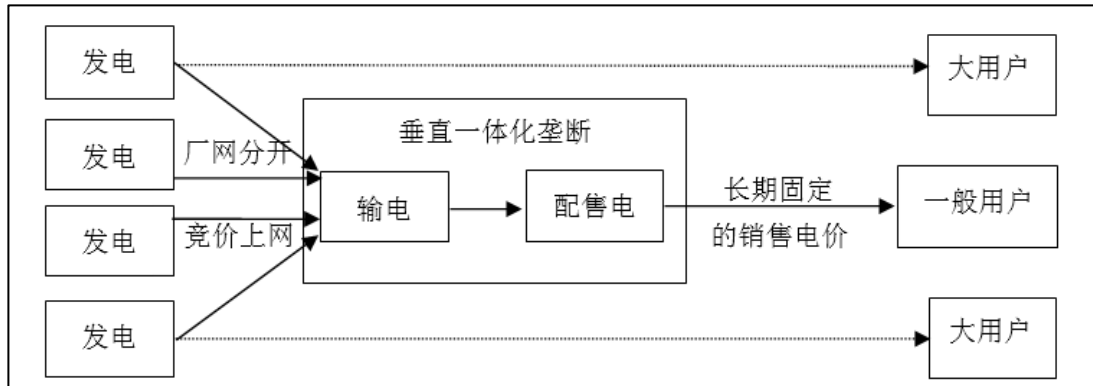
资料来源：公开资料

《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》指出，应强化燃煤发电项目的总量控制，所有燃煤发电项目都要纳入国家依据总量控制制定的电力建设规划（含燃煤自备机组）。及时发布并实施年度煤电项目规划建设风险预警，预警等级为红色和橙色的省份，不再新增煤电规划建设规模，确需新增的按“先关后建，等容量替代”原则淘汰相应煤电落后产能；除国家确定的示范项目首台（套）机组外，一律暂缓核准和开工建设自用煤电项目（含燃煤自备机组）。2018 年 5 月，国家能源局发布了《关于发布 2021 年煤电规划建设风险预警的通知》，其中从煤电建设经济性预警指标、煤电装机充裕度预警指标、资源约束指标三个方面对 31 个省、市、自治区煤电规划建设风险预警作出了等级划分，其中陕西、湖南、江西、安徽和海南五省为绿色，辽宁、河南和湖北为橙色，其余省份均为红色。即便到 2020 年，能够新建火电的省份也仅仅 6 个，未来三年火电新增装机规模有限。

电价市场化改革

1998 年以来，中国实行厂网分开、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）；2002 年以来的改革阶段是第二阶段，目前已成功重组发电和电网企业，达到电价市场化的必要条件。目前中国电价仍根据《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。此外，为打破输配电一体化垄断、电网企业独家购买电力的格局，近年来电力行业逐步开展了“大用户直供”、改革调度机制、“输配分开”、“配售分离”、“水火同价”价格改革等试点或者前期准备工作。

图 8 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》

(1) 电力体制改革的思路

原有电力体制下，电网公司实行统购统销，发电企业和电力用户彼此之间缺少沟通。为缓和发电端和用电端的价格矛盾以及打破电网公司上下垄断局面，2016年，国家发改委和国家能源局陆续发布《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）》、《有序放开配电业务管理办法》。同时2016年11月发布《售电公司准入及退出管理办法》、《电力中长期交易基本规则（暂行）的通知》；2017年发布《省级电网输配电价定价方法（试行）》以及《关于有序放开发电计划的通知》等政策文件。

在具体举措方面，要求加快组织发电企业与购电主体签订发购电协议（合同）、逐年减少既有燃煤发电企业计划电量、规范和完善市场化交易电量价格调整机制、有序放开跨省跨区送受电计划、允许优先发电指标有条件市场转让、参与市场交易的电力用户不再执行目录电价以及采取切实措施落实优先发电、优先购电制度等十个方面。同时在省级电网输配电价定价方法中建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系以及建立激励因素机制，调动电网企业加强管理、降低成本积极性，提高投资效率和管理水平。

2017年底，中央经济工作会议提出，2018年要加快电力市场建设，大幅提高市场化交易比重；2018年政府工作报告也提出加快要素价格市场化改革；2018年7月，国家发改委、国家能源局亦发布文件，要求加快推进电力市场化交易，完善直接交易机制，提高市场化交易电量规模；煤炭、钢铁、有色、建材四大行业全面放开市场化，不再执行目录电价，并且鼓励用户和发电企业约定建立“基准电价+浮动机制”的市场化价格形成机制。

表 3 2016 以来主要电改政策

时间	颁布部门	政策名称	内容
2016.3	发改委	关于扩大输配电价改革试点范围有关事项的通知	扩大输配电价改革试点范围以及进一步推进电价市场化改革等方面。
2016.7	发改委、能源局	关于有序放开发用电计划的工作的通知（征求意见稿）	加快发用电双方的市场化进程，准备适时取消目录电价，鼓励投产新能源发电机组，并确定优先发电优先购电的原则。
2016.11	发改委、能源局	售电公司准入及退出管理办法	对售电公司准入条件、准入程序、退出方式等进行了规定，并明确可以采取多种方式进入电力市场售电
		有序放开配电业务管理办法	鼓励社会资本积极参与增量配电网业务，通过市场竞争确定投资主体，并对增量配网进行了详细定义。
2017.1	发改委、能源局	省级电网输配电价定价方法（试行）	建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系以及建立激励因素机制，调动电网企业加强管理、降低成本积极性，提高投资效率和管理水平。
2016.12	发改委	电力中长期交易基本规则（暂行）的通知	建立电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易等规则以及建立以电力中长期交易和现货交易下相结合的市场化电力电量平衡机制。
2017.3	发改委、能源局	关于有序放开发电计划的通知	加快组织发电企业与购电主体签订发购电协议（合同）、逐年减少既有燃煤发电企业计划电量、规范和完善市场化交易电量价格调整机制、有序放开跨省跨区送受电计划、允许优先发电指标有条件市场转让、参与市场交易的电力用户不再执行目录电价以及采取切实措施落实优先发电、优先购电制度等十个方面。
2018.7	发改委、能源局	关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知	提高市场化交易电量规模、推进各类发电企业进入市场、放开符合条件的用户进入市场、积极培育售电市场主体、完善市场主体注册、公示、承诺、备案制度、规范市场主体交易行为、完善市场化交易电量价格形成机制、加强事中事后监管、加快推进电力市场主体信用建设。
2018.8	发改委、能源局	关于推进电力交易机构规范化建设的通知	推进电力交易机构股份制改造、充分发挥市场管理委员会作用、进一步规范电力交易机构运行。
2018.10	发改委、能源局	关于增量配电业务改革第一批试点项目进展情况的通报	加快推动试点工作，国家发改委和能源局决定建立增量配电业务改革试点进展情况每月通报制度。

资料来源：公开资料

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。改革后，电网公司将按照“准许成本加合理收益”的原则收取“过网费”。2018年中央经济工作会议和《政府工作报告》明确提出了降低一般工商业电价10%的要求，随后国家发改委对外发布《关于降低一般工商业电价有关事项的通知》，并逐步分四批出台了推进区域电网和跨省跨区输电价格改革、临时性降低输配电价、降低电网企业增值税、扩大跨省跨区电力交易规模等10项降价措施，降低电网环节收费和输配电价格。按年计算，

上述措施合计可减轻一般工商业企业电费支出超过 1000 亿元,超额完成 10%降幅目标。电网端成本降低,及市场化的不断推进,为发电企业和用电企业留下了更大的盈利空间。

从具体的改革方式来看,本轮电力改革的具体措施目前主要有组建电力交易机构和售配电侧改革两个方面。

通过组建电力交易机构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。目前的电力交易机构主要是由国家电网、南方电网和地方电网企业等发起成立的电力交易中心,主要包括北京、广州两大电力交易中心以及各省区市的电力交易中心。各大电力交易中心均为电网企业的控股或全资子公司,缺乏独立性和中立性,为此国家发改委和能源局于 2018 年 8 月份印发了《关于推进电力交易机构规范化建设的通知》,其中提出要按照多元制衡的原则,推进电力交易机构股份制改造,改造后的电力交易机构的股东应来自各类交易主体,非电网企业资本股比应不低于 20%,鼓励非电网企业资本占股达到 50%左右。

售配电侧改革目前推行的措施可分为两方面,第一是鼓励社会资本投资成立售电主体,包括成立售电公司以及允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区组建售电主体直接购电等。第二是向符合条件的市场主体放开增量配电网投资业务,鼓励以混合所有制方式发展配电业务。2016 年 11 月以来,国家发展改革委和国家能源局分三批在全国范围内批复了 320 个增量配电业务改革试点,基本实现地级以上城市全覆盖。2018 年 10 月,国家发改委和能源局印发了《关于增量配电业务改革第一批试点项目进展情况的通报》,国家发改委和能源局决定建立增量配电业务改革试点进展情况每月通报制度以加快推动试点工作。

(2) 电力改革的进展

2015 年新一轮电力体制改革启动以来,电力市场化交易得以大力推进,中国逐步建立了规则明确、组织有序、形式多样、主体多元的市场化交易体系。2017 年各地签订直接交易年度、月度合同以及平台集中交易合同电量,加上跨省区市场化交易、发电权交易等其他交易品种,累计完成市场化交易电量 1.63 万亿千瓦时,同比增长 45%,其中各省内市场交易电量合计 1.34 万亿千瓦时(含发电权交易电量),省间(含跨区)市场交易电量合计 2924 亿千瓦时(按受端口口径计入、不含西电东送协议电量)。市场化交易电量达到电网销售电量比重的 33.5%、全社会用电量的 25.9%,为工商企业减少电费支出 603 亿元,度电平均降价约 5 分。

截至 2018 年 6 月底,在全国各电力交易机构注册的合格市场主体达 82921 家,较 2017 年底增长约 2 万家;8 月底,全国在电力交易机构注册的售电公司达 3600 家左右。根据国家电网第四季度工作会议信息,2018 年前三季度,国家电网完成市场化交易电量 1.1 万亿千瓦时,同比增长 33.5%,占该公司售电量的 34.5%,比较 2017 年全年国家电网市场化交易电量 1.2 万亿千瓦时、占该公司售电量的 29.9%,同时国家电网销售电量

占全国销售电量的 83.2%，预计今年国家电网将带动全国市场化程度提高。

(3) 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，火电行业将可能出现盈亏分化、优胜劣汰、兼并重组的局面。

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，实行发售一体化。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。

3. 调峰建设

2018年3月23日，国家发改委、国家能源局印发了《关于提升电力系统调节能力的指导意见》，提出实施火电灵活性提升工程，加快推进电源侧调节能力提升。进一步完善和深化电力辅助服务补偿（市场）机制，鼓励社会资本参与电力系统调节能力提升工程、加快推进电力市场建设、建立电力系统调节能力提升标准体系等方面予以推进。

在火电行业产能过剩和电网对新能源大量吸纳的双重压力下，火电机组处于中低负荷下运行会成为常态。提高火电机组的灵活性，尤其是供暖热电联产机组的灵活性对于

实现科学调峰、有序调度，保障民生供热、促进新能源电量消纳、维护电力系统安全稳定运行有着积极作用。提升火电机组运行灵活性，大规模参与电网深度调峰将是大势所趋。目前，我国“三北”地区煤电占总装机容量的60%，其中一半左右为热电机组。预计到2020年这一比例仍将高于60%，热电机组比重也将有所增加。与之相比，抽水蓄能、调峰气电等调峰电源占比到2020年仍不足2%。在未来相当长的一段时期内，“三北”地区电力系统仍将依赖煤电机组进行调峰。

近期，热电解耦改造和纯凝火电机组深度调峰改造持续推进，部分机组改造已经完成，系统调峰能力逐步增强。

4. 节能降耗及环保要求

近年来，国家频频针对环境保护出台相关的政策方案，针对煤炭发电产生的污染问题也增加了较大力度的政策约束。2016年11月24日，国务院出台《“十三五”生态环境保护规划》明确了“十三五”期间电力环保的重要性，并应不断加大对污染的治理。随后相关部门也出台了煤炭发电及减排、防范和清洁能源利用的相关政策。一系列政策的实施为我国煤炭电力的改造等工程提供了方向支持，同时为电力环保行业的发展提供了政策保障。

表4 电力环保主要政策信息

发布时间	发布单位	政策名称	主要内容
2016年11月24日	国务院	“十三五”生态环境保护规划	规定了至“十三五”期间各污染指标的标准，电力环保作为重要的环保项应加大对污染的治理
2017年1月5日	国务院	关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知	强调到2020年，全国万元国内生产总值能耗比2015年下降15%，能源消费总量控制在50亿吨标准煤以内
2017年3月23日	环保部	京津冀及周边地区2017年大气污染防治工作方案	强调“2+26”城市实现煤炭消费总量负增长，2017年28城市重点实施煤改清洁能源
2017年4月10日	环保部	国家环境保护标准“十三五”发展规划	着力推进“十三五”期间污染物减排、改善环境质量、防范环境污染等问题
2017年7月26日	国家发改委、能源局等十六部委	关于推进供给侧结构性改革化解煤电产能过剩风险的意见	“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能1.5亿千瓦，淘汰落后产能0.2亿千瓦以上，实施煤电超低排放改造4.2亿千瓦、节能改造3.4亿千瓦、灵活性改造2.2亿千瓦。

资料来源：节能环保网

电力行业环保主要分三个领域，即脱硫、脱硝和除尘。根据中电联数据，截至2017年底，全国已投运发电厂烟气脱硫机组容量约9.2亿千瓦，占全国火电机组容量的83.2%，占全国煤电机组容量的93.8%。如果考虑具有脱硫作用的循环流化床锅炉，全国脱硫机组占煤

电机组比例接近 100%。同期，已投运火电厂烟气脱硝机组容量约 9.6 亿千瓦，占全国火电机组容量的 86.8%。截至 2017 年底，采用第三方模式运营的脱硫机组容量超过 2.0 亿千瓦，占煤电机组总容量比例超过 20.4%；采用第三方模式运营的脱硝机组容量超过 1.1 亿千瓦，占煤电机组总容量比例超过 11.2%。截至 2017 年底，火电厂安装袋式除尘器、电袋复合式除尘器的机组容量超过 3.3 亿千瓦，占全国煤电机组容量的 33.6% 以上。其中，袋式除尘器机组容量超过 0.8 亿千瓦，占全国煤电机组容量的 8.2%；电袋复合式除尘器机组容量约 2.5 亿千瓦，占全国燃煤机组容量的 25.5%。同期，火电厂安装湿式电除尘器和低(低)温电除尘器的机组容量约 2.7 亿千瓦，占全国煤电机组容量的 27.5%。其中，湿式电除尘器机组容量约 1.3 亿千瓦，占全国煤电机组容量的 13.3%；低(低)温电除尘器机组容量约 1.4 亿千瓦，占全国燃煤机组容量的 14.3%。

目前，国家电力行业节能降耗取得积极进展。2018 年上半年，电力行业继续淘汰关停环保、能耗、安全等不达标的 30 万千瓦以下燃煤机组，装机结构持续优化，节能技术改造大力推进，供电煤耗比去年同期下降 1.3g/kWh。

三、行业格局

1. 竞争格局稳定

目前电力行业集中度较高，一二梯队主要为“五大四小”。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、竞争实力有望进一步加强，火电行业竞争格局将保持稳定。

近年来，电力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，其合并装机容量占比合计和发电量占比合计均约为全国合并装机容量和发电量的 40%；其合并火电装机容量占比合计和火电发电量占比合计均约为全国火电装机容量和发电量的 45%。第二梯队电力集团的装机容量及发电量规模明显低于五大发电集团，其中，国家能源投资集团有限责任公司火电装机占比约 67%；国家电力控股有限公司火电装机占比约 45%；华润电力投资有限公司基本全部为火电装机。

此外，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仍差距很大。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，行业竞争格局将保持稳定。

表 5 2016~2017 年第一梯队发电集团装机及发电量情况（万千瓦、亿千瓦时、%）

企业名称	2016年								2017年							
	装机规模	占比	发电量	占比	火电装机	占比	火电发电量	占比	装机规模	占比	发电量	占比	火电装机	占比	火电发电量	占比
中国华能集团有限公司	16554	10.0	6216	10.3	12662	11.9	5029	11.6	17182	9.7	6496	10.1	12928	11.7	5054	11.1
中国华电集团有限公司	14281	8.6	4919	8.2	10150	9.6	3827	8.8	14827	8.3	5123	8.0	10537	9.5	4031	8.9
中国国电集团有限公司	14248	8.6	5053	8.4	9932	9.4	4049	9.4	14557	8.2	5052	7.9	9484	8.6	3925	8.6
中国大唐集团有限公司	13037	7.9	4700	7.8	9213	8.7	3668	8.5	13776	7.8	5147	8.0	9470	8.6	3964	8.7
国家电力投资集团有限公司	11663	7.1	3969	6.6	7146	6.7	2829	6.5	12681	7.1	4226	6.6	7423	6.7	2945	6.5
合计	69783	42.2	24857	41.3	49103	46.3	19402	44.8	73023	41.1	26044	40.6	49842	45.1	19919	43.8

资料来源：公开资料

注：“五大四小”中，“五大”分别为中国华能集团有限公司、中国华电集团有限公司、中国国电集团有限公司、中国大唐集团有限公司和国家电力投资集团有限公司。

表6 2016~2017年第二梯队发电集团装机及发电量情况（单位：万千瓦、亿千瓦时、%）

企业名称	2016年		2017年	
	装机容量	占比	装机容量	占比
国家能源投资集团有限责任公司	8305	5.03	8043	4.53
国家电力控股有限公司	2928	1.77	3162	1.78
华润电力投资有限公司	1915	1.16	2008	1.13
合计	13148	7.96	13213	7.44

资料来源：公开资料

注：“五大四小”中，“四小”分别为国家能源投资集团有限责任公司（原神华集团有限责任公司）、国家电力控股有限公司、华润电力投资有限公司和中国广核集团有限公司，由于中国广核集团有限公司电源结构均为清洁能源，故不在上表中统计。

2. 神华集团与国电集团重组

2018年8月，神华集团与国电集团重组完成，形成中国第一大一次能源及二次能源生产巨头，本次整合重组对国内电力企业在国家资本整合、优质资源整合、降低发电成本以及拓宽保持“市场煤、计划电”平稳共存思路等多个方面具备明显的指导意义。

2016年7月，国务院办公厅公布《关于推进中央企业结构调整与重组的指导意见》，提出“推进强强联合：稳妥推进装备制造、建筑工程、电力、钢铁、有色金属、航运、建材、旅游和航空服务等领域企业重组，集中资源形成合力，减少无序竞争和同质化经营。鼓励煤炭、电力、冶金等产业链上下游中央企业重组，打造全产业链竞争优势，更好发挥协同效应。”

2017年初，国资委提出将通过深度整合重组，采取纵向整合、横向整合，加快推进钢铁、煤炭、电力合并，集中资源形成合力，更好发挥协同效应。2017年8月28

日，中国国电集团有限公司（原名“中国国电集团公司”，以下简称“国电集团”）收到国务院国资委《关于中国国电集团公司与神华集团有限责任公司重组的通知》（国资发改革[2017]146号），同意国电集团与神华集团有限责任公司（以下简称“神华集团”）合并重组，神华集团更名为国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国家能投集团”），作为重组后的母公司，吸收合并国电集团。本次合并完成后，国电集团注销，国家能投集团作为合并后公司继续存续。截至目前，神华集团已更名为国家能投集团，并在工商行政管理机关完成变更登记（备案），国电集团和国家能投集团于2018年2月5日签署《国家能源投资集团有限责任公司与中国国电集团有限公司之合并协议》。2018年8月27日，国家能源集团和国电集团收到国家市场监督管理总局反垄断局出具的经营者集中反垄断审查不予禁止决定书。至此，合并协议约定的合并交割条件全部满足。

两家合并后成立的国家能投集团为中国第一大一次能源生产公司和二次能源生产公司，煤和电的产量都占全国总产量15%左右，其总资产将超过1.8万亿元。神华集团与国电集团强强联合是近年来煤炭电力行业规模最大的重组案例，其产业链上下游的联合重组，对于推进煤电一体化、稳定煤炭市场、促进行业可持续发展和企业转型升级均具有重要意义。

四、2018年1~9月火电企业债券市场回顾

1. 2018年1~9月债券发行情况

2018年1~9月，火电行业¹共发行各类型债券175只，发债总额3668.00亿元。2018年1~9月发债数量及发债总额分别较上年同期增长27.74%和19.50%。

从发债主体级别情况来看，2018年1~9月，电力行业发债主体共28家，其中，AAA主体19家（占67.85%），AA⁺主体3家（占10.71%）和AA主体6家（占21.43%）。从债券类型来看，2018年1~9月电力企业所发行的债券中超短期融资债券122只（合计2555.50亿元），一般短期融资债券5只（合计49.50亿元），一般中期票据21只（合计445.00亿元），一般公司债27只（合计618.00亿元）；发行债券品种以超短期融资债券为主。

总体看，在当期融资环境偏紧和信用风险偏好下降的环境下，电力债券市场发行主体以高等级主体AAA为主，且发行品种多为用于资金周转的超短期融资券。

¹ 行业分类选取申万行业中电力行业，并剔除非火电企业。

2. 2018年1~9月级别迁移情况

截至2018年9月底，火电行业存在有效级别的发行主体共36家，其中AAA级主体18家（占50.00%），AA⁺级主体11家（占30.55%），AA级主体6家（16.67%），AA⁻级主体1家（占2.78%）。2018年1~9月，存续主体未发生级别调整。

总体看，进入2018年以来，电力行业发展稳定，火电行业没有发生级别调整。

3. 2019年上半年债券到期情况

截至2018年9月底火电行业存续债券合计286笔，合计金额约5961亿元，其中2019年上半年，火电行业到期债券共58笔，到期债券总额1051.5亿元，涉及到期债券主体24家；到期债券评级为AA的有8家，AA⁺的有3家，其余47只债券全部为AAA级别。

表7 截至2018年9月底存续债券中2019年上半年债券到期兑付情况
(单位：亿元、笔)

	时间	到期规模合计	到期债券数量
2019年	1月	222.00	10
	2月	147.00	8
	3月	248.00	15
	4月	250.00	13
	5月	170.00	9
	6月	14.50	3

资料来源：Wind

五、行业信用评级情况

1. 财务指标分析

截至2018年9月底，尚有存续债券的火电企业中²，信用等级以AAA居多，合计18家，AA⁺级主体11家，AA级主体6家，AA⁻级主体1家。

从财务数据指标来看，2017年，AAA级企业资产均值为3284.11亿元，所有者权益均值为801.32亿元，总营业收入均值为861.32亿元，利润总额均值为39.06亿元，经营活动净现金流均值为182.23亿元，各项财务数据指标均远远优于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。

从盈利能力上看，由于前期煤电价格多次下调，火电企业营业收入受电量波动而小

² 本样本同有发行债券记录的火电企业存在一定差异，主要系剔除了因债券到期或私募债券未披露而无法获取最新财务数据及经营数据企业所致。

幅增长，以尚有存续债券的火电企业测算，2015~2017 年营业收入合计分别为 1.73 万亿元、1.65 万亿元和 1.82 万亿元；2018 年三季度营业收入合计 1.50 万亿元，为 2017 年的 82.42%。同时，由于近期煤炭价格的快速提升且高位盘整，火电企业燃料成本大幅提升，近三年合计分别为 1.26 万亿元、1.28 万亿元和 1.53 万亿元；2018 年三季度合计 1.25 万亿元，为 2017 年的 81.70%。仅考虑实业经营，上述火电企业经营利润（营业收入-营业成本-期间费用）呈现快速下降趋势，2015~2017 年分别为 2165.05 亿元、1292.15 亿元和 391.75 亿元；2018 年三季度为 445.16 亿元，实业经营盈利水平有所回升。此外，发债企业多为集团企业，参股电站及其他业务较多，投资收益对利润总额贡献较大，特别是经营利润低迷时，投资收益贡献率明显提升，2015~2017 年，上述火电企业投资净收益分别为 458.46 亿元、257.90 亿元和 453.92 亿元；占利润总额的比重分别为 19.58%、12.43%和 64.16%。

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。具体来看，AAA 级企业全部债务资本化比率均值为 60.01%，AA+级企业为 59.27%，AA 级企业为 61.87%。

从偿债能力上看，2017 年，AAA 级企业流动比率处于最低水平，其流动比率均值为 0.48 倍；AA+级和 AA-级企业流动比率均值分别为 1.04 倍和 0.61 倍。

表 8 2017 年火电企业主要指标区间分布情况（个、亿元、%、倍）

级别	家数	总资产	所有者权益	营业总收入	利润总额	经营活动净现金流	营业利润率	资产负债率	全部债务资本化比率	流动比率
AAA	18	215~10396	102~2196	117.83~2607.50	3.23~118.53	12.89~515.30	-8.97~8.12	38.93~81.38	31.48~76.72	0.23~1.03
AA+	11	59~1012	20~347	25.15~306.97	-7.99~13.14	48.60~81.14	-19.24~16.81	50.06~84.07	41.93~81.14	0.24~3.26
AA	6	92~450	42~143	29.65~61.91	2.08~9.33	2.92~23.83	-1.03~4.30	54.18~77.64	48.64~74.06	0.45~0.80
AA-	1	88.58	19.10	22.09	1.55	3.03	0.82	78.44	72.41	0.70

资料来源：Wind

表 9 2017 年火电企业主要指标均值分布情况（个、亿元、%、倍）

级别	家数	总资产	所有者权益	营业总收入	利润总额	经营活动净现金流	营业利润率	资产负债率	全部债务资本化比率	流动比率
AAA	18	3284.11	801.32	861.32	39.06	182.23	0.47	66.97	60.01	0.48
AA+	11	471.57	151.58	111.95	1.69	19.81	-3.87	65.73	59.27	1.04
AA	6	236.86	70.48	51.53	3.62	11.56	2.22	68.50	61.87	0.61
AA-	1	88.58	19.10	22.09	1.55	3.03	0.82	78.44	72.41	0.70

资料来源：Wind

总体看，高等级火电企业的资产规模、营业收入和利润规模均明显优于低等级火电行业，规模指标对信用等级具有较好的区分度。

2. 装机规模和发电量分析

AAA 级火电企业总装机容量位于 674.36~17182.00 万千瓦之间，总发电量位于 275.52~6496.00 亿千瓦时之间；AAA 级企业平均总装机容量 6324.00 万千瓦，平均总发电量 2167.00 亿千瓦时；AA+级企业总装机容量位于 151.80~1714.20 万千瓦，总发电量位于 54.76~744.56 亿千瓦时之间；AA+级企业平均总装机容量 616.00 万千瓦，平均总发电量 212.00 亿千瓦时；AA 企业装机容量位于 108.00~458.20 万千瓦之间，总发电量位于 57.41~158.51 亿千瓦时之间，AA 级企业平均总装机容量 281.00 万千瓦，平均总发电量 111.00 亿千瓦时。

表 10 2017 年不同级别火电企业装机规模和发电量统计（单位：万千瓦、亿千瓦时）

级别	装机容量	平均装机	发电量	平均发电量
AAA	674.36~17182.00	6324.00	275.52~6496.00	2167.00
AA+	151.80~1714.20	616.00	54.76~744.56	212.00
AA	108.00~458.20	281.00	57.41~158.51	111.00
AA-	42.00	42.00	31.00	31.00

资料来源：Wind

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较大，装机规模大小，直接对企业整体发电能力、市场地位、电网重视程度等稳定性等产生影响，进而影响其信用级别。

六、行业展望

电力需求方面，根据中电联发布的《2017~2018 年度全国电力供需形势分析预测报告》显示，综合考虑宏观经济、服务业和居民用电发展趋势、大气污染治理、电能替代等各方面因素，预计 2018 年电力消费仍将延续 2017 年的平稳较快增长水平。考虑到 2017 年高基数等因素，在平水年、没有大范围极端气温影响情况下，预计 2018 年全社会用电量增长 5.5% 左右。

电力供给方面，主要受国家政策导向影响，预计 2018~2019 年将出现下述调整变化：

（1）电源结构调整，清洁能源装机容量占比逐步提升，煤电机组审批趋严，火电装机规模扩张减速；（2）全社会用电量延续上年平稳较快增长，其中，受益于清洁能源优先上网的政策保障，弃风弃光等限电问题有所缓解，非化石能源发电量占比提升；同时，由于电力装机规模过剩，煤电利用小时仍将受限，煤电发电量占比将进一步缩减；因此，

提升火电机组运行灵活性，大规模参与电网深度调峰也将是火电发展的大势所趋；（3）电网建设持续增强，资源优化配置能力提升，电力供需区域不平衡将有所缓解。

电力企业影响将主要体现在下述几方面：（1）发电量方面，目前电力行业整体偏向于供过于求，电力装机规模大，因此机组发电效率略显不足，利用小时数偏低，发电量维持平稳，固定成本偏高。（2）电价方面，煤电上网电价随煤炭波动而有所调整，由于前期煤炭低位盘整，煤电价格随之下调，2017年以来煤炭价格快速回升，电价调整频次及幅度不及煤价上涨幅度，导致煤电企业经营成本快速提升。（3）经营能力方面，电力企业上网电价整体呈现下降趋势，导致电力企业盈利水平及盈利能力有所下降，特别是煤炭价格持续高位盘整，对煤电企业盈利能力影响较大。目前，国家虽政策引导煤炭价格回落以及鼓励煤炭、电力企业签订长协合同，但成本下降不明显，因此，在煤炭高成本影响下，预计2018~2019年煤电企业盈利水平将保持或略低于2017年水平。（4）现金流方面，由于电力企业客户主要为电网，通常次月结算，火电企业现金流较有保障。

从企业信用风险来看，电力行业涉及国计民生，电力行业整体信用风险偏小，同时由于现金流回款较好，整体经营风险偏小。但同时必须注意受电源结构调整政策以及环保政策影响，部分机组利用效率低、规模小、环保不达标、生产及建设成本高的火电企业，资金需求高、融资压力大、对政策敏感性强，相对信用风险偏高。

整体看，近期火电行业受煤炭成本提升影响，盈利能力有所下降，但受益于电力销售稳定的现金流回款，该行业2019年展望为稳定。

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。