

2020 年火电行业研究报告及展望

2021.1.12



联合资信官方微信平台

地址：北京市朝阳区建国门外大街2号 PICC 大厦 17 层 100022 电话 010-85679696 www.lhratings.com lianhe@lhratings.com

2020 年火电行业研究报告及展望

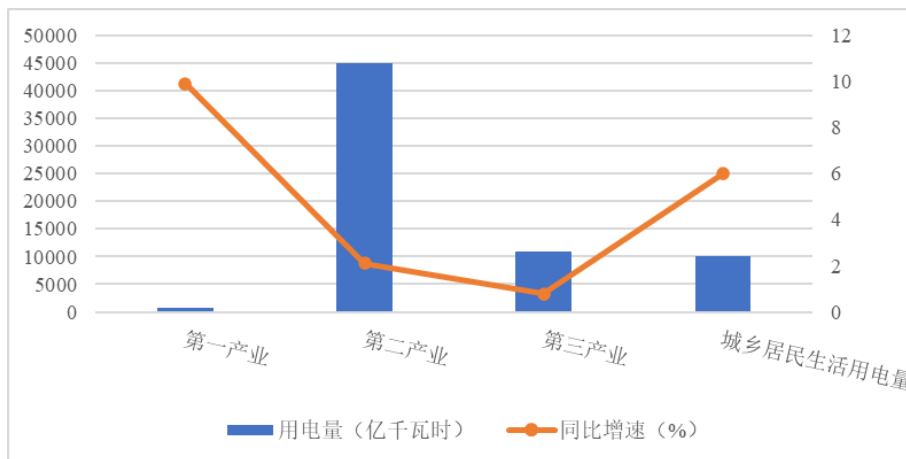
中国是全球电力生产第一大国，发电量约占全球发电量总额的四分之一。中国电源结构看，截至目前，火电装机容量占比超过 60%，2020 年 1—11 月火电发电量占比仍超过 70%。火电长期以来在电力系统中承担着电力安全稳定供应、应急调峰、集中供热等重要基础性作用。本报告研究以 2020 年以来火电分析为主。

一、火电行业现状

1. 受新冠疫情影响，第三产业用电需求增速大幅回落，第一产业和城乡居民生活用电保持较快增长，导致 2020 年全社会用电需求增速下降，但整体依然保持低速增长；第二、三产业用电贡献度大。

2020 年以来，受新冠肺炎疫情影响，下游工业复工延迟，电力需求减弱，发供电量均下降明显。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，2020 年 1—11 月，全国全社会用电量 66772 亿千瓦时，同比增长 2.5%，增速较上年回落 2.0 个百分点。分产业看，第一产业用电量 778 亿千瓦时，同比增长 9.9%，占全社会用电量的比重为 1.2%；第二产业用电量 45034 亿千瓦时，同比增长 2.1%，增速比上年同期回落 1.0 个百分点，占全社会用电量的比重为 67.4%；第三产业用电量 10927 亿千瓦时，同比增长 0.8%，增速比上年同期回落 8.7 个百分点，占全社会用电量的比重为 16.4%；城乡居民生活用电量 10034 亿千瓦时，同比增长 6.0%，增速比上年同期提高 0.3 个百分点，占全社会用电量的比重为 15.0%。

图 1 中国全社会用电量及增速情况

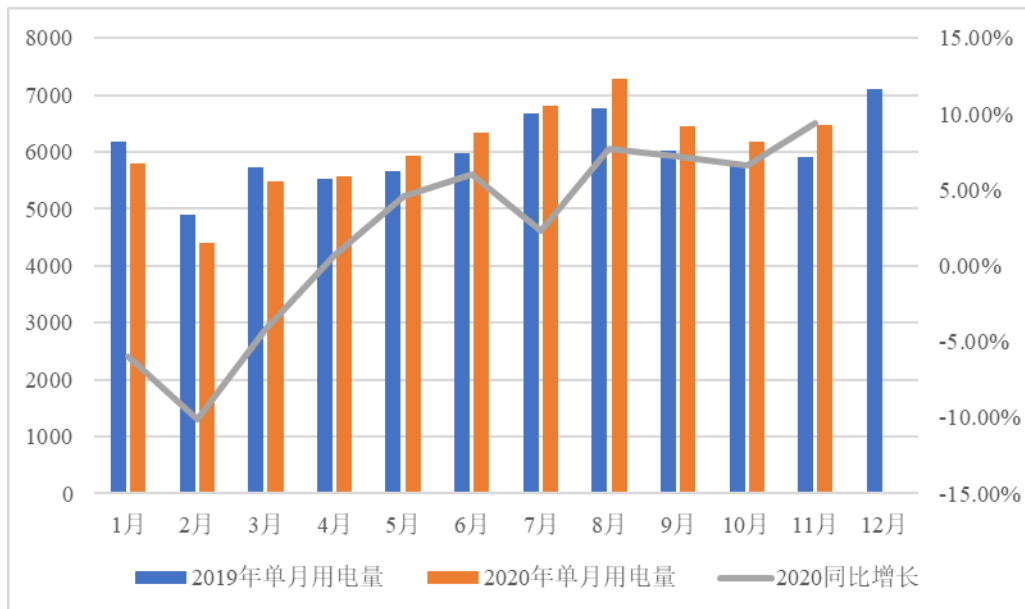


资料来源：Wind，联合资信整理

具体看，全国工业用电量同比增长 2.1%，增速同比回落 0.8 个百分点。全国制造业用电量同比增长 2.4%，增速同比回落 0.6 个百分点。制造业中，四大高载能行业合计用电量同比增长 3.3%，其中，有色行业用电量同比增长 4.3%，黑色金属行业同比增长 3.5%，建材行业同比增长 3.5%，化工行业同比增长 1.4%；高技术及装备制造业合计用电同比增长 3.1%，其中，计算机/通信和其他电子设备制造业、汽车制造业、电气机械和器材制造业、通用设备制造业、医药制造业、仪器仪表制造业同比分别增长 15.0%、13.0%、8.1%、5.6%、4.0%和 1.2%；消费品制造业合计用电同比下降 2.4%，其中，食品制造业、农副食品加工业、家具制造业、造纸和纸制品业、酒/饮料及精制茶制造业、印刷和记录媒介复制业实现正增长，同比分别增长 9.1%、4.0%、2.9%、1.2%、0.7%和 0.2%。第三产业用电量同比增长 0.8%。其中，信息传输/软件和信息技术服务业用电量同比增长 24.3%，而住宿和餐饮业用电量同比下降 7.9%。

按月来看，2020 年 2 月新冠疫情爆发后，第二产业以及第三产业中的交通、商贸、旅游服务业等行业受新冠肺炎疫情影响严重，下游工业复工延迟导致电力需求大幅减弱，全社会用电量同比下降 10.09%，之后随着疫情逐步得到控制，以及政策促进复产复工，用电需求逐步回升，3 月同比减少 4.17%，环比明显好转，4 月开始即实现了同比正增长，同比增长 0.69%，之后同比增幅持续上升，11 月同比增长 9.38%。

图2 中国全社会单月用电量及增长率波动情况（单位：亿千瓦时）



资料来源：Wind，联合资信整理

2. 发电装机延续绿色发展趋势，风电和太阳能发电量保持较快增长；发电基建新增装机同比增加，其中风电和太阳能发电新增装机约占50%；电源完成投资同比增长，清洁能源完成投资占比提高。未来火电装机增速或将持续下降，装机结构将进一步优化，大容量机组占比将有所提高；新能源装机容量有望保持快速增长，此外，特高压输电线路未来有望进一步增加，调峰火电站的数量及容量亦会随之增加，带动电网投资进一步增长。

根据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。2020年1—11月，全国基建新增发电生产能力10203万千瓦，比上年同期多投产2597万千瓦。其中，水电1079万千瓦、火电3934万千瓦（其中燃煤2724万千瓦、燃气620万千瓦）、核电112万千瓦、风电2462万千瓦、太阳能发电2590万千瓦。水电、火电、风电和太阳能发电比上年同期多投产740、517、816和795万千瓦，核电比上年同期少投产297万千瓦。

截至11月底，全国发电装机容量21.2亿千瓦，同比增长6.8%。水电3.7亿千瓦，同比增长3.4%，其中，常规水电3.4亿千瓦，同比增长3.3%。火电12.3亿千瓦，同比增长4.1%，其中，燃煤发电10.7亿千瓦，同比增长3.2%，燃气发电9751万千瓦，同比增长8.4%。核电4989万千瓦，同比增长2.4%。风电2.4亿千瓦，同比增长17.5%。太阳能发电2.3亿千瓦，同比增长19.8%。火电基建稳步增长，但风电和太阳能等新能源新增规模已大幅超越火电。

截至 11 月底，全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量 20.0 亿千瓦，同比增长 6.6%，比上月增加 1405 万千瓦，增速比上年同期提高 1.0 个百分点。水电 3.2 亿千瓦，其中，常规水电 2.9 亿千瓦；火电 12.3 亿千瓦，其中，燃煤发电 10.7 亿千瓦、燃气发电 9613 万千瓦；核电 4989 万千瓦；并网风电 2.4 亿千瓦；并网太阳能发电 1.6 亿千瓦。

电力投资方面，2020 年 1—11 月，全国主要发电企业电源工程完成投资 4157 亿元，同比增长 43.5%。其中，水电 894 亿元，同比增长 23.2%；火电 448 亿元，同比下降 28.8%；核电 285 亿元，同比下降 11.0%；风电 2151 亿元，同比增长 109.9%。水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的 92.1%，比上年同期提高 10.3 个百分点。2020 年 1—11 月，全国电网工程完成投资 3942 亿元，同比下降 4.2%。从长远看，中国电力供应能力已出现过剩趋势，且伴有区域电力供需不平衡问题，从政策看，中国国家主席习近平在 9 月 22 日召开的联合国大会上表示：“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，争取在 2060 年前实现碳中和。”未来火电装机增速将持续下降，装机结构将进一步优化，大容量机组占比将有所提高；新能源装机容量有望保持快速增长，此外，考虑到今年 12 月份以来，湖南、浙江等多地出现多年不见的拉闸限电现象，对电网的输电能力亦提出了更高要求，特高压输电线路未来有望进一步增加，调峰火电站的数量及容量亦会随之增加，带动电网投资进一步增长。

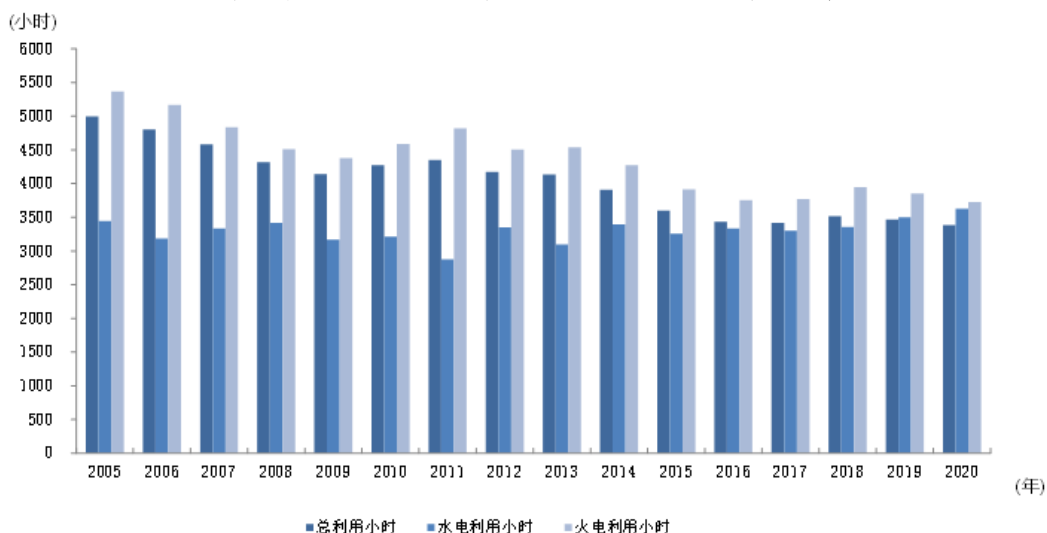
3. 火电发电量平稳，但在总发电量中占比继续下降。除火电和太阳能发电外，其他类型发电设备利用小时均同比增加；伴随输配电能力的增强，跨区域送电量规模快速增长，对火电发电量形成一定支撑；但受电力供需区域性差异以及可再生能源上网电量挤占，火电机组利用效率仍旧偏低。

受新冠肺炎疫情导致的电力需求下降影响，发电量增速整体有所下滑。根据中电联相关统计数据，2020 年 1—11 月，全国规模以上电厂发电量 66824 亿千瓦时，同比增长 2.0%，增速比上年同期回落 1.4 个百分点。全国规模以上电厂水电发电量 11378 亿千瓦时，同比增长 4.9%，增速比上年同期回落 0.5 个百分点。全国水电发电量前三位的省份为四川（3135 亿千瓦时）、云南（2584 亿千瓦时）和湖北（1490 亿千瓦时），其合计水电发电量占全国水电发电量的 63.4%，同比分别增长 8.3%、3.3% 和 19.2%。全国规模以上电厂火电发电量 47096 亿千瓦时，同比增长 0.3%，增速比上年同期回落 1.3 个百分点，在总发电量中的占比由上年的 71.80% 进一步下降至 70.48%。分省份看，全国共有 18 个省份火电发电量

同比增长，其中，增速超过 10%的省份有云南（32.7%）、新疆（14.2%）、福建（11.3%）和甘肃（10.7%）；在 13 个火电发电量增速为负的省份中，湖北（-19.3%）同比下降超 10%。全国核电发电量 3310 亿千瓦时，同比增长 5.0%，增速比上年同期回落 13.8 个百分点。全国 6000 千瓦及以上风电厂发电量 4184 亿千瓦时，同比增长 15.0%，增速比上年同期提高 3.7 个百分点。

机组效率方面，2020 年 1—11 月，全国发电设备累计平均利用小时 3384 小时，比上年同期降低 85 小时（装机容量增速高于发电量增速，导致机组平均运营效率降低）；分类型看，全国水电设备平均利用小时为 3627 小时，比上年同期增加 128 小时。在水电装机容量排前 10 的省份中，除福建、广东、浙江和广西外，其他省份水电设备平均利用小时均同比增加，其中，湖北、青海和湖南同比增加超过 300 小时，分别增加 716、367 和 333 小时；全国火电设备平均利用小时为 3727 小时（其中，燃煤发电和燃气发电设备平均利用小时分别为 3814 和 2364 小时），比上年同期降低 129 小时。分省份看，全国共有 13 个省份火电设备利用小时超过全国平均水平，其中内蒙古和江西超过 4500 小时，分别为 4771 和 4582 小时，而西藏仅为 291 小时。与上年同期相比，共有 20 个省份火电利用小时同比降低，其中湖北、海南、贵州、河北、安徽和重庆同比降低超 300 小时，分别降低 956、608、494、402、317 和 309 小时，湖南、山东、宁夏和河南同比降低超 200 小时，而云南、甘肃、福建和新疆同比增加超 200 小时，分别增加 708、301、299 和 214 小时；全国核电设备平均利用小时 6746 小时，比上年同期增加 36 小时；全国并网风电设备平均利用小时 1912 小时，比上年同期增加 30 小时；全国太阳能发电设备平均利用小时 1203 小时，比上年同期降低 2 小时。

图 3 2005 年以来火电、水电历年 1-11 月份利用小时情况（单位：小时）



资料来源：中电联

2018年3月，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》（以下简称“《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；同时要求进一步完善和深化电力辅助服务补偿（市场）机制。《指导意见》提出优先提升30万千瓦级煤电机组的深度调峰能力。改造后的纯凝机组最小技术出力达到30%~40%额定容量，热电联产机组最小技术出力达到40%~50%额定容量；部分电厂达到国际先进水平，机组不投油稳燃时纯凝工况最小技术出力达到20%~30%。政策上调节发电量结构，鼓励火电参与深度调峰，一方面要求电厂技术提升，机组改造，保障机组中低负荷运行的低耗、稳定、安全、可调节；另一方面也要求合理补偿机制的完善落实。部分地区存在火电强制调峰降负荷，但电价、电量补偿不到位的问题，更加剧了火电的经营亏损。

目前，火电机组利用效率偏低，导致固定成本摊销占比提高，进一步加剧火电行业经营压力。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。

由于电力市场供需存在时间和空间差异，受益于输配电系统的逐步完善，跨区域电力消纳能力逐步增强，中国跨区域送电规模持续增长；同时，电网运行稳定性需求对火电发电量也有一定支撑作用。根据Wind相关统计数据，2020年1-11月全国跨区送电完成5617亿千瓦时，同比增长13.5%。其中，华北送华中（特高压）35亿千瓦时，同比增长3.0%；华北送华东543亿千瓦时，同比增长9.5%；东北送华北460亿千瓦时，同比增长9.9%；华中送华东394亿千瓦时，同比增长11.6%；华中送南方275亿千瓦时，同比增长29.3%；西北送华北和华中合计1300亿千瓦时，同比增长7.4%；西南送华东977亿千瓦时，同比增长0.3%。全国各省送出电量合计14041亿千瓦时，同比增长6.1%。其中，内蒙古送出电量1865亿千瓦时，同比下降1.9%；云南送出电量1581亿千瓦时，同比下降0.1%；四川送出电量1374亿千瓦时，同比增长3.2%；山西送出电量1218亿千瓦时，同比增长8.6%；宁夏送出电量984亿千瓦时，同比增长19.4%；湖北送出电量921亿千瓦时，同比增长17.6%。

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高，其供应稳定程度影响火电企业经营稳定性，同时煤炭价格走势将严重影响火电企业经营成本，近期煤炭价格上涨明显，将对电力企业业绩产生一定影响。现行燃煤发电标杆电价机制将于 2020 年改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，且首年电价暂不上浮，或将进一步加剧电力供应市场竞争，火电电价让利将影响火电企业收入水平；但中长期看，市场化改革有望推进上网电价理性回归，电价折价有望缩窄。

煤炭供应

近年来，政策导向逐步淘汰煤炭落后产能，同时环保安监要求趋严，单一煤矿出现安全事故连带区域性矿区全部停产，导致煤炭供给减少，煤炭价格于 2015 年底快速回升并高位盘整。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。2017 年以来，动力煤价格整体稳定在较高水平；但随着煤炭优质产能的释放，我国动力煤供应相对充足，而需求端随着宏观经济增速下滑而有所收缩，未来煤炭价格承压下行，但下行幅度有限。

2020 年初，新冠肺炎疫情爆发，初期对煤炭生产及运输均有一定负面影响，导致短期内煤炭供应减弱，同时火电企业为保障电力供应加强储煤力度，煤炭需求随之增长，导致煤炭价格于 2020 年有所回升；随后，政策导向保障煤炭供给，煤矿复工复产效果较好，主产地煤炭供应量持续增加，但下游电厂需求恢复不足，水电、风电等清洁能源替代效应冲击火电需求，叠加天气回暖导致供热用煤需求减弱，煤炭供应充裕，带动煤炭价格回落，下半年以来，随着进口煤的收紧，季节性因素影响等，煤炭价格上涨明显。

图 4 近年来我国动力煤价格指数走势



资料来源：Wind

为应对火电企业煤炭成本长期高企问题，保障火电燃料供应稳定性，2019年11月底，国家发展改革委办公厅发布《关于推进2020年煤炭中长期合同签订类型有关工作的通知》（发改办运行〔2019〕1098号，以下简称“《通知》”），要求切实提高中长期合同签订的数量，其中中央和各省区市及其他规模以上煤炭、发电企业集团签订的中长期合同数量，应达到自有资源量或采购量的75%以上，较2019年水平有合理增加，鼓励引导新投产煤矿签订更高比例的中长期合同。支持签订2年及以上量价齐全的中长期合同。鼓励多签有运力保障的三方中长期合同。同时要求国家铁路集团依据运输能力，组织指导有关运输企业进行运力衔接；加大运力配置比例，优先保障中长期合同兑现，加快构建现代煤炭物流体系等。价格方面，仍坚持“基准价+浮动价”定价机制，协商确定年度中长期合同价格；若无法对基准价达成一致，则下水煤合同基准价执行2019年度水平，铁路直达煤合同基准价由下水煤基准价格扣除运杂费后的坑口平均价格和供需双方2019年月度平均成交价格综合确定，两类价格权重各占50%；浮动价均可结合环渤海煤炭价格指数、CCTD秦皇岛港煤炭价格指数等综合确定。

2020年四季度起，受部分省市行业整顿、天气极寒以及外煤进口量下降等因素影响，国内煤炭市场价格大幅上升，火电企业对非长协燃煤价格的控制难度加大。燃煤价格问题仍需政府进行一定管控，保证发电企业燃料供应的稳定性。

火电上网电价

2004 年以来，燃煤发电标杆上网电价及煤电价格联动机制逐步建立，并成为上网电价形成的重要基准。近年来，随着电力市场化改革的不断深化，竞争性环节电力价格加快放开，现行燃煤发电标杆上网电价机制已难以适应形势发展，突出表现为不能有效反映电力市场供求变化、电力企业成本变化，不利于电力上下游产业协调可持续发展，不利于市场在电力资源配置中发挥决定性作用等。为贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》精神，有序放开竞争性环节电力价格，提升电力市场化交易程度，2019 年 10 月 21 日，国家发展和改革委员会发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658 号，以下简称“《电价指导意见》”）。《电价指导意见》提出将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，对电力交易中心依照电力体制改革方案开展的现货交易，可不受此限制；国家发改委将根据市场发展适时对基准价和浮动幅度范围进行调整；暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量以及燃煤发电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行。《电价指导意见》将于 2020 年 1 月 1 日起实施，并约定实施“基准价+上下浮动”价格机制的省份，2020 年暂不上浮，确保工商业平均电价只降不升，燃煤发电上网电价形成机制改革后，现行煤电价格联动机制将不再执行。

《电价指导意见》的实施将一定程度推动电力价格市场化，但在全社会用电需求增速平稳，并确保用户端用电成本相对稳定的前提下，电力企业将采取降电价的方式争取市场电量。短期看，目前仍没有参与市场交易的工商业用户自身参与市场交易的意愿不强，且整体议价能力偏弱，暂不上浮的市场化价格将主要影响已参与市场交易的工商业用户交易电价，并可能进一步压缩煤电企业利润水平；但中长期看，由于煤炭价格大幅回落的可能性较小，浮动价格机制将推动上网电价竞价的理性回归，电价折价有望缩窄。

2020 年 7 月，为深入贯彻落实《中共中央国务院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《若干意见》）及配套文件关于推进电力体制改革的工作要求，进一步完善电力中长期交易，国家发展改革委、国家能源局于近日联合修订印发《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889 号）（以下简称“《基本规则》”）。

此次修订印发的《基本规则》，重点从市场准入退出、交易组织、价格机制、安全校核、市场监管和风险控制等方面进行补充、完善和深化，丰富了交易周期、

交易品种和交易方式，优化了交易组织形式，提高了交易的灵活性和流动性，增强了中长期交易稳定收益、规避风险的“压舱石”作用。《基本规则》的修订出台是我国电力市场建设和不断深化的重要成果和标志，将进一步指导和规范各地电力中长期交易，推动形成统一开放、竞争有序的市场体系和有效竞争的市场结构，促进电力要素市场化配置和电力行业持续健康发展。

2. 行业及区域性竞争程度亦为火电企业经营效率的主要影响因素之一。目前电力行业已出现产能过剩问题，政策不断推进电力行业供给侧改革，严控装机规模快速增长和淘汰落后产能，并逐步推进供给侧电源结构改革，火电装机容量和发电量增长均承压较大。

近年来，国家不断出台政策，限制已出现严重产能过剩问题的省份和地区推进火电建设。《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）。

2019年3月，国家发改委、国家能源局发布《关于深入推进供给侧结构性改革进一步淘汰煤电落后产能促进煤电行业优化升级的意见》（发改能源〔2019〕431号，以下简称“《意见》”），指出要有力有序淘汰煤电落后产能，加快煤电产业新旧动能转换，实现煤电行业清洁高效有序发展。《意见》明确要求符合以下条件之一的燃煤机组应实施淘汰关停：不具备供热条件的单机5万千瓦级及以下纯凝煤电机组、不具备供热条件的大电网覆盖范围内单机10万千瓦级及以下的纯凝煤电机组和单机20万千瓦级及以下设计寿命期满的纯凝煤电机组；设计寿命期满且不具备延寿条件的现役30万千瓦级纯凝煤电机组；不实施改造或改造后供电煤耗、污染物排放、以及水耗仍不达标的煤电机组；《打赢蓝天保卫战三年行动计划》明确的重点区域范围内30万千瓦级及以上热电联产机组供热半径15公里范围内的落后燃煤小热电机组；有关法律法规及标准等要求应予以关停或国务院有关部门明确要求关停的机组。在国家明确淘汰关停保准的基础上，鼓励各地进一步加大煤电落后产能淘汰力度，其关停容量指标可通过交易方式用于需通过等量替代建设的煤电项目。

2019年5月，国家发改委发布《关于做好2019年重点领域化解产能工作的

通知》及附件《2019 年煤电化解过剩产能工作要点》（以下简称“《工作要点》”），《工作要点》指出 2019 年的目标任务为淘汰关停不达标的落后煤电机组，依法依规清理整顿违规建设煤电项目，发布实施煤电规划建设风险预警，有序推动项目核准建设，严控煤电新增产能规模，按需合理安排应急备用电源和应急调峰储备电源。落后产能淘汰方面，列入 2019 年煤电淘汰落后产能目前任务的机组，出地方政府明确作为应急备用电源的机组外，应在 2019 年底前完成拆除工作，需至少拆除锅炉、汽轮机、发电机、输煤栈桥、冷却塔、烟囱中的任两项。整顿违规方面，对未核先建、违规核准、批件不符、开工手续不全等违规煤电项目，依法依规停工并予以处罚，不得办法电力业务许可证，不予并网；结合各省份煤电规划建设风险预警等级，研究适时按需分类将取齐（补齐）手续的停建、缓建项目移出名单。风险预警方面，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。装机充裕度指标为红色和橙色的省份，原则上不新安排省内自用煤电项目投产，要暂缓核准、暂缓新开工建设省内自用煤电项目，确有需要的，有序适度安排煤电应急调峰储备电源；装机充裕度指标为绿色、资源约束指标为红色的地区，严格控制新核准、新开工建设煤电项目规模；必须密切跟踪电力（供需）形势变化，合理控制建设节奏，防范出现新的煤电产能过剩。

整体看，目前电力行业已出现产能过剩问题。根据《2022 年煤电规划建设风险预警》（国能发电力〔2019〕31 号），约 25% 的省份已出现煤电装机明显冗余、系统备用率过高预警，区域内市场竞争激烈（见附件 1）。国家不断出台政策淘汰落后产能，同时限制已出现装机容量过剩预警的地区新增装机扩张，同等条件下优先可再生能源机组并网发电，鼓励火电参与应急调峰。火电装机容量和发电量的增长均承压较大。

三、行业格局

1. 电力行业集中度较高，原有“五大四小”集团在电力行业占据绝对优势，且电力行业对于资源、资金和技术均具有较高要求，已具备较强竞争力的火电企业仍将保持规模优势、区位优势。近年来，国家不断推进行业资本整合、资源整合，原神华集团和国电集团重组成立国家能源投资集团有限责任公司，形成中国第一大一次能源及二次能源生产巨头，实现煤电联动效应，有效增强其资本实力及综合竞争力。同时，面对火电企业持续性经营压力，国家亦推动煤电资源区域整合，提升煤电经

营效率。

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》，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8月，中国国电集团有限公司（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“国家能源集团”），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，国家能源集团作为合并后公司继续存续。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，即日起实施集中。

两家合并后成立的国家能源集团为中国第一大一次能源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。截至2019年9月底，国家能源集团资产总额17625.61亿元，所有者权益7087.48亿元；2019年前三季度实现收入4092.53亿元，利润总额616.45亿元。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。

由于电力行业产能过剩，火电机组发电效率受限，部分深度调峰机组持续中低负荷运行；且煤炭成本持续高企，火电企业经营压力大，已出现全行业政策性亏损问题。根据国务院国资委统计数据，截至2018年底，五大煤电央企合计煤电厂474家，装机容量5.2亿千瓦，平均资产负债率73.1%；其中亏损企业257家，占比54.2%，累计亏损379.6亿元，平均资产负债率88.6%。2019年11月，国务院国资委发布《中央企业煤电资源区域整合试点方案》（以下简称“《方案》”），自2019年开始启动，用3年左右时间开展中央企业重点区域煤电资源整合试点工作，通过区域整合优化资源配置，淘汰落后产能，减少同质化竞争，缓解电力企业经营困难，促进电力行业健康可持续发展。力争到2021年底，试点区域产能结构明显优化，煤电协同持续增强，运营效率稳步提高，煤电产能压降四分之一至三分之一，平均设备利用小时明显上升，整体减亏超过50%，资产负债率明显下降。

《方案》确定首批试点将在煤电产能过剩、煤电企业连续亏损的区域推进，包括新疆、青海、宁夏、甘肃和陕西5省，原则上根据中国华能集团有限公司（以

下简称“华能集团”）、中国华电集团有限公司（以下简称“华电集团”）、大唐集团、国家电力投资集团有限公司（以下简称“国电投集团”）和国家能源集团 5 家集团所在省级区域煤电装机规模、经营效益确定牵头单位，在此基础上，综合考虑地区电价、过剩产能消纳、煤电联营、各企业区域战略发展规划等因素，确定华电集团牵头新疆，国电投集团牵头青海，国家能源集团牵头宁夏，华能集团牵头甘肃，大唐集团牵头陕西。试点将稳妥开展资产重组置换，以产权无偿划转为主，市场转让为辅，尽量不产生现金交易，人员、负债随资产一并划转。上市公司所属煤电企业，将股权上移至母公司后再划转，也可以市场化方式转让或置换。此外，《方案》提出要推动企业转型升级，在试点区域带头打造高效清洁可持续发展的煤电产业；同时，支持企业积极引入外部资本，牵头单位要通过债转股、引战投等措施加快降低试点区域煤电企业负债率，积极探索混合所有制改革。

在火电行业产能过剩、成本高企的背景下，煤电联动的行业整合以及火电企业的区域性整合已是大势所趋，若能有效提升产业协同效应，整合高效资源，将有利于火电企业控制成本、提升火电机组运营效率，进而实现扭亏，提升综合竞争力。

2. 电力市场化改革逐步推进，交易电量继续提升；2020 年以来，随着电力交易上市建设逐步完善，一些电力市场改革较快的省份市场化交易电量价差已经开始回落，市场竞争逐步趋于良性。

电力市场化改革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；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，逐步取消电网公司的售电业务，推行电力行业的市场化运营；同时鼓励社会资本投资成立售电主体，并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。

2020 年，交易电量规模进一步提升。根据中电联相关统计数据，2020 年上半年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 12024 亿千瓦时，同比增长 5.9%。其中，电力市场中长期电力直接交易电量为 9602 亿千瓦时，同比增长 8.5%，占全社会用电量比重为 28.6%，同比提高 2.6 个百分点。国家电网有限公

司经营区域各电力交易中心总交易电量累计完成 21437 亿千瓦时，同比下降 2.4%。其中，市场化交易电量 8597 亿千瓦时，同比增长 1.9%。电力直接交易电量 6655 亿千瓦时，同比增长 0.7%，降低电力用户用电成本 201 亿元，持续释放改革红利。2020 年上半年，国网区域内省间交易电量完成 4855 亿千瓦时，同比增长 4.8%。其中，清洁能源 1900 亿千瓦时，占 39.1%。

从交易电价看，各省市场交易电价价差有所分化。其中山东地区直接交易电价平均降幅 1.31 分/千瓦时，降低用户电费成本 12.36 亿元；甘肃地区售电到户均价累计完成 446.61 元/千千瓦时，同比降低 39.50 元/千千瓦时；而市场化进展较快的省份，随着市场的出清，交易机制的完善，市场交易电价价差已经开始有所回落，以市场化改革较为先进的广东省为例，2020 年市场化交易价差同比上年下降明显。

图 5 广东省 2019-2020 年月度交易情况



资料来源：中电联

四、2020 年 1—11 月电力企业债券市场回顾

1. 2020 年 1—11 月债券发行情况

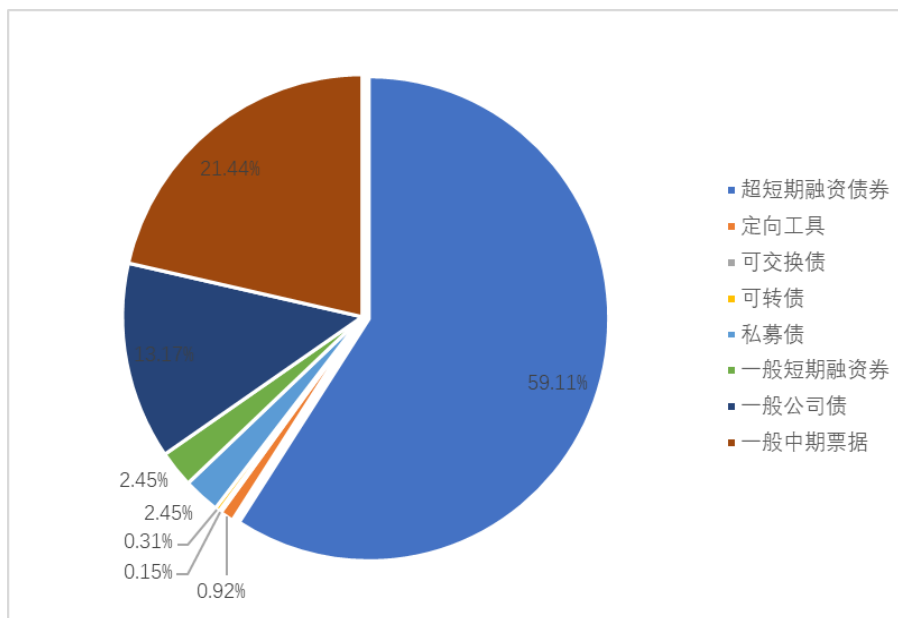
电力债券市场发行主体以高等级主体 AAA 为主，且发行品种多为用于资金周转的超短期融资券。

2020 年 1—11 月，电力行业共发行各类型债券 653 只，发债总额 10812.00 亿元。2020 年 1—11 月发债数量及发债总额分别较上年同期增长 9.20% 和

11.14%。

从发债主体级别情况来看，2020年1—11月，电力行业发债主体共107家，其中，AAA主体59家（占55.14%），AA⁺主体32家（占29.91%），AA主体15家（占14.02%），无主体级别1家（占0.93%）。从债券类型来看，2020年1—11月，电力企业所发行的债券中，超短期融资债券386只（发行规模合计6383.50亿元），定向工具6只（发行规模合计51.00亿元），可交换债1只（发行规模合计10.00亿元），可转债2只（发行规模合计18.60亿元），私募债16只（发行规模合计150.80亿元），一般短期融资债券16只（发行规模合计513.00亿元），一般中期票据140只（发行规模合计2309.10亿元），一般公司债86只（发行规模合计1376.00亿元），一般企业债2只（发行规模合计28.00亿元）；发行债券品种以超短期融资债券为主。

图6 2020年1—11月电力企业新发行债券情况



资料来源：Wind，联合资信整理

2. 2020年1—11月电力企业违约情况

2020年1—11月，电力企业未发生公募债券违约情况。

3. 2020年1—11月级别迁移情况

2020年以来电力行业发展稳定，电力企业未发生级别下调。

截至2020年11月底，电力行业存在有效级别的发行主体共144家，其中AAA级主体62家（占43.06%），AA⁺级主体48家（占33.33%），AA级主体

27 家（占 18.75%），C 级主体 1 家（占%），为凯迪生态环境科技股份有限公司，无主体信用级别 6 家（占 4.17%）。

2020 年 1—11 月，电力行业无主体级别下调企业，主体级别上调企业如下表所示。

表 1 2020 年 1—11 月电力行业主体评级变动情况

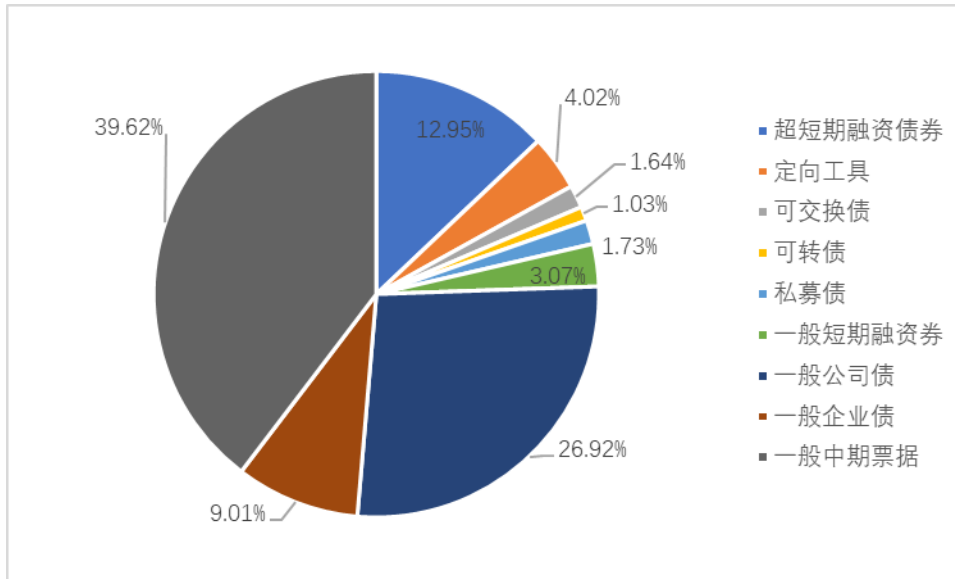
企业名称	评级日期	最新 长期评级	评级 展望	评级 调整	前次 评级	最新 评级机构
达州市投资有限公司	2020-11-03	AA+	稳定	调高	AA	中证鹏元
河北建投新能源有限公司	2020-07-29	AA+	稳定	调高	AA	中诚信国际
云南省水利水电投资有限公司	2020-07-16	AA+	稳定	调高	AA	联合资信
衢州市交通投资集团有限公司	2020-06-29	AA+	稳定	调高	AA	上海新世纪
中铝宁夏能源集团有限公司	2020-02-13	AA+	稳定	调高	AA	联合资信

资料来源：Wind，联合资信整理

4. 截至 2020 年 11 月底存续债到期情况

截至 2020 年 11 月底，电力行业存续债券合计 1061 笔，债券余额合计约 17788.69 亿元。从债券类型来看，截至 2020 年 11 月底，电力企业存续债券中超短期融资债券余额 2303.30 亿元（占 12.95%），定向工具余额 715.70 亿元（占 4.02%），可交换债余额 291.40 亿元（占 1.64%），可转债余额 183.62 亿元，（占 1.03%），私募债余额 307.60 亿元（占 1.73%），一般短期融资债券余额 547.00 亿元（占 3.07%），一般公司债债券余额 4788.80 亿元（占 26.92%），一般企业债债券余额 1603.07 亿元（占 9.01%），一般中期票据债券余额 7048.20 亿元（占 39.62%）；发行债券品种以一般中期票据和一般公司债为主。

图 7 截至 2020 年 11 月底电力企业存续债券情况



资料来源：Wind，联合资信整理

从级别来看，AAA 级债券余额合计 16315.87 亿元（占 91.72%），AA+级债券余额合计 1214.57 亿元（占 6.83%），AA 级债券余额合计 225.25 亿元（占 1.27%），C 级债券余额 2.00 亿元（占 0.01%）无主体级别债券余额 31.00 亿元（占 0.17%）。

2020 年 12 月—2021 年 12 月，电力行业到期债券共 170 笔，到期债券余额 6361.42 亿元，涉及到期债券主体 103 家。其中，2020 年 12 月、2021 年 1 月、3 月、4 月和 5 月债券到规模相对较大，分别为 576.40 亿元、738.70 亿元、759.79 亿元、672.40 亿元和 755.00 亿元。

表 2 截至 2020 年 11 月底存续债券到期兑付情况（单位：亿元、笔）

到期时间	合计规模	合计数量
2020 年 12 月	576.40	54
2021 年 1 月	738.70	46
2021 年 2 月	250.50	22
2021 年 3 月	759.79	44
2021 年 4 月	672.40	36
2021 年 5 月	755.00	34
2021 年 6 月	348.50	17
2021 年 7 月	422.57	24
2021 年 8 月	341.20	23
2021 年 9 月	316.48	19
2021 年 10 月	340.46	18
2021 年 11 月	365.00	23

2021 年 12 月	474.41	17
合计	6361.42	377

资料来源：Wind，联合资信整理

五、电力行业发债企业财务分析

高等级电力企业的资产规模、营业收入和利润规模均明显优于低等级电力行业，规模指标对信用等级具有较好的区分度。根据 2020 年 9 月底数据可得样本统计结果，不考虑 C 级企业，其他各级别发债主体资产规模和偿债能力均同比有所提升，受新冠肺炎疫情影响，盈利能力有所减弱。

从财务数据指标来看，2019 年，AAA 级企业资产均值为 2860.28 亿元，所有者权益均值为 1023.74 亿元，营业总收入均值为 1018.69 亿元，利润总额均值为 69.43 亿元，经营活动净现金流均值为 215.20 亿元，各项财务数据指标均远优于 AA⁺及以下级别企业，主要系 AAA 级企业均为全国范围内电力行业龙头企业。

从盈利能力上看，以尚有存续债券的电力企业测算，2019 年营业收入合计 6.80 万亿元，同比增长 8.33%，电力企业营业收入随着发电量的增长而增长；2020 年前三季度营业收入合计 4.70 万亿元，同比减少 5.28%，受疫情影响，2020 年前三季度营业收入同比有所下降。2018 年以来煤炭价格较 2017 年有所回落，电力企业燃料单位成本有所下降，2019 年营业成本合计 5.73 万亿元，同比增长 6.37%，上述电力企业营业成本增幅小于营业收入增幅；2020 年前三季度营业成本度合计 4.01 万亿元，同比减少 5.00%。营业利润方面，2019 年电力企业营业利润合计为 4707.78 亿元，同比增长 15.89%；2020 年前三季度为 3734.00 亿元，同比减少 1.61%，2020 年受疫情影响有所回落。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，2019 年上述电力企业投资净收益合计 1091.07 亿元（同比减少 18.30%），占利润总额的比重为 23.61%（同比下降 9.49 个百分点）。

从负债率上看，电力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。2019 年，电力行业 AAA 级企业资产负债率和全部债务资本化比率均值分别为 62.09% 和 55.27%，AA⁺级企业分别为 65.34% 和 55.16%，AA 级企业分别为 65.46% 和 55.97%。2020 年前三季度，AAA 级、AA⁺级和 AA 级企业资产负债率和全部债务资本化比率均值同比有所下降；C 级企业资产负债率和全部债务资本化比率均值同比小幅增长。

从短期偿债指标上看，除 C 级企业外，AAA 级企业流动比率处于最低水平。

2020 年前三季度，AAA 级、AA⁺级和 AA 级企业流动比率均值同比均有所提高，主要由于货币资金、应收账款和其他应收款的增长带动流动资产的增长，同时由于偿还到期债务带动流动负债减少。

表 3 电力企业三季度主要指标均值分布情况（亿元、%）

时间	级别	样本家数	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
2020 年 1-9 月	AAA	55	3150.39	1177.30	801.59	65.02	176.17	21.79	60.88	52.15	79.73
	AA ⁺	36	365.07	134.45	56.06	4.56	11.42	11.03	63.67	54.75	114.72
	AA	19	163.08	50.94	45.03	2.95	4.67	10.36	65.24	56.26	116.38
	C	1	299.42	-39.28	15.47	-11.15	1.20	-138.10	113.12	132.44	22.86
2019 年 1-9 月	AAA	57	3011.08	1066.41	815.40	63.28	168.82	21.57	62.37	54.17	78.47
	AA ⁺	41	343.10	111.82	57.32	4.49	12.87	14.33	65.81	56.61	123.34
	AA	21	151.72	47.11	35.35	2.10	4.63	11.20	66.24	57.19	123.50
	C	1	323.65	4.91	19.00	-14.16	0.85	-163.31	98.48	97.37	22.63

注：样本数量差异主要由于部分主体季度数据不可得
资料来源：Wind，联合资信整理

六、行业展望

2020 年，受新冠肺炎疫情影响，电力行业下游工业复工延迟，导致电力行业增速有所下滑，但全年看仍保持增长态势；进入 2021 年，新冠肺炎疫情又有抬头之势，但由于中国在前期已经积累丰富的抗击疫情的经验，预计 2021 年疫情对经济的影响有限。具体看：

（1）发电量方面，目前电力行业产能过剩，且受到可再生能源机组发电量挤压，火电机组发电效率将持续偏低。预计 2021 年，火电装机容量及发电量将维持小幅增长，但由于机组运行效率偏低，固定成本偏高。

（2）电价方面，现行燃煤发电标杆上网电价机制将改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，同时政策要求 2020 年首年电价暂不上浮。短期看，由于电力行业产能过剩，电力企业将采取降电价方式争取高电量，暂不上浮的市场化价格机制将加剧竞价竞争，压缩火电企业利润水平。但中长期看，由于煤炭成本大幅回落的可能性较小，市场化价格机制有望推进上网电价的理性回归，电价折价有望缩窄。

（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处于较低水平，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。2020 年第四季度，煤炭价格快速提升，但全年煤炭均价有所回落，火电企业盈利能力有所回升。预计 2021 年在整体限产限煤政策下，火电企业成本大幅下降空间不大，盈利水平有望维持或小幅回升，但低效电厂依旧面临较大的经营压力。

(4) 现金流方面，火电企业客户主要为电网公司，通常次月结算，现金流回款保障程度仍很高。

(5) 企业信用风险方面，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，火电行业已出现产能过剩、机组利用效率偏低甚至经营亏损等问题，煤电产业链整合以及电力行业区域性有效资产整合已是大势所趋。近年来，电力行业在政策导向下逐步推进落后产能淘汰、技术提升、产能区位布局调整以及电源结构调整等。2019 年以来，煤炭成本回落、电价逐步理性提升，火电企业盈利能力有所好转。电力行业在经济发展中具有重要地位，而目前火电装机容量和发电量仍占据主导地位，在电力系统中承担着电力安全稳定供应、应急调峰、集中供热等重要基础性作用；且火电行业电力销售可获得稳定的现金流回款；行业风险较小。综上，联合资信评定火电行业 2021 年展望为稳定。

附件 1 2020—2022 年煤电规划建设风险预警指标情况

序号	地区	煤电建设经济性预警			煤电装机充裕度预警指标			资源约束指标		
		2020 年	2021 年	2022 年	2020 年	2021 年	2022 年	2020 年	2021 年	2022 年
1	黑龙江	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
2	吉林	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
3	辽宁	橙色	绿色	绿色	红色	橙色	橙色	绿色	绿色	绿色
4	内蒙古-蒙东	绿色	绿色	绿色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
5	内蒙古-蒙西	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
6	北京	--	--	--	--	--	--	红色	红色	红色
7	天津	橙色	红色	红色	红色	红色	绿色	红色	红色	红色
8	河北-冀北	绿色	绿色	绿色	红色	红色	绿色	红色	红色	重点红色 其他绿色
9	河北-冀南	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色
10	山东	红色	绿色	红色	红色	红色	红色	红色	红色	重点红色 其他绿色
11	山西	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	重点红色 其他绿色
12	陕西	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色	重点红色 其他绿色
13	甘肃	红色	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
14	青海	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
15	宁夏	橙色	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
16	新疆	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
17	河南	绿色	绿色	橙色	橙色	橙色	绿色	绿色	绿色	重点红色 其他绿色
18	湖北	红色	橙色	绿色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色
19	湖南	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色
20	江西	绿色	绿色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色
21	四川	红色	红色	红色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色
23	西藏	--	--	--	--	--	--	--	--	绿色
22	重庆	红色	橙色	绿色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
24	上海	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色
25	江苏	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色
26	浙江	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色

27	安徽	绿色	绿色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色	红色
28	福建	红色	橙色	橙色	红色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色
29	广东	绿色	绿色	绿色	红色	橙色	绿色	红色	红色	绿色
30	广西	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
31	云南	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
32	贵州	红色	绿色	绿色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
33	海南	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色

注：1.煤电规划建设风险预警指标中，煤电建设经济性预警指标是建议性指标，体现了建设省内自用煤电项目的经济性；煤电装机充裕度预警指标为约束性指标，体现当地煤电装机、电力供应的冗余情况；资源约束指标为约束性指标，反映了当地规划建设煤电项目可行性；

2.煤电建设经济性预警指标基于各省、自治区、直辖市新投运省内自用煤电项目的预期投资回报率，分为红色、橙色、绿色三个等级；投资回报率低于当期中长期国债利率的为红色预警；投资回报率在当期中长期国债利率至一般项目收益率（电力项目通常为8%）之间的为橙色预警；投资回报率高于一般项目收益率的为绿色；

3.煤电装机充裕度预警指标基于各省、自治区、直辖市电力系统备用率，分为红色、橙色、绿色三个等级；煤电装机明显冗余、系统备用率过高的为红色预警；煤电装机较为充裕、系统备用率偏高的为橙色预警；电力供需基本平衡或有缺口的、系统备用率适当或者偏低的为绿色；

4.资源约束指标基于各省、自治区、直辖市的大气污染物排放、水资源、煤炭消费总量以及其他相关资源的约束情况，分为红色、绿色两个等级；对于《关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》确定的重点区域，资源约束指标为红色预警；其余为绿色