



大公国际电力行业 2022 年信用风险展望：电力改革继续，行业信用整体稳定



电力体系改革继续推进，仍集中电价、市场化体系及清洁能源方向，提升可再生能源比重，促进电力发展多元化；2022年，电力体系改革继续向新型电力系统、电力市场体系、电网智能化、清洁化等主方向推进，深化电价改革，行业向高质量发展继续推进。

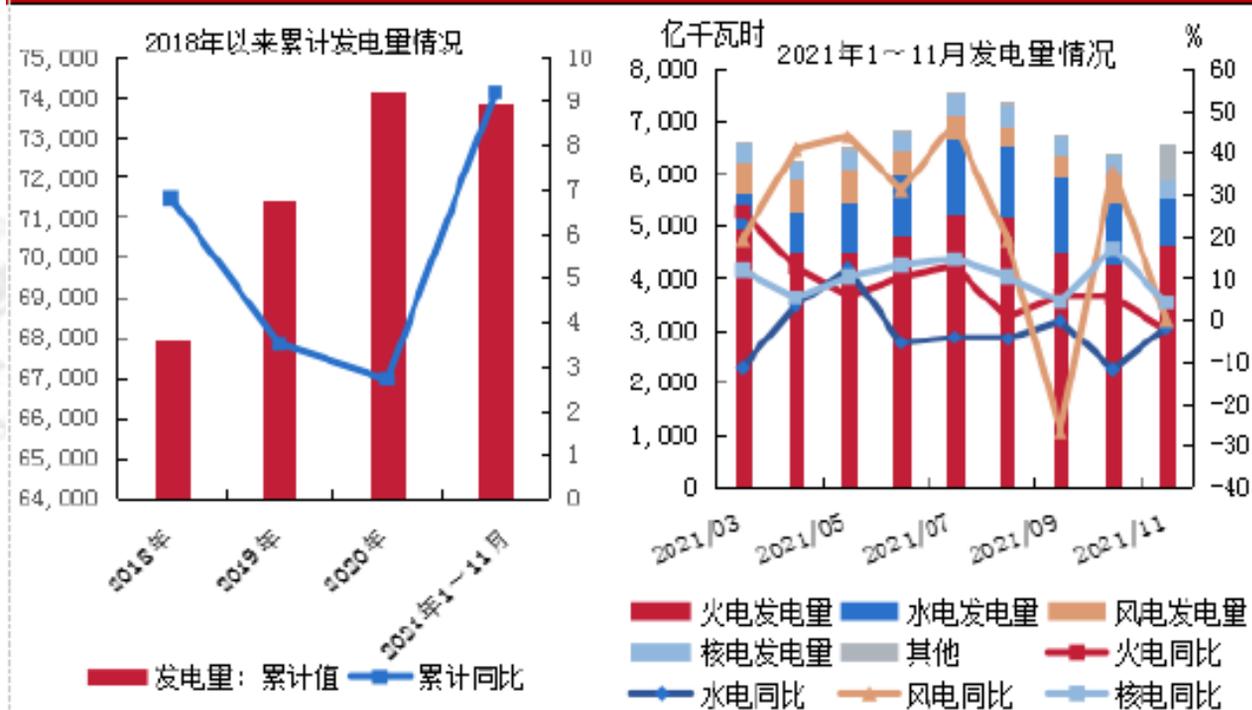
我国电力体系持续改革，从发电企业、电网企业、配电企业、电力交易机构等多个角度推进，且自《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革若干意见》公布以来，各项政策相继颁布，逐步推动电力体制进一步改革。《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》强调了能源产业优化，推动新能源发展等方向，优化电力生产和输送通道布局，提升新能源消纳和存储能力，提升向边远地区输配电能力；推进能源等行业竞争性环节市场化改革；加快推动绿色低碳发展。2021年9月，国家发改委印发《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，到2030年，能耗强度继续大幅下降，能源消费总量得到合理控制，能源结构更加优化；到2035年，能源资源优化配置、全面节约制度更加成熟和定型，有力支撑碳排放达峰后稳中有降目标实现。从电力供给侧端来看，2021年以来，继续推动能源高质量发展，坚持构建多元化电力生产格局，在维持燃煤火电机组基本稳定及“上大压小”的情况下，继续落实清洁能源消纳，推进新能源发电规模释放及发电利用率提升，2021年9月以来，由于下游需求增长，电力供给端偏紧，推进落实能源保供稳价工作，煤电机组应发尽发，水电、核电、风电、光伏等清洁能源发电多发满发。

电价改革方面，2021 年以来，燃煤电价市场化改革继续推进，结合能耗双控推进要求，各省份相应出了调整燃煤发电市场化交易电价浮动范围，取消工商业目录销售电价、优化峰谷及分时电价、阶梯电价等一系列政策，同时推进风电、光伏发电等平价上网进展，创新抽水蓄能价格机制，支持新能源参与市场化交易体系；在输配电价方面，推进建立事前核定、定期校核的价格机制等改革，进一步完善输配电定价体系。在电力交易方面，2021 年全国第二批电力现货市场建设试点启动结算试运行，随着试点运行范围的扩大及运行周期加长，相关配套规则进一步完善，将有利于电力现货市场稳定运行，进一步推进电力市场化改革。

2021 年全社会用电量较快增长，电力供需整体基本平衡，但部分地区电力供给偏紧、9 月以来出现“拉闸限电”；全国发电装机规模增速同比提高，结构仍以火电为主，其中非化石能源发电量保持快速增长，且火电因保供影响增幅同比提升；预计 2022 年，电力供需将基本保持平衡，清洁化及可再生能源发电规模将继续明显增长，电力绿色低碳发展趋势持续。

2021 年以来，全社会用电量保持较快增长，三次产业用电量均保持两位数增长，主要是由于 2020 年受疫情影响第一季度用电量下降明显，第二季度以来有所回升但增速有所下降，其中工业和制造业用电增速有所放缓。2021 年 1~11 月，全国全社会用电量 74,972 亿千瓦时，同比增长 11.4%。分区域看，我国用电量主要集中在华东和西北地区，其仍是用电量增长的主要驱动区域。

图1 2018年以来发电量情况（亿千瓦时，%）



数据来源: Wind, 大公国际整理

电力供给方面，全国发电装机呈现“总量增长，结构优化”特征，但总量增速放缓，虽仍以火电为主，但电力延续绿色低碳发展趋势，非化石能源发电装机继续快速增长同时占比持续提升，其中风电及光伏发电装机受政策支持及清洁能源发电消纳能力提升等原因增幅明显，生物质及燃气等其他清洁能源发电增速次之。截至2021年11月末，全国发电装机容量23.2亿千瓦，同比增长9.0%。其中，非化石能源装机容量同比增长17.2%，占总装机容量比重升至46.1%。从发电方面来看，全国规模以上电厂发电量保持增长，增速有所提高。其中水电及风电分别为第二及第三主力，贡献度持续提升，且风电增幅明显；火电发电量占据主导地位但占比持续下降，其调峰维稳作用突显，2021年1~11月，全国规模以上发电量中火电占比70.74%；而水电因本期主要区域来水量偏枯同比小幅下降。2021年

1~11月，全国规模以上电厂发电量73,827亿千瓦时，同比增长9.2%，其中水电发电量同比下降2.2%，火电同比增长9.9%，核电及并网风电发电量同比分别增长11.9%和40.9%。从新增电力来看，2021年1~11月，全国新增电力生产力中火电仍占比较高，除火电及风电新增生产力同比下降外，水电、核电及太阳能新增电力同比增幅均明显，风电增速明显下滑。从发电效率来看，同期，发电设备累计平均利用小时3,483小时，比上年同期增加87小时，发电效率除水电及光伏发电外均有所提升。

电力投资方面，可再生能源投资占据主要地位，其中风电及光伏发电因行业导向支持、建设成本下行及上网能力提升等投资增幅仍明显，水电因前期大型项目投资基本完成，投资增速继续放缓，而火电投资因应急调峰储备电源、大容量机组替换及燃气机组投资增加等影响而明显增长，继续向装机结构优质、且清洁化利用较高的火电企业倾斜。2021年1~11月，主要发电企业电源工程完成投资4,306亿元，同比增长3.6%，增速明显下降。

由于能源资源及负荷中心呈现“能源西多东少、北多南少，需求集中在中东部地区”的不均衡特点，电力市场供需存在时间和空间差异，受益于电网建设不断提升，输配电系统逐步完善，跨区域电力消纳能力逐步增强，2021年中国跨区域送电规模持续增长，此外新型电力体系建设的推进，对电网建设及运营提高了要求。

由于燃煤发电机组在我国电源结构中占据主导地位，燃煤作为火电行

业的主要原料，煤炭市场景气程度对火电行业的盈利能力影响显著，2021年以来，随着下游需求增长，煤炭价格攀升，10月以来随着保供政策的执行，煤炭价格有所回落，但仍维持在高位，火电企业盈利承压明显。长期来看，随着煤炭保供继续推进，短期内动力煤价格有望下落，但仍存在高位波动的可能，火电企业利润空间仍有承压可能。

2021年我国电力供需格局基本维持平衡，但因燃料价格高升、能耗双控等因素，火电运营承压，同时可再生能源发电虽增幅明显但增量不及下游需求缺口，部分地区电力供给紧张，9月以来出现拉闸限电，火电调峰维稳地位突显。根据中央经济工作会议，2022年经济工作要稳字当头、稳中求进；提出传统能源逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上，尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变。预计2022年，火电为主的地位仍将维持，但对其清洁利用、落后产能淘汰及降耗等要求提升，风、光发电等可再生能源发电规模将保持明显增长，绿色趋势明显，推进电力行业绿色转型发展。

2021年电力行业营业收入保持增长，但受煤炭等价格大幅上涨、市场化燃煤电价机制未完全落地等因素影响，火电盈利明显下滑，受此影响行业利润大幅下降；预计2022年电力行业整体营收规模将稳定增长，考虑煤炭价格仍可能高位波动、新能源平价上网等因素，火电等盈利仍有承压可能，企业盈利分化。

电力、热力的生产和供应行业营业收入自2018年以来保持增长趋势，

增速因火电增量受限、风电及光伏发电等规模虽增幅明显但体量相对较低等影响呈下降趋势；行业整体利润保持增长，但增幅明显下降。根据国家统计局数据，2021年1~9月，电力、热力的生产和供应业营业收入为5.69万亿元，同比增长14.20%，因下游需求回升，以及去年同期受疫情影响较大，同比大幅提升；利润总额2,480.10亿元，同比下降24.60%，主要系受燃料价格大幅上涨、“基准价+上下浮动”的市场化电价机制未完全落地等影响所致。随着社会用电继续增加，预计2022年电力行业整体营收规模将有所增长，在“双碳”及“双控”背景下，绿电快速发展，风电及光伏发电等新能源发电行业增幅明显，但受平价上网的推进及发电稳定性不足等影响，其利润空间或承压；火电地位优势仍保持，但考虑煤价中枢上移、高位波动的可能，煤电企业或将面临一定经营压力、盈利分化，但煤电交易电价的调整有望突破标杆电价，可其调整执行尚需时间，后续需持续关注。水电方面，考虑到国内水资源整体利用程度较饱和，增幅空间有限，水电企业营收规模或保持稳定，盈利水平因来水等因素或小幅波动。根据已发债企业公开财务数据看，行业总营业收入保持增长，其中火电仍为主力但其盈利能力仍较弱。2021年前三季度，受燃煤等燃料价格高升影

预览已结束，完整报告链接和二维码如下：

https://www.yunbaogao.cn/report/index/report?reportId=1_36470

