



2023 年电力行业分析

联合资信 工商评级四部 | 电力组

电力行业供需整体维持紧平衡状态，在极端天气、双控限制等特殊情况下局部地区存在电力供应不足的问题。

近年来，能源供应和环境保护等问题逐步凸显，在政策导向下，电源结构向清洁能源偏重明显，并开始布局储能配套设施，资源优势区域稳步推进大基地项目等，带动风电和太阳能发电新增装机量大幅提升。为保障电力供应稳定性，火电仍占据较大市场。由于动力煤等燃料价格仍处高位，火电企业成本控制压力仍较大。

2023 年，预期中国电力供需总体平衡、局部地区高峰时段电力供应偏紧。未来，电力行业将着力保障安全稳定供应及加快清洁低碳结构转型。



联合资信评估股份有限公司
China Lianhe Credit Rating Co., Ltd.

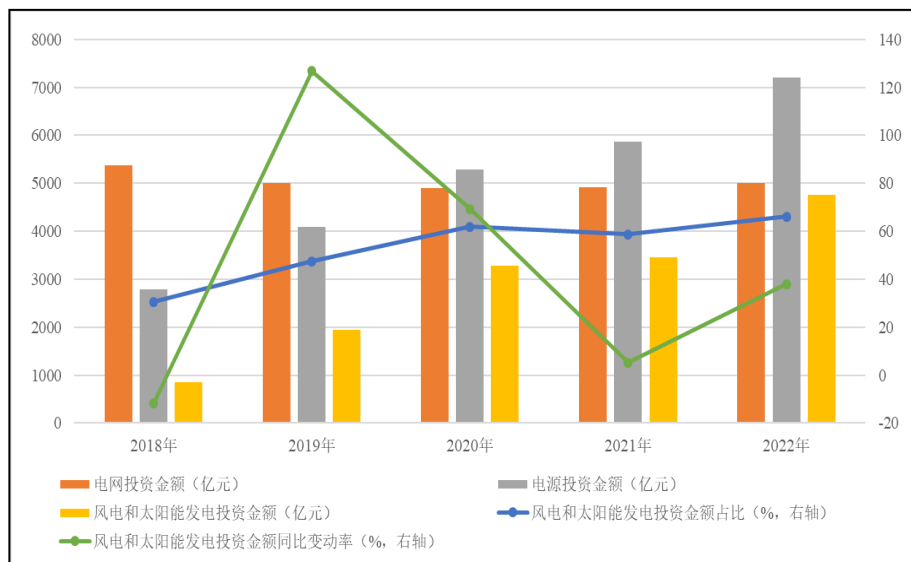


一、 电力行业概况

火电仍是当前中国电力供应的最主要电源，但在政策导向下，清洁能源投资金额及占比均快速提高，其中风电和太阳能发电增幅明显，对火电替代作用日益突显。伴随着经济快速复苏，2022年，中国电力投资完成额及发售电量规模均同比增长。

近年来，中国电网建设保持较大投资规模，2022年，电网工程建设完成投资5012亿元，同比增长2.0%。受电力需求增长以及电源结构调整等政策导向影响，中国电源工程投资整体保持快速增长趋势，并逐步超过电网建设投资。2022年，中国电源工程投资为7208亿元，同比增长22.8%，增速同比提高11.89个百分点。其中，风电和太阳能发电项目投资占电源工程投资的比重由2018年的30.64%提高至2022年的66.02%。

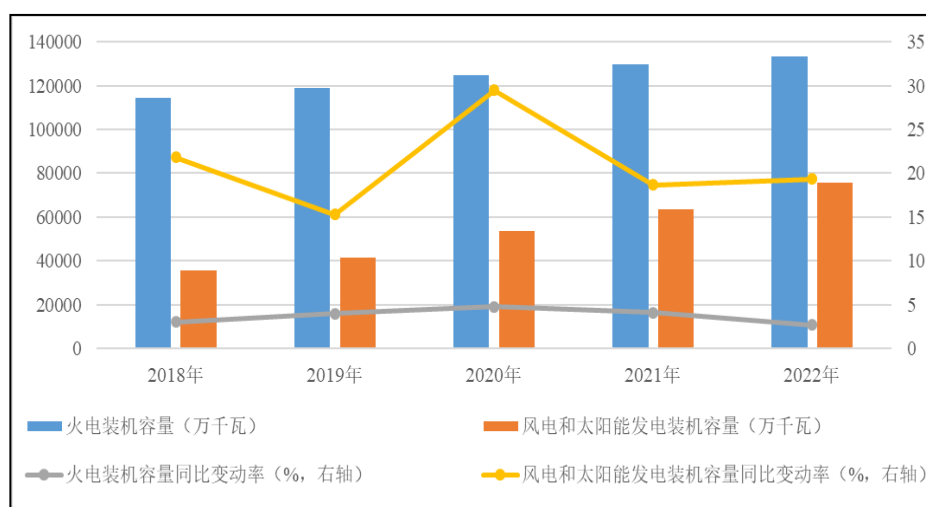
图1 近年中国电源及电网投资情况



资料来源：联合资信根据中国电力企业联合会数据整理

装机容量方面，2022年，中国新增发电装机容量19974万千瓦。其中，受“双控”“双碳”政策对火电的限制以及国家大力鼓励发展新能源的战略部署影响，火电新增装机容量同比下降9.5%至4940万千瓦；太阳能发电新增装机容量同比增长60.3%至8741万千瓦，其中分布式电站新增装机5111万千瓦，占太阳能发电新增装机容量的58.5%，已成为太阳能发电的主要发展方向。截至2022年底，中国全口径发电设备装机容量25.6亿千瓦，较上年底增长7.8%。其中，全口径非化石能源发电装机容量占全口径发电装机容量的比重为49.6%，同比提高2.6个百分点，延续绿色低碳转型趋势。

图2 近年中国发电装机容量变动情况

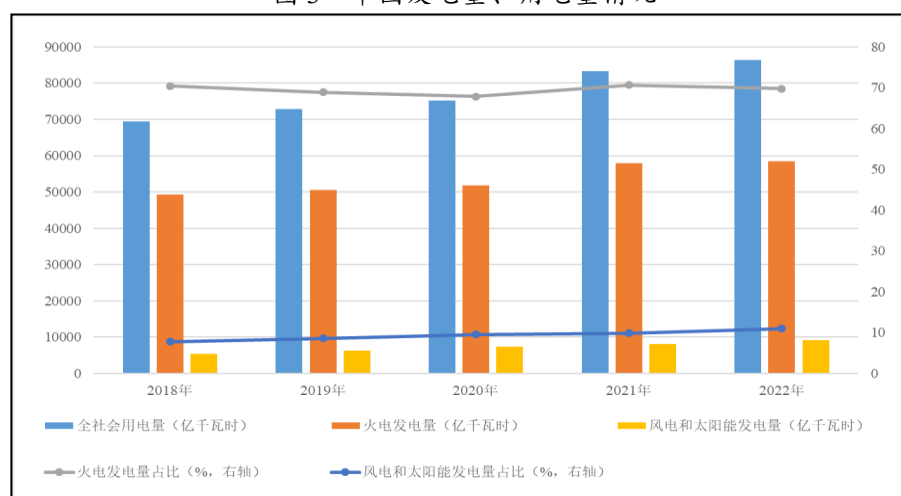


资料来源：联合资信根据中国电力企业联合会数据整理

用电需求方面，2022年，中国全社会用电量8.64万亿千瓦时，同比增长3.6%。第一、二、三、四季度，中国全社会用电量同比分别增长5.0%、0.8%、6.0%和2.5%，第二、四季度电力消费增速回落。

发电机组运行方面，2022年，中国6000千瓦及以上电厂发电设备利用小时数为3687小时，同比减少125小时，除太阳能发电设备利用小时同比提高56小时外，其他电源利用小时均较上年有所下降。其中水电利用小时同比减少194小时，主要由于第三季度出现极端高温少雨天气，导致多流域来水不佳。伴随装机容量的增长以及用电需求的小幅提高，中国全口径发电设备发电量稳步增长。2022年，中国规模以上工业企业发电量8.39万亿千瓦时，同比增长2.2%。其中，火电在发电量中占比约70%，仍发挥着“压舱石”作用；同期，风电和太阳能发电发展迅速，2022年发电量合计占比超过10%。

图3 中国发电量、用电量情况



资料来源：联合资信根据中国电力企业联合会数据整理

二、 核电行业概况

中国核电行业格局稳定，装机规模稳步增长，机组整体运行稳定，利用效率保持在很高水平。

中国核电行业格局稳定，主要经营主体包括中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、国家电力投资集团有限公司和中国华能集团有限公司。随着华龙一号、AP1000等三代机组的投运，中国核电装机容量稳步增长。根据中国电力企业联合会数据，截至2022年底，中国核电装机容量为5553万千瓦，占全国发电装机容量的2.17%。2022年，中国共有2台核电机组（上年为4台）首次装料，分别为红沿河核电厂6号机组和防城港核电厂3号机组。

机组运行方面，2022年，中国运行核电机组发电量4178亿千瓦时，同比增长2.5%，占全国累计发电量的4.98%；核电设备利用小时数为7616小时，同比减少186小时，平均机组能力因子为91.67%。

核电技术方面，2018年以来，中国核电机组已进入集中投运期。其中，三门核电站为AP1000技术的全球首堆，海阳核电1号为全球第二台AP1000机组，台山1号机组运用法国EPR技术，均为三代核电机组；目前该等机组各项技术指标均符合设计要求、机组状态控制良好，其正式投产标志着中国三代核电机组的技术安全水平已基本达到相关标准，未来或将促进中国核电核准进程。

三、 水电行业概况

水电为中国最主要的可再生能源，根据资源区域分布，正逐步形成十三大水电基地。伴随大型水电站项目陆续投产发电，中国水电装机规模保持增长态势；但受来水情况影响，机组运营效率有所波动。

从空间分布看，中国水电资源总量的75%集中在西部地区，其中云南、四川、西藏三省（自治区）占比约60%。资源区域分布差异决定了中国“西电东送”的基本格局，包括“北、中、南”三大输电通道。中国正逐步形成十三大水电基地，规划总装机容量超过2.86亿千瓦，对实现水电流域梯级滚动开发、实行资源优化配置、带动西部经济发展均起到了重大促进作用。

图4 中国十三大水电基地分布图



资料来源：公开资料

中国整体水资源有限，未开发流域部分电站开发难度较大、成本较高。近年来，受政策扶持以及前期建设大型电站的陆续投产，中国水电装机容量持续增长。2022年，雅砻江两河口水电站、白鹤滩水电站和苏洼龙水电站均实现全面投产发电，带动中国全年水电新增装机大幅增长。其中，白鹤滩水电站作为中国“十四五”阶段的超级工程，与三峡工程、葛洲坝工程，以及金沙江乌东德、溪洛渡、向家坝水电站等共同构成世界最大的清洁能源走廊。截至2022年底，中国水电装机容量41350万千瓦，较上年底增长5.8%，占中国发电装机容量的16.13%，相较于风电和光伏装机容量的快速增长，水电装机占比有所下降。

水电机组发电效率受资源波动影响较大。受整体来水情况偏枯影响，近年来，中国水电设备利用小时持续下降。2022年，中国6000千瓦及以上水电厂发电设备利用小时数3412小时，同比减少194小时，同期水电发电量同比提高1%至12020亿千瓦时。

四、 行业关注及政策调整

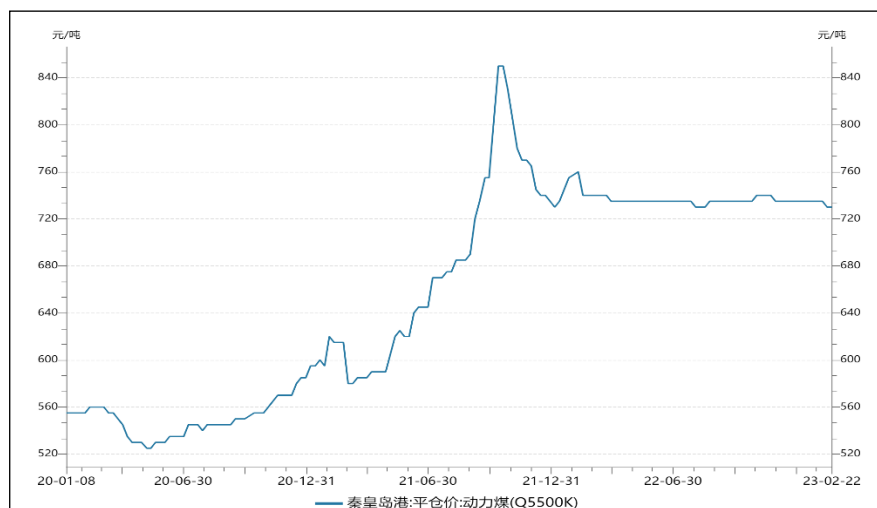
(1) 煤炭价格及供需波动

煤炭价格受供需影响波动较大，2020年下半年以来煤炭价格涨幅明显，对此，政府采取一系列措施引导煤炭价格理性回归。2021年第四季度以来，煤炭价格逐步回调并保持高位震荡，煤电企业仍存在较大成本控制压力。

2020年下半年以来，在安全检查、大秦铁路检修、进口煤限制等多重因素影响下，中国煤炭产量增速放缓，进口煤量同比下降。煤炭供不应求导致其价格快速大幅拉升，

进而严重激化煤、电价格矛盾。对此，中国政府采取一系列措施，如优先确保发电供热用户的长协合同资源及履约情况、鼓励符合条件的煤矿核增生产能力、将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过 20%等，增强煤炭保供、加强成本传导。在多重政策引导下，2021 年第四季度，煤炭价格有所回落。2022 年 1 月，受冬奥会临近华北地区电厂集中补库存等因素影响，动力煤价格触底反弹；2 月以来，随着《关于完善煤炭定价机制及设定煤炭价格合理区间¹》的政策发布，动力煤价格保持稳定。2023 年初，澳洲煤进口限制逐步放开，对中国煤炭形成结构性补充，且运输成本较低，也可在一定程度上抑制煤价的大幅上涨。

图5 秦皇岛港5500大卡动力煤平仓价



资料来源：Wind

(2) 碳减排政策

随着碳减排等政策的陆续出台，中国电源结构将加速调整，清洁能源占比提升，火电调峰作用逐步突显。

2020年9月，中国国家主席习近平在第七十五届联合国大会上提出中国将力争2030年前达到二氧化碳排放峰值，努力争取2060年前实现碳中和。随后，“3060目标”被纳入“十四五”规划建议，“碳达峰”“碳中和”工作列入2021年度八大重点任务之一，要力争加快调整优化产业结构、能源结构，推动煤炭消费尽早达峰；大力发展新能源，加快建设全国用能权、碳排放权交易市场，完善能源消费双控制度。生态环境部也陆续发布碳排放交易相关文件，电力行业成为首个由试点向全国推广碳排放交易的行业。2021年10月，国家发展改革委、国家能源局发布《全国煤电机组改造升级实施方案》，明确要求新建机组类型及压降煤耗标准，不断推进煤电机组灵活性改造。2022年8月，

¹ 秦皇岛港下水煤（5500 千卡）价格合理区间为每吨 570~770 元，山西、陕西、蒙西煤炭（5500 千卡）出矿环节价格合理区间分别为每吨 370~570 元、320~520 元、260~460 元，蒙东煤炭（3500 千卡）出矿环节价格合理区间为每吨 200~300 元

国家发展改革委、国家统计局、国家能源局联合印发《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》，明确将绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证。上述政策均对碳排放指标做出了限定，在总电力需求稳步提高的前期下，清洁能源发电装机容量将快速增长，发电量占比有望持续提升，同时火电调峰作用将逐步突显。

（3） 电力消纳

电网建设仍有待加强，部分地区可再生能源装机的快速增长将加大电力消纳压力。

中国风电及光伏电站主要集中在北方地区，而电力消纳需求主要集中在中东部地区，电源布局与电力需求在区域布局上存在失衡。目前，北方地区风光富余电量主要通过增加当地消纳需求以及外送消纳，前者主要依赖当地政府通过招商政策引导耗能企业落地，提高本地电力需求负荷；后者主要为通过特高压外送进行省间交易，但存量特高压电网利用率仍有待提升。特高压电网为“西电东送、北电南供”的主要输送通道，“十四五”期间，国家电网规划建设特高压工程“24交14直”，涉及线路3万余公里。在增量特高压投产前，风光大基地在2023年仍有大规模项目投产，且以北方地区为主，风光消纳压力将明显加大。对此，部分省市已提出对新增风电及光伏发电项目进行储能配置的要求，配储比例要求多在10%~20%之间，配储时长要求多在2小时以上（部分省配置要求高达4小时）。截至2022年底，中国已投运新型储能项目装机规模达870万千瓦。

（4） 补贴回款压力

可再生能源补贴资金累计缺口很大，回款压力大，2023年可再生能源补贴的提前下达有利于缓解电力企业的资金压力。

由于补贴发放存在滞后性，企业回款情况及经营现金流表现一般。截至2021年底，中国累计可再生能源补贴资金缺口约为4000亿元，补贴回款压力大。2022年11月，中央预决算公开平台发布《财政部关于提前下达2023年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，本次可再生能源电价附加补助下达山西、内蒙古、吉林、浙江、湖南、广西、重庆、四川、贵州、云南、甘肃、青海和新疆13个省市自治区，补贴金额合计47.1亿元。财政部提前下达下年可再生能源补贴，有利于缓解可再生能源电力企业的资金压力。

（5） 抽水蓄能规模提升

抽水蓄能作为重要的电力调节系统，也将成为水电发展的重点方向。

中国国家能源局2021年9月发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035年）》，提出在全国范围内普查筛选抽水蓄能资源站点基础上，建立了抽水蓄能中长期发展项目库。对满足规划阶段深度要求、条件成熟、不涉及生态保护红线等环境制约因素的项目，按照应纳尽纳的原则，作为重点实施项目，纳入重点实施项目库，此类项目总装

机规模为4.21亿千瓦；对满足规划阶段深度要求，但可能涉及生态保护红线等环境制约因素的项目，作为储备项目，纳入储备项目库，这些项目待落实相关条件、做好与生态保护红线等环境制约因素避让和衔接后，可滚动调整进入重点实施项目库，此类项目总装机规模为3.05亿千瓦。目标到2025年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到6200万千瓦以上；到2030年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到1.2亿千瓦左右。

五、 行业展望

2023 年，预期中国电力供需总体平衡、局部地区高峰时段电力供应偏紧。未来，电力行业将着力保障安全稳定供应及加快清洁低碳结构转型。

根据中电联发布的《2023 年度全国电力供需形势分析预测报告》，预计 2023 年中国电力供需总体平衡，迎峰度夏、迎峰度冬期间部分区域电力供需偏紧。当前，在中国加快构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局背景下，在“碳达峰”“碳中和”目标要求下，一方面，电力行业要保障电力供应安全可靠；另一方面，电力行业需加快清洁低碳供应结构转型进程，实现碳减排目标。

保障电力供应方面，主要包括加大优质产能释放力度、制定煤矿保供与弹性生产办法以形成煤矿应急生产能力、推进电煤中长协签订及履约监管以增加燃煤供应稳定性，科学设置燃料成本与煤电基准价联动机制、推进容量保障机制建设等提高煤电可持续生存和兜底保供能力，加快推进特高压输电工程规划建设 and 智能配电网建设以提升重要通道和关键断面输送能力等。

电力供应低碳转型方面，主要包括丰富不同种类能源的供应、发挥煤电与新能源发电的特性互补优势、在国家层面明确分省新能源规划目标以引导各地合理优化装机布局和时序、协调推进配套网源建设以确保新能源有序消纳，推进多元化储能技术研发、加快抽水蓄能电站建设及改造以提升系统应急保障和调峰能力等。但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，当前仍要立足以煤为主的基本国情，抓好煤炭清洁高效利用，增加新能源消纳能力，推动煤炭和新能源优化组合。

联系人

投资人服务 010-85679696-8759 investorservice1@lhratings.com

免责声明

本研究报告著作权为联合资信评估股份有限公司（以下简称“联合资信”）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“联合资信评估股份有限公司”，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，联合资信将保留向其追究法律责任的权利。

本研究报告中的信息均来源于公开资料，联合资信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资信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。联合资信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。