

行业展望

2024年1月

中诚信国际
电力生产行业

中国电力生产行业展望，2024年1月

2023年全国电力供需总体平衡，保供及调峰需求下火电投资增速稳定增长，风电及太阳能装机在政策扶持下仍呈快速增长趋势。未来我国用电需求将持续提升，但增速水平或将保持低速增长。行业内企业凭借较好的融资及经营获现能力整体保持了可控的财务风险，但各类电源企业财务状况延续分化态势，其中火电企业受益于煤炭价格下行盈利大幅修复，容量电价机制有望稳定未来行业预期；风电及太阳能发电企业财务表现在政策扶持下仍将呈持续优化态势

行业	上次展望结果	未来12~18个月展望
电力生产行业	稳定	稳定
其中：火电	负面改善	稳定
风电	稳定提升	稳定提升
太阳能发电	稳定提升	稳定提升
水电	稳定	稳定
核电	稳定	稳定

目录

要点	1
分析思路	2
行业基本面	2
行业财务表现	11
结论	14
附表	15

联络人

作者

企业评级部

盛 蕾 010-66428877
lsheng@ccxi.com.cn

王琳博 010-66428877
lbwang@ccxi.com.cn

马 骁 010-66428877
xma@ccxi.com.cn

其他联络人

刘 洋 010-66428877
yliu01@ccxi.com.cn

杨傲楠 010-66428877
adyang@ccxi.com.cn

要点

- 2023年以来，随着公共卫生政策平稳转段以及稳增长政策效果显现，我国全社会用电量增速同比提升；未来国内外经济较大的增速下行压力及国内产业结构转型等因素或将影响我国全社会用电需求保持低速稳定增长。
- 2023年，虽然上半年来水偏枯、极端天气频发等问题仍存在，但随着火电投资加速、容量电价机制出台、清洁能源及储能快速发展，电力供应及调节能力将持续提升，预计未来一段时间我国电力供需紧张或将有所缓解。但水电供给不确定性、新能源出力波动、电煤价格、电力供需区域错位、输电线路和储能及调峰电源建设滞后等因素仍一定程度制约着电力供给对需求增长的覆盖。
- 2023年以来，受电力装机供给增多以及需求仍较为低迷等因素影响，全国发电设备平均利用小时数继续走低；未来在国内经济增速放缓、能源供给侧政策及新型电力系统建设等因素影响下，全国发电设备利用情况面临较多不确定性，不同电源类型机组利用效率仍将延续分化态势。
- 2023年以来煤炭价格大幅回落，但火电企业电价普遍增至上限，容量电价施行有望增强火电企业抵御燃料成本变动的能力；新能源电价受平价上网及市场交易程度加深而有所下降，未来可再生能源补贴发放进展有待关注。碳排放、CCER和绿证等交易日渐成熟，将助推“双碳”目标推进及可再生能源的发展。
- 2023年以来随着国家对能源建设项目加速批复，电力企业债务规模有所增长，但依托于良好的资源获取、融资及获现能力，预计2024年财务风险整体可控。不同电源企业财务状况延续分化态势，其中火电企业盈利及获现水平加速修复，容量电价政策有望稳定其盈利预期；风电及太阳能发电企业依托于规模增长及政策扶持，盈利及偿债指标整体持续优化，未来仍具较大提升空间。

一、分析思路

电力生产行业的信用基本面分析，主要是通过分析用电需求及供给、发电设备利用情况以及电力体制改革、新型电力系统建设、碳排放权及绿电市场开展情况等相关因素，对各电源类型装机规模、机组利用效率及电价等走势进行判断，并分析相关走势对行业企业盈利水平和偿债能力等信用基本面的影响。本文指出，在国内“稳中求进、以进促稳、先立后破”的政策、国内及国外主要经济体增长承压及国内产业转型等情况综合影响下，具备公用事业属性的电力生产行业内不同电源类企业虽然财务表现有所分化，但整体信用水平保持稳定。

二、行业基本面

用电需求

2023 年以来，随着公共卫生政策平稳转段以及稳增长政策效果显现，我国全社会用电量增速同比提升；未来国内外经济较大的增速下行压力及国内产业结构转型等因素或将影响我国全社会用电需求保持低速稳定增长

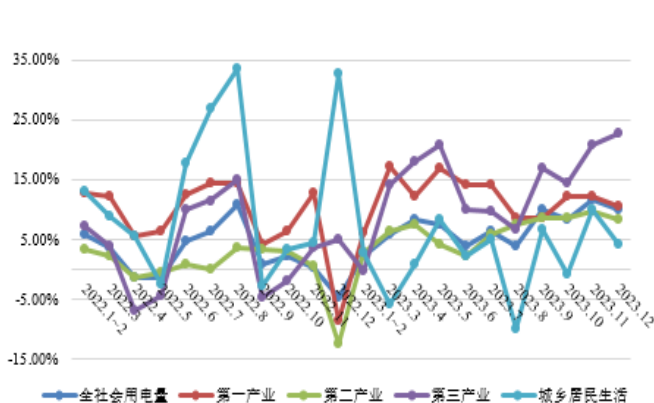
我国用电需求水平整体受宏观经济环境影响较大，与宏观经济走势趋同。根据中国电力企业联合会（以下简称“中电联”）数据，2023 年，受上年较低基数以及国民经济持续恢复推动电力消费持续增长影响，全社会用电量同比增长 6.3%，其中，一至四季度全社会用电量分别同比增长 3.6%、6.4%、6.6%及 10.1%，稳中向好趋势明显。

图 1：近年来我国经济增长及各产业电力消费情况



资料来源：中电联，中诚信国际整理

图 2：2022 年来我国经济及各产业电力消费增速



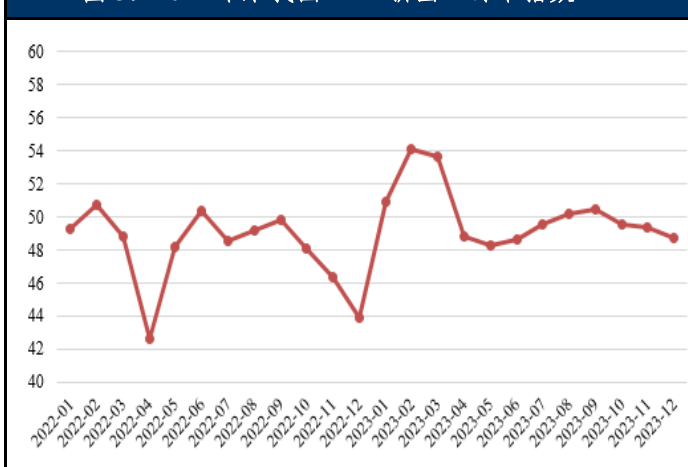
资料来源：中电联，中诚信国际整理

分产业看，2023 年全年，三次产业和城乡居民生活用电量增速分别为 11.5%、6.5%、12.2%和 0.9%，第一产业及第三产业用电量增速较快，成为用电量增长的主要拉动力。其中，第一产业用电量增长得益于近年来“乡村振兴”对农业生产、乡村产业电气化改造升级持续推进，农村清洁能源供给能力和消费水平均提升较大等因素影响；第二产业方面，虽然新能源汽车等高技术及装备制造业用电量实现两位数增长，但房地产投资的减少及四大高载能行业较低

的用电增速使得第二产业用电量增速整体较为稳健；第三产业方面，2023年以来随着出行等限制解除后服务业经济恢复迅速，带动用电量相应增长；城乡居民生活用电方面，2022年极端天气较多致使用电基数较高，使得2023年用电增速较低。

用电结构方面，在我国持续推动“稳中求进”高质量发展以及经济结构不断转型的背景下，第二产业用电量在我国全社会用电量中占比持续下降，2023年占比下降至65.85%，但仍保持绝对比重。同期，第三产业用电量在旺盛的文旅出行、餐饮商贸等需求叠加以及大数据、互联网、人工智能及新能源汽车充换电为代表的战略性新兴产业推动下，占比持续提升至18.07%。此外，随着居民消费水平的提高，城乡居民生活用电量占比亦保持较高水平，2023年为14.66%，我国电力消费结构持续优化。

图 3：2022 年来我国 PMI 新出口订单指数



资料来源：东方财富Choice，国家统计局，中诚信国际整理

图 4：2023 年来我国固定资产投资完成额变化情况



资料来源：东方财富Choice，国家统计局，中诚信国际整理

从未来的用电形势来看，出口方面，随着全球供应链的逐渐修复叠加国外主要经济体制造业持续收缩，短期内我国外需将持续承压，根据国家统计局公布的 PMI 新出口订单指数，其于 2023 年一季度回升较快，但随后呈波动筑底态势，预计未来出口对我国用电量增长的推动作用或将有所减弱。基建及房地产投资方面，2023 年以来房地产新开工面积延续同比下行趋势，且与之相关的建筑、钢铁等产业的景气度也相应受到影响，其对用电需求增长的拉动作用整体趋弱，虽然国家持续出台房地产行业扶持政策，但促进作用仍有待观察；在房地产低迷形势下，2023 年以来基建投资在一定程度上起到了稳增长的托底作用，全年全国基础设施投资同比增长 5.9%，增速比全部固定资产投资高 2.9 个百分点；未来随着政府专项债及国债增发资金的投放以及“三大工程”（保障性住房、城中村改造和“平急两用”公共基础设施建设）等重点基建项目的推进，基建投资对用电需求的拉动作用将得以显现。2023 年以来，随着公共卫生政策平稳转段，我国国内积累的消费意愿有所释放，2023 年社会消费品零售总额累计同比增长 7.2%，但社零两年平均增速仍较低，且受基数差异等因素影响，其月度增速呈“N”型波动态势，后续消费持续增长的内生动力仍有待关注。考虑到我国基建投资仍将保持较大规模，加之 2023 年底召开的中央经济工作会议提出的“稳中求进、以进促稳、先立后破”政策等因素，叠加厄尔尼诺年引起的极端天气或将频现，中诚信国际认为，未来短期及中长期内我国全社会用电需求增速将保持低速稳定增长。

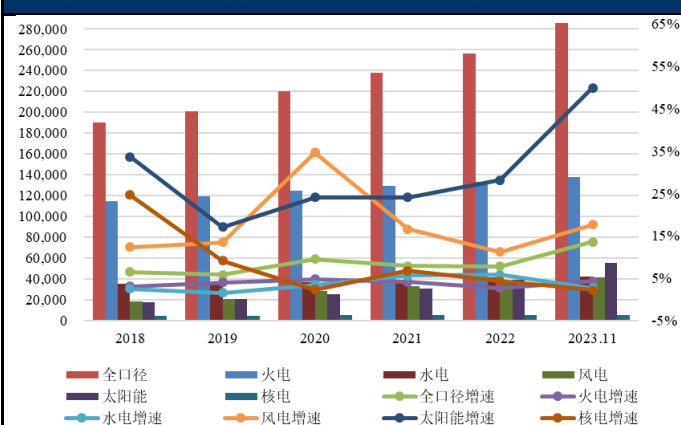
用电供给

2023年，虽然上半年来水偏枯、极端天气频发等问题仍存在，但随着火电投资加速、容量电价机制出台、清洁能源及储能快速发展，电力供应及调节能力将持续提升，预计未来一段时间我国电力供需紧张或将有所缓解。但水电供给不确定性、新能源出力波动、电煤价格、电力供需区域错位、输电线路和储能及调峰电源建设滞后等因素仍一定程度制约着电力供给对需求增长的覆盖

从发电装机规模及结构来看，截至2023年11月末，全国发电装机容量28.53亿千瓦，同比增长13.6%；其中非化石能源（包括可再生能源及核电）装机比重增至51.68%。“十四五”以来以风电、太阳能发电为代表的绿色低碳清洁能源快速发展，非化石能源发电装机规模及其占比持续提升，装机结构延续清洁化趋势。

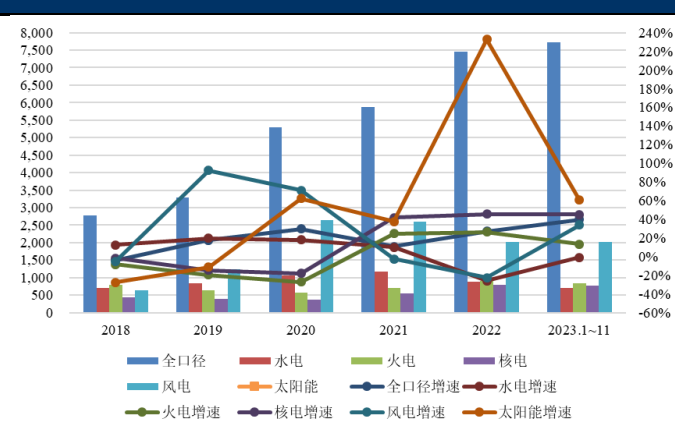
从电源投资规模及结构来看，根据国家能源局发布的全国电力工业统计数据，2023年1~11月，全国主要发电企业电源工程完成投资7,713亿元，同比增长39.60%，持续保持较高增速。近年来在“双碳”等政策影响下，我国电源建设重心逐步向新能源和调节型电源转移，自2021年以来全国电源完成投资中清洁能源发电投资比重均在87%以上。但2022年下半年以来受来水偏枯、发用结构错位、省际壁垒、各省能源结构、极端天气增多等因素影响，当年我国多地出现“有序用电”现象，火电的支撑性、调节性基础电源地位进一步凸显，火电投资重新加速，2022年及2023年1~11月，火电投资增速分别为26.38%和13.30%。核电项目审批的加快推进带动核电投资规模快速增长，同期，核电投资增速分别达到45.74%和45.30%。水电和风电投资受资源限制、“大水电”建成投运和抢装热潮退去等因素影响，2022年投资额有所减缓，但随着国内风光大基地项目的逐步建设，2023年1~11月风电投资增速回升，同比增长33.70%；此外，基地项目及分布式光伏稳步推进带动2022年及2023年1~11月太阳能发电投资增速分别高达232.73%及60.50%。

图5：近年来我国发电装机容量及增速（万千瓦）



资料来源：国家能源局、中电联，中诚信国际整理

图6：近年来我国电源工程投资完成情况（亿元）



资料来源：中电联，中诚信国际整理

分电源来看，火电方面，《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（以下简称“双碳意见”）、《2030年前碳达峰行动方案》（国发〔2021〕23号）（以下简称“行动方案”）及国家能源局《2023年能源工作指导意见》等政策文件要

求要推动现役煤电机组的系统调节能力，并发挥好煤炭、煤电在推动能源绿色低碳发展中的支撑作用，有序释放先进煤炭产能，根据发展需要合理建设支撑性、调节性的先进煤电。根据上述双碳意见、行动方案等要求，结合电力供需总体偏紧的现状，火电近年来装机及审批规模有所加速，截至2023年11月末，我国火电装机规模为13.79亿千瓦，同比增长4.3%，增速较上年提升1.9个百分点；其中2023年1~11月的火电新核准容量超过6,600万千瓦。结合国家新核准的火电项目情况，未来我国火电投资仍将主要集中于大型煤电一体化、风光火储一体化、特高压外送及淘汰落后产能后的同规模置换等项目。随着在建项目稳步推进，叠加2023年11月出台的煤电容量电价机制，未来我国火电装机增速或将有所提升，其作为我国电力安全稳定供应的基础电源及灵活调节及容量支撑型电源，未来一段时间内仍将维持主力电源地位。

水电方面，截至2023年11月末，我国水电装机规模为4.21亿千瓦，同比增长2.7%，受上年装机增长规模高基数¹影响，2023年水电装机增速有所放缓，且囿于自然资源禀赋和经济性约束，未来常规水电增长空间有限。根据“行动方案”，未来我国将积极推进金沙江上游、澜沧江上游、雅砻江中游和黄河上游等水电基地建设，“十四五”、“十五五”期间将分别新增水电装机容量4,000万千瓦左右。抽水蓄能方面，截至2023年9月末我国抽水蓄能在运装机4,959万千瓦；2023年我国抽水蓄能核准加速推进，当年核准装机规模合计4,560万千瓦。根据国家能源局发布的《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》，计划到2025年和2035年抽水蓄能投产规模将分别增至6,200万千瓦及1.2亿千瓦以上。综合上述情况，预计“十四五”期间，我国水电投资额、水电及抽水蓄能装机规模将保持较快增长。

风电和太阳能发电方面，在“双碳”等政策目标推动下，我国风电和太阳能发电装机规模保持快速增长，截至2023年11月末，装机规模分别为4.13亿千瓦和5.58亿千瓦，当期装机增速分别达到17.6%和49.9%，装机增速远高于其他电源品种。根据《“十四五”可再生能源发展规划》，到2030年，我国风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上的目标。为实现上述目标，“十四五”以来，国家能源局等单位全力推动三批风光大基地项目建设，截至目前“第一批”9,705万千瓦大基地项目已全面开工、部分建成投产；“第二批”4,063万千瓦大基地项目陆续开工；“第三批”大基地项目清单也已于2023年年中正式印发实施；同时，金沙江上游及雅砻江流域风光水储一体化清洁能源基地相关项目亦在加速推进中。在上述规划及项目建设推动下，预计未来一段时间我国风电及太阳能发电装机规模仍将维持快速增长态势。此外，随着新能源集中开发以及高比例、大规模接入电网，相关送出工程、储能调峰设施也在加速建设。据中关村储能产业技术联盟统计，截至2023年末，中国已投运新型储能累计装机规模达34.5吉瓦/74.5吉瓦时，2023年功率和能量规模同比增长均超150%。此外，根据国家发改委、能源局提出的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》、《“十四五”新型储能发展实施方案》，2025年新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段、2030年新型储能全面市场化发展目标，明确鼓励储能通过电力市场疏导成本、获取收益。此外，2023年11月国家发改委、国家能源局印发《关于促进新型储能并网和调度运用的通知（征求意见稿）》，明确提出做好新型储能并网服务，电网企业及电力调度机构应公平无歧视地向新型

¹ 2022年，乌东德、白鹤滩、两河口等大型水电站陆续投产，暨长江流域世界最大“清洁能源走廊”的建成，我国迎来一轮常规水电投产高峰，当年新增水电装机2,258万千瓦，水电装机规模同比增长5.8%。

储能项目业主提供电网接入服务，保障新型储能电站安全高效并网，从而提升储能总体利用水平，促进行业健康发展。

核电方面，“行动方案”再次明确了我国未来积极安全有序发展核电的整体策略，同时受电力供需紧平衡等影响，近两年核电核准加速，2022年和2023年连续两年各核准10台核电机组，标志着我国核电建设重回快速发展轨道。截至2023年末，我国在运核电机组共计56台，装机容量达5,719.0万千瓦，同期末核准在建机组达26台，继续保持世界第一，根据“双碳意见”提及的7,000万千瓦目标，预计未来核电装机将呈稳步增长态势。

中诚信国际认为，未来随着“双碳目标”的推进，电力生产将延续绿色低碳发展趋势，国内非化石能源装机将保持快速增长态势，同时以煤电为主的火电机组将逐步向支撑性、调节性电源转型，且随着容量电价政策的出台，火电装机规模增速亦将有所提升。但需关注的是煤炭价格虽有所下降但仍处于偏高区间、厄尔尼诺等极端天气导致水电供给不确定性、风光出力波动、电力发用区域错位、输电线路和储能及调峰电源的建设滞后等因素仍制约着电力供给对需求增长的覆盖，考虑到2023年末我国火电企业煤炭库存及主要水电站水库蓄水情况较好，预计未来一段时间内电力供需将保持整体平衡，但长期来看仍有待观察煤电容量电价机制实施效果、煤炭价格波动、来水情况以及新能源配套设施建设情况对电力供需形势的影响。

2023年以来，受电力装机供给增多以及需求仍较为低迷等因素影响，全国发电设备平均利用小时数继续走低；未来在国内经济增速放缓、能源供给侧政策及新型电力系统建设等因素影响下，全国发电设备利用情况面临较多不确定性，不同电源类型机组利用效率仍将延续分化态势

近年来我国发电设备利用效率受宏观经济的周期性变化及电力供需关系等因素影响较大，2023年以来我国经济呈现弱复苏形势，投资及消费需求较为低迷，国内用电需求增长趋势仍偏弱，根据国家能源局统计数据，2023年1~11月，全国发电设备平均利用小时数为3,282小时，比上年同期减少93小时。从各类电源运行状况来看，受国家调控、电力供需及资源禀赋等因素影响，不同电源类型机组利用效率有所分化。

火电方面，受用电需求变化和新能源替代效应的增强，近年来我国火电机组利用小时数整体呈现波动下行态势。2022年受用电需求减弱影响，火电机组利用小时数同比有所下降，但2023年以来，在水电出力不足、极端天气较多、动力煤供需格局进一步宽松等因素影响下，火电作为基荷电源，电力保供及调峰支撑作用凸显，火电利用情况实现逆势增长，1~11月火电机组利用小时数实现同比62小时的正增长。考虑冬季采暖负荷的增长、季节性来水偏枯和市场化交易范围的扩大，此外根据国家能源局于2024年1月印发的《2024年能源监管工作要点》，强调要督促落实能源安全保供责任，加强电煤、电力等能源供需形势监测、分析和预警，协调推动能源稳定供应，短期来看火电作为保障性电源仍将发挥主力发电作用。长期来看，在“双碳”目标背景下，新能源大规模投运、碳配额供给总量的收紧和免费配额的减少引起的碳交易成本上升等因素将导致火电机组发电空间挤压；但随着容量电价机制的施行，火电机组将更多承担系统调峰、调频、调压和备用功能，火电出力空间或将得以弥补。

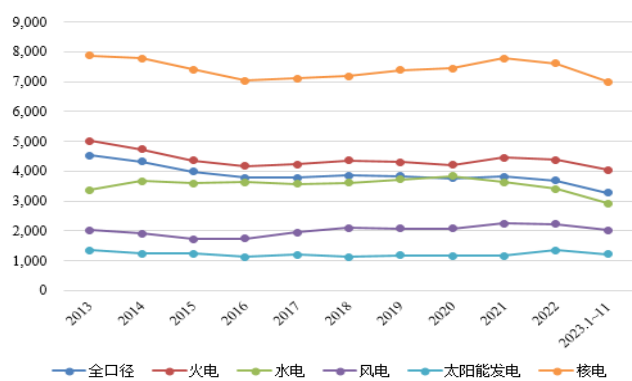
水电方面，2022年长江流域遭遇1961年以来最严重的夏秋连旱，受此影响全国水电出力明显受限，当年全国水电设备利用小时数为2014年以来最低；2023年1~11月，全国水电设备

利用小时数较上年同期下降 290 小时，主要系受年初主要水库蓄水不足以及上半年降水持续偏少等因素影响。但进入 2023 年三季度主汛期后，受益于降水增多，我国主要流域来水情况明显改善，水电出力大幅增加。此外，国家气象中心在 2023 年 11 月上旬正式对外宣布，一次中等强度的厄尔尼诺事件已经形成，并将持续到 2024 年春季，受其影响，我国淮河、长江、珠江流域降水或将增强，2023 年冬季至 2024 年春季水电出力水平或将有所增强。

风电方面，受 2023 年以来来风情况好转以及用电需求回升影响，2023 年 1~11 月全国风电平均利用小时数较上年同期提高 21 小时，弃风率同比有所降低。除来风因素好转外，受益于促消纳政策的不断落实以及外送通道的持续建设，新疆、甘肃、陕西和蒙东等地区风电利用率同比有所提升。**太阳能发电方面**，2023 年以来太阳能发电整体利用情况仍较好，但受装机增速较快、配套送出设施及消纳需求无法及时跟进的影响，全国平均弃光率略有上升，2023 年 1~11 月全国太阳能发电平均利用小时数较上年同期减少 42 小时。未来随着新型电力系统的构建以及消纳政策的进一步落实，国内风电及太阳能发电机组的消纳环境或将得到进一步改善，整体利用效率有望提升，但考虑到在建风光基地不断完工投产和外送通道建设仍相对滞后的矛盾，“三北”地区弃风弃光情况或仍面临一定压力。

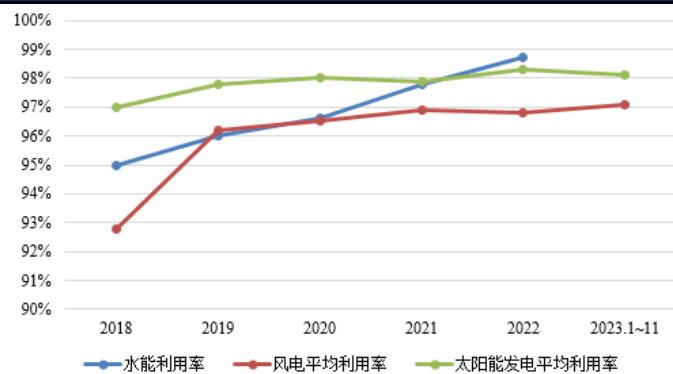
核电方面，受需求回升以及机组大规模检修较上年同期减少等因素影响，2023 年 1~11 月，全国核电机组平均利用小时数较上年同期增加 101 小时，核电机组的利用效率大幅领先于其他电源品种。

图 7：近年来我国发电设备利用小时数（小时）



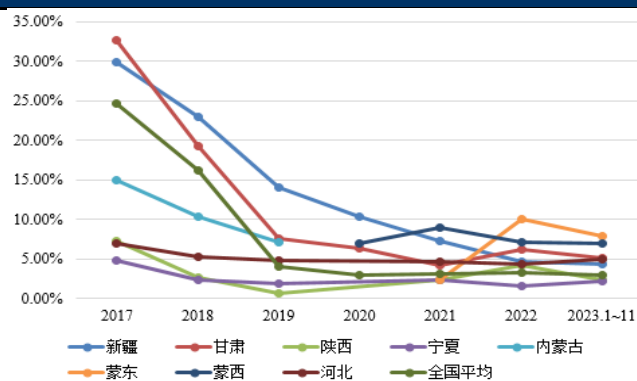
资料来源：国家能源局、中电联，中诚信国际整理

图 8：近年来我国水电、风电和太阳能发电利用率情况



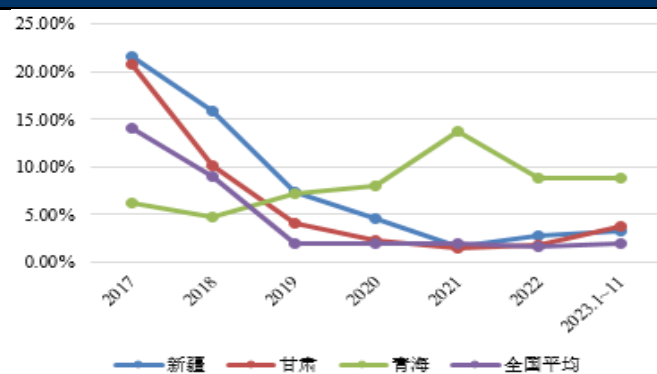
资料来源：国家能源局，中诚信国际整理

图 9：近年来我国部分省份弃风限电情况



资料来源：国家能源局，中诚信国际整理

图 10：近年来我国部分省份弃光限电情况



资料来源：国家能源局，中诚信国际整理

中诚信国际认为，考虑到未来复杂多变的国际形势、经济发展增速放缓、“双碳目标”之下电力供给侧格局变化等因素，未来全国发电设备平均利用水平将面临较多不确定性，各电源品种的运营效率将延续分化态势。

电力体制改革、电价水平、可再生能源补贴及碳排放交易等

2023 年以来煤炭价格大幅回落但仍处相对高位，容量电价的施行有望增强火电企业抵御燃料成本变动的能力；新能源电价受平价上网及市场交易程度加深而有所下降，未来可再生能源补贴发放进展有待关注。碳排放、CCER 和绿证等交易日渐成熟，将助推“双碳”目标推进及可再生能源的发展

近年来我国电力体制改革不断深化，新型电力系统建设持续推进。根据 2023 年 6 月 2 日国家能源局发布的《新型电力系统发展蓝皮书》（以下简称“《蓝皮书》”）以及同年 7 月 11 日中央深改委会议审议通过的《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，新型电力系统主要着眼于解决在高比例新能源供给消纳体系发展趋势下，满足电力保供与系统稳定运行，增加系统调节与支撑能力，以更好推动能源生产和消费革命，保障国家能源安全。电力市场是新型电力系统建设的重要支撑，随着燃煤发电量及工商业用户全面进入电力市场，以及国家稳妥推进新能源参与电力市场交易的相关政策推动，近年来电力市场交易规模及占比增速较快。根据中电联统计，2023 年 1~11 月，全国市场交易电量规模同比增长 7.3%，占全社会用电量比重增至 61%，同比提高 0.46 个百分点。从市场交易电量组成来看，2023 年 1~11 月全国以省内电力直接交易为主，占比为 75.97%，其次是省间外送交易，占比为 17.95%，发电权交易等其他交易形式占比较小。

图 11：近年来全国市场交易电量及占比

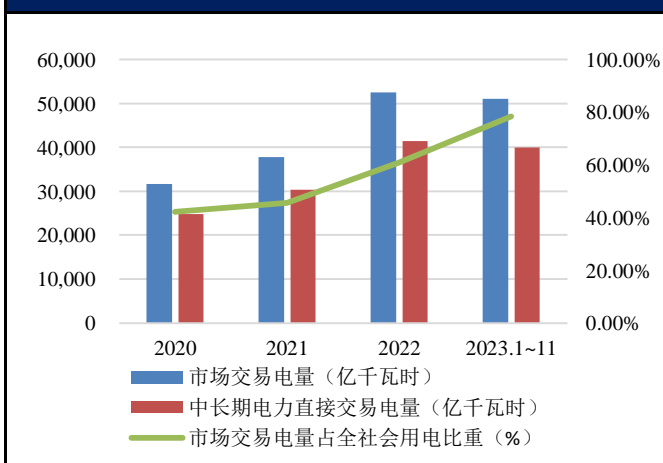
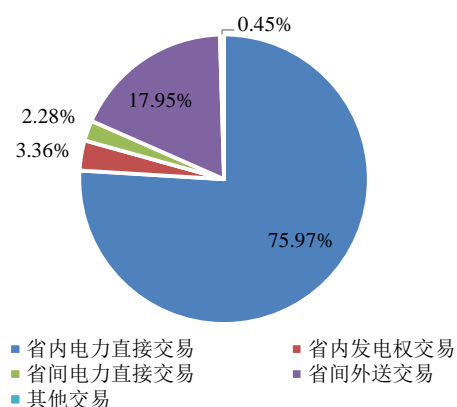


图 12：2023 年 1~11 月市场交易电量各部分占比



注：市场交易电量指电力交易中心组织开展的各品类交易电量的总规模，分为省内交易和省间交易，其中省内交易包括省内电力直接交易、发电权交易、抽水蓄能交易和其他交易，省间交易包括省间电力直接交易、省间外送交易（网对网、网对点）、发电权交易和其他交易；中长期电力直接交易电量指符合市场准入条件的电厂和终端购电主体通过自主协商、集中竞价等直接交易形式确定的电量规模，包括省内电力直接交易电量和省间电力直接交易（外受）电量。

资料来源：中电联，中诚信国际整理

电价机制方面，在新能源装机快速增长的背景下，迫切需要煤电更好发挥基础性支撑调节作用，鉴于此，国家发展改革委、国家能源局于 2023 年 11 月 10 日联合印发《关于建立煤电容

量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）（以下简称“《通知》”），决定自2024年1月1日起建立煤电容量电价机制，《通知》明确煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元；容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要和煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025年，全国大部分地区执行30%的容量电价回收政策，补偿标准确定为每年每千瓦100元；而云南、四川、河南、重庆、青海、广西、湖南等煤电功能转型较快的7省执行50%的回收比例，补偿标准确定为每年每千瓦165元；自2026年起，云南、四川等煤电转型较快的地方回收比例原则上提升至不低于70%，其他地方提升至不低于50%。《通知》的施行，将部分保障煤电机组固定成本的收回、稳定煤电行业预期，在体现煤电支撑调节价值的同时保障电力系统安全稳定运行。输配电价核定方面，2023年5月，国家发改委发布《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》，第三轮（2023~2025）输配电价已核定完毕，输配电价改革取得实质性突破，储能、虚拟电厂等主体的收益有望进一步提升。

上网电价方面，近年来受市场化交易规模逐步扩大、电力供需形势和新能源平价上网政策等因素影响，不同电源类型企业平均上网电价呈现分化。火电方面，从“1439号文”²相关政策实施情况来看，2022年火电电价增幅明显，2023年各火电企业燃煤发电机组市场交易价格已基本实现顶格上浮，在一定程度上缓解了经营压力。煤炭价格方面，2023年以来，我国煤炭增产保供稳价成效显著，国内煤炭先进产能持续释放，原煤产量稳步增长，同时煤炭进口量保持高位，煤炭市场价格波动回落。虽然2023年煤炭市场价格较2022年出现较明显下降，但仍处于相对高位，且长协价格基本保持稳定，加之目前燃煤机组电价普遍达到上浮上限，煤电企业依靠电量收入获取的盈利空间仍存在不确定性，但2024年开始实施的煤电容量电价机制将对煤电企业固定成本得以部分补足。水电方面，近年来水电电价水平较低，但2022年以来燃煤电价的上浮亦带动水电电价小幅提升。风电及太阳能发电方面，2022年以来随着平价上网项目装机容量的快速增长以及新能源参与电力市场交易程度的加大，风电及太阳能发电企业平均电价水平呈下降趋势。核电方面，目前核电企业已陆续开始参与市场化交易，市场化交易电价受电力供需形势趋紧以及“1439”号文影响而大幅提升，从而带动核电企业平均上网电价提升。

表 1：各类电源典型企业平均上网电价变动情况

电源类型	企业名称	企业简称	2021年电价 (元/千瓦时)	2022年电价(元/ 千瓦时)	2022年较2021年 变动
火电	华能国际电力股份有限公司	华能国际	0.432	0.510	↑
	国电电力发展股份有限公司	国电电力	0.3613	0.4389	↑
	华电国际电力股份有限公司	华电国际	0.4300	0.5193	↑
	大唐国际发电股份有限公司	大唐发电	0.3891	0.4608	↑
	广东省能源集团有限公司*	粤电集团	0.402	0.465	↑
	华润电力投资有限公司	华润电力	0.4038	0.4841	↑
	北方联合电力有限责任公司*	北联电	0.3029	0.3672	↑
	上海电力股份有限公司	上海电力	0.52	0.62	↑

² 2021年10月11日，国家发展改革委发布了《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格[2021]1439号），决定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%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制，电力现货价格不受上述幅度限制。

	内蒙古电华能热电股份有限公司*	内蒙华电	0.3087	0.3668	↑
	深圳能源集团股份有限公司	深圳能源	0.441	0.54	↑
	申能股份有限公司	申能股份	0.443	0.511	↑
	湖北能源集团股份有限公司*	湖北能源	0.3816	0.4374	↑
	河南豫能控股股份有限公司*	豫能控股	0.3447	0.3974	↑
	福建福能股份有限公司	福能股份	0.3694	0.4419	↑
	江西赣能股份有限公司	赣能股份	0.4587	0.4902	↑
水电	中国长江电力股份有限公司	长江电力	0.2656	0.2697	↑
	华能澜沧江水电股份有限公司*	华能水电	0.2153	0.2407	↑
	雅砻江流域水电开发有限公司	雅砻江水电	0.262	0.2796	↑
	广西桂冠电力股份有限公司	桂冠电力	0.242	0.257	↑
	华电云南发电有限公司	华电云南	0.1708	0.1790	↑
	甘肃电投能源发展股份有限公司	甘肃电投	0.2528	0.2737	↑
	龙源电力集团股份有限公司*	龙源电力	0.494	0.481	↓
	福建华电福瑞能源发展有限公司*	华电福瑞	0.45	0.45	--
风电/太阳能发电	中国三峡新能源(集团)股份有限公司*	三峡新能	0.49	0.51	↑
	中广核风电有限公司	中广核风电	0.55	0.54	↓
	华能新能源股份有限公司	华能新能源	0.538	0.497	↓
	吉林电力股份有限公司*	吉电股份	0.5352	0.4468	↓
	中节能太阳能股份有限公司	中节能太阳能	0.85	0.83	↓
	河北建投新能源有限公司*	建投新能源	0.4583	0.4298	↓
	新疆新能源(集团)有限责任公司*	新疆新能源	0.57	0.56	↓
核电	中国核能电力股份有限公司	中国核电	0.3969	0.4226	↑
	中国广核电力股份有限公司	中广核电力	0.4013	0.4197	↑

注：表中湖北能源上网电价为其火电机组平均上网电价；福能股份上网电价为其煤电机组平均上网电价；表中水电板块企业的电价均为水电机组平均上网电价；龙源电力、华电福瑞、三峡新能、建投新能源电价为风电项目平均上网电价；新疆新能源、吉电股份上网电价为光伏项目平均上网电价；加*为不含税上网电价。“--”为持平或无法判断。

资料来源：公开资料，中诚信国际整理

新能源补贴方面，2023年以来，财政部分别于9月和11月下达可再生能源电价附加补助资金年度预算500亿元和255亿元，总金额较上年有所减少，未来年度可再生能源补贴款的发放进展情况有待进一步关注。此外，自2022年可再生能源发电补贴核查工作实施以来，部分项目因核查结果不合规而丧失补贴资格、部分企业退回较大金额补贴资金现象时有发生；但对于合规项目而言，自核查工作开展以来，补贴款的发放进度和力度有所提高，合规且亟需补贴的新能源企业的经营状况得以逐步改善。

碳排放权交易（以下简称“碳交易”）市场方面，碳交易作为一种市场机制，通过市场化的手段来激励企业采取碳减排措施，降低企业的碳排放成本；通过将不同地区的碳排放权进行交易，从而实现最优化的碳减排效果，提高企业的环保意识，推动整个社会向低碳转型。自2021年7月全国碳交易市场正式开放以来，根据上海环境能源交易所披露数据，截至2024年1月12日交易结束，全国碳市场碳排放配额累计成交量突破4.43亿吨，成交额250.20亿元，交易量及交易金额迅速增长。2024年1月5日国务院常务会议审议通过《碳排放权交易管理暂行条例（草案）》，为碳交易市场的覆盖范围、重点排放单位的确定、配额的分配、碳排放数据质量的监管、配额的清缴以及交易运行等机制做出统一规定，将有效推动全国碳市场

持续规范发展。全国温室气体自愿减排交易市场³（以下简称“CCER 交易市场”）方面，2023 年 10 月 19 日，生态环境部、国家市场监督管理总局联合发布《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》，标志着暂停 6 年的 CCER 交易市场重启，CCER 交易市场与碳排放权交易市场互为补充，共同构成了我国完整的碳交易体系。上述两项交易管理政策的施行一方面为碳交易体系提供了基础性制度保障，另一方面也加深了企业节能降碳意识并提高了可再生能源资产的利用价值。

绿电市场方面，根据中国绿色电力证书交易平台数据，截至 2023 年 1 月 15 日，全国已成交超过 1.09 亿张可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”），虽然绿证交易市场发展初期成交量较低，但自 2022 年起，在一揽子推动绿色转型政策的发力下其成交量增长迅猛，未来前景广阔。2023 年 8 月 3 日，国家发展改革委、财政部、国家能源局印发了《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044 号），其对绿证权威性、唯一性和通用性的确立使得绿证消费公信力有所增强，并有助于体现可再生能源电力的环境溢价；同时其亦确立了逐步与碳交易市场衔接、积极推动国际互认的发展方向，但由于相关细节举措尚未出台，仍需关注后续互认抵扣、价格对标机制的建设与执行情况。

中诚信国际认为，虽然 2023 年以来煤炭价格大幅回落，但火电企业上网电价涨幅已普遍增至上限，容量电价政策的施行有望增强火电企业抵御燃料价格变动的能力，助益固定成本的回收。随着新型电力系统建设的推进，电力市场交易规模及占比增速较快。新能源平价上网规模的提升及市场化交易程度的加深使得新能源上网电价有所下降，可再生能源补贴款的发放进展有待进一步关注。

三、行业财务表现

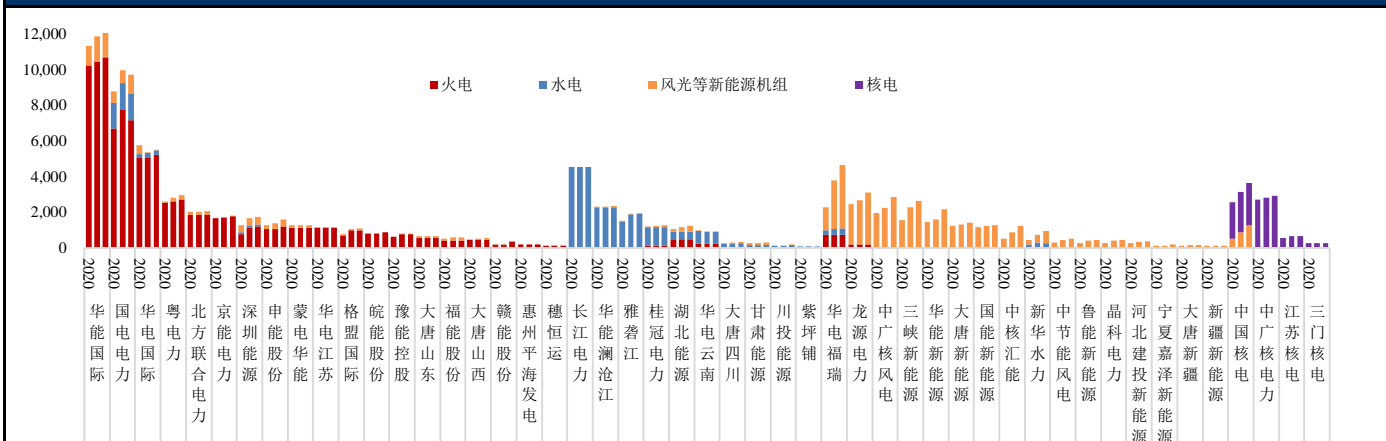
样本企业概述

中诚信国际选取了 49 家以电力生产为主营业务的典型企业⁴作为样本企业进行分析，包括 19 家以火电为主的企业、10 家以水电为主的企业、16 家以风电或太阳能发电为主的企业及 4 家以核电为主的企业（以下简称“样本企业”）。

³ CCER，即国家核证自愿减排量，是指对我国境内可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证，并在国家温室气体自愿减排交易注册登记系统中登记的温室气体减排量，也是全国温室气体自愿减排交易市场（即 CCER 交易市场）的交易产品。

⁴ 详见附件一。

图 13：样本企业 2020~2022 年装机容量及结构变化情况（万千瓦）



资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

2023 年以来随着国家对能源建设项目的加速批复，电力企业债务规模有所增长，但依托于良好的资源获取、融资及获现能力，预计 2024 年财务风险整体可控。不同电源企业财务状况延续分化态势，其中火电企业盈利能力及获现水平加速修复，容量电价政策有望稳定火电企业盈利预期；风电及太阳能发电企业依托于规模增长及政策扶持，盈利及偿债指标整体持续优化，未来仍具较大提升空间

从样本企业财务表现来看，2022 年以来随着国家加速批复电力能源项目建设，行业内企业项目建设持续推进，导致行业内企业融资需求整体保持上升。但同时受装机规模的增长、燃料价格的回落、市场化改革的推进以及促消纳政策的实施等因素，样本企业整体盈利及经营获现水平持续修复，偿债能力及财务杠杆水平整体有所优化。细分来看，不同电源类型企业财务状况分化情况仍较为明显，其中：

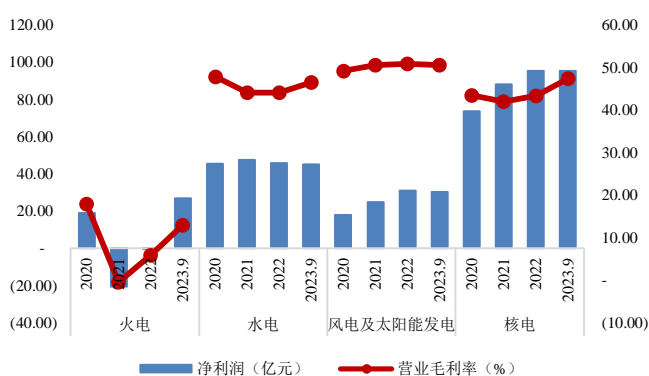
火电方面，2022 年，随着“1439 号文”的全面落实，样本火电企业大幅减亏，获现能力亦有所修复。2023 年前三季度，市场燃料价格整体有所下降，助推火电企业盈利水平较上年同期大幅回升，经营性盈利能力亦持续增强。虽然目前一次能源价格仍处历史相对高位，但由于煤炭增产稳价措施持续推行、火电企业存煤充足，且随着容量电价的施行，火电企业固定成本将得以部分弥补，火电企业盈利预期趋于稳定。偿债能力方面，2022 年以来随着债务压降、盈利好转以及新投产机组产能的逐步释放，火电企业财务杠杆整体有所回落，良好的获现能力可对企业债务本息的偿付形成支撑，偿债能力同比回升。预计未来短期内火电企业财务表现将仍呈稳定修复状态。

水电方面，近年来样本水电企业保持了良好的盈利、获现及偿债能力，但受各流域来水情况差异及机组构成影响，样本水电企业各项指标有所分化。2022 年全年盈利指标整体小幅下降，但同时经营性获现能力持续回升。2023 年前三季度，受水电项目前期投资规模大且处于投运前期等因素影响，部分企业财务杠杆陡升，导致当期末整体平均财务杠杆有所上升。考虑到 2023 年四季度以来来水情况改善、主要水库蓄水充足以及厄尔尼诺现象带来的降水预期增多，预计 2024 年水电企业整体财务表现或将有所提升。

风电及太阳能发电方面，2022年以来行业内样本风电及太阳能发电企业仍保持了较大的投资力度，装机规模快速增长，但增速有所下降。同时，2022年以来风电及太阳能机组售电量增加及新能源补贴加速到位推升风电及太阳能发电企业净利润及经营活动净现金流规模，偿债能力亦有所增强。未来在“双碳”目标、风光大基地和外送通道建设以及促消纳政策的推动下，我国风电及太阳能发电装机规模仍将呈快速增长态势，利用水平也有望得以增强，风电及太阳能发电企业的财务表现有望持续优化。但同时仍需关注投资激进且债务压力较大民营风电及太阳能发电企业的债务接续情况。

核电方面，2022年以来核电项目核准加速虽然加大了核电企业的投资压力，但其凭借极强的盈利及获现能力，整体财务风险可控。

图 14：近年来样本企业盈利能力变化情况



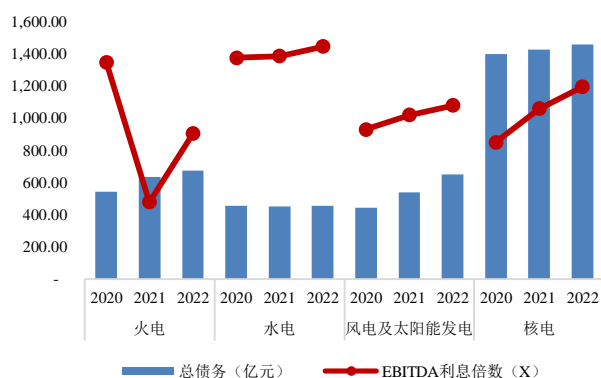
资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

图 15：近年来样本企业经营活动净现金流情况（亿元）



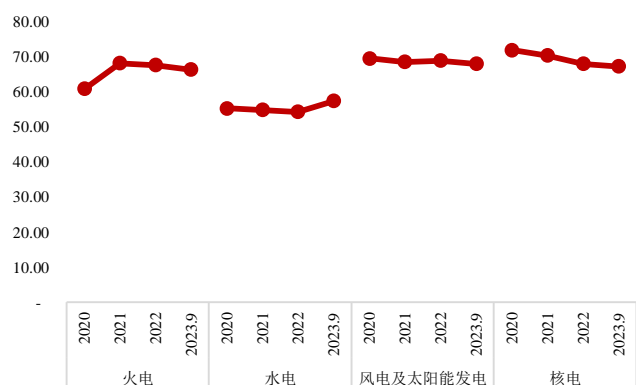
资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

图 16：近年来样本企业债务及偿债能力变化情况



资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

图 17：近年来样本企业资产负债率变化情况（%）



资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

注：图中各类电源企业财务表现数据系样本企业平均值。

总体来看，2023年以来国家对电力能源建设项目加速批复，电力生产企业债务规模有所上升，但依托于良好的资源获取、融资及获现能力，预计2024年财务风险整体可控。不同电源企业财务状况延续分化态势，其中火电企业盈利能力加速修复，仍需持续关注未来燃料价格走势、容量电价政策实施效果等情况；风电及太阳能发电企业在政策扶持下盈利及偿债指标整体将持续优化；水电及核电企业经营相对稳定，未来长足发展较有保障。此外，仍需关注投资激

进，且债务压力较大民营电力企业债务接续情况。

四、结论

2023年以来，随着公共卫生政策平稳转段以及稳增长政策效果显现，我国全社会用电量增速同比提升；未来国内外经济较大的增速下行压力及国内产业结构转型等因素或将影响我国全社会用电需求保持低速稳定增长。2023年，虽然上半年来水偏枯、极端天气频发等问题仍存在，但随着火电投资加速、容量电价机制出台、清洁能源及储能快速发展，电力供应及调节能力将持续提升，预计未来一段时间我国电力供需紧张或将有所缓解。2023年以来，受电力装机供给增多以及需求仍较为低迷等因素影响，全国发电设备平均利用小时数继续走低；未来在国内经济增速放缓、能源供给侧政策及新型电力系统建设等因素影响下，全国发电设备利用情况面临较多不确定性，不同电源类型机组利用效率仍将延续分化态势。电力生产行业各细分领域信用状况延续分化态势，其中，火电方面，2023年以来煤炭价格大幅回落，火电企业盈利、经营获现情况普遍大幅改善，财务杠杆水平亦普遍有所压降，未来容量电价政策的施行有望增强火电企业抵御燃料成本变动的能力，改善火电行业预期，总体信用质量将由“负面改善”调整为“稳定”。风电和太阳能发电方面，风电及太阳能发电企业依托于规模增长及政策扶持，盈利及偿债指标整体持续优化，未来仍具较大提升空间。水电和核电行业装机规模稳步增长，相关企业经营仍较为稳健。总体来看，电力生产企业持续加速推进清洁能源项目建设，推动装机容量及债务规模持续增长，电源结构不断优化，行业内企业依托于良好的资源获取和融资能力，整体风险可控，预计未来12~18个月内电力生产行业总体信用质量不会发生重大变化。

附表一：截至2022年末样本企业情况

企业名称	发电业务占营业收入比重	控股装机容量 (万千瓦)	装机结构	在建电力项目
火电				
华能国际电力股份有限公司	95.69%*	12,722.80	火电、水电和风光装机占比分别为 84.07%、0.29%和 15.64%	2023 年公司计划资本支出 401.58 亿元，其中光伏、风电和火电项目投资分别为 140 亿元、118.36 亿元和 53.9 亿元
国电电力发展股份有限公司	95.97%	9,738.10	火电、水电和风光装机占比分别为 73.77%、15.36%和 10.87%	截至 2023 年 6 月末，公司重要在建水电和火电项目总投资共计 670.24 亿元，其中火电和水电项目分别为 200 万千瓦和 378.50 万千瓦；同期末，公司在建风电和光伏项目装机容量分别为 102.63 万千瓦和 517.38 万千瓦
华电国际电力股份有限公司	89.20%	5,475.42	火电、水电和风光装机占比分别为 95.50%、4.49%和 0.01%	截至 2023 年 6 月末，公司主要已获核准及在建机组装机容量共计 649.91 万千瓦，其中包括 132.00 万千瓦燃煤发电机组、488.11 万千瓦燃气发电机组以及 29.80 万千瓦抽水蓄能发电机组
广东电力发展股份有限公司	98.53%	2,969.62	火电、水电和风光装机占比分别为 91.06%、0.45%和 8.49%	截至 2023 年 9 月末，公司在建电力项目装机容量为 991.63 万千瓦，其中火电项目 745.63 万千瓦，风光项目 246 万千瓦
北方联合电力有限责任公司	84.99%	2,065.15	火电和风光发电装机占比分别为 89.82%和 10.18%	截至 2023 年 6 月末，公司在建电力项目装机容量共计 323 万千瓦，其中火电项目 100 万千瓦，风光项目 223 万千瓦
北京京能电力股份有限公司	92.85%	1,805.00	火电和光伏发电占比分别为 98.61%和 1.39%	截至 2023 年 6 月末，公司主要在建电力项目装机容量为 479.00 万千瓦，其中火电机组 299 万千瓦，光伏机组 30.00 万千瓦，“风光火储氢一体化”大型风电光伏基地项目 150 万千瓦
深圳能源集团股份有限公司	68.49%	1,746.17	火电、水电和风光装机占比分别为 68.12%、5.79%和 26.09%	截至 2023 年 6 月末，公司主要在建项目预计总投资 354.24 亿元，装机容量共计 722 万千瓦，主要为热电联产机组、清洁能源发电和光伏制氢项目等
申能股份有限公司	75.00%	1,611.38	火电和风光发电装机占比分别为 74.07%和 25.93%	公司目前无重大在建电力项目，拟建项目包括海南 CZ2 海上风电示范项目、奉贤海上风电场四期项目和东海大桥海上风电场三期项目，规划建设装机容量分别为 120 万千瓦、20 万千瓦和 15 万千瓦
内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	90.03%	1,284.62	火电和风光发电装机占比分别为 88.74%和 11.26%	截至 2023 年 6 月末，公司主要在建光伏项目装机容量为 38 万千瓦
华电江苏能源有限公司	77.81%	1,130.33	火电和新能源装机占比分别为 98.57%和 1.43%	截至 2023 年 3 月末，公司主要在建电力项目装机容量共计 118.90 万千瓦，全部为火电机组
格盟国际能源有限公司	92.35%	1,074.37	火电和风光发电装机占比分别为 91.22%和 8.78%	截至 2023 年 3 月末，公司主要在建拟建风光项目装机容量共计 161 万千瓦
安徽省皖能股份有限公司	68.05%*	892.00	全部为火电机组	截至 2023 年 3 月末，公司主要在建电力项目装机容量共计 454 万千瓦，全部为火电机组
河南豫能控股股份有限公司	82.71%*	815.45	火电和风光装机占比分别为 93.94%和 6.06%	截至 2022 年末，公司主要在建电力项目装机容量共计 449.35 万千瓦，其中抽水蓄能项目 250 万千瓦，新能源项目 199.35 万千瓦
大唐山东发电有限公司	85.43%	657.54	火电和风电装机占比分别为 85.85%和 14.15%	截至 2023 年 6 月末，公司主要在建电力项目装机容量共计 297.60 万千瓦，其中火电项目 292.60 万千瓦，风电项目 5 万千瓦
福建福能股份有限公司	80.87%	599.33	火电和风光发电装机占比分别为 69.15%和 30.85%	截至 2022 年末，公司主要在建电力项目装机规模为 4.5 万千瓦，系热电厂扩建工程
大唐山西发电有限公司	93.67%	538.82	火电和风光装机占比分别为 84.63%和 15.37%	截至 2023 年 3 月末，公司主要在建电力项目均为光伏发电项目，装机容量共计 90 万千瓦
江西赣能股份有限公司	98.55%	360.71	火电、水电和光伏装机占比分别为 94.26%、2.77%和 2.97%	截至 2023 年 6 月末，公司主要在建电力项目装机容量共计 219.04 万千瓦，其中火电项目 200 万千瓦，风电项目 19.04 万千瓦
广东惠州平海发电厂有限公司	98.45%	200.00	全部为火电机组	公司目前无重大在建电力项目
广州恒运企业集团股份有限公司	66.51%	155.20	火电和光伏装机占比分别为 72.29%和 27.71%	截至 2023 年 6 月末，公司主要在建电力项目装机容量共计 239 万千瓦，其中火电项目 184 万千瓦，光伏 55 万千瓦
水电				

中国长江电力股份有限公司	83.75%	4,549.50*	全部为水电	截至 2023 年 6 月末,公司在建电力项目装机容量共计 260 万千瓦,全部为抽水蓄能项目
华能澜沧江水电股份有限公司	99.81%	2,356.38	水电及风光机组占比分别为 97.39%和 2.61%	截至 2023 年 3 月末,公司在建项目装机规模合计 290.90 万千瓦,其中托巴水电站项目装机规模 140.00 万千瓦,光伏项目规模为 150.90 万千瓦
雅砻江流域水电开发有限公司	99.88%	1,963.95	水电和风光装机占比分别为 97.76%和 2.24%	截至 2023 年 3 月末,公司主要在建项目装机容量共计 1,031.20 万千瓦,其中水电和风光机组装机容量分别为 912.00 万千瓦和 119.20 万千瓦
广西桂冠电力股份有限公司	98.61%	1,254.27	水电、火电和风光装机容量占比分别为 81.54%、10.60%和 7.85%	截至 2023 年 9 月末,公司主要在建项目计划总投资为 64.23 亿元,主要为风光发电项目
湖北能源集团股份有限公司	69.12%	1,241.05	水电、火电和风光装机占比分别为 37.53%、37.31%和 25.17%	截至 2023 年 3 月末,公司主要在建项目装机容量共计 340 万千瓦,其中火电 200 万千瓦,抽水蓄能 140 万千瓦
华电云南发电有限公司	99.73%	928.49	水电和火电装机容量占比分别为 74.15%和 25.85%	公司目前无大型在建项目,拟建项目主要为金沙江中游“上四级电站”中的龙盘水电站、两家人水电站和怒江中下游两库十三级水电站
大唐四川发电有限公司	97.73%	340.57	水电和风电装机容量占比分别为 75.68%和 24.32%	截至 2023 年 3 月末,公司主要在建电力项目装机容量共计 64.80 万千瓦,全部为风光项目
甘肃电投能源发展股份有限公司	99.07%	288.97	水电、风电和光伏装机容量占比分别为 58.84%、34.73%和 6.44%	截至 2023 年 6 月末,公司主要在建电力项目装机容量共计 65 万千瓦,全部为风光项目
四川川投能源股份有限公司	70.23%	141.05	水电和光伏装机容量占比分别为 86.98%和 13.02%	截至 2023 年 3 月末,公司主要在建控股电力项目为金沙江银江水电站,装机容量共计 39 万千瓦,另有参股在建水电项目 792 万千瓦
四川省紫坪铺开发有限责任公司	99.96%	76.00	全部为水电机组	截至 2023 年 3 月末,公司无重大在建项目,拟建项目为紫坪铺输水隧洞及配套工程,装机容量为 32 万千瓦
风电及太阳能发电				
福建华电福瑞能源发展有限公司	98.61%	4,652.23	风光发电、水电和火电装机容量占比分别为 76.42%、8.18%和 15.41%	截至 2022 年末,公司主要在建电力项目装机容量共计 750 万千瓦,其中煤电 200 万千瓦,风光项目 550 万千瓦
龙源电力集团股份有限公司	79.96%	3,110.78	风电、火电和其他发电装机占比分别为 84.20%、6.03%和 9.78%	截至 2022 年末,公司主要在建电力项目预算总投资共计 166.38 万千瓦,主要为风光发电项目
中广核风电有限公司	97.47%	2,860.40	全部为风光发电项目	截至 2022 年末,公司主要在建电力项目装机容量共计 534.38 万千瓦,全部为风光项目
中国三峡新能源(集团)股份有限公司	99.09%	2,642.14	风光发电和水电装机容量占比分别为 99.19%和 0.81%	截至 2023 年 6 月末,公司主要在建电力项目装机容量共计 1,315.18 万千瓦,全部为风光项目
华能新能源股份有限公司	99.96%	2,169.96	全部为风光发电项目	截至 2023 年 3 月末,公司主要在建项目预算总投资 243.42 亿元,全部为新能源项目
中国大唐集团新能源股份有限公司	99.28%	1,419.34	风电发电装机占比为 89.39%,光伏及瓦斯发电占比为 10.61%	截至 2023 年 6 月末,公司主要在建电力项目装机容量为 260.07 万千瓦,主要为新能源项目
国家能源集团新能源有限责任公司	99.74%	1,253.54	全部为风光发电项目	截至 2023 年 6 月末,公司主要在建电力项目装机容量共计 485.45 万千瓦,全部为风光项目
中核汇能有限公司	99.17%	1,249.19	全部为风光发电项目	截至 2023 年 3 月末,公司重点在建电力项目装机容量共计 116 万千瓦,全部为风光项目
新华水力发电有限公司	84.01%	932.49	风光发电和水电装机占比分别为 71.14%和 28.86%	截至 2023 年 3 月末,公司主要在建电力项目装机容量共计 608.50 万千瓦,其中抽水蓄能项目 310 万千瓦,光热储一体化 280 万千瓦,水电 18.50 万千瓦
中节能风力发电股份有限公司	99.40%	523.15	全部为风力发电	截至 2023 年 6 月末,公司主要在建电力项目装机容量为 103.05 万千瓦,可预见的筹建项目装机容量合计达 147 万千瓦

鲁能新能源(集团)有限公司	98.88%	429.65	全部为风光发电项目	截至 2023 年 3 月末, 公司主要在建电力项目装机容量共计约 260 万千瓦, 全部为风光发电项目
晶科电力科技股份有限公司	86.29%	359.65	全部为光伏发电机组	截至 2023 年 6 月末, 公司重点在建电力项目装机容量共计 151.60 万千瓦, 全部为光伏项目
河北建投新能源有限公司	95.40%	357.29	全部为风光发电项目	截至 2023 年 3 月末, 公司主要在建电力项目装机容量共计 15.28 万千瓦, 全部为风光发电项目
宁夏嘉泽新能源股份有限公司	95.14%	192.60	全部为风光发电项目	截至 2023 年 6 月末, 公司主要在建及待建风电装机容量共计 168 万千瓦
大唐新疆发电有限公司	96.45%	153.30	全部为风光发电项目	截至 2023 年 3 月末, 公司主要在建电力项目装机容量共计 209.90 万千瓦, 全部为新能源项目
新疆新能源(集团)有限责任公司	54.38%	125.10	全部为风光发电项目	截至 2023 年 3 月末, 公司主要在建电力项目装机容量共计 142.45 万千瓦, 全部为新能源项目

核电

中国核能电力股份有限公司	98.12%	3,649.17	核电、新能源发电和独立储能电站装机占比分别为 65.08%、34.34%和 0.58%	截至 2023 年 6 月末, 公司控股在建及核准待开工核电机组 13 台, 装机容量 1,513.50 万千瓦, 新能源在建装机容量 796.61 万千瓦
中国广核电力股份有限公司	70.16%	2,266.60	全部为核电机组	截至 2023 年 6 月末, 公司主要在建电力项目装机容量共计 238.00 万千瓦, 全部为核电机组
江苏核电有限公司	98.53%	660.80	全部为核电机组	目前公司无新建核电项目规划
三门核电有限公司	99.77%	250.20	全部为核电机组	截至 2023 年 3 月末, 公司主要在建电力项目系三门核电 3、4 号机组, 装机容量共计 250.20 万千瓦

注: 火电机组包含垃圾发电和生物质发电机组; 华能国际电力股份有限公司、广东省能源集团有限公司、安徽省皖能股份有限公司和河南豫能控股股份有限公司电力业务收入占比包含热力业务; 中国长江电力股份有限公司收入占比不包含境外业务收入。

附表二：样本企业盈利及获现能力数据及指标

企业名称	营业毛利率 (%)				净利润 (亿元)				经营活动净现金流 (亿元)			
	2020	2021	2022	2023.9	2020	2021	2022	2023.9	2020	2021	2022	2023.9
火电												
华能国际电力股份有限公司	17.44	-0.33	3.04	12.86	57.04	-126.73	-100.85	134.54	420.50	60.33	325.20	336.60
国电电力发展股份有限公司	20.79	7.25	13.48	15.09	77.07	-34.18	68.66	108.09	365.22	241.80	394.48	283.39
华电国际电力股份有限公司	16.16	-6.16	0.43	6.92	57.77	-67.54	-6.38	49.20	252.48	-63.51	96.54	115.49
广东电力发展股份有限公司	20.67	-5.99	-0.36	14.54	26.35	-44.73	-45.15	24.36	62.81	-0.40	14.80	70.29
北方联合电力有限责任公司	11.31	8.73	18.01	22.61	-21.50	3.16	41.63	41.47	57.85	54.53	95.40	83.39
北京京能电力股份有限公司	17.60	-7.97	9.50	7.99	17.61	-38.72	9.28	9.22	49.85	6.23	61.64	23.82
深圳能源集团股份有限公司	28.83	19.46	17.35	24.48	42.67	21.10	24.73	35.50	61.92	43.07	96.25	67.58
申能股份有限公司	19.49	11.37	11.96	17.26	30.40	17.76	10.49	29.57	48.45	32.00	47.92	61.26
内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	14.56	9.99	17.59	22.43	7.00	1.18	20.15	25.32	39.13	30.94	51.54	44.14
华电江苏能源有限公司	10.92	-4.80	-5.21	3.95	8.67	-18.57	-19.87	3.63	46.35	25.71	-9.92	24.83
格盟国际能源有限公司	14.87	-10.82	5.42	5.84	4.91	-28.70	0.46	1.78	32.35	12.82	27.70	10.92
安徽省皖能股份有限公司	8.76	-4.59	0.90	8.03	13.29	-21.95	1.82	17.13	29.50	-10.56	28.69	22.73
河南豫能控股股份有限公司	13.65	-11.66	-10.19	2.48	3.50	-23.01	-23.74	-6.48	12.02	-2.29	-0.33	8.49
大唐山东发电有限公司	12.86	-13.02	-3.91	8.59	-0.65	-23.47	-12.83	2.04	18.14	9.71	16.15	9.28
福建福能股份有限公司	23.89	17.13	23.93	18.74	15.96	15.25	32.83	19.19	22.62	23.13	32.77	27.32
大唐山西发电有限公司	15.55	-24.12	0.66	6.47	3.71	-24.42	-4.67	0.41	21.51	-4.66	11.57	13.57
江西赣能股份有限公司	20.78	-2.15	6.30	12.22	3.16	-2.48	0.12	4.08	5.08	2.44	0.25	8.03
广东惠州平海发电厂有限公司	24.08	3.12	2.68	19.26	4.59	0.30	1.16	4.94	6.41	3.44	1.19	11.88
广州恒运企业集团股份有限公司	27.49	5.16	-1.39	14.94	8.92	1.78	-0.18	3.31	8.13	-3.93	-2.39	4.32
水电												
中国长江电力股份有限公司	63.40	62.06	57.29	57.89	265.06	264.85	216.49	218.99	410.37	357.32	309.13	363.84
国网新源控股有限公司	53.17	54.63	56.43	60.56	52.83	62.81	72.76	72.45	146.23	164.94	166.18	128.16
华能澜沧江水电股份有限公司	65.37	61.05	60.92	64.76	62.36	63.17	73.61	73.47	134.52	130.49	155.49	116.36
雅砻江流域水电开发有限公司	48.96	37.77	50.37	35.73	24.95	15.95	36.43	13.24	55.72	40.56	65.96	32.53
广西桂冠电力股份有限公司	27.47	16.60	13.80	21.23	27.59	24.05	10.24	18.78	53.84	32.00	62.02	28.79
湖北能源集团股份有限公司	21.10	23.38	29.89	24.49	-18.50	3.97	5.16	7.86	39.06	40.71	46.08	27.72
华电云南发电有限公司	48.63	52.06	44.96	42.32	2.95	4.13	1.17	-1.64	14.00	22.57	24.72	16.15
五凌电力有限公司	45.85	36.13	35.63	47.15	5.17	3.17	3.47	6.18	16.13	13.21	12.87	13.03
甘肃电投能源发展股份有限公司	46.52	41.91	38.51	49.65	32.10	31.36	35.72	39.09	3.96	5.47	6.14	4.23
四川川投能源股份有限公司	57.70	56.23	53.50	61.68	1.46	1.34	1.36	1.62	4.09	4.67	4.13	2.82
风电及太阳能发电												
福建华电福瑞能源发展有限公司	34.40	26.13	29.51	34.57	34.19	55.12	85.11	94.31	85.15	83.59	320.46	151.04
龙源电力集团股份有限公司	37.22	34.87	34.43	38.14	57.48	72.63	60.96	70.41	122.73	167.55	296.06	59.60
中广核风电有限公司	54.24	52.75	51.00	52.03	35.66	42.57	57.33	60.19	80.07	122.35	165.98	121.46
中国三峡新能源(集团)股份有限公司	57.69	58.41	58.40	55.28	39.41	60.86	83.83	61.95	89.76	88.18	168.71	116.52
华能新能源股份有限公司	54.80	55.80	50.03	53.66	41.35	59.39	49.86	55.10	77.88	86.46	218.97	112.28
中国大唐集团新能源股份有限公司	49.27	49.45	51.05	44.49	15.53	20.86	38.91	25.14	54.90	60.02	131.93	53.70

国家能源集团新能源有限责任公司	56.86	52.12	49.84	47.16	34.47	41.90	43.60	33.60	54.06	17.70	111.64	38.84
中核汇能有限公司	55.33	60.83	60.15	63.74	2.20	12.75	17.63	25.82	7.11	16.32	74.12	41.13
新华水力发电有限公司	53.97	55.28	57.69	54.27	0.75	-13.70	10.43	13.43	15.96	22.94	65.38	23.57
中节能风力发电股份有限公司	52.09	55.21	58.00	54.70	6.65	8.04	17.45	12.57	13.97	21.02	45.44	24.08
鲁能新能源(集团)有限公司	45.09	53.15	53.39	56.50	2.95	11.41	7.89	9.00	11.09	48.49	28.88	19.35
晶科电力科技股份有限公司	45.20	41.63	48.28	41.39	4.86	3.76	2.26	3.99	27.04	13.65	17.91	-7.02
河北建投新能源有限公司	53.97	55.13	55.87	55.39	7.41	10.03	10.76	7.33	18.40	20.03	35.00	16.89
宁夏嘉泽新能源股份有限公司	52.14	59.55	61.93	62.55	1.98	7.52	5.36	6.51	6.49	5.40	11.57	10.40
大唐新疆发电有限公司	33.46	51.51	53.48	54.00	2.26	2.43	3.80	3.68	17.00	5.35	15.60	4.92
新疆新能源(集团)有限责任公司	50.86	46.62	40.57	41.24	0.43	0.60	0.93	1.56	1.67	3.41	8.79	4.40
核电												
中国核能电力股份有限公司	44.79	44.19	45.63	48.23	109.47	140.55	163.23	167.50	311.28	356.08	466.98	343.41
中国广核电力股份有限公司	37.07	33.20	33.25	39.98	148.76	156.84	152.43	153.07	301.55	349.11	313.68	269.98
江苏核电有限公司	41.19	42.73	47.53	47.13	21.49	41.42	56.00	38.18	70.97	96.42	132.08	90.79
三门核电有限公司	51.08	47.88	46.99	54.16	14.41	14.47	10.32	22.21	51.10	50.42	56.74	39.32

附表三：样本企业资本结构及偿债能力

企业名称	EBITDA 利息倍数 (X)			资产负债率 (%)				总债务 (亿元)		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022	2023.9	2020	2021	2022
火电										
华能国际电力股份有限公司	3.36	1.26	1.77	67.71	74.72	74.82	70.02	2,916.06	3,490.43	3,727.57
国电电力发展股份有限公司	4.03	2.70	4.19	66.83	72.06	73.29	73.02	2,118.86	2,431.86	2,593.02
华电国际电力股份有限公司	3.91	1.19	2.40	60.37	66.39	68.45	61.76	1,376.61	1,436.75	1,519.45
广东电力发展股份有限公司	5.46	0.84	1.24	58.42	71.34	78.16	80.05	425.44	613.36	840.62
北方联合电力有限责任公司	1.68	3.15	5.50	77.80	78.42	66.19	64.99	604.07	610.82	602.08
北京京能电力股份有限公司	3.79	0.55	3.44	61.27	68.19	65.27	64.17	419.69	484.38	473.57
深圳能源集团股份有限公司	2.94	2.81	2.89	63.31	62.29	61.55	62.43	676.24	803.85	847.99
申能股份有限公司	6.66	4.29	4.21	48.97	57.01	57.55	55.80	293.87	425.40	427.22
内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	5.21	5.59	10.85	57.60	53.82	48.71	45.39	222.40	202.24	177.37
华电江苏能源有限公司	4.30	1.08	0.92	69.33	76.32	78.50	67.43	200.13	194.74	213.67
格盟国际能源有限公司	2.84	0.49	2.94	66.02	73.58	69.97	69.40	250.88	248.81	240.75
安徽省皖能股份有限公司	8.07	-1.80	2.59	42.56	58.90	62.44	65.93	114.61	207.48	241.58
河南豫能控股股份有限公司	3.54	-0.69	-0.52	69.29	80.63	86.89	88.18	160.90	198.53	233.15
大唐山东发电有限公司	2.13	0.08	1.48	80.80	89.44	83.10	87.64	213.41	232.74	202.20
福建福能股份有限公司	6.19	5.24	7.64	46.55	50.97	49.46	46.59	120.81	191.06	197.52
大唐山西发电有限公司	4.39	-2.17	1.68	69.13	82.00	80.79	80.49	109.67	126.83	143.50
江西赣能股份有限公司	7.82	0.88	2.45	36.97	52.28	59.93	60.78	25.90	43.89	60.04
广东惠州平海发电厂有限公司	11.07	5.80	7.01	56.67	62.17	57.10	47.81	22.23	23.89	23.35
广州恒运企业集团股份有限公司	8.29	2.66	1.73	56.75	63.40	63.05	67.91	61.21	86.39	84.59
水电										
中国长江电力股份有限公司	9.61	10.22	9.91	46.10	42.08	40.19	64.03	1,282.05	1,171.82	1,150.39
华能澜沧江水电股份有限公司	3.82	4.44	4.96	61.42	58.78	57.15	64.21	910.83	874.40	867.49
雅砻江流域水电开发有限公司	3.58	4.02	5.14	65.15	64.51	64.35	62.70	942.56	943.06	939.99
广西桂冠电力股份有限公司	5.87	5.24	8.55	56.77	55.69	51.40	52.46	241.03	241.23	227.23
湖北能源集团股份有限公司	7.68	7.47	4.97	41.74	50.25	53.79	56.05	201.23	278.58	325.92
华电云南发电有限公司	1.23	1.93	2.35	68.49	68.50	66.78	66.13	440.89	445.03	417.86
大唐四川发电有限公司	1.66	1.87	1.97	68.62	69.53	70.44	71.23	299.03	312.99	315.31
甘肃电投能源发展股份有限公司	3.52	3.39	3.65	60.63	54.47	57.07	54.33	111.88	93.57	109.87
四川川投能源股份有限公司	10.11	8.63	7.51	28.00	33.38	35.67	38.90	100.88	146.63	175.96
四川省紫坪铺开发有限责任公司	4.55	4.73	5.17	57.47	51.21	46.20	43.07	23.32	19.46	16.78
风电及太阳能发电										
福建华电福瑞能源发展有限公司	3.56	2.92	4.07	80.01	70.74	71.26	72.26	1,123.30	1,639.34	2,050.29
龙源电力集团股份有限公司	4.87	5.66	6.00	61.71	61.59	64.07	63.61	1,001.95	1,143.58	1,275.08
中广核风电有限公司	3.91	3.69	4.44	66.28	60.04	64.90	67.98	949.81	1,017.28	1,235.46
中国三峡新能源(集团)股份有限公司	4.09	4.11	4.18	67.60	64.73	66.44	67.37	712.97	1,033.22	1,333.43
华能新能源股份有限公司	4.91	5.65	4.89	64.63	67.88	71.71	72.15	603.87	736.57	955.01
中国大唐集团新能源股份有限公司	3.29	4.21	3.64	69.15	68.58	64.87	63.85	670.33	747.12	708.06

国家能源集团新能源有限责任公司	6.12	6.66	7.40	52.53	51.33	51.01	46.95	346.05	369.39	411.45
中核汇能有限公司	3.13	3.13	3.19	72.73	76.54	76.04	77.86	228.37	356.76	603.96
新华水力发电有限公司	1.49	1.31	2.00	78.94	85.55	83.18	81.35	477.88	624.84	767.60
中节能风力发电股份有限公司	2.99	3.41	4.70	68.07	71.12	62.12	58.61	195.00	239.48	241.62
鲁能新能源(集团)有限公司	2.79	3.71	3.94	69.47	69.26	66.17	65.84	221.98	217.28	180.90
晶科电力科技股份有限公司	2.67	2.41	2.17	61.95	57.92	66.55	62.27	147.03	142.19	207.08
河北建投新能源有限公司	4.67	4.68	4.89	70.04	68.43	67.14	65.63	150.14	152.94	154.27
宁夏嘉泽新能源股份有限公司	2.38	3.92	3.09	70.04	56.38	69.82	67.06	76.63	58.41	113.97
大唐新疆发电有限公司	2.80	3.24	3.79	81.89	86.81	82.40	78.16	142.83	87.49	86.60
新疆新能源(集团)有限责任公司	2.25	2.32	2.27	77.77	78.72	72.58	74.89	63.74	69.86	81.22
核电										
中国核电电力股份有限公司	3.11	3.64	4.18	69.49	69.42	68.17	69.51	2,362.20	2,553.10	2,774.82
中国广核电力股份有限公司	3.80	4.18	4.36	63.86	62.27	61.39	60.23	2,182.42	2,158.28	2,123.88
江苏核电有限公司	3.28	5.29	6.87	75.25	72.50	67.83	66.81	573.73	536.13	464.02
三门核电有限公司	2.61	2.75	2.50	79.19	77.24	74.29	72.56	481.48	464.43	461.94

附表四：行业展望结论定义

行业展望	定义
正面	未来 12~18 个月行业总体信用质量将有明显提升、行业信用分布存在正面调整的可能性
稳定	未来 12~18 个月行业总体信用质量不会发生重大变化
负面	未来 12~18 个月行业总体信用质量将恶化、行业信用分布存在负面调整的可能性
正面减缓	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“正面”状态有所减缓，但仍高于“稳定”状态的水平
稳定提升	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“稳定”状态有所提升，但尚未达到“正面”状态的水平
稳定弱化	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“稳定”状态有所弱化，但仍高于“负面”状态的水平
负面改善	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“负面”状态有所改善，但尚未达到“稳定”状态的水平

中诚信国际信用评级有限公司和/或其被许可人版权所有。本文件包含的所有信息受法律保护，未经中诚信国际事先书面许可，任何人不得复制、拷贝、重构、转让、传播、转售或进一步扩散，或为上述目的存储本文件包含的信息。

本文件中包含的信息由中诚信国际从其认为可靠、准确的渠道获得，因为可能存在人为或机械错误及其他因素影响，上述信息以提供时现状为准。特别地，中诚信国际对于其准确性、及时性、完整性、针对任何商业目的的可行性及合适性不作任何明示或暗示的陈述或担保。在任何情况下，中诚信国际不对任何人或任何实体就 a) 中诚信国际或其董事、经理、雇员、代理人获取、收集、编辑、分析、翻译、交流、发表、提交上述信息过程中可以控制或不能控制的错误、意外事件或其他情形引起的、或与上述错误、意外事件或其他情形有关的部分或全部损失或损害，或 b) 即使中诚信国际事先被通知该等损失的可能性，任何由使用或不能使用上述信息引起的直接或间接损失承担任何责任。

本文件所包含信息组成部分中信用级别、财务报告分析观察，如有的话，应该而且只能解释为一种意见，而不能解释为事实陈述或购买、出售、持有任何证券的建议。中诚信国际对上述信用级别、意见或信息的准确性、及时性、完整性、针对任何商业目的的可行性及合适性不作任何明示或暗示的担保。信息中的评级及其他意见只能作为信息使用者投资决策时考虑的一个因素。相应地，投资者购买、持有、出售证券时应该对每一只证券、每一个发行人、保证人、信用支持人作出自己的研究和评估。

作者	部门	职称
盛 蕾	企业评级部	资深分析师
王琳博	企业评级部	高级分析师
马 骁	企业评级部	分析师



中诚信国际信用评级有限责任公司
地址：北京市东城区朝阳门内大街
南竹竿胡同 2 号银河 soho5 号楼 3 层
邮编：100010
电话：(86010) 66428877
传真：(86010) 66426100
网址：<http://www.ccxi.com.cn>

CHINA CHENGXIN INTERNATIONAL CREDIT RATING
CO.,LTD
ADD: Building 5, Galaxy SOHO, No.2 Nanzhugan Lane,
Chaoyangmennei Avenue, Dongcheng District, Beijing,
100010
TEL: (86010) 66428877
FAX: (86010) 66426100
SITE: <http://www.ccxi.com.cn>