



2022 年上半年火电行业信用风险总结与展望

联合资信 工商评级四部

2022 年上半年，全国电力供需总体平衡，局部地区受气候波动影响部分时段电力供应偏紧。企业层面，受益于上网电价提升，部分火电企业已实现扭亏，但由于煤炭价格持续高位震荡，火电企业仍面临很大成本控制压力。

综合考虑国内外疫情、宏观经济、燃料供应、气候变化等因素，预计 2022 年下半年，全国电力供需总体紧平衡。当前火电压舱石作用仍极为重要，但未来受电力市场化改革持续推进以及“碳达峰”“碳中和”目标等因素影响，电源结构将逐步向绿色低碳转型，清洁能源电量对火电电量挤占程度加剧，火电机组调峰作用将逐步凸显。

信用债方面，2022 年上半年火电企业发债规模同比有所提高，发债企业主要为央企和地方国企，企业整体资质好，融资渠道通畅且融资能力强。2022 年下半年，虽电力行业到期兑付债券规模较大，但行业整体偿债风险可控。



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



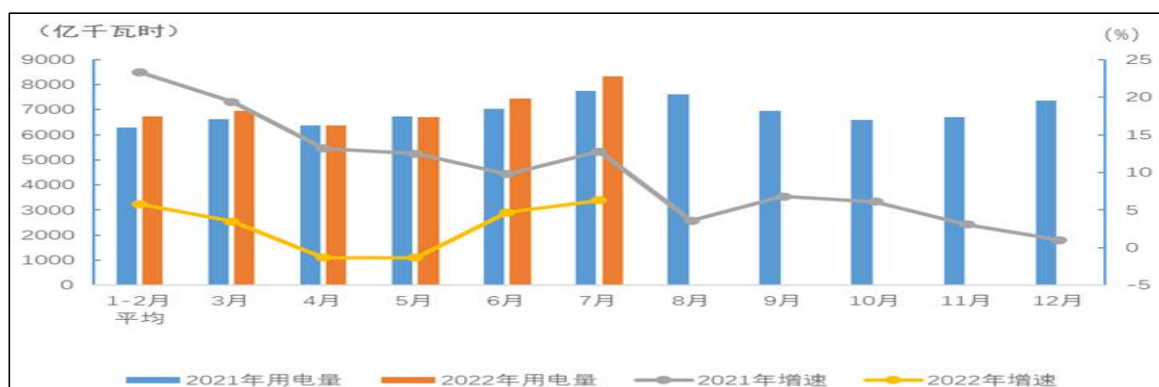
一、2022 年上半年电力行业运行情况

2022 年上半年，全国电力供需总体平衡，全社会用电量同比增长。第一产业和城乡居民生活用电增长较快。受局部地区疫情影响，工业和制造业用电增速低于全社会平均水平，2022 年 4—5 月，全社会用电量连续两月负增长。2022 年 6 月，随着疫情的缓解、复工复产逐步取得成效，叠加多地高温因素，当月全社会用电量增速明显。2022 年上半年，各类电源投资增速带动电力总装机容量提升，煤电装机占比下降，电源结构绿色低碳转型趋势明显。

1. 全社会用电情况

2022 年上半年，全国全社会用电量 4.10 万亿千瓦时，同比增长 2.90%，2022 年一、二季度，全社会用电量同比分别增长 5.0% 和 0.8%，其中 4—5 月受部分地区疫情等因素影响，全社会用电量连续两月负增长，导致二季度增速明显回落。

图 1 2021—2022 年分月全社会用电量及其增速情况



资料来源：联合资信根据公开资料整理

受第二季度疫情防控形势严峻影响，部分行业生产运营受限，2022 年上半年，三大产业用电量增速同比均有所回落。

2022 年上半年，第一产业用电量 513 亿千瓦时，同比增长 10.3%，主要由于近年来国家深入推进乡村振兴战略以及乡村用电条件改善、电气化水平持续提升，带动第一产业用电潜力持续释放。2022 年上半年，第二产业用电量 2.74 万亿千瓦时，同比增长 1.3%，增速同比回落 15.3 个百分点。其中二季度受疫情防控形势严峻因素影响，部分行业生产受限，第二产业用电量出现负增长，2022 年 4—5 月，第二产业用电量同比分别下降 1.4% 和 0.5%。从增速结构看，第二产业中，高技术及装备制造业、其他制造业行业、消费品制造业、四大高载能行业用电量同比增速分别为 1.8%、3.3%、-0.4%、0.2%。四大高载能行业的增速放缓，除因全国疫情受控，复工复产情况较好

使得上年用电量基数较大的影响外，高载能行业开工率普遍不足也是重要因素。其中，化工行业用电形势相对较好，用电量同比增长 4.9%；受当前房地产市场较低迷因素影响，相关黑色金属冶炼行业和建材行业用电量同比分别下降 2.8%和 4.6%，建材中的水泥行业用电量同比下降 16.3%。2022 年上半年，国内高技术及装备制造业用电量增速明显高于同期制造业平均水平，其中，电气机械和器材制造业、医药制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业、仪器仪表制造业用电量增速均超过 5%，反映出当前制造业升级态势明显，新动能成长壮大。2022 年上半年，第三产业用电量 6938 亿千瓦时，同比增长 3.1%，增速同比下降 22.7 个百分点，第三产业受疫情冲击尤为显著。2022 年二季度，交通运输/仓储和邮政业、住宿和餐饮业用电量下降幅度均超过 10%。受夏季异常高温天气拉动空调降温负荷增长影响，2022 年上半年，城乡居民生活用电量 6112 亿千瓦时，同比增长 4.5%，增速较上年同期上升 5.1 个百分点。2022 年 6 月，城乡居民生活用电量同比增长 17.7%，其中，陕西、上海、河北、重庆同比增长超过 50%。

分区域看，中部地区用电量同比增速领先。2022 年上半年，东、中、西部和东北地区全社会用电量分别为 18794 亿千瓦时、7844 亿千瓦时、12104 亿千瓦时和 2235 亿千瓦时，同比分别增长 1.1%、6.9%、3.5%和 0.5%。2022 年上半年，26 个省份全社会用电量实现正增长，其中，西藏、安徽、湖北、四川、青海、宁夏、江西、山西、河南、云南、黑龙江等 11 个省份用电量同比增长超过 5%。

2. 电力生产供应情况

（1）电力投资

受火电和光伏电源投资增速拉动影响，2022 年上半年电力投资同比增长 14.0%，非化石能源发电投资占电源投资比重高。

从电力投资额方面看，2022 年上半年，全国主要发电企业电源工程完成投资 2158 亿元，同比增长 14.0%。其中，受政策扶持影响，风电和光伏电源投资规模大，但由于 2021 年风电抢装及海上风电单位成本高等因素影响，风电投资 567 亿元，同比降低 31.4%；光伏投资 631 亿元，同比增长 283.6%；同期，水电投资 354 亿元，同比下降 25.4%；核电投资 230 亿元，同比增长 1.9%；火电投资 347 亿元，同比增长 71.8%，增幅明显主要由于火电在能源保供、电源调峰方面的重要作用叠加火电灵活性改造投资增长。投资结构方面，非化石能源发电投资占电源完成投资的 86.5%。同期，全国电网工程完成投资 1905 亿元，同比增长 9.9%。

（2）装机容量

2022 年上半年，电源投资增长带动电力总装机容量提升，煤电装机占比下降，电源结构绿色低碳转型趋势明显。

截至 2022 年 6 月底，全国全口径发电装机容量 24.4 亿千瓦，较 2021 年 6 月底增长 8.1%。其中，非化石能源发电装机容量 11.8 亿千瓦，较 2021 年 6 月底增长 14.8%，占总装机比重为 48.2%，占比提高 2.8 个百分点。火电装机容量 13.0 亿千瓦，其中煤电 11.1 亿千瓦，占总发电装机容量的比重为 45.5%。2022 年上半年，全国新增发电装机容量 6910 万千瓦，同比增长 33.22%，新增装机中火电占比下降 14.77 个百分点。在“碳达峰”“碳中和”目标下，电力行业绿色低碳转型趋势明显。

（3）利用小时及发电量

受疫情影响部分时段用电需求下滑、电煤价格高位波动及火电调峰作用增强等因素影响，2022 年上半年全国火电机组平均利用小时数同比降幅明显，受此影响，全国发电设备累计平均利用小时略有下降。2022 年上半年，全国发电量伴随装机容量的提高略有增长，市场化交易电量占比进一步提高。

2022 年上半年，全国发电设备累计平均利用小时 1777 小时，同比降低 81 小时。其中，受疫情影响部分时段全社会用电需求下滑、煤价重心仍居于高位使得火电企业发电意愿减退以及火电调峰作用增强等因素影响，全国火电设备平均利用小时为 2057 小时，同比降低 133 小时。其中，燃煤发电设备平均利用小时为 2139 小时，同比降低 123 小时；燃气发电设备平均利用小时为 1090 小时，同比降低 239 小时。

2022 年上半年，全国规模以上电厂总发电量为 39631 亿千瓦时，同比增长 0.7%，增速同比下降 13.00 个百分点。其中，火电发电量 27277 亿千瓦时，同比下降 3.9%。从区域划分看，2022 年上半年，跨区输出电量同比增长 6.6%，跨省输出电量同比增长 4.9%。其中，二季度跨区输送电量增速明显回升，6 月跨区输送电量同比增长 18.9%，当月随着经济回升以及高温天气导致华中、华东部分省份电力供应偏紧，加大了跨区电力支援力度。此外，伴随电力市场化改革的逐步推进，市场化交易电量规模快速增长。2022 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 24825.9 亿千瓦时，同比增长 45.8%，占全社会用电量的 60.6%，同比提高 17.3 个百分点。其中，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 19970.7 亿千瓦时，同比增长 45.0%。

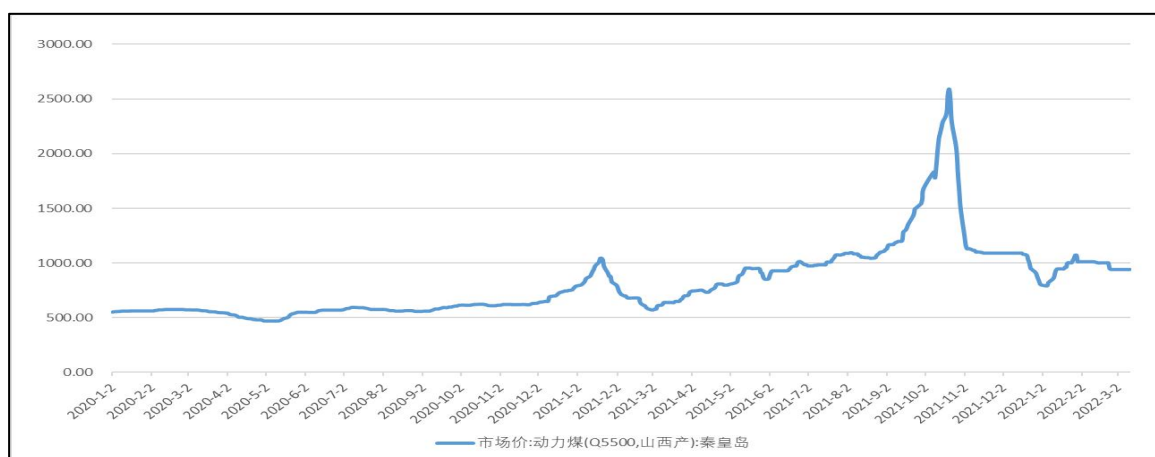
3. 煤炭成本和火电行业效益

2022 年上半年，受益于煤炭保供政策的推进，国内原煤产量增速提高，电煤市场价格保持高位波动。

2021 年下半年以来，受经济复苏下游需求拉动以及冬储影响，煤炭需求加大，叠加煤炭供应偏紧的格局，带动煤炭市场价格快速提高。2021 年四季度以来，在保供政策影响下，我国煤炭月产量有所增长，除 2022 年 2 月春节假期外，2022 年上半年煤炭月产量基本维持 3 亿吨左右；煤炭进口方面，2022 年上半年，国内共进口煤炭 1.15 亿吨，同比下降 17.5%，主要系国内外中高卡煤价格倒挂严重，一定程度抑制

了煤炭进口以及作为我国煤炭主要进口国的印度尼西亚阶段性暂停煤炭出口所致。由于进口煤量整体占比较低，进口量波动对国内煤炭供应影响一般。同时，受长协合同占比提升、长协合同限价等政策影响，电煤价格快速回落，但整体维持较高水平。以秦皇岛港山西产动力煤（Q5500）市场价为例，动力煤价格于 2021 年 10 月达到最高点 2592 元/吨，随后快速回落，2022 年上半年基本维持 900~1100 元/吨水平。

图 2 动力煤市场价波动情况（单位：元/吨）



资料来源：联合资信根据公开资料整理

受煤炭成本高企影响，2021 年火电企业亏损严重，2022 年上半年大部分企业实现扭亏。

2021 年 4 月以来，伴随着迎峰度夏及疫情受控后下游工业需求增速提升，叠加进口煤受限、煤炭下游需求增速持续大于原煤供给增速等因素影响，煤炭供需格局趋紧，煤炭价格持续攀升，特别下半年涨幅明显，导致火电企业盈利水平大幅下降，我们选取的 49 家火电发债企业样本¹中，2021 年下半年 43 家经营亏损，合计利润总额亏损 1547.92 亿元。2022 年上半年，煤价虽然持续高位震荡，但较 2021 年四季度水平已明显回落，且受益于电价限制的适度放开带动火电平均上网电价的提高，火电企业利润水平虽同比下降，但已较 2021 年下半年明显回升，仅 14 家火电企业经营亏损，合计利润总额亏损 120.23 亿元，火电企业整体实现扭亏为盈。

表 1 截至 2022 年 6 月底有存续债券的火电企业财务指标情况

指标	2020 年 上半年	2020 年 下半年	2021 年 上半年	2021 年 下半年	2022 年 上半年
动力煤平均价格（元/吨）	467.00	496.94	630.82	962.63	835.57
秦皇岛港山西产动力煤（Q5500） 市场均价（元/吨）	540.17	611.18	807.39	1242.94	959.24
利润总额合计（亿元）	908.12	807.65	905.92	-1498.61	686.56
利润总额均值（亿元）	18.92	16.10	18.49	-30.58	14.01

¹ 以截至 2022 年 6 月底仍有存续债券的火电企业为总样本

亏损企业数（家）	2	3	10	43	14
----------	---	---	----	----	----

注：1. 动力煤平均价格为山西、内蒙古、陕西和山东产动力煤均价的半年期均值，因未获取 4—6 月价格数据，2022 年上半年数据为 1—3 月均值数据；2. 下半年利润总额为样本全年利润总额扣除上半年利润总额
 资料来源：联合资信根据公开资料整理

二、2022 年上半年火电行业主要政策及动态点评

关键词 1：市场化交易

2022 年 1 月 25 日，广州电力交易中心发布《关于印发《南方区域绿色电力交易规则（试行）》的通知》，规定南方区域绿色电力交易的市场成员按照市场角色分为售电主体、购电主体、输电主体和市场运营机构，绿电交易包括直接交易和认购交易两种形式。绿电交易价格由电能量价格和环境溢价组成，具体根据市场主体申报情况通过市场化方式形成。

2022 年 1 月 28 日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出要完善电力价格形成机制，统一规范各地电力市场价格规则，有效平衡电力供需。有序推动工商业用户全部进入电力市场，确保居民、农业、公益性事业等用电价格相对稳定。

2022 年 3 月 3 日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》，指出支持具备条件的现货试点不间断运行，尽快形成长期稳定运行的现货市场。第一批试点地区（广东、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃）原则上 2022 年开展现货市场长周期连续试运行，第二批试点地区（上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北）原则上在 2022 年 6 月底前启动现货市场试运行。其他地区尽快开展现货市场建设工作。2022 年 6 月底，省间现货交易启动试运行。

2022 年 5 月 25 日，北京电力交易中心发布《关于印发《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》的通知》，参与绿色电力交易的发电企业初期主要为风电和光伏等新能源企业。绿色电力交易优先组织未纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏电量参与交易；已纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏电量可自愿参与绿色电力交易，其绿色电力交易电量不计入合理利用小时数，不领取补贴；分布式新能源可通过聚合的方式参与绿色电力交易。

点评：推动全国统一电力市场体系的建设有助于解决目前电力市场存在的体系不完整、功能不完善、交易规则不统一、跨省跨区交易存在市场壁垒等问题，有利于构建适合我国能源资源禀赋和新能源发展的电力市场体系。绿电交易不仅仅是原有中长期电力交易的扩展，更是我国电力市场一项重大的机制创新，核心就在于充分发挥市场作用，在交易价格上全面反映绿色电力的电能价值和环境价值，促进全社会形成主动消费绿色电力、充分反映环境价值、促进新能源发展的良性循环，实现发用两侧共赢的目标。

关键词 2：现代能源体系

2022 年 3 月 22 日，国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》，文件从加强应急安全管控、推动构建新型电力系统、创新电网结构形态和运行模式、增强电源协调优化运行能力、加快新型储能技术规模化应用、大力提升电力负荷弹性等几个方面对建设现代能源体系作出了顶层设计，为电力各个环节发展提供了详细的政策细则和实施路径。在推动构建新型电力系统方面着重提出，要加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，积极推动源网荷储一体化发展。

具体而言，“十四五”时期现代能源体系建设的主要目标有：能源综合生产力达到 46 亿吨标煤以上（原油 2 亿吨、天然气 2300 亿方、发电装机 30 亿千瓦）；单位 GDP 碳排放五年累计下降 18%；

单位 GDP 能耗降低 13.5%；非化石能源发电占比达到 39%；非化石能源消费达到 20%；电气化率达到 30%；灵活性调节电源占比达到 34%；电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的 3%~5%。

点评：《“十四五”现代能源体系规划》发展目标更加聚焦于能源安全、低碳转型和创新发展。其中，保障安全是能源发展的首要任务，“十四五”时期将从战略安全、运行安全、应急安全等多个维度，加强能源综合保障能力建设。其次，“十四五”是碳达峰的关键期，能源绿色低碳发展的重点在于做好增加清洁能源供应能力的“加法”和减少能源产业链碳排放的“减法”，推动形成绿色低碳的能源消费模式。此外，科技创新是能源发展的重要动力，需加快能源产业数字化智能化升级，完善能源科技和产业创新体系，加快构筑支撑能源转型变革的先发优势，因此储能、氢能、新一代核能、二氧化碳捕集利用与封存、天然气水合物等为科技前沿领域，是企业未来投资的新领域。

关键词 3：平衡收益，保供稳价

2021 年 9 月 29 日，中国煤炭工业协会、中国煤炭运销协会发布《关于进一步做好电煤保供工作的通知》，要求各企业深挖电煤增产潜力，全力增加电煤供应量，并优先确保发电供热用户的长协合同资源，原则上四季度要按照不少于全年合同量的 1/4 进行兑现，已签订的电煤长协合同履约率四季度要达到或超过 100%。

2021 年 10 月 12 日，国家发展改革委印发《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），提出将有序放开全部燃煤发电电量上网电价；将燃煤发电市场交易价格浮动范围由原上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，且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）；在保持居民、农业用电价格稳定的基础上，取消工商业目录销售电价，推动工商业用户都进入市场。

2021 年 12 月 3 日，国家发展改革委在全国煤炭交易会公布了 2022 年煤炭长期合同签订履约方案征求意见稿，提出将核定能力在 30 万吨及以上的煤炭生产企业原则上全部纳入 2022 年的煤炭长协签订范围，并要求发电供热企业除进口煤以外的用煤 100% 签订长协；价格方面，“基准价+浮动价”的定价机制不变，5500 大卡动力煤调整区间在 550~850 元/吨之间，其中下水煤长协基准价为 700 元/吨，较此前的 535 元上调约 31%。

2022 年 2 月 24 日，国家发展改革委发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303 号），明确要综合运用市场化、法制化手段引导煤炭（动力煤）价格在合理区间运行，完善煤、电价格传导机制，保障能源安全稳定供应。该通知指出基于市场运行情况，秦皇岛港下水煤（5500 千卡）中长期交易价格每吨 570~770 元（含税）较为合理，并明确了晋陕内蒙古相应煤炭出矿环节中长期交易价格合理区间，且要求于 2022 年 5 月 1 日开始执行。

2022 年 3 月，国家发展改革委印发《关于成立工作专班推动煤炭增产增供有关工作的通知》，要求主要产煤省区和中央企业全力挖潜扩能增供，年内再释放产能 3 亿吨以上，其中 1.5 亿吨来自新投产煤矿，另外 1.5 亿吨增量则通过产能核增、停产煤矿复产等方式实现。根据上述通知，多地区陆续公布增产计划，如鄂尔多斯公布《鄂尔多斯市煤炭增产保供稳价工作实施方案》，要求煤炭日产量增至 290 万吨，山西省公布《山西省煤炭增产保供和产能新增工作方案》，要求 2022 年产量达到 13 亿吨，同比增加 1.07 亿吨。

2022 年 4 月 28 日，国务院关税税则委员会发布《关于调整煤炭进口关税的公告》，自 2022 年 5 月 1 日至 2023 年 3 月 31 日，对所有煤炭实施税率为 0 的进口暂定税率。

2022 年 4 月 30 日，国家发展改革委发布公告（2022 年第 4 号），进一步明确煤炭领域经营者哄抬价格的四种具体行为表现，强调煤炭中长期交易销售价格不得超过国家或地方有关文件明确的中长期交易价格合理区间上限，煤炭现货销售价格不得超过国家或地方有关文件明确的中长期交易价格合理区间上限的 50%，即不能超过 1155 元/吨。

2022 年 5 月 11 日，经国务院批准，中国人民银行、国家发展改革委和国家能源局联合印发通知，明确支持煤炭清洁高效利用专项再贷款额度增加 1000 亿元，专门用于同煤炭开发使用和增强煤炭储备能力相关的领域。具体支持领域包括：一是煤炭安全生产和储备领域。包括现代化煤矿建设、绿色高效技术应用、智能化矿山建设、煤矿安全改造、煤炭洗选、煤炭储备能力建设等项目。二是煤电企业电煤保供领域。该通知明确金融机构应优先支持煤炭安全生产和储备的项目贷款，对于煤电企业电煤

保供领域，金融机构发放的煤电企业购买煤炭的流动资金贷款可按要求申请专项再贷款支持。此次增加 1000 亿元额度后，支持煤炭清洁高效利用专项再贷款总额度达到 3000 亿元。

点评：2021 年以来，煤炭供需不平衡导致煤炭价格持续大幅上涨，以秦皇岛港山西产动力煤（Q5500）市场价为例，煤炭价格由年初的 797.50 元/吨提高至 10 月份的峰值 2592.50 元/吨。对此，国家密集出台了一系列针对性政策，通过促进释放优质煤炭产能、增加煤炭进口等方式平衡煤炭供需水平，保障能源安全稳定供应；并通过增加长协合同覆盖程度、严禁非理性抬价等方式推动电煤价格回归合理区间水平，稳定电力企业用能成本。2022 年上半年，秦皇岛港山西产动力煤（Q5500）市场价基本维持 900~1100 元/吨水平。此外，适度放开煤电上网电价限制也有助于火电企业实现扭亏。

三、2022 年上半年火电企业债券市场表现回顾

2022 年上半年，火电企业发债规模同比有所增长，仍集中在高信用等级企业，债券期限结构相对均衡，整体发行成本有所下降，且信用利差保持在较低水平。2022 年下半年，火电企业到期债券规模较大，但由于企业整体信用资质好、融资能力强，火电行业整体偿债风险可控。

1. 一级市场概况

2022 年上半年，火电企业²共发行债券 184 只，发行规模合计 2562.90 亿元，发债数量及发债总额分别较 2021 年同期增长 6.98%和 6.29%。2022 年上半年，火电企业到期债券合计 2695.20 亿元，行业债券净融资-132.30 亿元，但由于煤炭成本大幅提高导致火电企业大范围亏损，政策指导下主要银行均对火电企业提供了相对低成本的保供贷款，银行借款净增加额足以覆盖债券融资净减少额。从发债主体信用等级情况来看，火电行业的发债企业仍集中在高级别企业。2022 年上半年，新发债火电企业共 31 家，包括 21 家 AAA 级企业、9 家 AA+级企业和 1 家 AA 级企业；而 2021 年上半年新发债火电企业共 34 家，包括 26 家 AAA 级企业、6 家 AA+级企业和 2 家 AA 级企业。2022 年上半年，电力行业未发生信用等级迁徙。

从发债期限上来看，火电企业发行债券期限结构相对均衡，2022 年上半年发行的 184 只债券中债券期限在 1 年以内（含 1 年）合计 108 只，发行规模 1449.80 亿元，占总发行额度的 56.57%（2021 年同期发行短期债券 125 只，发行规模 1721.3 亿元，

² 根据 Wind 信用债分类

占当期总发行额度的 71.39%)，主要为银行间超短期融资券产品。中长期债券中，新发行的 3 年期债券占比高，2022 年上半年发行的 3 年期债券合计 52 只，发行规模 832.10 亿元，占中长期债券总发行额度的 74.76%。

表 2 2022 年上半年火电企业发行债券数量及金额情况 (单位: 只、%、亿元)

债券种类	债券数量	债券数量占比	债券金额	债券金额占比
短期融资券(含 1 年以内)	108	58.70	1449.80	56.57
一般公司债	25	13.59	331.00	12.92
一般中期票据	51	27.72	782.10	30.52
合计	184	100.00	2562.90	100.00

注: 统计债券不包括结构化产品和定向工具
资料来源: 联合资信根据公开资料整理

发行成本方面, 由于电力行业发债主体主要为高信用等级的央企和地方国企, 行业利差保持在较低水平。电力行业债券信用利差波动趋势符合产业债信用利差趋势, 且因电力行业企业整体资质较好, 电力行业债券信用利差水平低于产业债信用利差水平。

图 3 全产业债及电力行业债券信用利差情况



资料来源: 联合资信根据公开资料整理

2. 火电行业³2022 年上半年财务表现

从财务指标来看, 2022 年上半年, 火电企业资产规模保持增长趋势, 流动资产占比同比有所提升, 总资产周转率同比保持稳定。2022 年上半年, 煤价虽然持续高位震荡, 但较 2021 年四季度水平已明显回落, 且受益于上网电价提高, 火电企业盈利水平虽同比下降, 但已较 2021 年全年水平回升, 实现扭亏为盈。2022 年上半年, 火电企业获现能力保持较好水平, 债务负担及偿债能力指标同比变化不大。

³ 根据 Wind 信用债分类, 截至 2022 年 6 月底有存续债的火电企业

表 3 火电企业主要财务指标情况

指标		2021 年报		2021 年半年报		2022 年半年报	
		中位数	平均数	中位数	平均数	中位数	平均数
资产质量	资产总额（亿元）	581.30	1769.43	542.81	1672.77	598.26	1807.59
	流动资产占比（%）	18.87	21.81	18.30	20.04	20.69	22.95
	总资产周转率（次）	0.37	0.45	0.18	0.20	0.20	0.22
盈利能力	营业总收入（亿元）	210.32	552.34	89.08	252.38	114.99	295.49
	利润总额（亿元）	-6.34	-12.10	3.76	18.49	1.60	14.01
	营业利润率（%）	-3.32	-5.57	5.44	5.37	2.40	2.56
	净资产收益率（%）	-4.01	-11.32	1.88	1.64	1.43	0.22
现金流	经营活动现金流净额（亿元）	12.82	52.82	14.72	41.38	16.06	53.32
	现金收入比（%）	109.54	109.44	106.47	103.68	109.09	109.04
资本结构	所有者权益（亿元）	171.28	511.50	182.91	538.35	181.16	522.65
	全部债务资本化比率（%）	62.27	59.43	53.32	54.22	62.32	60.13
	资产负债率（%）	68.49	67.81	62.26	62.47	67.42	68.16
偿债能力	货币资金/短期债务（倍）	0.29	0.38	0.31	0.50	0.41	0.53
	流动比率（%）	0.62	0.70	0.72	0.74	0.71	0.80
	经营现金流流动负债比（%）	0.08	0.08	0.11	0.10	0.08	0.10
	全部债务/经营现金流量净额（倍）	9.48	-25.10	16.79	4.60	16.18	33.93

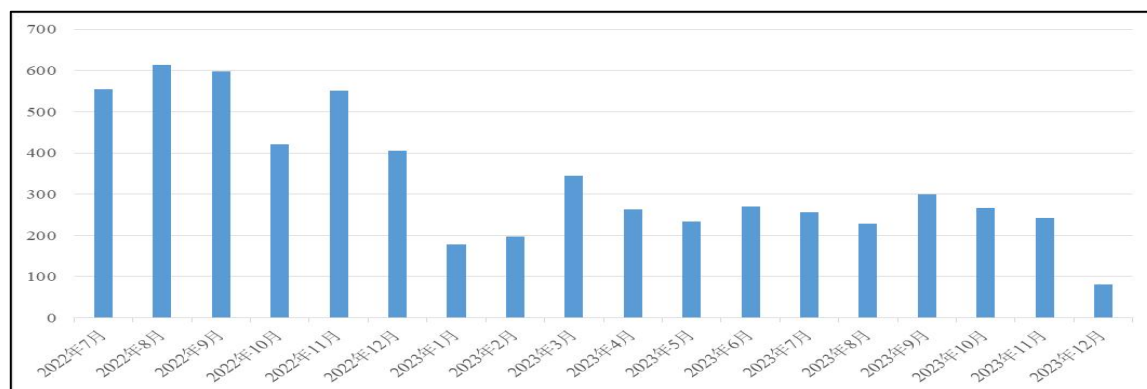
注：半年度指标均未进行年化处理

资料来源：Wind

3. 2022 年下半年火电企业债券到期情况

截至 2022 年 6 月底，火电行业存续债券共 741 只，合计余额 11220.91 亿元。其中，2022 年下半年到期金额合计 3144.56 亿元，8 月出现到期兑付峰值 613.70 亿元。但到期规模较大的发行人主要为高信用等级的央企和地方国企，火电行业整体偿债风险可控。

图 4 截至 2022 年 6 月底存续债券于 2022 年下半年和 2023 年到期分布情况（单位：亿元）



资料来源：联合资信根据公开资料整理

表 4 2022 年下半年到期金额超过 100 亿元的发债主体情况（单位：亿元）

发债主体	到期金额	发债主体	到期金额
国家电力投资集团有限公司	1059.05	中国华能集团有限公司	176.17
华能国际电力股份有限公司	300.00	上海电力股份有限公司	161.00
大唐集团有限公司	287.00	华润电力投资有限公司	127.24
中国华电集团有限公司	198.00	华电江苏能源有限公司	112.50

资料来源：联合资信根据公开资料整理

四、2022 年下半年火电行业信用风险展望

根据中国电力企业联合会发布的《2022 年上半年全国电力供需形势分析预测报告》，从需求端看，2022 年上半年，全国用电需求同比增长，但受疫情扰动，4—5 月用电量连续负增长。综合考虑下半年国内外疫情形势、国际局势、气候变化及国家各项稳增长政策措施效果等因素，预计 2022 年下半年全社会用电量同比增长 7% 左右，全年全社会用电量增速约 5%~6%。从供给端看，截至 2022 年 6 月底，全国全口径发电装机容量 24.4 亿千瓦，其中非化石能源发电装机容量约占 48.2%。预计在新能源快速发展带动下，2022 年新增装机规模将创历史新高，截至 2022 年底，全口径发电装机容量将达到 26 亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机容量占比将首次达到一半。整体看，当前火电压舱石作用仍极为重要，未来受电力市场化改革持续推进以及“碳达峰”“碳中和”目标等因素影响，电源结构将逐步向绿色低碳转型，技术落后、装机规模小的火电机组仍面临关停压力；清洁能源电量对火电电量挤占程度加剧，火电机组调峰作用将逐步凸显。

信用债方面，2021 年煤炭价格快速攀升导致火电企业整体亏损严重，2022 年上半年，受益于上网电价提升，部分火电企业已实现扭亏，但煤炭价格持续高位震荡，火电行业整体经营压力仍很大。火电行业发债企业主要为央企和地方国企，企业整体资质好，融资渠道通畅；同时，电力及热力业务对区域经济及居民生活均具有重要意义，因此此类企业可获得更高强度的外部支持。整体看，2022 年下半年，虽然火电行业到期兑付债券规模较大，但行业整体偿债风险可控。

联系人

投资人服务 010-85679696-8759 chenye@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。