

2023 年上半年电力行业信用风险总结与展望

联合资信 工商评级四部

2023 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。综合考虑宏观经济、燃料供应、气候变化等因素，预计 2023 年下半年，全国电力供需总体紧平衡。当前火电仍发挥“压舱石”作用，但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，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。其中，风电及太阳能发电将成为清洁能源电力快速发展的主要推动力。

企业层面，受益于煤炭价格回落以及上网电价维持较高水平，大部分火电企业已实现扭亏，但仍面临很大成本控制压力。同期，伴随整体业务规模的扩大，清洁能源发电企业资产和收入规模均有所提升，盈利能力和现金流稳定性保持良好水平。

信用债方面，2023 年上半年电力企业发债规模同比有所扩大，发债企业主要为中央国有企业和地方国有企业，企业整体资质好，融资渠道通畅且融资能力强。2023 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。



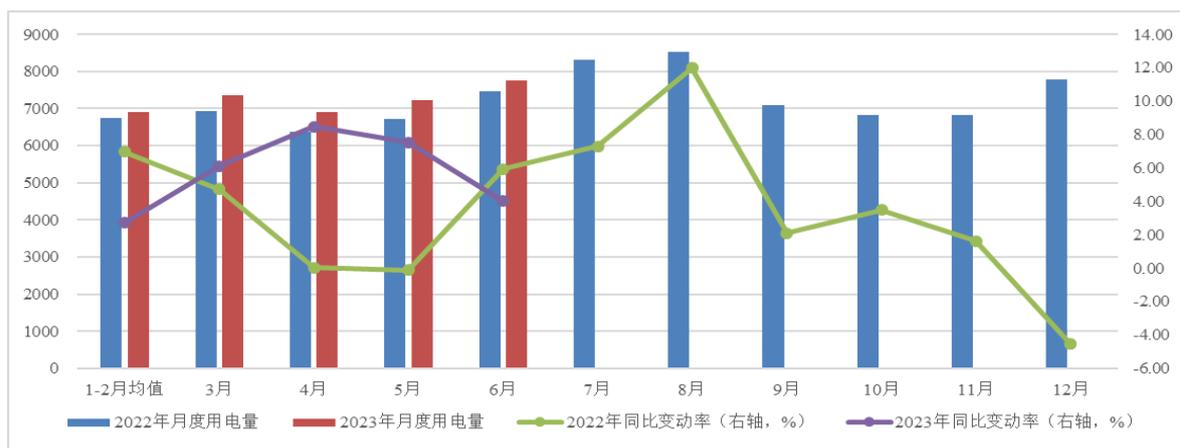
一、2023 年上半年电力行业运行情况

2023 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，第二产业用电占比仍很高，且制造业升级态势明显，新动能快速成长壮大。2023 年上半年，各类电源投资增长带动电力总装机容量提升，电源结构绿色低碳转型趋势明显，但煤电仍发挥“压舱石”作用。

1. 全社会用电情况

2023 年上半年，国民经济恢复向好拉动电力消费增速同比提高，全社会用电量 4.31 万亿千瓦时，同比增长 5.0%。分季度看，一、二季度全社会用电量同比分别增长 3.6%和 6.4%。

图 1 2022 - 2023 年分月全社会用电量及其增速情况（单位：亿千瓦时）



资料来源：联合资信根据公开资料整理

分产业看，第二产业用电量占比仍很高，其中高技术及装备制造业用电量增幅明显。同期，伴随农网巩固工程以及各领域电气化改造推进，第一产业用电量快速增长。

2023 年上半年，第一产业用电量 577 亿千瓦时，同比增长 12.1%，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。2023 年上半年，第二产业用电量 2.87 万亿千瓦时，占总用电量的 66.6%，同比增长 4.4%。其中，部分高技术及装备制造业用电量增幅明显，如光伏设备及元器件制造业用电量同比增长 76.7%，新能源车整车制造电量同比增长 50.7%，反映出当前制造业升级态势明显，新动能成长壮大。2023 年上半年，第三产业用电量 7631 亿千瓦时，同比增长 9.9%，主要系第三产业前期受公共卫生事件冲击尤为显著所致。同期，城乡居民生活用电量 6197 亿千瓦时，同比增长 1.3%。其中，受气温偏暖以及上年同期高基数影响，一季度城乡居民生活用电量仅同比提高 0.2%。

分区域看，东部和西部地区用电量同比增速领先。2023年上半年，东、中、西部和东北地区全社会用电量增速分别为5.7%、2.3%、5.7%和4.8%，同比分别增长1.1%、6.9%、3.5%和0.5%。2023年上半年，29个省份全社会用电量实现正增长，其中，海南、内蒙古、青海、广西、西藏5个省份同比增幅超过10%。

2. 电力生产供应情况

（1）电力投资

受风电和光伏电源投资增速拉动影响，2023年上半年电力投资同比增长32.2%，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，2023年上半年，全国主要发电企业电源工程完成投资3319亿元，同比增长53.8%，其中非化石能源发电投资2940亿元，同比增长60.9%，占电源投资的比重达到88.6%。受益于政策扶持，风电和光伏电源投资规模大，2023年上半年，风电完成投资761亿元，同比增长34.2%；光伏完成投资1349亿元，同比增长113.8%。同期，全国电网工程完成投资2054亿元，同比增长7.9%。

（2）装机容量

2023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。

2023年上半年，全国新增发电装机容量1.4亿千瓦，同比增加7186万千瓦。其中，全国新增光伏装机容量7842万千瓦，占新增发电装机总容量的55.6%，同比增加4754万千瓦。截至2023年6月底，全国全口径发电装机容量27.1亿千瓦，较2022年6月底增长10.8%。其中，非化石能源发电装机容量13.9亿千瓦，较2022年6月底增长18.6%，占总装机比重为51.5%，占比提高3.4个百分点；火电装机容量13.6亿千瓦，其中煤电11.4亿千瓦，占总发电装机容量的占比进一步下降至42.1%。整体看，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

2023年上半年，受水库蓄水不足及降水持续偏少等因素影响，水电机组发电量降幅明显，其他电源发电量均同比提高。其中，煤电仍是当前我国电力供应的最主要电源，有效弥补了水电出力的大幅下降，充分发挥了兜底保供作用。

2023年上半年，全国规模以上发电设备累计平均利用小时1733小时，同比降低44小时；但受装机容量增长影响，发电量同比增长3.8%至4.17万亿千瓦时。其中，受水库蓄水不足以及2023年以来降水持续偏少影响，水电机组利用小时同比减少452小时至1239小时，以致水电发电量同比下降22.9%，降幅扩大，其中5、6月水电发电量同比分别下降32.9%和33.9%；其他电源发电量均同比提高。2023年上半年，煤电发电量占全口径总发电量的58.5%，仍为当前我国电力供应的最主要电源。

此外，2023年上半年，全国完成跨区输送电量3654亿千瓦时，同比增长11.7%。其中，华北外送电量同比增长50.1%；东北送华北电量同比增长79.9%；西北外送电量同比增幅较低（1.9%），但占全国跨区送电量的41.8%；西南外送电量同比下降10.3%，主要由于水电出力下降较多。

二、2023年以来电力行业主要政策及动态点评

关键词 1: 可再生能源补贴

2022年3月，国家发改委、能源局以及财政部三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，要求在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，进一步摸清可再生能源发电补贴底数。第一批可再生能源发电补贴合规项目清单于2023年1月公布，共计7335个项目。

2023年6月，财政部对山西、内蒙古、吉林等13个省级财政厅和新疆生产建设兵团财政局下发《2023年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，确定本次下达补贴总额为26.9272亿元。其中，根据地方资金预算汇总表，风电补贴总计49.48亿元，已下达20.46亿元，本次下达29.02亿元；光伏补贴总计24.28亿元，已下达25.80亿元，本次需退回1.52亿元；生物质补贴总计0.27亿元，已下达0.84亿元，本次需退回0.58亿元。

点评：可再生能源发展已不再依赖于财政补贴，因项目违规或已超过合理利用小时的预支补贴款需全额退回，但具体落实方案尚未确定。根据最新核查情况，清洁能源发电企业如未能纳入合规清单的项目体量较大或已达到合理利用小时的机组容量较大，将对其经营业绩产生明显不利影响。

关键词 2: 加速新能源和储能规范建设

2023年3月，国家能源局、生态环境部、农业农村部、国家乡村振兴局联合印发《农村能源革命试点县建设方案》，提出推进可再生能源发电就地就近开发和利用及探索扩大可再生能源终端直接应用规模，要求到2025年，试点县可再生能源在一次能源消费总量占比超过30%，在一次能源消费增量中占比超过60%。

2023年3月，自然资源部办公厅、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司印发《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》，明确要做好光伏发电产业发展规划与国土空间规划的衔接，鼓励利用未利用地和存量建设用地发展光伏发电产业，但限制光伏方阵用地不得占用耕地，不得改变土地用途，严禁擅自建设非发电必要的配套设施等。

2023年3月，国家标准化管理委员会和国家能源局印发《新型储能标准体系建设

指南》，共拟出台205项新型储能标准，要求逐步建立适应我国国情并与国际接轨的新型储能标准体系。

2023年4月，国家能源局综合司发布《关于进一步做好抽水蓄能规划建设工作的通知》，要求抓紧开展抽水蓄能发展需求论证，有序开展新增项目纳规工作，大力提升产业链支撑能力等。

2023年6月，国家能源局印发《发电机组进入及退出商业运营办法》，将独立新型储能视作发电机组进行管理，并明确了并网调试工作条件和程序，进入商业运营的条件，进入和推出商业运营的程序，调试运行期上网电量结算等内容。

2023年6月，国家能源局印发《风电场改造升级和退役管理办法》，鼓励并网运行超过15年或单台机组容量小于1.5兆瓦的陆上风电场开展改造升级，且风电场改造升级原并网容量不占用新增消纳空间，鼓励新增并网容量通过市场化方式并网。风电场改造升级项目补贴电量的上网电价按改造前项目电价政策执行，其它电量的上网电价执行项目核准变更当年的电价政策。

2023年6月，国家能源局综合司印发《关于开展新型储能试点示范工作的通知》，宣布将以推动新型储能多元化、产业化发展为目标，组织遴选一批典型应用场景下，在安全性、经济性等方面具有竞争潜力的各类新型储能技术示范项目，项目原则上已完成备案，且预计在2024年底前投产。

点评：上述政策落实有利于推进新能源和储能项目快速且规范合理发展，对构建新型电力系统、促进能源绿色低碳转型意义重大。同时抽水蓄能为电力系统内清洁灵活调节电源，可为新能源大规模接入电力系统安全稳定运行提供有效保障。

关键词 3: 现代能源体系

2023年2月，国家能源局印发《2023年能源监管工作要点》，明确指出将聚焦市场监管、安全生产、供电服务、资质信用、行政执法、国家重大规划政策和项目落地等七方面主责主业，以高质量监管助力能源高质量发展。

2023年4月，国家能源局发布《2023年能源工作指导意见》，提出电力供应保障能力持续增强，煤炭消费比重稳步下降，非化石能源占能源消费总量比重提高到18.3%左右；非化石能源发电装机占比提高到51.9%左右，风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到15.3%；并稳步推进重点领域电能替代等。

2023年6月，国家能源局、电力规划设计总院和中国能源传媒集团有限公司联合发布《新型电力系统发展蓝皮书》，全面阐述新型电力系统的发展理念、内涵特征，制定“三步走”发展路径，并提出构建新型电力系统的总体架构和重点任务，包括加强电力供应保障性支撑体系、新能源高效开发利用体系、储能规模化布局应用体系和电力系统智慧化运行体系建设，以及强化新型电力系统标准与规范创新、核心技术与

重大装备应用创新和相关配套政策与体制机制创新等。

点评：现代能源体系发展目标聚焦于能源安全、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；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。

关键词 4: 绿电认证及市场化交易

2023年8月，国家发改委、财政部、国家能源局发布《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》，提出对符合条件的可再生能源电量核发绿证，对建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量核发绿证，实现绿证核发全覆盖。其中，非水可再生能源项目和2023年新投产的完全市场化常规水电项目的上网电量核发可交易绿证；存量常规水电项目暂不核发可交易绿证，相应的绿证随电量直接无偿划转。

2023年8月，国家发改委和国家能源综合司发布《关于2023年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，明确2023年可再生能源电力消纳责任权重为约束性指标，各省按此进行考核评估，2024年权重为预期性指标，各省按此开展项目储备；且各省应按照非水电消纳责任权重合理安排本省风电、光伏发电保障性并网规模。各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重完成情况以实际消纳的可再生能源物理电量为主要核算方式，各承担消纳责任的市场主体权重完成情况以自身持有的可再生能源绿色电力证书为主要核算方式，绿证核发交易按有关规定执行。

2023年8月，国家能源局发布《关于进一步加强电力市场管理委员会规范运作的指导意见》，提出在全国范围内组建电力市场管理委员会，成为电力交易机构实现独立规范运行的重要保障措施。电力市场管理委员会是独立于电力交易机构的自治性议事协调机制，履行建立健全市场成员行为自律职责，与运营机构市场监测、监管机构专业监管共同构建电力市场运行“三道防线”。

2023年9月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《电力现货市场基本规则（试行）》，结合“双碳”目标和构建新型电力系统的新形势、新要求，进行了三方面制度性设计：包括（1）明确了电力现货市场近期和远期重点任务，从市场规则发布、技术支持系统建设、经营主体培训与规则宣贯、市场运行情况分析、市场风险防控等方面，明确了电力现货市场模拟试运行、结算试运行和正式运行等不同阶段的启动条件和工作内容。（2）设置了市场衔接机制章节，对现货与中长期、辅助服务、代理购电、容量补偿的衔接提出了各方达成共识的原则性要求。（3）设置了风险防控章节，

对市场风险分类提出了防控与处置机制，明确了国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门和市场运营机构在市场风险防控中的职责分工，提出了市场风险监测以事前、事中为主，市场风险处置以事中、事后为主的风险防控原则。

点评：电力现货交易是电力市场化交易的重要组成部分，现货交易有利于反映市场供需变化、发挥市场在电力资源配置中的决定性作用、提升电力系统调节能力、促进可再生能源消纳，促进电力系统转型，通过完善现货市场与辅助服务市场，并向用户侧合理疏导成本，有利于火电投资及提高灵活性改造积极性，发挥火电兜底保供的作用。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；有利于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。

三、2023 年上半年电力企业债券市场表现回顾

2023 年上半年，电力企业发债规模同比增长，仍集中在高信用等级企业，债券期限结构以中长期债券为主。2023 年 9-11 月，电力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，行业整体偿债风险可控。此外，受益于煤炭价格回落以及上网电价维持较高水平，火电企业盈利能力同比提升。

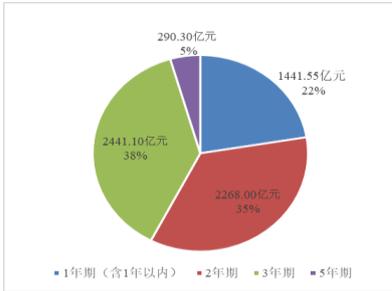
1. 一级市场概况

2023 年上半年，电力行业企业¹共发行债券 415 只，发行规模合计 6440.95 亿元，发债数量及发债总额分别较 2022 年同期增长 23.15%和 22.45%。其中，火电企业发行债券 300 只，发行规模合计 4906.55 亿元，发债数量及发债总额分别较 2022 年同期增长 32.74%和 48.71%，主要系煤炭成本较高以及“双碳”背景下清洁能源电源投资需求增加所致。2023 年上半年，新发债电力企业共 47 家（含 23 家火电企业和 24 家清洁能源发电企业），其中 AAA 级企业 34 家、AA+级企业 11 家、AA 级企业 2 家。2023 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，电力行业投资周期偏长，因此整体行业发债期限偏长期。但相较于火电行业，清洁能源发电项目建设周期较短，导致其发行的长期债券占比低于火电企业。

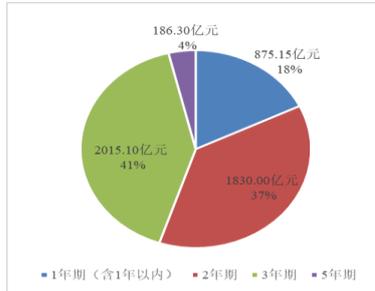
¹ 根据 Wind 信用债分类

图2 电力行业债券期限分布



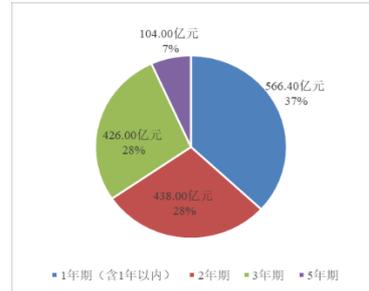
资料来源：联合资信根据公开资料整理

图3 火电行业债券期限分布



资料来源：联合资信根据公开资料整理

图4 清洁能源发电行业债券期限分布



资料来源：联合资信根据公开资料整理

2. 电力行业²2023年上半年财务表现

从财务指标来看，2023年上半年，电力企业资产规模保持增长趋势，流动资产占比和总资产周转率同比保持稳定。2023年上半年，煤价虽然持续高位震荡，但较前期已有所回落，同时高盈利性的清洁能源发电占比提高，电力企业盈利水平同比提高。2023年上半年，电力企业收入实现质量保持较好水平，但由于火电成本仍较高以及电源投资规模较大，电力企业债务负担有所加重，长期偿债能力指标表现有所弱化。

表1 电力企业主要财务指标情况

指标	2022 年报		2022 年半年报		2023 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)	675.29	1724.66	673.22	1687.62	710.51	1867.82
	流动资产占比 (%)	19.44	20.78	20.72	21.69	19.75	21.39
	总资产周转率 (次)	0.25	0.32	0.13	0.16	0.12	0.15
盈利能力	营业总收入 (亿元)	184.33	450.28	94.09	216.84	100.47	229.93
	利润总额 (亿元)	12.74	39.34	7.75	24.21	10.77	31.58
	营业利润率 (%)	7.51	13.61	9.59	16.97	12.29	20.23
	净资产收益率 (%)	4.81	3.49	2.66	2.59	3.89	3.72
现金流	经营活动现金流净额 (亿元)	41.95	107.80	17.06	50.87	13.09	40.93
	现金收入比 (%)	110.94	111.26	106.16	102.78	103.98	99.52
资本结构	所有者权益 (亿元)	219.09	584.33	213.16	561.63	222.67	627.39
	全部债务资本化比率 (%)	59.98	59.09	59.98	59.47	60.04	58.51
	资产负债率 (%)	66.09	65.27	65.65	65.80	66.17	65.00
偿债能力	货币资金/短期债务 (倍)	0.40	0.55	0.45	0.66	0.43	0.64
	流动比率 (%)	0.80	0.86	0.87	0.92	0.90	0.99
	经营现金流动负债比 (%)	0.26	0.27	0.12	0.12	0.09	0.12
	全部债务/经营现金流量净额 (倍)	7.48	8.99	16.00	14.40	22.83	20.69

注：半年度指标均未进行年化处理

资料来源：Wind

² 根据 Wind 信用债分类，截至 2023 年 8 月底有存续债的电力企业

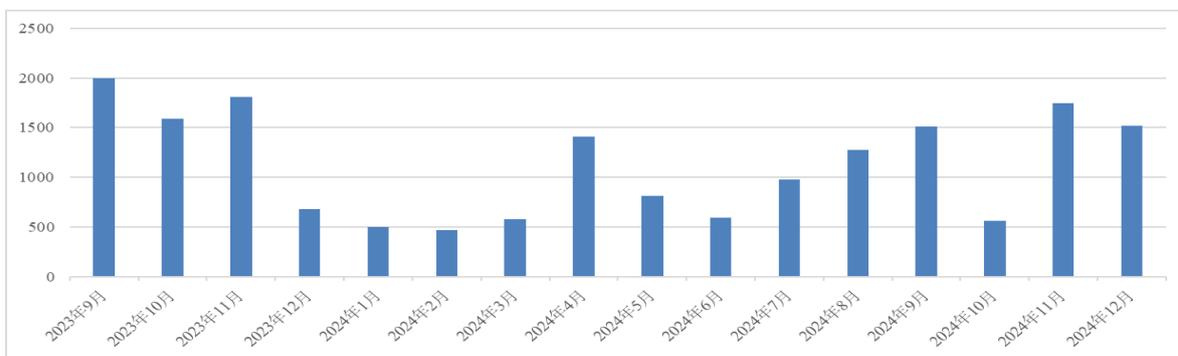
2023 年上半年，受益于煤炭保供政策的推进，国内原煤产量同比提高，电煤市场价格回落，同时受前期高成本传导及市场交易占比提高影响上网电价仍维持较高水平，火电企业盈利能力同比提高。

受煤炭市场供不应求影响，2021 年下半年以来煤炭价格快速提高并维持高位震荡。对此，国家出台多项保供政策增加煤炭供应、稳定煤价。2023 年上半年，中国原煤产量约 23 亿吨，同比增长 4.9%，月度增量 1000 万吨以上，其中 2023 年一季度月度增量超过 2000 万吨。煤炭进口方面，2023 年上半年，国内共进口煤炭 2.22 亿吨，同比提高 93.18%，月度增量基本维持 2000 万吨左右水平。同时，受长协合同占比提升、长协合同限价等政策影响，迎峰度冬后电煤价格有所回落。此外，火电企业上网电价维持较高水平，带动整体盈利能力同比提高。以截至 2023 年 8 月底仍有存续债的火电企业为例，2022 年上半年亏损企业 15 家，亏损总额合计约 117 亿元；2023 年上半年亏损企业减少至 6 家，亏损总额降至约 14 亿元。

3. 2023 年 9 月后电力企业债券到期情况

截至 2023 年 8 月底，电力行业存续债券共 2784 只，合计余额 42356.92 亿元。其中，2023 年 9—12 月到期金额合计 6078.15 亿元。到期规模较大的发行人主要为高信用等级央企和地方国企，电力行业整体偿债风险可控。

图 5 截至 2023 年 8 月底存续债券于 2023 年 9 月至 2024 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 2 2023 年 9—12 月到期金额超过 200 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
大唐国际发电股份有限公司	215.00	深圳能源集团股份有限公司	390.00
上海电力股份有限公司	231.00	中国华能集团有限公司	454.00
中国长江电力股份有限公司	269.70	中国大唐集团有限公司	723.00
华能国际电力股份有限公司	390.00	国家电力投资集团有限公司	1098.23

资料来源：联合资信根据公开资料整理

四、2023 年下半年电力行业信用风险展望

根据中国电力企业联合会发布的《2023 年上半年全国电力供需形势分析预测报告》，从需求端看，2023 年上半年电力供需总体平衡。受来水偏枯、电煤供应紧张等因素叠加影响，西南地区少数省级电网在部分时段电力供需形势较为紧张。综合考虑宏观经济、燃料供应、气候变化、上年基数等因素，预计 2023 年全年全社会用电量 9.15 万亿千瓦时，同比增长 6%左右，其中下半年全社会用电量同比增长 6%~7%。从供给端看，预计在新能源快速发展带动下，2023 年新增装机规模有望首次突破 3.0 亿千瓦，截至 2023 年底，全口径发电装机容量将达到 28.6 亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机容量占比将上升至 53%左右。整体看，当前火电仍发挥“压舱石”作用，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。

企业方面，受煤炭成本大幅提高影响，前期火电企业亏损严重，2023 年上半年，受益于煤炭价格回落以及上网电价维持较高水平，火电企业盈利能力同比提升，但煤炭价格持续高位震荡，火电企业整体经营压力仍很大。同期，清洁能源发电企业经营较为稳定，盈利能力维持较高水平。

信用债方面，电力行业发债企业主要为中央国有企业和地方国有企业，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大力度的外部支持。整体看，2023 年下半年，虽然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。

联系人

投资人服务 010-85679696-8759 chenjialin@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。