

信用等级公告

联合〔2019〕3194号

联合资信评估有限公司通过对安徽省能源集团有限公司主体长期信用状况及拟发行的安徽省能源集团有限公司2020年度第一期中期票据进行综合分析和评估，确定安徽省能源集团有限公司主体长期信用等级为AAA，安徽省能源集团有限公司2020年度第一期中期票据信用等级为AAA，评级展望为稳定。

特此公告

联合资信评估有限公司

二〇一九年十一月十一日



安徽省能源集团有限公司

2020年度第一期中期票据信用评级报告

评级结果:

主体长期信用等级: AAA

本期中期票据信用等级: AAA

评级展望: 稳定

债项概况:

本期中期票据发行规模: 6 亿元

本期中期票据期限: 5 年

偿还方式: 按年付息, 到期一次性还本

募集资金用途: 偿还公司到期贷款本金

评级时间: 2019 年 11 月 11 日

本次评级使用的评级方法、模型:

名称	版本
电力企业信用评级方法	V3.0.2001907
电力企业主体信用评级模型 (打分表)	V3.0.2001907

注: 上述评级方法和评级模型均已在联合资信官网公开披露

本次评级模型打分表及结果:

指示评级	aaa	评级结果	AAA	
评价内容	评价结果	风险因素	评价要素	评价结果
经营风险	B	经营环境	宏观和区域风险	2
			行业风险	2
		自身竞争力	基础素质	2
			企业管理	2
			经营分析	1
财务风险	F1	现金流	资产质量	2
			盈利能力	2
			现金流量	3
			资本结构	1
			偿债能力	1
调整因素和理由				调整子级

注: 经营风险由低至高划分为 A、B、C、D、E、F 共 6 个等级, 各级因子评价划分为 6 档, 1 档最好, 6 档最差; 财务风险由低至高划分为 F1—F7 共 7 个等级, 各级因子评价划分为 7 档, 1 档最好, 7 档最差; 财务指标为近三年加权平均值; 通过矩阵分析模型得到指示评级结果

评级观点:

安徽省能源集团有限公司 (以下简称“皖能集团”或“公司”) 作为安徽省国资委直属大型电力集团和省内最大的天然气供应商, 联合资信评估有限公司 (以下简称“联合资信”) 对公司的评级反映了公司在区域地位、装机规模、机组利用率以及天然气区域专营等方面具有综合优势。公司对阜阳华润电力有限公司 (以下简称“阜阳华润”) 增资扩股后, 装机规模进一步上升, 发电量持续增长; 公司收入规模稳步提升, 收入实现能力保持良好; 公司债务负担较轻, 资产质量较好。同时, 联合资信也关注到电源结构相对单一、电煤价格波动对成本影响较大、盈利能力波动等因素可能对公司信用水平造成的不利影响。

本期中期票据的发行对公司现有债务水平影响小, 公司经营活动现金流入量和 EBITDA 对本期中期票据的保障能力很强。

目前, 公司逐渐向环保发电和新能源领域进行拓展。未来, 随着公司环保发电项目的持续建成, 装机结构将有所改善, 区域竞争力将进一步加强; 同时, 天然气业务的不断扩张, 将对公司收入形成重要补充。联合资信对公司的评级展望为稳定。

基于对公司主体长期信用以及本期中期票据偿还能力的综合评估, 联合资信认为, 本期中期票据到期不能偿付的风险极低, 安全性极高。

优势

1. 公司作为安徽省政府批准设立的大型一类国有投资经营性公司, 是省政府能源领域的重要投融资平台, 受到政府一定程度的政策支持。
2. 公司装机规模大, 装机容量在安徽省各大发电集团中排名第一, 区域市场内地位显著; 公司完成对阜阳华润增资扩股, 装机规模进一步提升, 带动发电量与发电收入增长。
3. 公司天然气业务稳定, 具有区域专营地位, 市场占有率高。

分析师：牛文婧 蔡伊静

邮箱：lianhe@lhratings.com

电话：010-85679696

传真：010-85679228

地址：北京市朝阳区建国门外大街2号中
国人保财险大厦17层（100022）

网址：www.lhratings.com

4. 公司债务负担轻，公司经营活动现金流入量及EBITDA对债务保障能力很强。

关注

1. 公司发电资产以火电为主，电源结构相对单一。
2. 公司在建项目投资较大，未来或面临一定的资金压力。
3. 公司利润总额对投资收益依赖程度较高。

主要财务数据：

合并口径				
项 目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 6 月
现金类资产(亿元)	21.89	23.90	28.85	27.32
资产总额(亿元)	438.07	451.45	495.98	510.63
所有者权益合计(亿元)	277.12	275.70	291.44	305.76
短期债务(亿元)	47.74	53.37	73.16	55.94
长期债务(亿元)	71.37	78.00	84.06	96.85
全部债务(亿元)	119.11	131.37	157.21	152.79
营业收入(亿元)	133.90	154.93	175.04	97.74
利润总额(亿元)	27.89	12.37	22.20	13.47
EBITDA(亿元)	43.84	30.20	42.57	--
经营性净现金流(亿元)	25.05	12.89	18.45	11.93
营业利润率(%)	11.12	4.45	7.17	9.23
净资产收益率(%)	9.06	3.99	7.04	--
资产负债率(%)	36.74	38.93	41.24	40.12
全部债务资本化比率(%)	30.06	32.27	35.04	33.32
流动比率(%)	63.31	55.79	61.48	71.70
经营现金流动负债比(%)	34.32	15.05	16.66	--
全部债务/EBITDA(倍)	2.72	4.35	3.69	--
EBITDA 利息倍数(倍)	9.99	5.89	7.06	--

公司本部（母公司）

项 目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 6 月
资产总额（亿元）	161.85	161.34	164.73	174.87
所有者权益（亿元）	124.63	125.14	130.73	136.13
全部债务(亿元)	23.53	33.79	27.35	22.82
营业收入(亿元)	0.01	0.01	0.01	0.00
利润总额(亿元)	13.40	7.47	9.95	7.68
资产负债率（%）	23.00	22.44	20.64	22.15
全部债务资本化比率(%)	15.88	21.26	17.30	14.35
流动比率（%）	166.25	73.75	46.64	276.16

注：1.2019 年半年度财务数据未经审计；2.其他流动负债中和长期应付账款中有息债务部分已分别计入短期债务和长期债务；3.集团类客户提供公司本部（母公司）财务信息

主体评级历史

信用等级	评级展望	评级时间	项目小组	评级方法/模型	评级报告
AAA	稳定	2019/07/22	牛文婧、蔡伊静	电力行业企业信用评级方法（2018 年）	阅读全文
AAA	稳定	2015/12/23	黄滨、牛文婧	电力企业信用分析要点（2013 年）	阅读全文

注：上述历史评级项目的评级报告通过报告链接可查阅；2019 年 8 月 1 日之前的评级方法和评级模型均无版本编号

声 明

一、本报告引用的资料主要由安徽省能源集团有限公司（以下简称“该公司”）提供，联合资信评估有限公司（以下简称“联合资信”）对这些资料的真实性、准确性和完整性不作任何保证。

二、除因本次评级事项联合资信与该公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与该公司不存在任何影响评级行为独立、客观、公正的关联关系。

三、联合资信与评级人员履行了实地调查和诚信义务，有充分理由保证所出具的评级报告遵循了真实、客观、公正的原则，符合真实性、准确性、完整性要求。

四、本报告的评级结论是联合资信依据合理的内部信用评级标准和程序做出的独立判断，未因该公司和其他任何组织或个人的不当影响改变评级意见。

五、本报告用于相关决策参考，并非是某种决策的结论、建议。

六、本次信用评级结果的有效期为本期债项的存续期；根据跟踪评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

安徽省能源集团有限公司

2020 年度第一期中期票据信用评级报告

一、企业基本概况

安徽省能源集团有限公司（以下简称“皖能集团”或“公司”）于 1985 年 11 月 6 日经安徽省人民政府批准设立，前身为安徽省电力开发总公司，隶属原安徽省计划委员会；初始注册资金为 1800 万元，后注册资金增至 16.13 亿元。1998 年经安徽省人民政府“皖政秘字〔1998〕88 号”文件批准，更名为现名，注册资金增加至 42.32 亿元。2016 年，公司根据安徽省人民政府国有资产监督管理委员会（以下简称“安徽省国资委”）下发的《省国资委关于安徽省能源集团有限公司增加注册资本有关事项的批复》（皖国资产权函〔2016〕662 号）文件，将资本公积中累计收到的国有资本经营预算资金 1.43 亿元转增实收资本。截至 2019 年 6 月底，公司注册资金为 43.75 亿元。

公司是安徽省人民政府出资设立的国有独资企业，公司唯一股东为安徽省国资委，安徽省国资委为公司实际控制人（股权结构图详见附件 1-1）。

截至 2019 年 6 月底，公司内设战略策划部、安全生产部、资产经营部、项目管理部、财务管理部、招标采购部、审计法务部、人力资源部、党群工作部、金融管理部和集团办公室 11 个职能部门。

公司以电力运营及天然气供应为主营业务，以金融、酒店、房地产等业务为副业。

截至 2018 年底，公司（合并）资产总额为 495.98 亿元，所有者权益合计为 291.44 亿元（其中少数股东权益 112.18 亿元）；2018 年，公司实现营业收入 175.04 亿元，利润总额 22.20 亿元。

截至 2019 年 6 月底，公司合并资产总额为 510.63 亿元，所有者权益合计为 305.76 亿元（其

中少数股东权益 117.70 亿元）；2019 年 1—6 月，公司实现营业收入 97.74 亿元，利润总额 13.47 亿元。

公司注册地：合肥市包河区马鞍山路 76 号能源大厦；法定代表人：朱宜存。

二、本期中期票据概况

公司 2018 年底取得 50 亿元中期票据注册额度，本期拟发行 2020 年度第一期中期票据（以下简称“本期中期票据”），发行金额为 6 亿元，期限为 5 年。本期中期票据每年付息一次，于兑付日一次性兑付本金及最后一期利息。本次募集资金将用于偿还公司到期的贷款本金。

本期中期票据无担保。

三、宏观经济和政策环境

2018 年，随着全球贸易保护主义抬头和部分发达国家货币政策趋紧，以及地缘政治紧张带来的不利影响，全球经济增长动力有所减弱，复苏进程整体有所放缓，区域分化更加明显。在日益复杂的国际政治经济环境下，我国经济增长面临的下行压力有所加大。2018 年，中国继续实施积极的财政政策和稳健中性的货币政策，经济运行仍保持在合理区间，经济结构继续优化，质量效益稳步提升。2018 年，中国国内生产总值（GDP）90.0 万亿元，同比实际增长 6.6%，较 2017 年小幅回落 0.2 个百分点，实现了 6.5%左右的预期目标，增速连续 16 个季度运行在 6.4%~7.0%区间，经济运行的稳定性和韧性明显增强；西部地区经济增速持续引领全国，区域经济发展有所分化；物价水平温和上涨，居民消费价格指数（CPI）涨幅总体稳定，工业生产者出厂价格指数（PPI）与工业生产者购进价格指数（PPIRM）涨幅均有回落；就业

形势总体良好；固定资产投资增速略有回落，居民消费平稳较快增长，进出口增幅放缓。

表 1 2016—2019 年上半年中国主要经济数据

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 1—6 月
GDP (万亿元)	74.00	82.10	90.00	45.10
GDP 增速 (%)	6.70	6.80	6.60	6.30
规模以上工业增加值增速 (%)	6.00	6.6	6.20	6.00
固定资产投资增速 (%)	8.10	7.20	5.90	5.80
社会消费品零售总额增速 (%)	10.40	10.20	9.00	8.40
出口增速 (%)	-1.90	10.80	7.10	6.10
进口增速 (%)	0.60	18.70	12.90	1.40
CPI 增幅 (%)	2.00	1.6	2.1	2.2
PPI 增幅 (%)	-1.40	6.30	3.50	0.30
城镇登记失业率 (%)	4.00	3.90	3.80	3.60
城镇居民人均可支配收入增速 (%)	5.60	6.50	5.60	5.70

注：1. 增速及增幅均为同比增长情况；2. 出口增速、进口增速统计均以人民币计价；3. GDP 增速、城镇居民人均可支配收入增速为实际增长率，规模以上工业增加值增速、固定资产投资增速、社会消费品零售总额增速为名义增长率；4. 固定资产投资增速为不含农户投资增速；5. 城镇登记失业率为期末值

资料来源：国家统计局、Wind

2019 年 1—6 月，中国积极的财政政策继续加力增效，通过扩大财政支出加强基建补短板投资，同时大规模的减税降费政策落地实施，企业负担进一步减轻，财政稳增长作用凸显。2019 年 1—6 月，中国一般公共预算收入和支出分别为 10.8 万亿元和 12.4 万亿元，收入同比增幅（3.4%）远低于支出同比增幅（10.7%），财政赤字（1.6 万亿元）较上年同期（7261 亿元）大幅增加。央行继续实施稳健的货币政策，综合运用多种货币政策工具维持了市场流动性的合理充裕，市场利率水平相对稳定。在上述政策背景下，2019 年 1—6 月，中国国内生产总值 45.1 万亿元，同比实际增长 6.3%。中西部地区经济增速仍较快，东北地区经济增长仍靠后；CPI 温和上涨；PPI 和 PPIRM 基本平稳；就业形势总体稳定。

2019 年 1—6 月，中国三大产业继续呈现增长态势，农业生产形势稳定；工业生产继续放缓，工业企业利润增速有所企稳；服务业增速略有放缓，但仍是拉动 GDP 增长的主要力量。

固定资产投资增速有所放缓，制造业投资、基础设施建设投资和房地产投资增速均有所回落。2019 年 1—6 月，全国固定资产投资（不含农户）29.9 万亿元，同比增长 5.8%，增速有所放缓。其中，民间固定资产投资 18.0 万亿元，同比增长 5.7%，增速明显回落。从三大主要投资领域来看，2019 年 1—6 月，全国房地产开发投资 6.2 万亿元，同比增长 10.9%，增速较 1—3 月回落 0.9 个百分点，主要源于近期房企融资约束持续加强，但受上年开发商大量购地以及前期开工项目续建影响，房地产开发投资增速较上年同期仍有所加快。全国基础设施建设投资（不含电力、热力、燃气及水生产和供应业）同比增长 4.1%，较上年同期明显下降，但在 2018 年年底全国人大授权国务院提前下达部分 2019 年度新增地方政府债务限额，今年 4 月、6 月先后发布相关政策加快地方债发行进度，同时允许将专项债券作为符合条件的重大项目资本金等多项措施助力基建投资的政策背景下，今年以来基础设施建设投资持续企稳。制造业投资同比增长 3.0%，增幅明显回落。其中，汽车制造业投资增速依旧维持在 0.2% 的低位水平，是制造业投资放缓的重要原因。

居民消费增速有所回升，消费结构持续优化升级。2019 年 1—6 月，全国社会消费品零售总额 19.5 万亿元，同比增长 8.4%，增速较 1—3 月（8.3%）略有回升，较上年同期（9.4%）有所回落，较 1—3 月回升主要由于车企降价销售“国五”标准汽车使得汽车类零售额同比增速（1.2%）较 1—3 月转负为正。具体来看，生活日常类消费仍保持较高增速，升级类消费增速较快，服务类消费增幅明显。此外，网上零售继续保持快速增长。中国居民消费持续平稳增长，消费结构进一步改善，在中国经济面临下行压力的背景下消费仍是经济增长的第一驱动力。

进出口稳中有进，贸易顺差有所扩大。2019 年 1—6 月，中国货物贸易进出口总值 14.7 万亿元，同比增速（3.9%）较 1—3 月略有回升，

较上年同期大幅回落，主要受中美贸易摩擦和中国内需放缓等因素影响。出口方面，机电产品与劳动密集型产品仍为出口主力。进口方面以集成电路、原油和农产品为主，集成电路进口额增速（-6.9%）较上年同期下滑了38.9个百分点，是进口增速较上年同期下滑的主要原因。

2019年下半年，国际贸易紧张局势可能加剧、部分国家民族主义兴起及地缘政治等因素将进一步抑制世界经济复苏进程，中国宏观经济整体仍存在较大的下行压力。在此背景下，中国将继续实施积极的财政政策和稳健的货币政策，加大逆周期政策调节力度稳投资，同时采取措施推动消费升级、稳定外贸增长，推动经济健康高质量发展。从三大需求看，一是固定资产投资增速有望持续企稳。随着地方政府专项债券发行力度的加大，以及补短板、强后劲的重大项目的加快批复，基础设施投资有望持续企稳；减税降费的落实将进一步修复企业盈利，激发企业主体活力，加上电子信息产品制造、交通运输设备制造等具有较大示范效应的高端产品和服务制造领域的发展，制造业投资有望企稳；在“房住不炒”的定位下，房地产投资增速或有所回落，但在稳增长和推进城镇化建设的背景下房地产投资回落幅度比较有限。二是居民消费增速面临一定压力。“国六”标准政策的实施透支了部分汽车消费需求，可能会对未来一段时间的汽车消费产生不利影响，加上当前中国居民部门杠杆率持续攀升、房地产对消费的挤出效应仍强，居民消费增速或面临一定的回落压力。三是进出口增速或将放缓。全球经济复苏仍面临诸多不确定性因素，外部需求或继续放缓；随着相关扩大进口政策的进一步实施，以及中国加强与“一带一路”沿线国家的交往，中国对除美国外主要经济体的进口增速保持相对稳定，但国内经济下行压力有所加大，中国内需压力未消也会对进口产生一定抑制。总体来看，2019年下半年，中国经济运行仍将保持在合理区间，考虑到房地产投资增速以及居民消费增速或将有所放

缓，下半年经济增速或略有回落，预计全年经济增速在6.2%左右。

四、行业分析

公司主营收入来自发电业务和燃气销售，电力行业和燃气行业的整体经营环境和发展趋势直接影响到公司的经营状况。

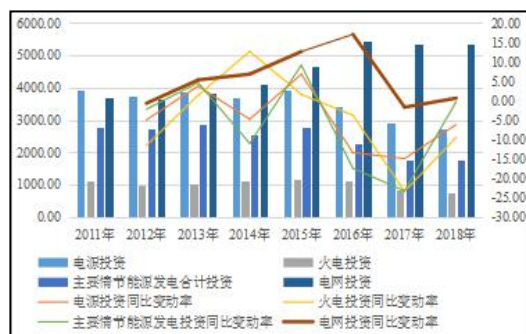
1. 电力板块

(1) 发电行业运行概况

根据中电联统计数据¹，近年来，中国电源基本建设投资呈现逐年下降趋势，同期，电网基本建设投资趋于稳定。2018年中国电源基本建设投资合计完成2721亿元，同比下降6.17%。其中火电完成投资777亿元，同比下降9.44%；水电完成投资674亿元，同比增长8.36%；核电完成投资437亿元，同比下降3.74%。同期，中国电网基本建设投资合计完成5373亿元，同比增长0.64%。2018年，中国电源及电网投资规模均有所缩减，火电装机投资下降快。电源基本建设投资同比增长6.0%至1797亿元，其中水电和风电投资同比增幅较大，火电和核电投资仍同比下降；同期，电网基本建设投资合计完成2953亿元，同比下降12.5%。

图1 近年中国电源及电网投资情况

(单位：亿元、%)



资料来源：中电联；联合资信整理

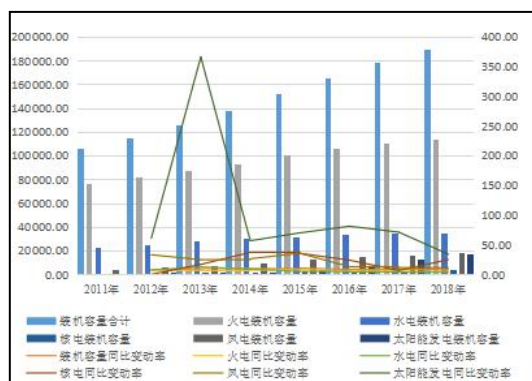
截至2018年底，中国全口径发电设备装机容量19.00亿千瓦，较上年底增长6.47%。其中

¹ 根据中电联披露统计数据，以历年统计报告中期初数据追溯调整上年度期末数据

火电装机11.44亿千瓦，较上年底增长3.02%；可再生能源发电装机达到7.11亿千瓦，较上年底增长11.43%，其中包括水电装机3.52亿千瓦（2018年新增装机约854万千瓦，主要集中在云南、四川和广东）、风电装机1.84亿千瓦（2018年新增装机约2059万千瓦）、太阳能发电装机1.75亿千瓦，分别较上年底增长2.47%，12.35%和33.90%。截至2018年底，中国可再生能源发电装机约占全部电力装机的比重提升至37.44%，较上年底上升1.67个百分点。截至2019年9月底，中国6000千瓦及以上电厂发电设备装机容量合计18.63亿千瓦，其中清洁能源发电装机约占37.19%。整体看，中国电力装机规模持续增长，增速较前期有所下降，同时清洁能源替代作用日益突显。

图2 近年中国发电装机容量变动情况

(单位：万千瓦、%)



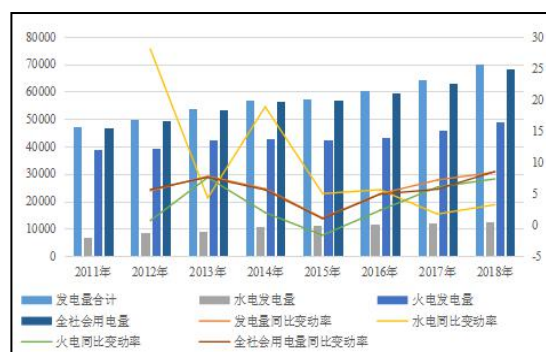
资料来源：中电联；联合资信整理

近年来，伴随宏观经济向好、各行业用电需求提升，中国全口径发电设备发电量呈回升趋势。2018年，中国全口径发电设备发电量69940亿千瓦时，同比增长8.39%，6000千瓦及以上电厂发电设备利用小时3862小时，同比增长72小时。其中火电发电量49231亿千瓦时，同比增长7.31%，利用小时数4361小时，同比增长142小时；同期，中国可再生能源发电量17764亿千瓦时，同比增长9.85%；可再生能源发电量占全部发电量的25.40%，同比上升0.34个百分点。其中，全国水电发电量12329亿千瓦时，同比增长3.20%；平均利用小时数为3613小时，同

比增长16小时；2018年，全国水电弃水量691亿千瓦时，在来水好于2017年的情况下，全国平均水能利用率达到95%左右。2018年，全国风电发电量3660亿千瓦时，同比增长20.16%；平均利用小时数2095小时，同比增加146小时，其中华北、西北、东北地区风电设备利用小时分别同比提高102小时、215小时和236小时；2018年，全国风电弃风电量277亿千瓦时，同比减少142亿千瓦时，平均弃风率7%，同比下降5个百分点，继续实现弃风电量和弃风率“双降”；弃风率超过10%的区域分别是新疆（弃风率23%）、甘肃（弃风率19%）以及内蒙古（弃风率10%），三省（区）弃风电量合计233亿千瓦时，占全国弃风电量的84%。2018年，全国太阳能发电量1775亿千瓦时，同比增长50.68%；平均利用小时1212小时，同比提升7个小时，其中西北、东北地区太阳能发电设备利用小时分别提高66小时和65小时；同期，全国弃光电量54.9亿千瓦时，同比减少18亿千瓦时，平均弃光率3%，同比下降2.8个百分点，实现弃光电量和弃光率“双降”。2019年1—9月，中国全口径发电设备发电量52967亿千瓦时，同比增长3.0%，仍主要由火电（占71.78%）和水电（占16.87%）构成，核电发电量虽占比偏小，但增幅较高，为21.1%；同期，中国全口径发电设备累计平均利用小时数为2857小时，同比下降48小时。

图3 中国发电量、用电量及增幅情况

(单位：亿千瓦时、%)



资料来源：中电联；联合资信整理

近年来，中国全社会用电量保持增长，且

增速逐年提升。2018年全社会用电量68449亿千瓦时，同比增长8.49%。分产业看，第一产业用电量728亿千瓦时，同比增长9.80%；第二产业用电量47235亿千瓦时，同比增长7.17%；第三产业用电量10801亿千瓦时，同比增长12.75%；城乡居民生活用电量9685亿千瓦时，同比增长10.35%。2018年全社会用电量保持快速增长，一是由于宏观经济运行总体稳中有进，工业生产总体平稳，企业效益改善，为用电量增长提供了最主要支撑，尤其在高技术及装备制造业用电快速增长、高载能行业增速逐季上升、消费品制造业平稳较快增长的支撑下，第二产业用电量实现较快增长，成为拉动全社会用电量增长的最主要动力。二是由于服务业保持较快增长，新技术新产业新业态新模式等新动能不断壮大，市场活力持续迸发，以及国内消费保持平稳较快增长，拉动服务业用电保持快速增长势头。三是由于天气因素以及居民消费升级共同拉动影响，随着国家城镇化率和居民生活电气化水平持续提高，天气因素对用电负荷和用电量的影响愈发明显，年初的寒潮和夏季“高温时间长、范围广、强度强”的气候特征带动城乡居民生活用电量快速增长。2019年1—9月，中国全社会用电量53442亿千瓦时，同比增长4.4%。

整体看，2018年以来，伴随全社会用电量较快增长以及电力消费结构持续优化，中国电力生产延续绿色低碳发展成效初步显现。主要表现为发电装机绿色转型持续推进，非化石能源发电量快速增长；各类电源结构设备利用小时均同比提高，弃风弃光问题得到进一步改善；电网投资比重提高，跨区跨省送电量快速增长等。

（2）行业关注及政策调整

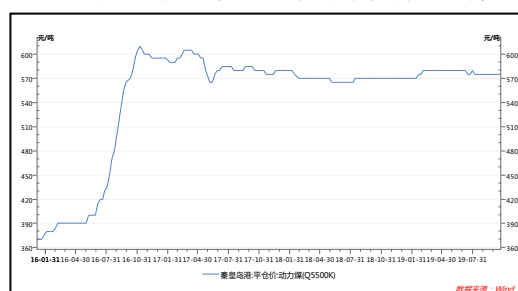
煤炭价格上涨及供暖期储量紧张

燃煤作为火电行业的主要原料，其采购及运输成本是火电企业生产经营支出的主要组成部分，因此煤炭市场的景气程度对行业的盈利

能力影响显著。

受煤炭去产能政策的逐步推动以及煤炭下游需求 2016 年下半年有所回暖影响，煤炭行情于 2016 年下半年大幅复苏，截至 2016 年 11 月 7 日，秦皇岛港动力煤（Q5500k）现货成交均价（平仓交货）达到最高点 700 元/吨。2017 年至今，秦皇岛港动力煤（Q5500k）现货成交均价（平仓交货）始终保持在 550 元/吨至 700 元/吨之间高位震荡。特别是进入冬季供暖季后，受天气、运输、节日等多方面因素影响，煤炭市场供不应求，导致煤炭价格居高不下，部分煤电企业煤炭库存下降快，易引发保供问题。目前，煤炭行业供给侧结构性改革已经渡过了大规模产能清退阶段，后续行业整合将更加深入，但对于行业产能去化潜力已有限。按火电企业的一般业务周期特征，每年 7—8 月是动力煤的需求旺季，9 月后将迎来冬储煤的需求，而截至 2018 年 10 月底，沿海 6 大发电集团煤炭库存已经达到了 1623.26 万吨，为 2014 年以来最高点，且沿海电厂持续高库存、低日耗状态运行，对煤价支撑力度有限。整体看，2017 年以来动力煤价格保持高位震荡，截至 2019 年 10 月 23 日秦皇岛港 5500 大卡煤主流平仓价 575 元/吨。

图4 秦皇岛港5500大卡动力煤平仓价



资料来源：Wind

中国电力供需结构变化较大，峰谷差快速加大，大中型城市最大峰谷差占用电最大负荷的比重接近50%，一般省份也接近40%；随着清洁能源发电比例不断提高，煤电受季节、极端天气的影响越来越大，调峰压力也在加大。与此同时，近年来煤炭生产重心加速向晋陕蒙宁

地区转移，区域间煤炭调拨规模扩大，季节性短时煤炭需求波动与煤矿生产、铁路运输均衡性的矛盾越来越突出。

整体看，动力煤价格的持续、快速回升，明显加剧电力企业的经营压力。

光伏电价下调

近年来，国家连年出台相关政策优化可再生能源结构，并不断下调上网电价以倒逼电力企业降低生产成本、推进补贴退坡。

2019年4月30日，国家发改委发布的《国家发展改革委关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2019〕761号）表示，持续多年的地面光伏电站标杆上网电价成为历史，取而代之的是市场化竞价制度下的指导价。综合考虑技术进步等多方面因素，自2019年7月1日起，将纳入国家财政补贴范围的I~III类资源区新增集中式光伏电站指导价分别确定为每千瓦时0.40元、0.45元和0.55元。本次出台的三类资源区指导价即市场化竞价的上限，竞价项目按修正后电价由低到高全国排序、直至出清。此外，采用“自发自用、余量上网”模式的工商业分布式（即除户用以外的分布式）光伏发电项目，全发电量补贴标准调整为每千瓦时0.10元；采用“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，按所在资源区集中式光伏电站指导价执行；采用“自发自用、余量上网”模式和“全额上网”模式的户用分布式光伏全发电量补贴标准调整为每千瓦时0.18元；光伏扶贫电站依然未受到政策变动和电价退坡的波及，I~III类资源区上网电价仍分别按照每千瓦时0.65元、0.75元、0.85元执行。

风电电价调整

为落实国务院办公厅《能源发展战略行动计划（2014—2020）》关于风电2020年实现与煤电平价上网的目标要求，科学合理引导新能源投资，实现资源高效利用，推动风电产业健康可持续发展，国家发改委于2019年5月21日发布《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号），并于2019年7

月1日开始执行。该通知将风电标杆上网电价改为指导价，新核准的风电项目上网电价将通过竞争方式确定。陆上风电方面，2019年I~IV类资源区新核准集中式风电指导价分别调整为每千瓦时0.34元、0.39元、0.43元和0.52元；2020年将分别调整为每千瓦时0.29元、0.34元、0.38元和0.47元；不参与市场化交易的分散式风电项目，执行项目所在资源区指导价，参与市场化交易的分散式风电项目上网电价由发电企业与电力用户直接协商形成，不享受国家补贴；2018年之前核准，但2020年底前仍未完成并网的项目以及2019年1月1日至2020年底核准，但2021年底前仍未完成并网的项目，国家不再补贴；2021年1月1日起，新核准的风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。海上风电方面，2019年新核准近海风电指导价调整为每千瓦时0.8元，2020年将调整为每千瓦时0.75元；新核准潮间带风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于所在资源区陆上风电指导价；对2018年底前已核准，且在2021年底前全部机组完成并网的风电项目，执行核准时的上网电价，2022年及以后全部机组完成并网的风电项目，执行并网年份的指导价。

煤电电价调整

2004年以来，燃煤发电标杆上网电价及煤电价格联动机制逐步建立，并成为上网侧电价形成的重要基准。近年来，随着电力市场化改革的不断深化，竞争性环节电力价格加快放开，现行燃煤发电标杆上网电价机制已难以适应形势发展，突出表现为不能有效反映电力市场供求变化、电力企业成本变化，不利于电力上下游产业协调可持续发展，不利于市场在电力资源配置中发挥决定性作用等。为贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》精神，加快推进电力价格市场化改革，有序放开竞争性环节电力价格，提升电力市场化交易程度，2019年10月21日，

国家发展和改革委员会发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》(发改价格规(2019)1658号,以下简称“《指导意见》”)。

《指导意见》提出将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制,基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定,浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%,对电力交易中心依照电力体制改革方案开展的现货交易,可不受此限制;国家发改委将根据市场发展适时对基准价和浮动幅度范围进行调整;暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量以及燃煤发电电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行。《指导意见》将于2020年1月1日起实施,并约定实施“基准价+上下浮动”价格机制的省份,2020年暂不上浮,确保工商业平均电价只降不升,燃煤发电上网电价形成机制改革后,现行煤电价格联动机制将不再执行。

《指导意见》的实施将一定程度推动电力价格市场化,但在全社会用电需求相对平稳,并确保用户端用电成本相对稳定的前提下,电力企业将采取降电价的方式争取市场电量。整体看,受环保限产等因素影响,煤炭成本持续高位盘整,“基准价+上下浮动”的市场化价格机制改革将进一步压缩煤电企业利润水平。

可再生能源补贴退坡

中国促进可再生能源产业发展主要是采取“标杆电价+财政补贴”的方式,补贴资金来源于可再生能源电价附加。目前可再生能源电价附加征收标准为1.9分钱/千瓦时,随电费收取。但是随着装机规模的不断增长,补贴资金缺口持续扩大。此外,电力企业需先进入可再生能源补贴名录后,才能获得相应电量补贴,由于补贴名录审批流程复杂、时间长,导致补贴落实周期长,一定程度上影响电力企业现金流。中国光伏行业协会统计数据显示,2018年中国可再生能源补贴缺口已超过1400亿元。2019年5月24日,财政部发布《关于下达可

再生能源电价附加补助资金预算的通知》(财建(2019)275号),根据其所附的《可再生能源电价附加补助资金预算汇总表》统计,风电、光伏项目补贴约为42亿元以及30.8亿元。其中,光伏扶贫、自然人分布式和光伏电站及工商业分布式分别为0.37亿元、0.48亿元和29.97亿元。内蒙古各类可再生能源补贴合计71亿元,占比约88%。

一方面补贴缺口持续扩张将给国家带来严重负担,另一方面清洁能源电站建设成本伴随技术水平提升而快速下降,受此影响,可再生能源补贴退坡趋势逐步明确化。2019年1月,国家发展改革委和能源局发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》,指出在资源优良、建设成本低、投资和市场条件好的地区,已基本具备与燃煤标杆上网电价平价(不需要国家补贴)的条件。为促进可再生能源高质量发展,提高风电、光伏发电的市场竞争力,该通知中明确提出了推进风电、光伏发电无补贴平价上网的有关要求和支持政策措施。此外,对于需要国家补贴的光伏发电项目,除国家政策特殊支持的项目外,原则上均应采取市场化竞争方式确定建设项目和补贴标准。

限电问题

近年来,发电机组装机容量持续增长,但受限于下游用电需求波动及电网建设尚未完善,部分发电企业机组经营效率受到限制。对此,国家陆续出台相关政策,以平衡可再生能源发电量,保障其机组利用水平。2017年11月和2018年12月,国家发改委、国家能源局相继发布《解决弃水弃风弃光问题实施方案》和《清洁能源消纳行动计划(2018—2020年)》,积极采取措施加大力度消纳可再生能源,特别是国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力(集团)有限责任公司等采取多种技术和运行管理措施,不断提升系统调节能力,优化调度运行,使可再生能源利用率显著提升,弃水、弃风、弃光状况明显缓解。

2018年,全国全年弃水电量约691亿千瓦时,在来水好于2017年的情况下,全国平均水电利用率达到95%左右。全国全年弃风电量277亿千瓦时,平均弃风率7%,同比下降5个百分点;大部分弃风限电严重地区的形势进一步好转,其中吉林、甘肃弃风率下降超过14个百分点,内蒙古、辽宁、黑龙江、新疆弃风率下降超过5个百分点;弃风主要集中在新疆、甘肃、内蒙古,弃风率分别为23%、19%和10%。2018年,全国全年弃光电量54.9亿千瓦时,同比减少18亿千瓦时,平均弃光率3%,同比下降2.8个百分点;弃光主要集中在新疆和甘肃,弃光率分别为16%和10%,同比分别下降6个百分点和10个百分点。整体看,2018年全国发电机组限电率明显下降。

(3) 行业展望

根据中电联发布《2018—2019年度全国电力供需形势分析预测报告》,综合考虑国际国内形势、产业运行和地方发展以及2018年高基数等影响,预计2019年全社会用电量增速将平稳回落,在平水年、没有大范围极端气温影响的情况下,预计全年全社会用电量增长5.5%左右。同时,预计2019年新能源发电装机将持续增加;第三产业和居民生活用电比重持续提高,将拉大系统峰谷差,导致时段性系统调峰能力不足;此外,由于电煤价格高位运行,发电用煤维持地区性、季节性供需偏紧格局。在多重因素叠加、交互影响下,预计全年全国电力供需总体平衡,局部地区高峰时段电力供需偏紧。

结合上述电力供需分析及预测,未来电力行业建设将主要围绕以下五方面展开:

① 坚持落实发展战略规划,深入推进电力生产和消费革命。包括及时调整电力发展节奏和规划目标,积极开展电力发展战略规划专项研究,统筹确定能源消费总量及各地区、各子行业发展目标,做好各战略目标与规划目标衔接;深化中长期电网网架规划研究,推动电网与互联网深度融合,着力构建面向未来的以电

网为中心的能源互联网等。

② 坚持深化供给侧结构性改革,提高清洁能源电力供给能力。包括多措并举实现清洁能源消纳目标,统筹可再生能源配额制、绿色电力证书和碳排放交易等机制,打破省间壁垒,推进跨省区发电权置换交易;着力提升电网调节能力,完善调峰辅助服务补偿机制,提高机组改造积极性,全面推动煤电灵活性改造和运行等。

2018年12月,国家发改委和能源局联合印发《清洁能源消纳行动计划(2018—2020)》,明确指出要优化电源布局、合理控制电源开发节奏;加快电力市场化改革,发挥市场调节功能;加强宏观政策引导,形成有利于清洁能源消纳的体制机制等。同时,特别指出要确保全国平均风电利用率逐步提高,弃风率控制在合理水平。

③ 坚持推进电力市场化改革,提高电力消费服务水平。包括着力推动增量配电业务改革试点项目落地;推动建立市场化的电价传导机制,鼓励电力用户和发电企业自主协商,推行“基准电价+浮动机制”,签订电力市场化交易合同,形成煤价、电价和终端产品价格联动的顺畅传导机制;加大电能替代力度,完善峰谷分时电价机制,以及居民阶梯电价等相关政策,持续扩大电力消费市场,不断提高电力占终端能源消费比重,全力推进再电气化进程等。

2018年,全国电力市场交易电量(含发电权交易电量、不含抽水蓄能低谷抽水交易电量等特殊交易电量)合计20654亿千瓦时,同比增长26.5%,市场交易电量占全社会用电量比重为30.2%,同比提高4.3个百分点,市场交易电量占电网企业销售电量比重为37.1%。其中,省内市场交易电量合计16885亿千瓦时,占全国市场交易电量的81.8%,省间(含跨区)市场交易电量合计3471亿千瓦时,占全国市场交易电量的16.8%,南方电网、蒙西电网区域发电权交易电量合计298.2亿千瓦时。2019年1—9月,全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为

15010.4亿千瓦时，占全社会用电量比重为28.1%。其中，省内电力直接交易电量合计为13930.9亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为1079.6亿千瓦时，分别占全国电力市场中长期电力直接交易电量的92.8%和7.2%。

④ 坚持防范市场风险，化解电力企业经营困境。包括加强煤电运三方中长期合同有效监管，进一步规范煤电定价机制，以电煤价格指数为依据，引导市场合理预期，控制电煤价格在合理区间，缓解煤电企业经营困境；加快可再生能源补贴目录公布和补贴资金发放，尽快解决巨额拖欠问题，缓解企业经营和资金压力；建立科学合理的电价形成机制，统筹考虑电力企业维护社会稳定和支撑经济发展的重要作用，降低政策性亏损风险，增强企业可持续发展能力等。

⑤ 牢固树立安全观念，全力保障能源电力安全。重点强化安全体系建设、保障电煤供给、科学控制电煤价格、促进上下游协调发展。

2. 天然气板块

天然气作为一种热值高、燃烧稳定、清洁环保的优势能源，全球资源储量丰富。目前天然气与石油、煤炭共同构成一次能源的三大支柱，由于天然气在燃烧过程中产生的影响人类呼吸系统健康的物质极少，产生的二氧化碳仅为煤的40%左右，产生的二氧化硫也很少，燃烧后无废渣、废水产生，相较于煤炭、石油等能源具有使用安全、热值高、洁净等优势，已成为未来发展核心能源之一。

行业上下游

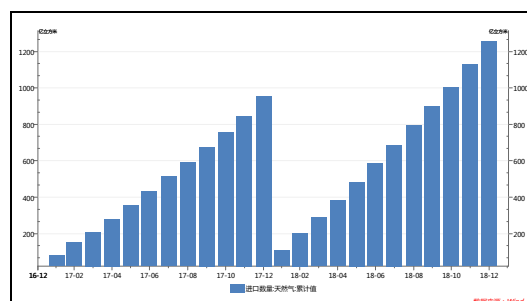
天然气行业分为上游生产、中游输送及下游分销三个环节。上游生产主要包括天然气开采、净化，以及进一步进行压缩或液化加工。由于天然气属于重要的资源，目前中国天然气生产由中国石油天然气集团公司（以下简称“中石油”）、中国石油化工集团公司（以下简称“中石化”）和中国海洋石油集团公司（以下简称“中海油”）等大型天然气勘探企业垄断，行业壁垒

非常高；中游输送主要为天然气储运、输配，包括天然气的干线、中长线管道输送、储存与调峰，以及液化天然气的运输、接收、储存和气化，体现出一定的垄断性和区域专属性，对地方政府和资源存在一定的依赖性，主要为中石油、中石化、中海油和地方燃气公司控制。下游分销主要由各城市燃气公司运营，市场化程度在天然气产业链中相对要高。

供需格局

天然气供给方面，2018年中国天然气产量1610.2亿立方米，同比增长7.5%；液化天然气产量900.2万吨，同比减少0.9%。2008年以来，在清洁取暖、煤改气等政策下，中国不断扩大天然气使用范围，天然气供给远不及消费，2018年进口天然气1256.81亿立方米，同比增长31.54%，对外依存度44.36%，中国已超过日本成为全球最大天然气进口国。其中LNG进口量占59%，管道气占41%；进口天然气是天然气供应增长的主要来源。

图5 天然气进口量情况



资料来源：Wind

天然气消费方面，受近年来居民、采暖和工业煤改气工程推进明显加快和国家战略储气库的逐步建设影响，2018年全国天然气消费量保持高速增长，全年天然气消费量约为2766亿立方米左右，同比增长16.60%，消费需求继续高速增长，2018年第一季度和第四季度因城市燃气需求大增，增量创下十年新高。同时，由于工业、发电和化工等非居民用气增加，以及去年底煤改气工程完工通气，二季度天然气消费量约为618亿立方米，同比增加115亿立方米，三季度天然气消费量为629亿立方米，增

加 94 亿立方米，2018 年全年天然气资源仍呈现偏紧状态。

2018 年天然气消费结构中，城市燃气和工业燃料占比接近 70%，剩余为发电和化工消费。具体分行业来看，城市燃气量约为 900 亿立方米，同比增加 16.2%，主要由于天然气基础设施完善、城市用户增长和环保政策性调整等原因。工业燃料用气增长至 911 亿立方米，增幅 20%，主要是由于国家加强配气价格监管，降低下游用户用气成本，且煤炭、燃料油价格处于高位，导致天然气经济性相对提升，从而拉动工业用气快速增长。发电用气大幅增加，全年 615 亿立方米，增幅 23.4%，主要受环保因素、电厂用电负荷增加、社会用电量增速加快的影响。其中，江苏、浙江等地存量电厂用气负荷显著提升，广东下调天然气发电上网电价，上海、江苏等地实施两部制电价，推行天然气价格和上网电价联动机制，短期内将抑制燃气电厂发电积极性。化工用气量受资源和调控等影响，较上年小幅下降，年度用气量 250 亿立方米，降幅为 5.1%。

配套基建

储气库方面，截至 2018 年底，中国累计建成 26 座地下储气库，调峰能力达 130 亿立方米。2018 年中国已建储气库达容扩容稳步推进，国内第一座民营储气库—港华燃气金坛储气库一期投产，中国石油顾辛庄储气库投运，中国石化文 23 储气库初步完工。

管道铺设方面，截至 2018 年底中国天然气长输管道在建项目和已完工项目使得天然气管道总里程已达 7.6 万千米。其中，潜江—韶关、中俄东线天然气管道已部分完工，全年建成跨省干线管道 1540 千米；蒙西管道一期、鄂安沧输气管道一期、中缅管道支干线楚雄至攀枝花天然气管道投产。此外，南川水江—涪陵白涛国家重点天然气管道工程开工建设，计划 2019 年 10 月投运，建成后有利于涪陵页岩气外输。区域管网建设持续推进，广东天然气管网粤东、粤西、粤北三地 6 个主干管网项目动工，

计划 2020 年底建成。

LNG 接收站方面，截至 2018 年底，中国 LNG 接收站总接卸能力达 6695 万吨/年。中国在建 LNG 接收站 7 座，一期接收能力为 1620 万吨/年。另外，唐山、青岛、如东等 LNG 接收站开启扩建工程，投产后接收能力将显著提升。三大石油公司主导着国内 LNG 接收站的投资和建设。其中以中海油所占份额最大。中海油目前在全国拥有 10 座 LNG 接收站，居全国首位。2018 年 8 月，中国首个民营大型 LNG 接收站——新奥舟山 LNG 接收及加注站一期工程正式建成，实现开始调试和试运营。

行业政策

2018 年以来主管部门已制定多项促进天然气发展的政策规划，主要涉及天然气价格、配套基建方面。

2018 年 4 月 26 日，发改委及能源局联合发布《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》，指出要构建以地下储气库和沿海 LNG 接收站储气为主的多层次储气调峰系统。计划到 2020 年，储气企业要拥有不低于合同年销售量 10% 的储气能力；城镇燃气企业要形成不低于年用气量 5% 的储气能力；县级以上地方人民政府至少要形成不低于保障本行政区域日均 3 天需求量的储气能力。

2018 年 5 月国家发改委发布《关于理顺居民用气门站价格的通知》，决定理顺居民用气门站价格，建立反映供求变化的弹性价格机制，将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，供需双方可以基准门站价格为基础，价格水平按非居民用气基准门站价格水平安排，在上浮 20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格，实现与非居民用气价格机制衔接。2018 年 7 月北京市按照居民生活用气上下游价格联动机制，将北京市居民管道天然气销售价格上调 0.35 元/立方米。

2018 年 9 月 5 日国务院发布《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》，指出要强化天然气基础设施建设与互联互通，加快天然气管

道、LNG接收站等项目建设，集中开展管道互联互通重大工程，加快推动纳入环渤海地区LNG储运体系实施方案的各项目落地实施；构建多层次储备体系。

总体来看，在国内环保政策始终偏紧及“煤改气”转型持续进行的情况下，未来中国天然气需求将持续高速增长，并呈现“淡季不淡、旺季更旺”的季节性特点；而在供气方面，由于中国天然气进口依存度较高，故中国天然气供需偏紧的格局仍难以得到改善；随着配套基础设施的建设推进，未来中国储气调峰能力稳步提升，季节性供需矛盾将持续得到缓解。

五、基础素质分析

1. 产权状况

公司是安徽省人民政府出资设立的国有独资公司。截至2019年6月底，公司注册资本为43.75亿元；公司实际控制人为安徽省国资委。

2. 政府支持

公司作为省政府批准设立的大型一类国有投资经营性公司，主要负责省级能源建设资金的筹集和投资管理，并对建设项目进行资产经营和资本运作，是省政府能源领域的重要投融资平台，受到政府一定程度的政策支持。

3. 企业规模及竞争力

电力业务方面，公司电力资产规模在区域市场内处于领先水平。截至2019年6月底公司可控装机容量为821万千瓦，在全省各大发电集团中装机容量排名第一。

天然气业务方面，公司旗下控股子公司安徽省天然气开发股份有限公司（以下简称“皖天然气”）是唯一由安徽省政府批准的天然气管道运营商，负责全省天然气类能源应用项目的投资、建设、经营和管理。皖天然气年输、售气量占全省总量的42%以上，是省内最大的天然气供应商。截至2018年底，天然气公司销售区域遍布全省的16个地市以及近30个县（含

管道及CNG），市区域覆盖率高。

总体看，公司作为安徽省内最大的发电主体，装机规模具备领先优势；随着皖天然气工作的推进，公司天然气具备一定的区域专营地位，未来经营能力有望得到增强。

4. 人员素质

公司于2019年9月变更法人代表，原法人代表张飞飞先生届满退休，朱宜存先生担任新一届法人代表。公司已于2019年9月12日完成工商信息变更。此次法人代表变更为公司正常人事变动，对公司经营无重大影响。

公司董事长朱宜存先生，1961年生，研究生学历，高级工程师；历任安徽恒源煤电股份有限公司董事长、总经理、党委委员，安徽恒源煤电股份有限公司董事长、党委书记，皖北煤电集团有限责任公司副总经理，公司总经理、董事兼党委副书记等职务；现任安徽省能源集团有限公司党委书记、董事长。

截至2019年6月末，公司在岗总人数6024人。按岗位分类，管理人员占32%，生产人员占54%，其他人员占14%；按受教育程度分类，硕士研究生及以上占比3%，大学本科占比34%，大学专科占比35%，中专及以下占比28%。

根据公司章程规定，董事会由7名董事组成。截至2019年6月末，公司共有董事3人，另外4人空缺。公司章程规定，监事会由5名监事组成。截至2019年6月末，公司共有监事3人，另外2人空缺。公司目前正在完善公司治理结构，缺位的董事人员事项正在积极推进；且由于公司近期进行人事调动，总经理职位人员空缺。

总体看，公司高层管理人员行业经验及管理经验丰富，员工素质及岗位构成符合行业特征，能够满足日常经营管理需要。

六、管理分析

1. 法人治理结构

作为国有独资企业，公司按《国有资产监

督管理条例》《公司法》及相关法律法规的要求制定公司章程。安徽省国资委代表安徽省人民政府行使出资人权利，对公司进行监督和考核。

公司设立董事会，是公司的最高决策机构。董事会设董事长1人，董事会成员为7人，其中职工董事1人。职工董事通过职工代表大会民主选举产生，其他董事由省国资委直接委派。

公司设立监事会，对公司的国有资产实施监督管理。监事会设主席1人，监事会成员为5人。职工代表出任的监事由职工代表大会选举产生，其他监事由省国资委直接委派。

公司设总经理1名，副总经理4名，总会计师和总工程师各1名。总理由董事会任命，负责公司日常经营工作；副总经理由总经理提名，报董事会任命，协助总经理开展公司的日常生产经营管理工作。

2. 管理水平

公司不断完善制度建设，在金融管理、财务管理、党群工作、安全生产、行政办公、纪检监察、人力资源、审计法务、项目建设、战略发展及资产经营等方面均制定了相关规章制度，并在日常的生产经营中严格按其执行。

财务预算方面，公司实行全面预算管理，设立全面预算管理委员会，按照“上下结合、分级编制、逐级汇总、审查平衡、审计批准、下达执行”的程序编制及实施。公司根据与预算执行结果进行奖惩，做好重大经营事项的预算控制，提高资金使用的计划性。

投资管理方面，公司制定投资管理制度，对公司及全资和控股子公司投资行为的投资决策程序、投资过程管理、项目后期评价及科研项目投资管理等进行了规定，加强和规范公司投资行为，降低投资风险，提高投资效益。

融资管理方面，公司实施融资统一审核制度，设立资金管理小组对各二级子公司月度融资方案进行审核；公司资金管理小组按照“先内后外、先低后高”原则审核融资方案，综合

平衡后下达实施。融资计划的实施由集团财务公司和资金结算中心优先安排自营贷款或内部委托贷款，各子公司之间不得自行拆借资金。

担保方面，公司制定了《安徽省能源集团有限公司担保管理暂行办法》，明确了公司和全资子公司关于担保人资格及担保原则、担保管理程序及审批、反担保、担保管理及收费的有关管理办法，并规定公司财务管理部是公司对外担保的归口管理部门，负责担保相关工作。

总体看，作为安徽省国资委直接管理的国有企业，公司管理制度健全，综合管理水平较高。

七、经营分析

1. 经营概况

公司营业收入包括主营业务收入和利息收入。2016—2018年，公司营业收入不断增长，三年营业收入分别为133.90亿元、154.93亿元和175.04亿元，主要系主营业务板块收入增加所致。

公司主要以电力业务为主，电力业务占营业收入的比重在50%以上；在保证主业稳健发展的基础上，公司拓展业务范围，天然气与煤炭贸易板块收入也较为可观，对公司收入形成支撑。公司其他主营业务包括金融、酒店、房地产等业务，收入规模小，其变化对公司收入构成影响不大。

2016—2018年，公司主营业务收入不断增长，主要系发电板块和天然气板块收入增长所致。公司近三年主营业务收入分别为133.66亿元、154.43亿元和174.67亿元。分板块看，2016—2018年，公司发电业务收入分别为77.62亿元、84.75亿元和98.53亿元。2018年发电业务收入较上期增长16.26%，主要系装机规模扩大公司发电量增长所致；2016—2018年，公司天然气板块收入分别为21.54亿元、25.68亿元和32.34亿元。2018年天然气业务收入较上期增长20.59%，主要系天然气售气量增加所致；2016

—2018年，公司煤炭贸易业务收入分别为26.91亿元、36.19亿元和34.37亿元。2018年，随着公司对外售煤量的减少，公司煤炭贸易收入规模有所下降。

毛利率方面，2016—2018年，公司发电板块毛利率波动下降。2017年，受电煤价格快速上涨，公司发电业务毛利率大幅下降至3.24%；2018年，受益于公司装置平均发电利用小时提升，发电业务毛利率有所回升至5.49%。由于天然气的购销价格受到政府管制，天然气板块盈

利能力较为稳定。公司煤炭贸易板块毛利率较低。2018年，受煤炭采购价格有所上涨影响，公司煤炭贸易板块毛利率下降至0.58%。2016—2018年，公司主营业务综合毛利率受发电业务板块毛利率影响波动下降，分别为11.82%、5.00%和7.72%。

2019年1—6月，公司主营业务收入为95.88亿元；同期，公司毛利率回升至8.59%。2019年1—6月，公司发电板块毛利率上升至9.57%，主要系煤炭价格下降，成本降低所致。

表2 2016—2019年6月公司主营业务收入及毛利率情况（单位：亿元、%）

产品	2016年			2017年			2018年			2019年1—6月		
	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率
发电	77.62	58.07	14.90	84.75	54.88	3.24	98.53	57.20	5.49	57.53	60	9.57
天然气	21.54	16.12	9.68	25.68	16.63	9.11	32.34	18.77	10.79	19.41	20.24	10.66
煤炭贸易	26.91	20.13	0.82	36.19	23.43	1.33	34.37	19.95	0.58	16.80	17.53	1.70
其他	7.59	5.68	25.40	7.81	5.06	27.53	9.43	5.05	46.45	2.14	2.23	17.26
合计	133.66	100.00	11.82	154.43	100.00	5.00	174.67	100.00	7.72	95.88	100	8.59

资料来源：公司提供

总体看，受装机规模扩大及天然气业务规模扩大影响，公司主营业务收入规模有所增长；同时，受益于装置平均发电利用小时提升，公司毛利率水平有所回升。公司天然气业务规模和盈利水平均有所增长，对公司业绩形成了一定支撑。

2. 发电业务

电力生产与销售

公司电力业务经营主体为控股子公司皖能电力；截至2019年6月底，公司直接和间接持股比例合计45.10%。截至2019年6月底，公司拥有15台火电发电机组，公司总装机容量为821万千瓦时。

表3 截至2019年6月底公司火电机组可控装机容量（单位：%、万千瓦）

项目	股权比例	总装机容量	机组构成	类型
皖能合肥发电有限公司	51.00	126	2*63	火电
皖能铜陵发电有限公司	51.00	237	105+100+32	火电
皖能马鞍山发电有限公司	51.00	132	2*66	火电
淮北国安电力公司	52.50	64	2*32	火电
临涣中利发电有限公司	51.00	64	2*32	火电
安徽钱营孜发电有限公司	50.00	70	2*35	火电
阜阳华润电力有限公司	56.36	128	2*64	火电
合计		821	--	--

注：1. 阜阳华润于2018年12月14日纳入合并范围，阜阳华润的收入自2019年起纳入合并范围；2. 因国家淘汰落后产能政策，公司于2018年9月关停了皖能铜陵发电有限公司4号机组，装机容量为32万千瓦；3. 新增装机容量项目为：钱营孜和阜阳华润
资料来源：公司提供

公司所发电量统一上调至安徽电网。近年来，受新增装机投产且平均上网率提高影响，2016—2018 年，公司发电量和上网电量均有所增加。2018 年发电量和上网电量分别为 304.30 亿千瓦时和 285.50 亿千瓦时。受新增大机组正常运营影响，公司发电设备平均利用小时数较上年有所增长，2018 年为 4608 小时。2019 年 1—6 月，公司实现发电量 174.40 亿千瓦时，上网电量 164.70 亿千瓦时，公司平均利用小时数为 2108 小时。

表4 近年公司燃煤机组发电技术经济指标比较

指标	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 1—6 月
发电量(亿千瓦时)	261.05	271.00	304.30	174.40
上网电量(亿千瓦时)	239.82	257.00	285.50	164.70
发电设备平均利用小时(小时)	4705	4473	4608	2108
综合厂用电率(%)	5.20	5.04	5.33	5.33
供电标准煤耗(克/千瓦时)	303.40	301.24	300.00	298.30
平均上网电价(元/千瓦时)	0.354	0.3743	0.383	0.369

注：2018 年发电量等其他指标不含并阜阳华润的数据，2019 年上半年综合厂用电率、供电标准煤耗和平均上网电价指标不包括阜阳华润的数据

资料来源：公司提供

发电效率方面，2016—2018 年，公司综合厂用电率分别为 5.20%、5.04%和 5.33%。2018 年，受新增机组影响，公司综合厂用电率较上期增长 0.29 个百分点。2016—2018 年，公司供电标准煤耗有所下降，主要系新增大机组效率提升所致，2018 年公司供电标准煤耗为 300.00 克/千瓦时。2019 年 1—6 月，公司综合厂用电率为 5.33%，供电标准煤耗下降至 298.30 克/千瓦时。总体看，公司发电效率有所提高，发电效率指标处于行业领先水平。

上网电价方面，公司的上网电价由国家或地方发改委等部门统一制定。根据《安徽省物价局关于合理调整电价结构有关事项的通知》（皖价商〔2017〕101 号），2017 年 7 月 1 日起，安徽省燃煤发电机组（含热电联产、综合

利用发电机组）标杆上网电价每千瓦时提高 1.51 分（含税）。调价后，安徽省燃煤发电机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）为每千瓦时 0.3844 元。受标杆电价上调及直供电平均电价提高综合影响，2018 年公司平均上网电价为 0.383 元/千瓦时。2019 年 1—6 月公司平均上网电价为 0.369 元/千瓦时，较 2018 年平均电价有所下降，主要系直购电市场竞争激烈，导致直购电价格下降，以及结算电量中直购电占比扩大共同影响所致。

电价结算方面，公司发电业务结算客户为安徽省电力公司，目前电价款的结算方式为按月结算，具体为每月 15 号至月末倒数第二个工作日对安徽省电力公司分 3~5 次对上月电价款进行支付。近年来公司电费回收率均为 100%。

环保改造方面，目前公司全部机组已完成脱硫、脱硝及除尘改造，取得环保加价 0.027 元/千瓦时，环保加价实行先支付后考核的标准，不定期下发考核通知书。截至 2019 年 6 月底，公司下属 60 万千瓦及以上机组全部为超低排放机组，均取得超低排放加价 0.01 元/千瓦时，超低排放加价奖励实行事后兑付、季度结算。

公司环保发电业务主要由子公司安徽皖能环保发电有限公司负责运营。截至 2019 年 6 月底，已建成环保发电机组装机容量为 27.05 万千瓦，已建成环保发电项目主要分布在安徽省内安庆、滁州、阜阳、长丰、宿州、临泉、定远等城市。2018 年，公司环保发电量 6.93 亿千瓦时，其中上网电量 5.94 亿千瓦时，平均上网电价 0.55 元/千瓦时，平均垃圾处理费用 52.10 元/吨。2019 年 1—6 月，公司环保发电 4.17 亿千瓦时，其中上网电量 3.60 亿千瓦时，平均上网电价 0.57 元/千瓦时，平均垃圾处理费用 50.01 元/吨。公司垃圾发电业务享受国家电价补贴，补贴水平为 0.27 元/千瓦时。截至 2019 年 6 月底，公司在建环保发电项目 17 个

(含二期扩建项目), 分布于淮南、滁州、阜阳、颍上、池州、合肥等地, 环保发电板块的快速拓展, 进一步提升了公司装机规模, 优化了公司装机结构, 增强了公司的区域竞争实力。

表5 截至2019年6月底公司环保发电可控装机规模
(单位: %, 万千瓦)

项目	股权比例	总装机容量	机组构成	类型
安庆皖能中科环保电力有限公司	86.95	2.40	1台 600T/D 垃圾焚烧处理线及辅助配套设施	垃圾
淮南皖能环保电力有限公司	100	2.40	2台 500T/D 国内先进高效的循环硫化床垃圾焚烧锅炉(已拆除)新建 1台 600T/D 垃圾焚烧处理线及辅助配套设施+2台 12MW 次高温次高压凝汽式汽轮发电机组(利旧)	垃圾
滁州皖能环保电力有限公司	100	1.20	2台 350T/D 机械式炉排焚烧炉+1台 12MW 凝汽式汽轮发电机组	垃圾
阜阳皖能环保电力有限公司	100	1.20	2台 350T/D 机械式炉排焚烧炉+1台 12MW 凝汽式汽轮发电机组	垃圾
宿州皖能环保电力有限公司	100	1.20	1台 600T/D 机械式炉排焚烧炉+1台 12MW 汽轮发电机组	垃圾
合肥长丰皖能环保电力有限公司	100	2.00	2台 500T/D 机械式炉排焚烧炉+2台 10MW 汽轮发电机组	垃圾
临泉皖能环保电力有限公司	100	1.20	1台 600T/D 机械式炉排焚烧炉+1台 12MW 汽轮发电机组	垃圾
定远皖能环保电力有限公司	100	1.00	1台 500T/D 机械式炉排焚烧炉+1台 10MW 汽轮发电机组	垃圾
颍上皖能环保电力有限公司	100	1.20	1台 600T/D 机械式炉排焚烧炉+1台 12MW 凝汽式汽轮发电机组	垃圾
颍上皖能环保电力有限公司(生物质能发电)	100	3.00	1台 130T/D 生物质锅炉+1台 30MW 抽凝式汽轮发电机组	秸秆
池州皖能环保电力有限公司	100	0.75	1台 400T/D 垃圾机械式炉排焚烧炉+1×7.5MW 凝汽式汽轮发电机组	垃圾
蚌埠皖能环保电力有限公司	100	1.00	1台 500T/D 机械式炉排焚烧炉+1台 10MW 凝汽式汽轮发电机组	垃圾
安庆皖能中科环保电力	86.95	2.40	新建 1台 600T/D 垃圾焚烧处理线及辅	垃圾

有限公司 1 号炉、2 号炉环保提标改造暨 4 号炉新建工程			助配套设施	
淮南皖能环保电力有限公司 4#炉及填埋场	100	2.40	新建 1 台 600T/D 垃圾焚烧处理线及辅助配套设施	垃圾
滁州皖能环保电力有限公司二期	100	1.20	新建 1 台 600T/D 机械炉排焚烧炉+1 台 12MW 汽轮发电机组	垃圾
阜阳皖能环保电力有限公司二期	100	1.50	1 台 750T/D 机械式炉排焚烧炉+1 台 15MW 凝汽式汽轮发电机组	垃圾
利辛皖能环保电力有限公司一期	100	1.00	1 台 500T/D 机械炉排焚烧炉+1 台 10MW 凝汽式汽轮发电机组	垃圾
合计	--	27.05	--	--

资料来源: 公司提供

煤炭采购

燃煤是公司电力生产最主要的原料。公司煤炭采购主要通过子公司安徽电力燃料有限责任公司(以下简称“安徽电燃”)完成。安徽电燃负责绝大多数煤炭采购业务并同时开展对外煤炭贸易业务; 安徽电燃采用长协采购和市场采购两种方式。公司长协采购主要向全国性大型煤炭供应企业进行采购, 市场采购主要在周边地区进行。

表6 公司主要电煤采购指标(单位: 万吨、元/吨、%)

指标	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 1-6 月
煤炭采购总量	929	1026	1130	550
计划煤实际采购量	490	307	280	130
计划煤合同兑现率	99.10	70.60	96.80	90.00
市场煤采购量	308	493	523	236
省外长协煤采购量	130	226	325	184
标煤单价	573.00	761.00	783.00	736.00
前五家供煤单位占比	60.00	73.00	62.51	57.28

资料来源: 公司提供

2018年, 受发电量增长影响, 公司电煤采购总量同比增长10.14%至1130万吨。其中, 省内煤占14.97%, 市场煤占46.28%, 省外协议煤占28.76%。近年来公司省外协议煤采购量大幅增长, 主要系公司积极开拓市场渠道以保证煤炭供给所致。煤炭采购价格方面, 2018年, 公司采购标煤单价为783.00元/吨。2019年上半

年，煤炭采购价格有所回落，为736.00元/吨。

表7 2018年公司煤炭采购主要供应商

(单位: 万吨, %)

供应商	采购量	占比
神华销售集团华东能源公司	295.84	26.18
淮南矿业(集团)有限责任公司	157.38	13.92
内蒙古蒙泰煤电集团有限公司	91.48	8.10
苏美达国际技术贸易有限公司	87.52	7.75
浙江富春江通信集团有限公司上海分公司	74.17	6.56
合计	706.39	62.51

资料来源: 公司提供

目前，公司与煤炭前五名供应商建立了长期合作关系。2018年，公司对前五名煤炭供应商合计采购煤炭706.39万吨，占采购总量的62.51%，集中度较高。

总体看，公司发电业务主要以火力发电为主，电源结构相对单一。受新增装机容量影响，公司发电量及发电效率均有所提升；受益于装置平均发电利用小时提高，公司电力业务的盈利水平有所提高。

3. 天然气业务

公司天然气板块经营主体是皖天然气，为省级天然气运营商，代表安徽省政府在全省推动天然气基础设施建设；皖天然气年输售气量占全省总量的42%以上，是省内最大的天然气供应商。

气源方面，目前皖天然气的气源主要来自于中国石油天然气集团公司（以下简称“中石油”）“西气东输”一线和中国石油化工集团公司（以下简称“中石化”）“川气东送”两部分。皖天然气与中石油签订了为期18年（2023年到期）的长期气源购买合同，在履约中每年对合同气量进行确认。近年来在实际执行中，中石油的实际供气量远大于合同气量。2016年，皖天然气与中石化签订了为期5年的购销合同。2018年中石油给予皖天然气计划气量为5.27亿立方米，较上年增加1.47亿立方米；中石化给予皖天然气合同气量为6.99亿立方米，较上年增加0.49亿立方米。

采购方面，目前皖天然气向中石油和中石化的采购气价分别为：中石油的存量气价为居民用气1.905元/立方米、非居民用气为1.95元/立方米；中石化的气价为1.95元/立方米。中石油气源采购采取预付款（10天气量对应的气款）和银行保函方式，预付款在正常结算时滚动支付，7天结算一次；中石化气源采购采取预付款（10天气量对应的气款）方式，预付款在正常结算时滚动支付，10天结算一次。

管道铺设方面，截至2018年底，皖天然气新建成管线4条、分输站场7座、阀室12座，改扩建分输站场5座，新增支干线里程253公里，新增设计输气能力40亿方/年，日供气能力3650万立方米。截至2019年6月底，皖天然气已建成23条支线，总长度达到1340公里。

表8 皖天然气主要指标
(单位: 亿立方米、公里、万立方米/日)

	2016年	2017年	2018年	2019年 1-6月
购气量	14.39	17.37	20.79	11.62
售气量	14.39	17.37	20.79	11.62
管道长度	1039	1078	1340	1340
供气能力	3180	3590	3650	3650

资料来源: 公司提供

目前，皖天然气销售区域遍布全省的16个地市以及近30个县（含管道及CNG），2018年输售气量20.79亿立方米，占全省天然气消费量的42%。皖天然气下游客户主要分为管道用户、CNG用户和工业直供用户三大类。管道用户销售价格由省物价局根据上游气源采购价格以及省天然气管输费用综合定价；CNG销售价格按照CNG母站所在地市物价局核定的价格执行；工业直供用户价格实行放开制，由供用双方洽谈商定。皖天然气与下游用户采取预付气款的结算方式，即用户预付10天气款给皖天然气，皖天然气每个自然周按照用户用气量开具结算单和发票进行结算。

表9 天然气销售价格定价方式

用气类型	销售价格	说明
管道用户	上游气价+省内管输费用	根据2018年省物价局文件,自2018年5月10日起,30~70公里短途管输费由0.300元/立方米下调至0.24元/立方米,铜陵支线由0.27元/立方米下调至0.24元/立方米。
CNG用户	上游气价+加工费用	加工费由省物价局核定。
直供用户	双方谈判	

资料来源:公司提供

总体看,公司天然气业务区域占有率高,具有一定的区域专营地位。近年来,天然气业务规模继续稳步增长,且毛利率水平较为稳定,为公司收入提供有力支撑。

4. 煤炭贸易业务

公司煤炭贸易业务的经营主体是电燃公司;在保障公司用煤需求的同时,电燃公司集中资源,向公司系统外销售。煤炭售价均参照当期市场行情定价;结算方式均为预付款结算,公司收到销售预付款后,对外进行煤炭销售。2018年电燃公司对外售煤610万吨,占总采购量的37.75%。煤炭贸易板块实现收入34.37亿元;受煤炭价格下降影响,贸易板块毛利率有所下降,为0.58%。

2018年,公司对外售煤前五名合计占比16.87%,集中度一般。

表10 2018年公司主要对外售煤单位

(单位:亿元、%)

单位名称	售煤金额	收入占比
盐城恒茂能源有限公司	3.97	11.55
中国华能集团燃料有限公司	3.88	11.29
江苏长江能源有限公司	2.88	8.38
华电集团北京燃料物流有限公司内蒙古分公司	2.70	7.86
大连洛华能源有限公司	2.20	6.40
合计	15.64	45.48

注:数额计算可能因四舍五入存在差异

资料来源:公司提供

5. 经营效率

2016—2018年,公司销售债权周转次数不

断下降,主要系公司应收票据及应收账款不断增加所致。公司存货周转次数及总资产周转次数持续上升,2018年上述指标分别为5.90次、31.95次和0.37次。总体看,公司经营效率较高。

6. 未来发展

根据宏观经济形势变化,公司及时转变“十三五”发展思路,围绕打造“千亿皖能”,加大供给侧结构性改革的力度,优化增量资产,提升存量资产,坚持清洁能源发展战略,推进公司从规模速度型向质量效益型转变,从传统能源产业向清洁能源产业转变,从单一电力生产商向综合能源服务商转变,努力成为国内一流的综合能源服务商。未来,在巩固和发展现有电力业务的基础上,公司将进一步拓展电力资产规模;同时,公司大力发展天然气业务,稳固及强化在区域市场内的现有地位。公司“十三五”目标是:电力控股装机规模达795万千瓦,年发电量358亿千瓦时;新建省内天然气支干线12条,天然气管线累计总里程达到2200公里,年输气能力超过200亿立方米,累计建成CNG母站5座,年加工能力达2亿立方米,累计建成各类加气站(含复合站)57座。推进垃圾发电、风电、光伏发电等新能源业务快速发展,确保累计建成20个固废处理项目,在省内外累计建成600兆瓦的光伏发电项目、150兆瓦的风电项目,投资192兆瓦的水电项目,在省内积极布局充电桩项目;金融产业稳步发展,进一步优化调整金融资产结构。

目前,公司在建项目主要集中在天然气与环保发电业务方面,与公司主营业务相匹配。截至2019年6月底,公司有主要在建项目35个,计划总投资为154.38亿元,已投资14.36亿元,剩余投资将于2019年7—12月、2020年和2021年分别投入24.44亿元、62.19亿元和34.37亿元。

表11 截至2019年6月底公司主要在建项目（单位：年，亿元）

项目名称	项目内容	预计投产期	预算总投资	资金筹措方案		截至19年6月底已投资	拟投资		
				贷款	自筹		2019年7—12月	2020年	2021年
阜阳华润电厂二期2X660MW超超临界燃煤机组工程	2X660MW超超临界燃煤机组	2021	46.50	34.87	11.63	0.34	6.47	15.47	17.16
阜阳华润技改项目	阜阳华润技改项目	2019	0.50	--	0.50	0.49	0.01	--	--
淮北国安其他技改工程	淮北国安其他技改工程	2019	0.89	--	0.89	0.03	0.30	0.56	
临涣超低排放工程脱硫脱硝	脱硫脱硝超低排放改造	2019.06	1.35	--	1.35	1.01	0.34	--	--
临涣中利技改项目	临涣中利技改项目	2019.12	0.48	--	0.48	0.15	0.33	--	--
皖合技改项目	皖合技改项目	2019.12	0.08	--	0.08	0.05	0.02	--	--
皖马技改项目	皖马技改项目	2019.12	0.17	--	0.17	0.01	0.15	--	--
皖铜技改项目	皖铜技改项目	2019	0.07	--	0.07	0.01	0.06	--	--
安庆皖能中科环保电力有限公司1号炉、2号炉环保提标改造工程	1台600t/d的机械炉排焚烧炉及其配套的烟气净化等辅助设施	2020.06	3.31	2.48	0.83	0.16	0.71	2.50	--
飞灰填埋场建设项目（淮南）	飞灰填埋场建设	2020.02	0.84	0.48	0.36	0.07	0.24	0.20	--
1号、2号锅炉提标改建暨4号炉建设项目（淮南）	日处理600吨炉排炉及附属设施	2020.09	3.11	2.33	0.78	0.06	0.54	2.52	--
垃圾焚烧发电二期扩建项目（滁州）	1.2万机组+600吨焚烧炉	2019.10	2.85	1.99	0.86	1.61	1.24	--	--
阜阳市生活垃圾焚烧发电项目二期工程	1*750t/d机械炉排焚烧炉+1*15MW凝汽式汽轮机	2019.09	3.56	2.49	1.07	2.06	1.27	0.23	--
宿州生活垃圾焚烧二期项目	--	2021.05	2.71	2.03	0.68	0.29	0.35	1.64	0.68
池州生活垃圾焚烧发电项目（一期）	1台垃圾日处理量为400吨的生活垃圾机械炉排焚烧炉、1台7.5MW中温中压的凝汽式汽轮发电机组	2019.12	2.95	2.35	0.60	2.07	0.76	--	--
五河县生活垃圾焚烧发电项目	垃圾发电	2019.08	2.60	1.88	0.72	2.00	0.55	--	--
长丰县农林生物质发电项目	秸秆发电项目投资及相关的建设运营	2020.09	3.64	2.73	0.91	0.25	0.96	2.41	--
乾县生活垃圾焚烧发电及农林生物质热电联产一体化项目	1台500t/d垃圾焚烧机械炉排炉+130t/h生物质焚烧炉配备相应的汽	2022.01	6.30	4.73	1.57	0.10	0.40	3.00	2.14
泾县生活垃圾焚烧发电项目	垃圾焚烧发电工程	2021.05	2.50	1.90	0.60	0.08	0.70	1.00	0.72
利辛县垃圾焚烧项目	城市生活垃圾处理，余热发电	2020.10	3.64	2.73	0.91	0.20	1.35	1.89	--
利辛县生物质能发电项目	生物质能发电	2021.04	3.60	2.51	1.09	--	0.34	2.5	0.76
枞阳生活垃圾焚烧发电项目	1*500t/d机械炉排生活垃圾焚烧炉+1*10MW汽轮机发电机组	2021.10	2.96	2.07	0.89	0.10	0.01	0.89	1.96
广德县生活垃圾焚烧发电项目	一期建设一台400t/d机械炉排焚烧炉，配1台7.5MW汽轮发电机组。	2020.08	2.63	1.84	0.79	0.08	0.44	1.98	--

太湖县生活垃圾焚烧发电项目	2×600 吨/日焚烧炉配套 2 台 12MV 汽轮发电机组及对应配套系统。	2021.04	6.57	4.93	1.64	0.04	0	0	0
合肥市龙泉山生活垃圾焚烧发电项目	4*750t/d 机械炉排生活垃圾焚烧炉+2*40MW 汽轮机发电机组	2020.12	18.41	12.89	5.52	0.07	4.02	12.47	1.84
商洛市商州区生活垃圾焚烧发电项目	1 台 500d/t 机械炉排式垃圾焚烧锅炉，配套 1 台 10MW 汽轮发电机组	2021.03	3.30	2.47	0.83	0.01	0.01	2.47	0.81
池州江南集中区光伏项目	池州江南集中区光伏项目	2019.12	1.00	0.27	0.73	0.51	0.49	--	--
宣城九连山风电项目	宣城九连山风电项目	2020.12	3.07	0.77	2.3	0.05	0.25	1.82	0.95
桐城-枞阳支线	管道线路全长约 42Km；设计管径为 DN400；设计压力为 6.3MPa	2021	1.51	0.98	0.53	0.09	0.04	0.78	0.60
六安-霍邱-颍上支线	管道线路全长约 167Km；设计管径为 DN600/DN300；设计压力为 6.3MPa	2022	7.95	5.17	2.78	0.08	0.05	3.40	4.42
宣宁黄支线（宁国-绩溪段）	管道线路全长约 93Km；设计管径为 DN400；设计压力为 6.3MPa	2020	3.00	1.95	1.05	1.40	0.70	0.90	--
宣宁黄支线（绩溪-黄山段）	管道线路全长约 38Km；设计管径为 DN400；设计压力为 6.3MPa	2020	1.00	0.65	0.35	0.48	0.30	0.22	--
宿州-蚌埠干线	管道线路全长约 106Km；设计管径为 DN600；设计压力为	2022	5.40	3.51	1.89	0.01	0.01	2.20	2.20
蚌埠-凤阳支线	管道线路全长约 45Km；设计管径 DN500；设计压力为 6.3MPa	2021	2.10	1.37	0.73	0.01	0.19	0.80	0.80
城网建设	高、中、低压管道；CNG、LNG 加气储气设施；场站建设等	--	3.83	1.00	2.83	0.43	0.84	1.77	0.80
合计	--	--	154.38	105.37	49.01	14.36	24.44	62.19	34.37

注：部分项目实际投资额可能会与计划总投资额存在偏差

资料来源：公司提供

总体看，公司在建项目集中于发电与天然气板块，尤其是公司加快垃圾焚烧及生物质发电业务的推进，有助于公司主营业务的拓展以及综合实力的提升；同时，随着公司在建项目的逐步推进，未来公司或将面临一定的筹资压力。

八、重大事项

对阜阳华润增资扩股

公司于 2018 年 11 月 23 日召开了董事会九届九次会议，会议审议通过了《关于对阜阳华润电力有限公司进行增资扩股的议案》。

阜阳华润系公司子公司安徽省皖能股份有限公司（以下简称“皖能股份”）的参股子公司，本次增资前，皖能股份持有阜阳华润

40%的股份，华润电力投资有限公司（以下简称“华润电力”）持有阜阳华润 55%的股份，安徽阜阳能源交通投资有限公司（以下简称“阜阳能源交通公司”）持有阜阳华润 5%的股份。2018 年 12 月，公司向阜阳华润增资 5.76 亿元，公司持有阜阳华润的股份比例由 40%增至 56.36%，华润电力持有阜阳华润的股份比例由 55%降至 40%，阜阳能源交通公司持有阜阳华润的股份比例由 5%降至 3.64%。

阜阳华润注册资本为 9.19 亿元，拥有一期 2×64 万千瓦超临界燃煤发电机组，二期拟扩建 2×66 万千瓦超超临界燃煤发电机组。本次增资扩股后，阜阳华润成为公司子公司，有利于公司进一步扩大市场份额，增厚业绩。

总体看，对阜阳华润的增资扩股后，阜阳华润由参股子公司转为控股子公司，有利于提

升公司装机容量，增强公司核心业务的综合竞争实力。

九、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供了2016—2018年财务报告，信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）对其进行审计并均出具了标准无保留的审计结论。公司提供的2019年半年度财务数据未经审计。

2018年6月15日，财政部颁发了《关于修订印发2018年度一般企业财务报表格式通知》（财会〔2018〕15号），对一般企业财务报表格式进行了修订。根据上述《通知》的要求，公司按照相关规定，对会计政策进行相应的变更并编制公司财务报表。本次会计政策变更不会对公司2018年度及变更前的资产总额、负债总额、净资产及净利润产生影响。

截至2018年底，公司纳入合并范围子公司共计77家。2018年公司合并范围新纳入5家子公司，分别为越南安徽皖能电力运营检修有限公司、太湖皖能环保电力有限公司、合肥龙泉山环保能源有限责任公司、安徽皖能合燃综合能源有限公司和阜阳华润电力有限公司。1家子公司（颍上皖能生物质能发电有限公司）不再纳入合并范围。公司新纳入合并范围子公司的资产规模较大，对财务数据可比性有一定影响。

截至2018年底，公司（合并）资产总额为495.98亿元，所有者权益合计为291.44亿元（其中少数股东权益112.18亿元）；2018年，公司实现营业收入175.04亿元，利润总额22.20亿元。

截至2019年6月底，公司合并资产总额为510.63亿元，所有者权益合计为305.76亿元（其中少数股东权益117.70亿元）；2019年1—6月，公司实现营业收入97.74亿元，利润总额13.47亿元。

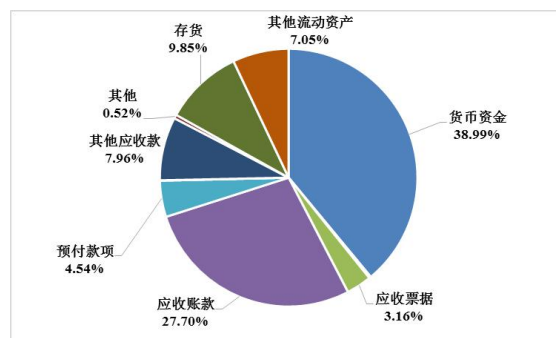
2. 资产质量

2016—2018年，公司资产规模有所增长。截至2018年底，公司资产合计495.98亿元，同比增长9.86%，主要系货币资金及固定资产增加所致。其中，流动资产占13.73%，非流动资产占86.27%，资产结构以非流动资产为主，符合电力企业的特征。

流动资产

2016—2018年，公司流动资产快速增长，年均复合增长21.38%。截至2018年底，公司流动资产为68.08亿元，较上年底增长42.52%，主要系公司货币资金、应收账款和其他应收款增长所致。公司流动资产主要由货币资金（占38.99%）、应收账款（占27.70%）、其他应收款（占7.96%）、存货（占9.85%）和其他流动资产（占7.05%）构成。

图6 2018年底公司流动资产构成



资料来源：公司财务报告

2016—2018年，公司货币资金不断增长，年均复合增长12.03%。截至2018年底，公司货币资金26.54亿元，较上年底增长20.15%，主要系公司银行存款增加所致。公司货币资金主要由银行存款（占90.47%）和其他货币资金（占9.53%）构成。其中，受限资金2.47亿元，占货币资金的9.31%，受限原因主要为保证金。公司资金受限比例较上年底有所上升，但整体受限比例较低。

2016—2018年，公司应收账款波动增长，年均复合增长8.67%。截至2018年底，公司应收账款账面余额19.18亿元，计提坏账准备0.32

亿元，应收账款账面价值为18.86亿元。公司按账龄分析法计提坏账准备的应收账款占全部应收账款的98.94%。从账龄上看，1年以内应收账款占97.23%，主要为对电网的应收电费，公司对此部分应收账款计提坏账准备0.07亿元。从欠款单位集中度来看，公司应收账款前五名单位合计欠款14.72亿元，占应收账款总额的78.05%。其中，应收国网安徽省电力公司12.82亿元。公司应收账款账龄较短，且主要为售电款，不可回收风险较低。

公司其他应收款主要包括发电公司项目前期费用、代垫资金、保证金等。2016—2018年，公司其他应收款波动增长，年均复合增长117.36%。截至2018年底，公司其他应收款账面余额6.54亿元，计提坏账准备1.12亿元，其他应收款账面价值为5.42亿元，公司计提坏账准备较为充足。从账龄上看，1年以内其他应收款占40.03%，1~3年其他应收款占6.40%，3年以上其他应收款占53.58%，其中5年以上其他应收款占比达45.81%，其他应收款平均账龄较长。从集中度来看，公司按欠款方归集的期末余额前五名其他应收款合计4.96亿元，为其他应收款账面余额的75.97%，分布较为集中。

2016—2018年，公司存货波动增长，年均复合增长24.32%。截至2018年底，公司存货账面余额6.80亿元，主要以原材料（占64.12%）和自制半成品及在产品（占31.62%）为主，公司对原材料及产成品合计计提跌价准备0.10亿元，存货账面价值为6.70亿元。

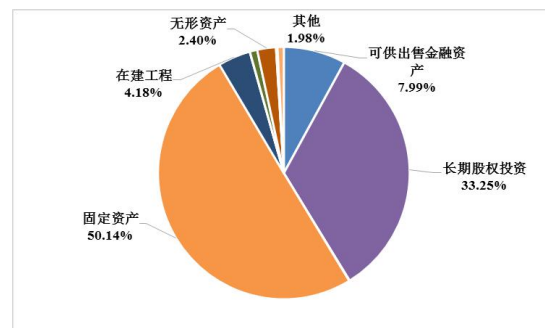
2016—2018年，公司其他流动资产快速增长，年均复合增长111.66%。截至2018年底，公司其他流动资产4.80亿元，较上年底增长117.70%，主要系待抵扣进项税增长所致。

非流动资产

2016—2018年，公司非流动资产有所增长，年均复合增长4.50%。截至2018年底，公司非流动资产合计427.90亿元。公司非流动性资产主要由可供出售金融资产（占7.99%）、长

期股权投资（占33.25%）、固定资产（占50.14%）和在建工程（占4.18%）等构成。

图7 2018年底公司非流动资产构成



资料来源：公司财务报告

2016—2018年，公司可供出售金融资产波动下降，年均复合下降27.80%。截至2018年底，公司持有可供出售金融资产账面余额34.18亿元，较上年底下降27.98%，主要系公司持有国元证券和华安证券等公司股票的公允价值下降所致。公司持有其中按公允价值计量的可供出售权益工具26.57亿元。2018年底，公司可供出售金融资产累计计提减值准备2.62亿元。

2016—2018年，公司长期股权投资波动增长，年均复合增幅为7.66%。截至2018年底，公司长期股权投资合计142.28亿元，较上年底增长5.55%，主要系对徽商银行股份有限公司（持股10.89%）、国电蚌埠发电有限公司（持股30.00%）追加投资所致（详见附件1-4）。投资企业中发电和燃气类企业居多。2018年公司收到股利分红共计1.86亿元。整体看来，公司参股企业盈利能力较强。

2016—2018年，公司固定资产波动中有所增长。截至2018年底，公司固定资产账面原值335.69亿元，主要由机器设备和房屋及建筑物构成。截至2018年底，公司固定资产累计折旧合计119.97亿元，减值准备合计1.15亿元，固定资产账面价值合计214.57亿元，较上年底增长20.28%，主要系房屋建筑物及机器设备增加所致。截至2018年底，公司固定资产清理合计4.08亿元，较上年底大幅增长，主要系公司铜陵4号机组关停所致。

2016—2018年，公司在建项目波动下降。截至2018年底，公司在建工程17.89亿元，较上年年底下降38.98%，主要系钱营孜发电机组项目完工转固所致。2018年底，公司重要在建工程包括天然气长输管线项目和垃圾焚烧发电项目等。

截至2019年6月底，公司资产总额合计510.63亿元，较2018年底增长2.95%。其中，流动资产占13.80%，非流动资产占86.77%，整体资产构成较2018年底变化不大。

总体看，公司资产规模持续增长，资产结构以非流动资产为主，符合电力企业经营特点，公司货币资金较为充裕，资产变现能力良好，整体质量良好。

3. 负债及所有者权益

所有者权益

2016—2018年，公司所有者权益波动幅度较大，年均复合增长2.55%。截至2018年底，公司所有者权益合计为291.44亿元（其中少数股东权益112.18亿元），较上年年底增长5.71%。公司归属于母公司所有者权益构成中，实收资本占22.41%、资本公积占3.33%、盈余公积占5.61%、未分配利润占52.79%及其他综合收益²占13.52%。截至2018年底，公司其他综合收益合计24.23亿元，较上年年底下降21.28%，主要系公司可供出售金融资产公允价值下降所致。

截至2019年6月底，公司所有者权益合计510.63亿元（其中少数股东权益117.70亿元），较2018年底增长2.95%，整体构成较2018年底变化不大。

总体看，公司所有者权益受可供出售金融资产公允价值波动影响较大，未分配利润和其他综合收益占比较高，稳定性一般。

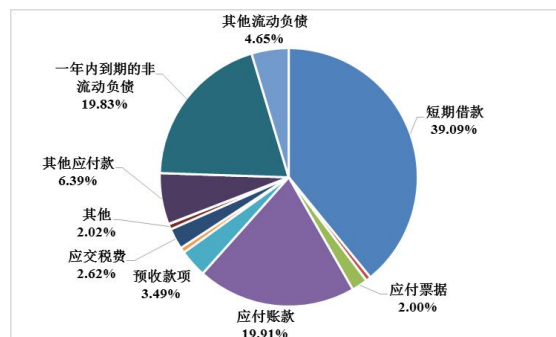
负债

2016—2018年，公司负债不断增长，年均

复合增长12.73%。截至2018年底，公司负债合计204.54亿元，同比增长16.38%，其中流动负债占54.14%，非流动负债占45.86%。

2016—2018年，公司流动负债快速增长，年均复合增长23.18%。截至2018年底，公司流动负债为110.73亿元，较上年年底增长29.34%，主要系一年内到期的非流动负债和其他应付款增加所致。2018年底，公司流动负债主要由短期借款（占39.09%）、应付账款（占19.91%）、其他应付款（占6.39%）和一年内到期的非流动负债（占19.83%）等构成。

图8 2018年底公司流动负债构成



资料来源：公司财务报告

2016—2018年，公司短期借款快速增长，年均复合增长32.71%。截至2018年底，公司短期借款合计43.28亿元，较上年年底增长6.80%，主要系公司置换短期贷款和补充流动资金，银行质押借款和信用借款增加所致。

2016—2018年，公司应付账款快速增长，年均复合增长17.75%。截至2018年底，公司应付账款合计22.04亿元，较上年年底增长7.87%。从账龄来看，公司应付账款账龄在一年内的应付款为19.24亿元，占总应付账款的82.30%。截至2018年底，公司账龄超过1年的重要应付账款合计1.14亿元，未结算原因主要为工程未完工或者尚未结算。

2016—2018年，公司其他应付款快速增长，年均复合增长27.97%。截至2018年底，公司其他应付款合计7.08亿元，较上年年底增长42.97%，主要系其他应付款中其他应付款费用增

²公司将可供出售金融资产公允价值变动部分计入其他综合收益
www.lhratings.com

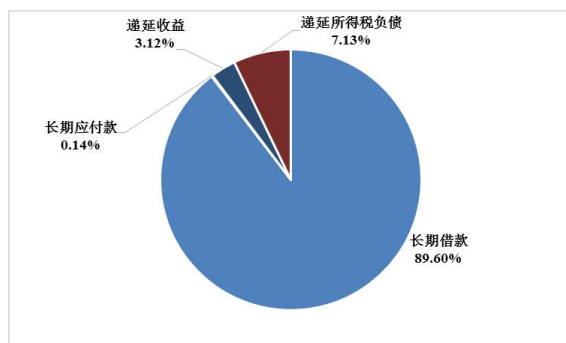
加所致。公司其他应付款主要为往来款、质保金和保证金及其他费用等。

2016—2018年，公司一年内到期流动负债快速增长，年均复合增长158.70%。截至2018年底，公司一年内到期流动负债合计21.95亿元，较上年底增长87.06%，主要系公司“16皖能源MTN001”和“16皖能源MTN002”将于2019年到期所致。

2016—2018年，公司其他流动负债波动下降，年均复合下降30.59%。截至2018年底，公司其他流动负债合计5.15亿元，较上年底大幅增加，主要系2018年发行5.00亿元“18皖能源SCP001”所致。

2016—2018年，公司非流动负债不断增长，年均复合增长12.73%。截至2018年底，公司非流动负债为93.81亿元，较上年底增长4.07%，主要为长期借款增长所致。截至2018年底，公司非流动负债主要由长期借款（占89.60%）、递延所得税负债（占7.13%）和递延收益（占3.12%）等构成。

图9 2018年底公司非流动负债构成



资料来源：公司财务报告

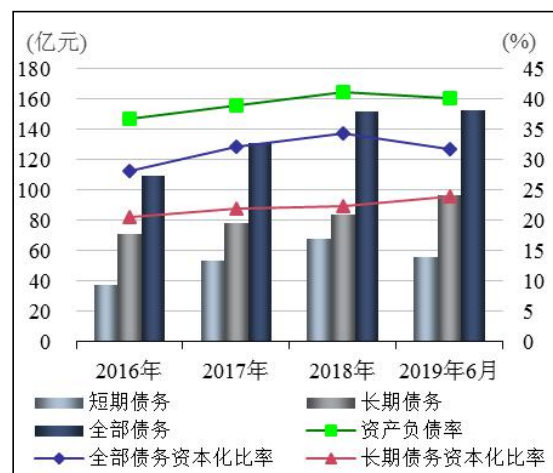
2016—2018年，公司长期借款快速增长，年均复合增长18.99%。截至2018年底，公司长期借款84.06亿元，主要为信用借款和保证借款，利率区间分布在1.20%~5.39%之间。

有息债务方面，公司债务规模不断增长，年均复合增长14.89%，主要系短期债务快速增长所致。截至2018年底，公司全部债务157.21亿元，较上年底增长19.67%。其中，短期债务

73.16亿元，占46.54%，长期债务84.06亿元，占53.46%。长期债务占比有所下降，公司债务仍以长期债务为主。

债务指标方面，随着公司债务规模的增长，公司资产负债率、全部债务资本化比率及长期债务资本化比率均有所升高。截至2018年底，这三项指标分别为41.24%、35.04%和22.39%。公司整体债务负担轻。

图10 近三年公司债务指标



资料来源：公司财务报告

截至2019年6月底，公司负债总额为204.88亿元，较2018年底增长0.17%。负债结构方面，流动负债占45.99%，非流动负债占54.01%，非流动负债占比有所回升。截至2019年6月底，公司全部债务为152.79亿元，公司资产负债率和全部债务资本化比率有所下降，分别为40.12%和33.32%，长期债务资本化比率受应付债券增加影响，上升至24.06%。

总体看，近三年，虽然债务规模有所增长，债务指标有所上升，但公司整体债务负担仍处于行业中较低水平。

4. 盈利能力

2016—2018年，公司营业收入波动增长，年均复合增长14.34%。2018年受益于发电量及天然气售气量的扩大，公司营业收入较上期增长12.98%，2018年公司实现营业收入175.04

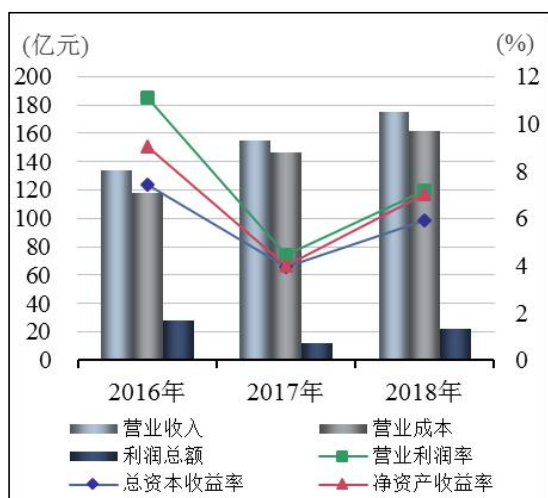
亿元。2018 年公司营业成本为 161.19 亿元，较上期增长 9.87%，营业成本增速低于营业收入增速。2018 年公司营业利润率增长 2.72 个百分点至 7.17%。

从期间费用来看，随着营业收入的不断增长，近三年期间费用规模快速增长，年均复合增长 18.02%。2018 年公司期间费用为 8.16 亿元，较上期增长 24.77%。其中，管理费用 2.51 亿元，销售费用 0.18 亿元，财务费用 5.37 亿元。财务费用较上期增加 1.13 亿元，主要为利息费用支出。2018 年，期间费用占营业收入比重为 4.66%，公司期间费用控制能力总体保持较好水平。

2016—2018 年，公司营业利润规模有所下降，年均复合下降 9.85%。2018 年公司实现营业利润 21.95 亿元，较上期增长 80.57%。2018 年，公司实现投资收益 17.87 亿元，主要系参权益法核算的长期股权投资收益增加所致。近年来整体投资收益规模较大，对营业利润形成较为稳定的贡献。

2016—2018 年，公司营业外收入和支出对利润总额影响较小。2018 年，公司实现利润总额 22.20 亿元，较上期增长 79.41%。同期，受利润规模扩大影响，公司总资本收益率和净资产收益率均有所上升，分别为 5.91% 和 7.04%，公司盈利指标有所上升。

图11 近三年公司盈利指标



资料来源：公司财务报告

2019年1—6月，公司实现营业收入97.74亿元，公司营业利润率为9.23%。同期，公司实现利润总额13.47亿元，盈利能力有所提升。

总体看，受装机规模增长发电量上升和天然气售气量增加影响，公司营业收入和盈利能力均有所增长，盈利能力尚可。

5. 现金流分析

从经营活动来看，2016—2018 年，公司经营现金流入量波动增长，年均复合增长 14.72%。2018 年公司经营活动现金流入量为 201.28 亿元，较上期增长 13.30%，主要系公司销售收入增加所致。同期，公司经营活动现金流出量为 182.83 亿元，较上期增长 10.96%，主要系公司原料采购支出增加所致。2018 年，公司经营活动产生的现金流量净额为 18.45 亿元。收入实现质量方面，2018 年公司现金收入比为 112.42%，公司收入实现质量保持较高水平，经营获现能力很强。

从投资活动来看，近年来公司投资活动规模波动下降。2018 年公司投资活动现金流入 7.36 亿元，较上期下降 49.48%，主要系取得投资收益收到的现金和收到其他与投资活动有关的现金下降所致。同期，公司投资活动现金流出 29.48 亿元，较上期下降 33.43%，主要系购买固定资产、无形资产等支付的现金、在建工程项目、支付其他与投资活动有关现金减少所致。2018 年，公司投资活动产生的现金流量净额为 -22.12 亿元，投资活动现金流呈净流出状态。

从筹资活动前产生的现金流量净额来看，公司对筹资活动依赖度波动增强。2016—2018 年，公司筹资活动前产生的现金流量净额分别为 15.44 亿元、-16.83 亿元和 -3.67 亿元。

从筹资活动来看，公司主要依赖银行借款进行筹资，2016—2018 年筹资活动现金流入量不断增长，年均复合增长 10.22%。2018 年公司筹资活动产生的现金流入为 84.79 亿元，主

要系取得借款收到的现金增加所致。同期，筹资活动现金流出 77.27 亿元，主要为偿还债务支付的现金。2018 年公司筹资活动产生的现金流量净额为 7.51 亿元。

2019 年 1—6 月，公司实现经营性现金流量净额 11.93 亿元，现金收入比 109.33%；投资活动产生的现金流量净额为-9.06 亿元，筹资活动产生的现金流量净额为-3.30 亿元。

总体来看，近年来，公司收入实现质量良好，经营活动现金流入量不断增长；公司投资规模较大，未来或面临一定的资金压力。

6. 偿债能力

从短期偿债能力看，公司流动比率和速动比率有所提升。截至 2018 年底，公司流动比率和速动比率分别为 61.48%和 55.42%；截至 2019 年 6 月底，流动比率和速动比率为 71.70%和 62.72%。2018 年，公司经营现金流动负债为 16.66%。考虑到公司持有变现能力较强的可供出售的金融资产以及较强的获现能力，公司短期偿债能力较强。

从长期偿债能力看，2016—2018 年，公司 EBITDA 规模波动下降。2018 年，公司 EBITDA 为 42.57 亿元。2018 年，公司全部债务/EBITDA 为 3.69 倍，EBITDA 利息倍数为 7.06 倍。公司 EBITDA 对利息的保障程度高，长期偿债能力强。

截至 2019 年 6 月底，公司对外担保 5.24 亿元，担保比率为 1.71%，担保对象为淮北涣城发电有限公司、华东狼牙山抽水蓄能有限责任公司和安徽省皖北煤电集团有限责任公司，目前上述公司经营状态正常。总体看，公司对外担保比率极低，且担保对象资质较好，经营正常，公司面临的或有负债风险相对较低。

截至 2019 年 6 月底，公司已获得各商业银行人民币授信总额 606.61 亿元，其中已使用 131.68 亿元，尚有 474.93 亿元未使用。同时公司拥有两家上市子公司（皖能电力和皖天然气），公司间接及直接融资渠道畅通。

7. 过往债务履约情况

根据中国人民银行企业基本信用信息报告（机构信用代码：G1034011100101580Z），截至 2019 年 10 月 22 日，公司无未结清和已结清的不良信贷信息记录，过往债务履约情况良好。

8. 抗风险能力

作为安徽省最大的电力供应主体，公司发电机组装机规模大，机组利用率较高，市场竞争力强。同时，公司天然气业务区域地位稳固，盈利能力较强。综合看，公司整体抗风险能力极强。

9. 母公司报表分析

截至 2018 年底，母公司资产总额 164.73 亿元，其中流动资产占 7.71%，非流动资产占 92.29%。流动资产主要为货币资金（占 52.37%）和其他应收款（占 44.75%）。母公司其他应收款主要为关联方往来款。母公司非流动资产主要为长期股权投资（占 91.01%）。

截至 2019 年 6 月底，母公司资产为 174.87 亿元，较 2018 年底增长 6.15%。其中，流动资产占 34.34%，非流动资产占 65.66%，资产结构中流动资产占比快速增加。

截至 2018 年底，母公司口径所有者权益 130.73 亿元，其中实收资本 43.75 亿元，盈余公积 10.23 亿元，未分配利润 63.67 亿元。截至 2019 年 6 月底，母公司口径所有者权益合计 136.13 亿元，所有者权益结构较 2018 年底变化不大。

截至 2018 年底，母公司负债合计 33.99 亿元，其中流动负债占 86.41%，非流动负债占 13.59%。流动负债中短期借款和一年内到期的非流动负债规模较大，分别为 11.50 亿元和 12.06 亿元；非流动负债为长期借款。截至 2018 年底，母公司全部债务为 32.35 亿元。其中，短期债务为 28.56 亿元，长期负债为 7.79 亿元。截至 2018 年底，母公司资产负债率为 20.63%。母公司债务负担轻。

截至2019年6月底，母公司负债合计38.74亿元，其中流动负债21.74亿元，非流动负债17.00亿元。截至2019年6月底，母公司全部债务为22.82亿元。其中，公司短期债务为9.06亿元，长期负债为13.76亿元。

营业收入方面，2018年母公司实现营业收入0.01亿元，实现营业利润9.73亿元。其中，母公司营业利润主要为投资收益，为10.74亿元。2019年1—6月，母公司实现营业利润7.68亿元。

现金流方面，母公司经营活动现金流入和流出主要以收到、支付其他与经营活动有关的现金为主；投资活动现金流入和流出主要为收回投资收到的现金和投资支付的现金；筹资活动现金流入和流出主要为取得借款收到的现金和偿还债务支付的现金为主。2018年，母公司经营活动现金流量净额为8.60亿元；投资活动现金流量净额为-6.66亿元；筹资活动现金流量净额为-4.63亿元。2019年1—6月，母公司经营活动现金流量净额为-1.90亿元；投资活动现金流量净额为9.80亿元；筹资活动现金流量净额为-0.36亿元。

总体看，母公司经营活动利润主要来自于投资收益。母公司为主要的偿债主体，未来母公司的偿债能力主要依赖于对下属子公司的控制能力。

十、本期中期票据偿还能力分析

1. 本期中期票据对公司现有债务的影响

本期中期票据发行额度6亿元，以下各项测算均以发行额度6亿元进行测算。公司本期中期票据发行额度分别占2019年6月底长期债务和全部债务的6.20%和3.93%，本期中期票据的发行对公司现有债务水平影响较小。

截至2019年6月底，公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率分别为40.12%、33.32%和24.06%。预计本期中期票据发行后，公司资产负债率、全部债务资本

化比率和长期债务资本化比率将分别上升至40.82%、34.18%和25.17%，公司债务负担将有所上升。

考虑到本期中期票据募集资金将用于偿还公司的到期贷款本金，公司实际债务负担或低于上述预测值。

2. 本期中期票据偿还能力分析

本期中期票据拟发行金额为6亿元，2016—2018年，公司经营活动现金流入量分别为本期中期票据拟发行金额的25.49倍、29.61倍和33.55倍；经营活动现金流量净额分别为本期中期票据拟发行金额的4.18倍、2.15倍和3.08倍；公司EBITDA分别为本期中期票据拟发行金额的7.31倍、5.03倍和7.10倍。公司经营活动现金流入量和EBITDA对本期中期票据的保障能力很强。

截至目前，公司存续债券共1只，为“19皖能源MTN001”，期限为5年，发行额度合计10亿元，于2024年1月29日到期。2018年公司经营活动现金流入量、经营活动现金流量净额和EBITDA对存续债券的保障倍数分别为20.13倍、1.85倍和4.26倍。公司EBITDA和经营活动现金流入量对公司存续债券保障能力很强。

总体看，公司经营活动现金流入量和EBITDA对本期中期票据的保障能力很强。

十一、结论

作为安徽省国资委直属企业，公司管理制度健全，实施有效，综合管理水平较高。公司是安徽省最大的电力供应主体，装机规模优势明显，电力设备先进，机组运行效率较高，市场占有率高，技术水平处于省内领先地位。除此之外，作为安徽省最大的天然气供应商，公司天然气业务区域专营地位较强，气源稳定，对公司收入形成较为稳定的补充。公司参股多家电力及金融企业，投资收益规模较大，对利

润贡献较为突出。目前公司资产质量良好，债务负担轻，财务弹性良好。同时，联合资信也关注到公司电源结构相对单一、电煤价格保持高位，盈利能力下滑对公司信用水平造成的不利影响。

公司经营活动现金流入量及EBITDA对本期中期票据的保障能力很强。

未来，随着公司环保发电项目的持续建成，公司装机结构将有所改善，区域竞争力进一步加强；同时，公司天然气业务的不断扩张，将对公司收入形成重要补充。

基于对公司主体长期信用以及本期中期票据偿还能力的综合评估，联合资信认为，公司本期中期票据到期不能偿还的风险极低，安全性极高。

```
graph TD; A[安徽省人民政府国有资产监督管理委员会] -- 100% --> B[安徽省能源集团有限公司];
```

安徽省人民政府国有资产监督管理委员会

100%

安徽省能源集团有限公司

```
graph TD
    PC[党委] --> JC[纪委]
    PC --> WG[工会]
    PC --> QXWB[党群工作部]
    PC --> JJJ[纪检监察室]
    PC --> DAW[党委人事部]
    PC --> DAWB[党委办公室]
    PC --> DSB[董事会办公室]
    PC --> ZLBB[总经理办公室]
    PC --> HR[人力资源部]
    PC --> ZC[战略策划部]
    PC --> XMGL[项目管理部]
    PC --> ZYJG[资产经营部]
    PC --> CWM[财务管理部]
    PC --> SJFL[审计法务部]
    PC --> JRG[金融管理部]
    PC --> APS[安全生产部]
    PC --> ZBCL[招标采购部]
    GM[总经理] --> ZLGM[副总经理]
    GM --> SS[监事会]
    GM --> SSZ[三总师]
```

The organizational chart illustrates the structure of the Party Committee and the General Manager's Office. The Party Committee (党委) is at the top, with branches for the Discipline Inspection Commission (纪委), Union (工会), and various departments including the Party and Masses Work Department (党群工作部), Discipline Inspection and Supervision Office (纪检监察室), Party Committee Personnel Department (党委人事部), Party Committee Office (党委办公室), Board Office (董事会办公室), General Manager's Office (总经理办公室), Human Resources Department (人力资源部), Strategic Planning Department (战略策划部), Project Management Department (项目管理部), Asset Management Department (资产经营部), Finance Management Department (财务管理部), Audit and Legal Department (审计法务部), Financial Management Department (金融管理部), Safety Production Department (安全生产部), and Tendering and Procurement Department (招标采购部). The General Manager's Office (总经理) oversees the General Manager (总经理), the Deputy General Manager (副总经理), the Supervisory Board (监事会), and the Three Senior Experts (三总师).

附件 1-3 截至 2019 年 6 月底公司主要子公司情况

序号	企业名称	注册地	主要经营地	业务性质	实收资本 (万元)	持股比例 (%)
1	安徽省皖能能源物资有限公司	安徽合肥	安徽省	物质销售	12500.00	100.00
2	安徽省皖能大厦有限公司	安徽合肥	安徽省	住宿、餐饮等服务	7000.00	100.00
3	安徽省新能创业投资有限责任公司	安徽合肥	安徽省	房屋租赁、投资咨询服务等	31332.00	100.00
4	安徽省能源集团财务有限公司	安徽合肥	安徽省	办理集团成员单位财务和融资业务	50000.00	100.00
5	安徽皖能置业发展有限责任公司	安徽合肥	安徽省	房地产开发、物业管理	26000.00	100.00
6	安徽省皖能电力运营检修有限公司	安徽合肥	安徽省	发电设备安装、运行、维护、检修、调试及技术服务	5000.00	100.00
7	安徽省皖能股份有限公司	安徽合肥	安徽省	电力产品生产 销售	179039.60	45.10
8	安徽皖能环保发电有限公司	安徽合肥	安徽省	电力产品生产 销售	157500.00	100.00
9	安徽省天然气开发股份有限公司	安徽合肥	安徽省	建设、经营和管理全省天然气支干线管网	33600.00	47.90
10	兴安控股有限公司	中国香港	中国	金融投资	1.08	100.00
11	安徽省页岩气开发有限公司	安徽合肥	安徽省	页岩气开发	11500.00	70.00

附件 1-4 截至 2018 年底公司长期股权投资明细

投资单位	投资成本（亿元）	年末余额（亿元）
安徽大段家煤业有限公司	1.26	1.02
神皖能源有限责任公司	23.01	43.65
徽商银行股份有限公司	21.90	66.55
国电蚌埠发电有限公司	5.17	5.54
国电铜陵发电有限公司	2.33	2.25
华东琅琊山抽水蓄能有限责任公司	1.40	1.56
淮北涣城发电有限公司	3.68	4.15
中煤新集利辛发电有限公司	5.22	6.97
淮北申皖发电有限公司	2.45	2.30
安徽淮南洛能发电有限责任公司	6.53	5.82
其他公司	2.42	2.47
合计	75.37	142.28

注：公司长期股权投资年末余额为扣除减值准备后的余额

附件 2 公司主要财务指标（合并口径）

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 6 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	21.89	23.90	28.85	27.32
资产总额(亿元)	438.07	451.45	495.98	510.63
所有者权益合计(亿元)	277.12	275.70	291.44	305.76
短期债务(亿元)	47.74	53.37	73.16	55.94
长期债务(亿元)	71.37	78.00	84.06	96.85
全部债务(亿元)	119.11	131.37	157.21	152.79
营业收入(亿元)	133.90	154.93	175.04	97.74
利润总额(亿元)	27.89	12.37	22.20	13.47
EBITDA(亿元)	43.84	30.20	42.57	--
经营性净现金流(亿元)	25.05	12.89	18.45	11.93
财务指标				
销售债权周转次数(次)	8.01	6.05	5.90	--
存货周转次数(次)	27.15	37.99	31.95	--
总资产周转次数(次)	0.31	0.35	0.37	--
现金收入比(%)	108.57	113.36	112.42	109.33
营业利润率(%)	11.12	4.45	7.17	9.23
总资本收益率(%)	7.44	3.96	5.91	--
净资产收益率(%)	9.06	3.99	7.04	--
长期债务资本化比率(%)	20.48	22.05	22.39	24.06
全部债务资本化比率(%)	30.06	32.27	35.04	33.32
资产负债率(%)	36.74	38.93	41.24	40.12
流动比率(%)	63.31	55.79	61.48	71.70
速动比率(%)	57.36	51.84	55.42	62.72
经营现金流动负债比(%)	34.32	15.05	16.66	--
EBITDA 利息倍数(倍)	9.99	5.89	7.06	--
全部债务/EBITDA(倍)	2.72	4.35	3.69	--

注：1.2019 年半年度财务数据未经审计；2.其他流动负债中和长期应付账款中有息债务部分已分别计入短期债务和长期债务

附件 3 公司主要财务指标（本部/母公司）

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 6 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	10.99	10.00	7.39	14.84
资产总额(亿元)	161.85	161.34	164.73	174.87
所有者权益(亿元)	124.63	125.14	130.73	136.13
短期债务(亿元)	2.19	20.94	23.56	9.06
长期债务(亿元)	21.34	12.85	3.79	13.76
全部债务(亿元)	23.53	33.79	27.35	22.82
营业收入(亿元)	0.01	0.01	0.01	0.00
利润总额(亿元)	13.40	7.47	9.95	7.68
EBITDA(亿元)	--	--	--	--
经营性净现金流(亿元)	3.34	4.69	8.60	-1.90
财务指标				
销售债权周转次数(次)	--	--	--	--
存货周转次数(次)	--	--	--	--
总资产周转次数(次)	--	--	--	--
现金收入比(%)	105.00	72.90	0.00	--
营业利润率(%)	-53.86	17.39	35.62	--
总资本收益率(%)	9.04	4.66	6.29	--
净资产收益率(%)	10.75	5.91	7.61	--
长期债务资本化比率(%)	14.62	9.31	2.81	9.18
全部债务资本化比率(%)	15.88	21.26	17.30	14.35
资产负债率(%)	23.00	22.44	20.64	22.15
流动比率(%)	166.25	73.75	46.64	276.16
速动比率(%)	166.25	73.75	46.64	276.16
经营现金流流动负债比(%)	25.56	21.54	29.27	--
EBITDA 利息倍数(倍)	--	--	--	--
全部债务/EBITDA(倍)	--	--	--	--

注：1.2019 年半年度财务数据未经审计；2.集团类客户提供公司本部（母公司）财务信息

附件 4 主要财务指标的计算公式

指标名称	计算公式
增长指标	
资产总额年复合增长率	
净资产年复合增长率	(1) 2 年数据: 增长率 = (本期-上期) / 上期 × 100%
营业收入年复合增长率	(2) n 年数据: 增长率 = [(本期/前 n 年)^(1/(n-1)) - 1] × 100%
利润总额年复合增长率	
经营效率指标	
销售债权周转次数	营业收入 / (平均应收账款净额 + 平均应收票据)
存货周转次数	营业成本 / 平均存货净额
总资产周转次数	营业收入 / 平均资产总额
现金收入比	销售商品、提供劳务收到的现金 / 营业收入 × 100%
盈利指标	
总资本收益率	(净利润 + 费用化利息支出) / (所有者权益 + 长期债务 + 短期债务) × 100%
净资产收益率	净利润 / 所有者权益 × 100%
营业利润率	(营业收入 - 营业成本 - 税金及附加) / 营业收入 × 100%
债务结构指标	
资产负债率	负债总额 / 资产总计 × 100%
全部债务资本化比率	全部债务 / (长期债务 + 短期债务 + 所有者权益) × 100%
长期债务资本化比率	长期债务 / (长期债务 + 所有者权益) × 100%
担保比率	担保余额 / 所有者权益 × 100%
长期偿债能力指标	
EBITDA 利息倍数	EBITDA / 利息支出
全部债务 / EBITDA	全部债务 / EBITDA
短期偿债能力指标	
流动比率	流动资产合计 / 流动负债合计 × 100%
速动比率	(流动资产合计 - 存货) / 流动负债合计 × 100%
经营现金流动负债比	经营活动现金流量净额 / 流动负债合计 × 100%

注: 现金类资产 = 货币资金 + 交易性金融资产 + 应收票据

短期债务 = 短期借款 + 交易性金融负债 + 一年内到期的非流动负债 + 应付票据

长期债务 = 长期借款 + 应付债券

全部债务 = 短期债务 + 长期债务

EBITDA = 利润总额 + 费用化利息支出 + 固定资产折旧 + 摊销

利息支出 = 资本化利息支出 + 费用化利息支出

附件 5-1 主体长期信用等级设置及其含义

注：联合资信主体长期信用等级划分为三等九级，符号表示为：AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC、C。除AAA级，CCC级（含）以下等级外，每一个信用等级可用“+”“-”符号进行微调，表示略高或略低于本等级。详见下表：

信用等级设置	含 义
AAA	偿还债务的能力极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低
AA	偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响不大，违约风险很低
A	偿还债务能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低
BBB	偿还债务能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般
BB	偿还债务能力较弱，受不利经济环境影响很大，违约风险较高
B	偿还债务的能力较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高
CCC	偿还债务的能力极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高
CC	在破产或重组时可获得保护较小，基本不能保证偿还债务
C	不能偿还债务

附件 5-2 中长期债券信用等级设置及其含义

联合资信中长期债券信用等级设置及含义同主体长期信用等级。

附件 5-3 评级展望设置及其含义

联合资信评级展望是对信用等级未来一年左右变化方向和可能性的评价。联合资信评级展望设置及含义如下：

评级展望设置	含 义
正面	存在较多有利因素，未来信用等级提升的可能性较大
稳定	信用状况稳定，未来保持信用等级的可能性较大
负面	存在较多不利因素，未来信用等级调低的可能性较大
发展中	特殊事项的影响因素尚不能明确评估，未来信用等级可能提升、降低或不变

联合资信评估有限公司关于 安徽省能源集团有限公司 2020 年度第一期中期票据的跟踪评级安排

根据相关监管法规和联合资信有关业务规范，联合资信将在本期债项信用等级有效期内持续进行跟踪评级，跟踪评级包括定期跟踪评级和不定期跟踪评级。

安徽省能源集团有限公司应按联合资信跟踪评级资料清单的要求及时提供相关资料。联合资信将在本期债项评级有效期内每年至少完成一次跟踪评级，在企业年报披露后 3 个月内发布跟踪评级报告。

安徽省能源集团有限公司或本期债项如发生重大变化，或发生可能对安徽省能源集团有限公司或本期债项信用等级产生较大影响的重大事项，安徽省能源集团有限公司应及时通知联合资信并提供有关资料。

联合资信将密切关注安徽省能源集团有限公司的经营管理状况、外部经营环境及本期债项相关信息，如发现安徽省能源集团有限公司出现重大变化，或发现存在或出现可能对安徽省能源集团有限公司或本期债项信用等级产生较大影响的事项时，联合资信将就该项进行必要调查，及时对该项进行分析，据实确认或调整信用评级结果。

如安徽省能源集团有限公司不能及时提供跟踪评级资料，导致联合资信无法对安徽省能源集团有限公司或本期债项信用等级变化情况做出判断，联合资信可以终止评级。

联合资信将指派专人及时与安徽省能源集团有限公司联系，并按照监管要求及时出具跟踪评级报告和结果。联合资信将按相关规定报送及披露跟踪评级报告和结果。