

信用等级公告

联合〔2019〕3275号

联合资信评估有限公司通过对龙源电力集团股份有限公司的信用状况进行综合分析和评估，确定龙源电力集团股份有限公司主体长期信用等级为 AAA，评级展望为稳定。

特此公告



龙源电力集团股份有限公司

2019 年主体长期信用评级报告

评级结果：

主体长期信用等级：AAA

评级展望：稳定

评级时间：2019 年 11 月 20 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	V3.0.201907
电力企业信用评级模型（打分表）	V3.0.201907

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	A	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	1
			企业管理	1
			经营分析	2
财务风险	F1	现金流	资产质量	2
			盈利能力	1
			现金流量	1
		资本结构	1	
		偿债能力	2	
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

分析师：黄露 刘莉婕

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

评级观点

龙源电力集团股份有限公司（以下简称“公司”）是中国最早开发风电的专业化公司，主要从事风电场的设计、开发、管理及运营等业务。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股东实力、风电行业地位、装机规模及布局、盈利等方面具备的竞争优势。同时，联合资信也关注到清洁能源发电上网政策波动、电价补贴款到位滞后等因素可能对公司信用水平带来的不利影响。

未来，随着公司风电装机规模进一步提升，布局持续优化，整体竞争力有望进一步增强。联合资信对公司的评级展望为稳定。

优势

1. 公司作为中国最早开发风电的专业化公司，风电装机规模优势显著，布局广泛，机组运营效率高，行业地位突出。
2. 公司控股股东国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国能集团”）的综合实力极强，公司定位为国能集团新能源板块的核心运营主体，股东支持力度大。
3. 近年来，随着弃风限电问题的改善，公司上网电量逐年提升，营业收入和利润总额逐年增长，盈利能力保持稳定。

关注

1. 公司业务以风力发电为主，装机扩张及电站运行受国家政策波动影响大。近年来，伴随电力体制改革推进，市场交易电量占比逐步提升，上网电价逐年下调，将对公司主营业务收入和利润水平造成不利影响。
2. 近年来，受新能源电价补贴款到位滞后影响，公司应收账款快速增长，一定程度占用资金。

财务数据:

合并口径				
项 目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
现金类资产(亿元)	28.25	59.63	41.18	24.65
资产总额(亿元)	1382.71	1447.63	1458.18	1499.75
所有者权益(亿元)	480.18	534.17	567.69	597.90
短期债务(亿元)	444.12	362.82	284.49	269.88
长期债务(亿元)	344.89	430.53	483.41	513.43
全部债务(亿元)	789.01	793.34	767.90	783.30
营业收入(亿元)	218.24	245.90	264.55	199.18
利润总额(亿元)	52.00	54.33	58.34	48.70
EBITDA(亿元)	143.63	150.11	167.54	--
经营性净现金流(亿元)	114.94	126.82	142.55	94.37
营业利润率(%)	32.59	32.93	35.44	36.14
净资产收益率(%)	9.50	8.57	8.83	--
资产负债率(%)	65.27	63.10	61.07	60.13
全部债务资本化比率(%)	62.17	59.76	57.49	56.71
流动比率(%)	22.82	35.12	45.60	59.50
经营现金流流动负债比(%)	20.76	26.49	35.46	--
全部债务/EBITDA(倍)	5.49	5.29	4.58	--
EBITDA 利息倍数(倍)	4.87	4.88	4.53	--

公司本部（母公司）

项 目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
资产总额（亿元）	901.63	1007.83	1048.54	1023.08
所有者权益（亿元）	376.10	409.99	426.60	429.94
全部债务(亿元)	279.82	411.88	410.69	480.08
营业收入(亿元)	0.39	0.37	0.32	0.28
利润总额(亿元)	28.24	21.96	25.67	4.23
资产负债率（%）	58.29	59.32	59.31	58.46
全部债务资本化比率(%)	42.66	50.12	49.05	52.75
流动比率（%）	157.12	189.35	192.24	197.88
经营现金流流动负债比(%)	-30.76	1.70	5.08	--

注：1.公司 2019 年三季度财务报表未经审计；2.其他流动负债调整至短期债务，长期应付款中的融资租赁款调整至长期债务；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：

信用级别	评级展望	评级时间	项目小组	评级方法/模型	评级报告
--	--	--	--	--	--

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龙源电力集团股份有限公司（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。

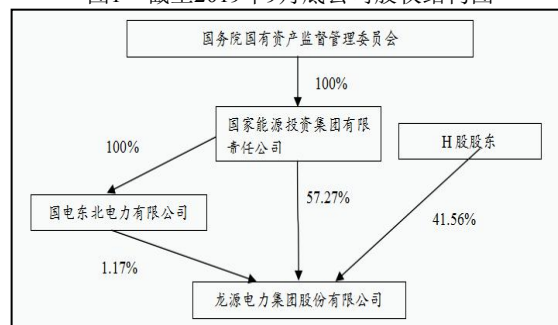
六、本次信用评级结果的有效期为 2019 年 11 月 20 日至 2020 年 11 月 19 日；根据跟踪评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

龙源电力集团股份有限公司 2019年主体长期信用评级报告

一、主体概况

龙源电力集团股份有限公司（以下简称“公司”）前身为龙源电力技术开发公司，成立于1993年1月，由原能源部直接管理，在国家工商行政管理总局注册登记的全民所有制企业，主要从事电力技术研发和常规电力项目的投资。2002年12月国家电力体制改革之后，公司划归中国国电集团有限公司（原中国国电集团公司，以下简称“国电集团”），成为其全资子公司，并接收了原国家电力公司系统的全部风电资产。2009年7月，经国务院国资委以国资改革〔2009〕468号《关于设立龙源电力集团股份有限公司的批复》同意，国电集团联合国电东北电力有限公司（以下简称“国电东北公司”）作为共同发起人，国电集团以所持公司全部净资产作为出资，国电东北公司以现金出资，将公司整体改制并变更设立为“龙源电力集团股份有限公司”。2009年12月，公司发行24.64亿股H股（行使超额配售权后），在香港联交所上市（证券代码“00916.HK”）。2018年，国电集团与国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国能集团”）签署《国家能源投资集团有限责任公司与中国国电集团有限公司之合并协议》，并逐步实施集中合并，2019年7月30日，公司收到中国证券登记结算有限责任公司出具的《过户登记确认书》，国电集团持有的全部公司股份已过户至国能集团名下。截至2019年9月底，国能集团直接及间接持有公司469636万股内资股，约占公司发行总股本的58.44%，为公司控股股东，国务院国有资产监督管理委员会为公司实际控制人。

图1 截至2019年9月底公司股权结构图



资料来源：公司提供

公司主营业务为风电场的设计、开发、管理及运营。

截至2019年9月底，公司内设办公室、计划经营部、规划发展部、人力资源部、财务管理部、安全生产部、工程建设部、企业管理与法律事业部、投资者关系部、资本及资产管理部、监察部、企业文化部、海外业务部、技术中心办公室、巡视督导组办公室、财务共享中心和审计部17个职能部门（详见附件1-1）。截至2019年9月底，公司合并范围二级子公司共164家（详见附件1-2）。

截至2018年底，公司（合并）资产总额1458.18亿元，所有者权益合计567.69亿元（含少数股东权益71.12亿元）；2018年，公司实现营业收入264.55亿元，利润总额58.34亿元。

截至2019年9月底，公司（合并）资产总额1499.75亿元，所有者权益合计597.90亿元（含少数股东权益73.49亿元）；2019年1—9月，公司实现营业收入199.18亿元，利润总额48.70亿元。

公司注册地址：北京市西城区阜成门北大街6号（C幢）20层2006室；法定代表人：贾彦兵。

二、宏观政策和经济环境

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，中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年上半年
GDP（万亿元）	74.0	82.1	90.0	45.1
GDP 增速（%）	6.7	6.8	6.6	6.3
规模以上工业增加值增速（%）	6.0	6.6	6.2	6.0
固定资产投资增速（%）	8.1	7.2	5.9	5.8
社会消费品零售总额增速（%）	10.4	10.2	9.0	8.4
出口增速（%）	-1.9	10.8	7.1	6.1
进口增速（%）	0.6	18.7	12.9	1.4
CPI 增幅（%）	2.0	1.6	2.1	2.2
PPI 增幅（%）	-1.4	6.3	3.5	0.3
城镇登记失业率（%）	4.0	3.9	3.8	3.6
城镇居民人均可支配收入增速（%）	5.6	6.5	5.6	5.7

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设备制造领域的发展，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继续放缓。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。

三、行业分析

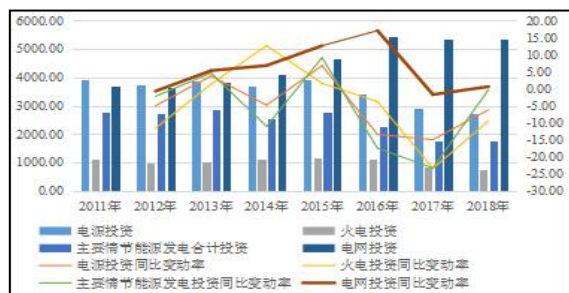
1. 行业概况

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。2019年1—9月，中国电源和电网建设投资趋势有所回

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

转。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%。

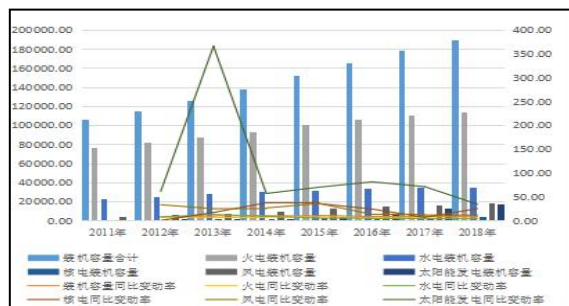
图2 近年中国电源及电网投资情况
(单位：亿元、%)



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，同比增长6.47%。其中火电装机11.44亿千瓦，同比增长3.02%；可再生能源发电装机达到7.11亿千瓦，同比增长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，分别同比增长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%，同比上升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。

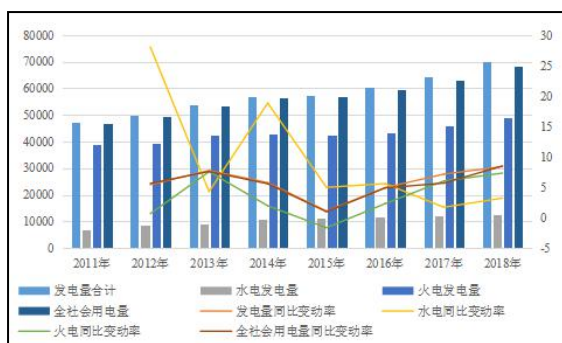
图3 近年中国发电装机容量变动情况
(单位：万千瓦、%)



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4 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。

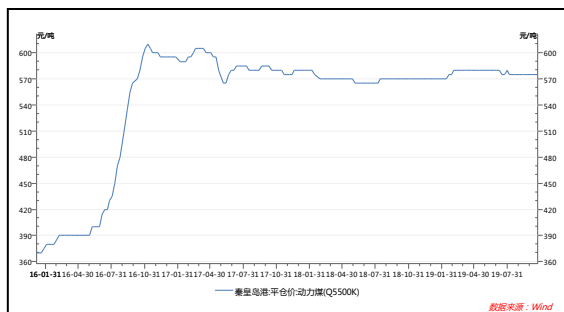
2. 行业关注及政策调整

(1) 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5 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。

（2）上网电价调整

光伏电价调整

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年）》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年底前核准，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电价。

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。

（3）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。

（4）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不完善，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，全国平均水能利用率达到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，提高清洁高效电力供给能力。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年）》，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。

四、基础素质分析

1. 产权状况

截至2019年9月底，国能集团直接及间接持有公司469636万股内资股，约占公司发行总股本的58.44%，为公司控股股东，国务院国有资产监督管理委员会为公司实际控制人。

2. 企业规模及竞争优势

公司是国内最早开发风能的公司，目前已发展成为一家以新能源业务为主的大型综合性发电集团，在全国拥有300多个风电场，以及光伏、生物质、潮汐、地热和火电等发电项目，业务分布于中国27个省份和加拿大、南非等国家，是全球最大的风电运营商。截至2018年底，公司控股装机容量2104.38万千瓦，其中，风电控股装机容量1891.90万千瓦，火电控股装机容量187.50万千瓦，其他可再生能源控股装机容量为24.98万千瓦；2018年，公司实现发电量合计499.71亿千瓦时。公司火电和其他可再生能源控股装机容量较为稳定，风电装机容量持续增长，截至2018年底，已核准未投产风电项目合计约700万千瓦。截至2019年9月底，公司控股装机容量2115.36万千瓦，其中，风电控股装机容量增长至1902.88万千瓦；2019年1—9月，公司实现发电量365.97亿千瓦时。

总体看，公司风电装机规模优势明显，布局分散，有助于降低单一区域来风不足及区域消纳问题的影响。

3. 股东实力

公司控股股东国能集团于2017年11月由原国电集团和原神华集团有限责任公司重组成立，拥有煤炭、火电、新能源、水电、运输、化工、科技环保、金融8个产业板块，是全球最大的煤炭生产公司、火力发电公司、风力发电公司和煤制油煤化工公司，是中央直管国有重要骨干企业、国有资本投资公司改革试点企业，2019年世界500强排名第107位。

截至2019年9月底，国能集团（合并）资

产总额 17625.61 亿元,所有者权益合计 7087.49 亿元;2019 年 1—9 月,国能集团实现营业收入 4092.53 亿元,利润总额 616.45 亿元。公司为国能集团旗下风电板块的主要运营主体,未来将整合国能集团内部资源,成为集团内新能源板块的核心运营主体。总体看,公司股东综合竞争力极强,对公司支持力度大。

4. 人员素质

公司现有董事 8 人²(含董事长)、监事 3 人、总经理 1 人、副总经理 3 人,公司现有高级管理人员从业时间较长,并具有丰富的管理经验。

公司董事长贾彦兵先生,1967 年出生,研究生学历,高级工程师;历任河北省电力建设第一工程公司副总经理、总经理,国电集团工程建设部副主任、主任,国能集团党组巡视组组长;现任公司董事长及董事会提名委员会主任。

公司总经理孙劲飙先生,1971 年出生,研究生学历,高级经济师;历任国电集团人力资源部劳资保险处处长、人力资源部副主任,安徽省淮北市市委常委、副市长(挂职),国能集团组织人事部(人力资源部)书记、副主任;现任公司总经理、执行董事。

截至 2018 年底,公司拥有在职员工 7610 人;从文化程度看,中专学历及以下占 16.52%、大专学历占 22.56%,本科学历占 54.90%,研究生及以上学历占 6.02%。

总体看,公司高管人员行业经验及管理经验丰富;公司学历构成符合公司所处行业的特征,能够满足现阶段日常经营管理需要。

五、管理分析

1. 法人治理结构

公司依据《公司法》和《公司章程》等相关规定,建立了健全的法人治理结构和管理体

系。

公司设股东大会,是公司的最高权力机构,行使决定公司的经营方针和投资计划、选举和更换非由职工代表担任的董事和监事、批准董事会和监事会的报告等职权。

公司设董事会,由 9 名董事组成(现有董事 8 人),设董事长 1 人,副董事长 2 人,其中独立非执行董事 3 人。董事由股东大会选举产生,任期三年。董事任期届满,可以连选连任。董事长、副董事长由全体董事的过半数选举和罢免,董事长、副董事长任期三年,可以连选连任。董事无须持有公司股份。公司董事会行使执行股东大会的决议、决定公司经营计划和投资方案、制订公司年度财务预算和决算方案、制订公司利润分配和弥补亏损方案等职权。

公司设监事会,由 3 名监事组成,每届任期 3 年,可以连选连任,董事、高管不得兼任监事;公司监事会设主席 1 名,其任免应当经三分之二以上(含三分之二)的监事会成员表决通过。公司监事会行使检查公司财务、对董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督检查等职权。

公司设总经理 1 人,副总经理 3 人,总会计师 1 人。总理由董事会决定聘任或解聘,总经理对董事会负责;副总经理、总会计师对总经理负责。

总体看,公司建立了规范的法人治理结构,实际运行情况较好。

2. 管理分析

公司根据《公司法》及《公司章程》等有关法律、法规的要求建立了一套较为规范的内部控制管理体系。公司内部控制体系包括:财务管理制度、预算管理制度、投资管理制度、融资管理制度、人力资源管理制度、担保管理制度、子公司管理制度、关联交易制度、金融衍生品管理制度、信息披露制度、安全生产制度等。

² 2019 年 9 月,公司原董事长乔保平先生(非执行董事)离任,原执行董事贾彦兵先生接任公司董事长,公司董事会缺位一人

财务管理方面，公司建立了财务内控制度，对企业会计核算、会计档案管理、预算管理和财务报告的编报等进行了规范；公司对资金进行集中管理，统一结算、筹措、管理、规划、调控资金。

投资管理方面，公司制定了《计划投资管理制度》，规范和明确了计划投资中的综合计划、非资本市场投资、综合统计、经济活动分析和 CDM 项目管理等工作。

融资管理方面，公司制定了相应的融资管理规定，对融资活动实行预算管理，各下属公司在编制年度预算时，将本年度资金使用和筹措计划纳入预算；实际执行中，通过月度资金计划和资金周报跟踪反映，对计划与实际的偏差进行综合平衡调剂。临时发生融资事项，单项报公司批准。

对外担保管理方面，公司制定了《担保管理办法》，明确规定担保人必须具备企业法人资格，分公司、内部核算单位一律不得提供担保；同时也规定了不对非公司所属企业提供担保、严禁为自然人担保等具体担保的原则及审批程序和担保事项的管理等内容。

安全生产方面，公司制定了《安全生产管理制度》《安全工作规定》《安全生产工作奖惩规定》《生产安全事故调查规程》《风电生产运行管理办法》《风电设备检修管理办法》《风力发电设备可靠性管理办法》《光伏发电生产运行管理办法》《生物质发电生产运行管理办法》等。

总体看，公司各类管理制度完善，管理运作情况良好。

六、经营分析

1. 经营概况

公司定位为新能源业务为主的大型综合性发电集团，目前主营业务构成包括风电业务、火电业务和燃料销售业务，其中燃料销售为火电业务的配套业务。

2016—2018 年，公司分别实现营业收入 218.24 亿元、245.90 亿元和 264.55 亿元，其中主营业务收入分别为 215.28 亿元、243.91 亿元和 261.50 亿元。从收入构成看，风电板块收入占比最高，约为 65%，近三年伴随风电装机容量规模及发电量的增长，风电业务收入快速增长，2018 年为 178.20 亿元，同比增长 11.54%。2016—2018 年，公司火电板块收入有所波动，一方面由于市场竞价趋于理性以及标杆上网电价提高，火电平均上网电价有所回升，另一方面由于市场需求波动、外来电量和新能源发电增加冲击，火电发电量波动下降；同期，燃料销售和其他板块收入伴随煤炭价格的提高而稳步增长，2018 年为 46.49 亿元。

毛利率方面，风电业务毛利率较为稳定，且保持较高水平，2018 年为 48.84%；火电板块由于煤炭成本快速提高，毛利率持续下降，2017 年同比下降 12.84 个百分点，2018 年同比下降 2.30 个百分点；燃料销售和其他板块以煤炭贸易为主，盈利水平偏低，但受益于煤炭价格提升以及其他较高毛利的发电业务占比增加，该板块毛利率呈逐年增长趋势，2018 年为 10.95%，同比增长 4.14 个百分点。受上述因素影响，公司综合毛利率有所提升，近三年分别为 33.54%、33.97%和 36.15%。

表 2 公司主营业务收入及毛利率情况（单位：亿元、%）

	2016 年			2017 年			2018 年			2019 年 1—9 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
风电板块	138.58	64.37	45.14	159.77	65.50	47.80	178.20	68.15	48.84	136.27	69.17	50.19
火电板块	33.79	15.70	21.63	37.75	15.48	8.79	36.81	14.08	6.49	26.75	13.58	12.26
燃料销售和其他板块	42.91	19.93	5.43	46.39	19.02	6.81	46.49	17.78	10.95	33.98	17.25	3.03
合计	215.28	100.00	33.54	243.91	100.00	33.97	261.50	100.00	36.15	197.00	100.00	36.90

资料来源：公司提供

2019年1—9月,公司实现营业收入199.18亿元,实现主营业务收入197.00亿元,同比小幅增长3.46%,收入构成较为稳定。毛利率方面,2019年1—9月,公司风电板块毛利率受益于发电量及发电效率的提升进一步提升至50.19%;同期,火电板块由于煤炭成本小幅回落以及上网电价提高而回升至12.26%;燃料销售和其他板块毛利率下降至3.03%。2019年前三季度,公司综合毛利率为36.90%,较2018年变化不大。

2. 风电板块

公司是中国最早开发风电的专业化公司,近年来公司加快抢占优质资源,风电业务规模不断扩张,截至2019年9月底,已在全国拥有超过300家风电场,布局于29个区域(中国27个省份及加拿大和南非),控股风电装机容量1902.88万千瓦,一定程度降低单一区域来风情况不佳以及区域性消纳不足等问题的影响。此外,公司积极布局海上风电,截至2019年9月底,已在江苏地区投产118.03万千瓦海上风电项目。

表3 公司风电业务经营情况

项目	2016年	2017年	2018年
权益装机容量(万千瓦)	1602.00	1699.00	1738.10
控股装机容量(万千瓦)	1736.90	1839.50	1891.90
发电量(亿千瓦时)	299.62	344.48	395.42
上网电量(亿千瓦时)	284.97	330.13	381.88
平均利用小时数(小时)	1901	2035	2209
平均上网电价(元/千瓦时,含税)	0.570	0.566	0.564

资料来源:公司提供

2016—2018年,公司风电项目不断扩张,新增核准项目装机容量分别为184.00万千瓦、178.80万千瓦和171.00万千瓦(含100.00万千瓦海上风电),截至2018年底,公司已核准未投产风电项目合计约7.00吉瓦,风电业务规模优势显著。截至2019年9月底,公司控股装机容量1902.88万千瓦,其中内蒙古、江苏(含

海上风电)、新疆、甘肃和黑龙江等风资源良好的区域内装机容量占比较高,约为7%~14%。

表4 截至2019年9月底公司风电项目分布情况

地区	控股装机容量(万千瓦)
黑龙江	123.47
吉林	54.74
辽宁	100.32
内蒙古	263.58
江苏陆上	133.85
江苏海上	118.03
浙江	22.79
福建	86.51
海南	9.90
甘肃	128.98
新疆	154.13
河北	117.01
云南	76.95
安徽	73.31
山东	41.34
天津	19.40
山西	87.90
宁夏	72.47
贵州	69.15
陕西	43.92
西藏	0.75
重庆	20.95
上海	4.75
广东	10.17
湖南	9.80
广西	9.55
江西	10.00
湖北	4.80
加拿大	9.91
南非	24.45
合计	1902.88

资料来源:公司公告

机组运行效率方面,受益于政策支持下弃风限电问题的改善以及区域内来风情况较好,2016—2018年,公司风电机组平均利用小时分别为1901小时、2035小时和2209小时,呈现稳步增长趋势。

生产运营方面，伴随公司风电装机容量的稳步提升以及国家政策对清洁能源发电项目的支持，2016—2018年，公司发电量快速增长，分别为299.62亿千瓦时、344.48亿千瓦时和395.42亿千瓦时；上网电量分别为284.97亿千瓦时、330.13亿千瓦时和381.88亿千瓦时。2019年前三季度，公司风电实现发电量291.62亿千瓦时，为2018年全年的73.75%，同比变化不大。

上网电价方面，一方面由于补贴退坡推进，政策逐步降低新增并网机组的上网电价；另一方面，由于市场电量份额占比提升，市场竞争进一步加剧平均上网电价的下降，2016—2018年，公司风电平均上网电价呈逐年下降趋势，分别为0.570元/千瓦时、0.566元/千瓦时和0.564元/千瓦时。根据国家发改委于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），未来新增核准的集中式风电项目将通过竞争方式确定上网电价指导价，预计公司未来新建风电项目的上网电价或将进一步下降。

受益于风电技术的进步以及海域内良好的风资源情况，海上风电项目利用小时数高，平均收益水平高。近年来，公司积极布局海上风电项目，2018年，公司新核准海上风电100.00万千瓦，取得四川省内唯一风电项目核准，填补公司在四川省风电项目开发的空白。截至2018年底，公司在江苏地区控股海上风电装机容量118.03万千瓦，占全国已投运海上风电装机容量的32.52%。

整体看，公司风电装机容量持续增长，并成为全球最大的风电运营商。近年来，伴随政策支持下弃风限电问题的好转，公司风电机组平均利用小时数稳步增长，带动发电量和上网电量持续增长。但伴随电力改革推进，市场电量占比提升，风电上网电价呈逐年下降趋势，一定程度影响风电业务盈利水平。

3. 火电板块

公司火电业务全部布局于江苏省内，由江阴苏龙热电有限公司（以下简称“苏龙热电”，公司持有其27.00%股权，74.00%表决权）和南通天生港发电有限公司（以下简称“天生港发电”，公司持有其31.94%股权，63.02%表决权）负责运营³。苏龙热电和天生港发电的火电机组均为热电联产机组，合计控股装机容量187.50万千瓦，其发电量并网优先于区域电网内普通火电机组，因此整体发电效率高。

表5 公司火电业务经营情况

项目	2016年	2017年	2018年
权益装机容量（万千瓦）	53.89	53.89	53.89
控股装机容量（万千瓦）	187.50	187.50	187.50
发电量（亿千瓦时）	99.81	105.15	99.20
上网电量（亿千瓦时）	92.67	97.68	92.25
平均利用小时数（小时）	5323.00	5608.00	5291.00
平均上网电价（元/千瓦时，含税）	0.380	0.384	0.395
入炉综合标煤单价（元/吨）	504.74	682.40	703.90
供电标准煤耗（克/千瓦时）	328.08	353.01	319.58

资料来源：公司提供

机组运行效率方面，公司火电机组位于江苏省内，市场用电需求较高，2016—2018年，公司火电机组平均利用小时分别为5291小时、5608小时和5323小时，远高于当期全国火电机组平均利用小时数水平（近三年分别为4186小时、4219小时和4361小时）。但2018年，受外来电量及新能源发电增加挤占火电电量影响，公司2018年火电机组平均利用小时数有所下降。同期，公司供电标准煤耗水平偏高，主要由于原料采购以低质煤为主。

生产运营方面，公司火电控股装机容量保持稳定，发电量和上网电量伴随利用小时数的波动呈波动下降趋势，2018年分别为99.20亿千瓦时和92.25亿千瓦时，分别下降5.66%和5.56%。同期，煤炭采购成本持续快速提高，近三年分别为504.74元/吨、682.40元/吨和703.90

³ 因股东为一致行动人，公司直接拥有苏龙热电和天生港发电的表决权不足半数，但能对其形成控制，故将其纳入合并范围

元/吨。受发电成本大幅增长影响，该板块毛利率持续下降。

上网电价方面，一方面煤电价格联动体制下，由于煤炭成本持续快速增长，各省份于 2017 年 7 月小幅上调火电标杆上网电价；同时国家发改委发布通知，于 2017 年 7 月 1 日起取消向发电企业征收工业企业结构调整专项资金，将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准各降低 25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆电价；另一方面，由于市场竞价趋于理性回升；近三年，公司火电平均上网电价呈上涨趋势，分别为 0.380 元/千瓦时、0.384 元/千瓦时和 0.395 元/千瓦时。

整体看，公司火电装机容量保持稳定，受益于江苏地区电力市场需求较高，公司机组整体运行效率高。但煤炭成本波动对公司火电业务盈利能力影响较大。

4. 燃料销售板块

公司燃料销售板块由子公司苏龙热电负责经营。公司采购煤炭后，以低热值煤供应自有火电厂发电，对低热值煤进行精洗加工，再将热值较高的加工煤销售，赚取差价。

公司燃料销售业务主要上游企业为神华销售集团华东能源有限公司、伊泰能源投资（上海）有限公司、中煤能源山东公司、江苏省能源投资有限公司和内蒙古蒙泰煤电集团有限公司；下游企业主要为江苏淮阴发电有限责任公司、江苏金玉泉能源有限公司、江苏新街南方水泥有限公司和江阴新源热电有限公司。

整体看，燃料销售业务为公司火电业务的配套业务，近年来收入和利润水平较为稳定，逐步成为公司主业的有利补充。

5. 经营效率

从经营效率来看，近三年，公司销售债权周转次数逐年下降，分别为 4.30 次、3.82 次和 2.96 次；存货周转次数逐年增长，分别为 13.70 次、15.85 次和 18.10 次；总资产周转次数有所

增长，分别为 0.16 次、0.17 次和 0.18 次。总体看，公司整体经营效率一般。

6. 在建工程

截至 2018 年底，公司主要在建项目 9 个，全部为风电项目，合计装机容量 115.90 万千瓦，预计总投资 167.87 亿元，截至 2018 年底已完成投资 56.48 亿元。此外，公司主要拟建项目 6 个，合计装机容量 74.08 万千瓦，预计总投资 115.65 亿元。整体看，公司风电业务持续扩张，未来投资规模较大，但考虑公司经营获现能力强，投资压力不大。

表 6 公司在建项目投资情况（单位：亿元、%）

项目名称	项目总投资	截至 2018 年底完成投资	投资测算工程进度
福建莆田南日岛 400MW 海上风电项目	82.25	16.57	20.14
河北龙源中保棋新 300MW 风电项目	21.39	12.93	60.47
江苏大丰（H12）200MW 海上项目	40.27	12.65	31.42
乐安鸭公嶂 60MW 风电项目	5.36	3.52	65.68
岚县界河口 49.5MW 风电项目	3.12	3.09	98.98
贵州威宁小海 49.5MW 风电项目	4.46	2.59	58.15
定边杜家沟 50MW 发电项目	2.30	2.13	92.45
安化芙蓉山 50MW 风电项目	4.50	1.74	38.72
通榆新发 A50MW 风电项目	4.22	1.26	29.84
合计	167.87	56.48	--

资料来源：公司提供

七、财务分析

1. 财务质量及财务状况

公司提供了 2016—2018 年合并财务报告，瑞华会计师事务所对 2016 年和 2017 年财务报告进行了审计，天职国际会计师事务所（特殊普通合伙）对 2018 年财务报告进行了审计，均出具了标准无保留意见审计结论。公司提供的 2019 年三季度财务数据未经审计。

从合并范围看，截至 2016 年底，公司纳入合并范围全资及控股二级子公司 197 家；截至

2017 年底，公司纳入合并范围全资及控股二级子公司 168 家；截至 2018 年底，公司纳入合并范围全资及控股二级子公司 164 家。近三年，公司不再纳入合并范围的子公司规模不大且公司主营业务未发生变化，财务数据可比性较强。公司根据财政部颁发的财会〔2018〕15 号《关于修订印发 2018 年度一般企业财务报表格式的通知》等相关要求进行会计政策变更，对财务报表部分列报项目进行调整。

截至 2018 年底，公司（合并）资产总额 1458.18 亿元，所有者权益合计 567.69 亿元（含少数股东权益 71.12 亿元）；2018 年，公司实现营业收入 264.55 亿元，利润总额 58.34 亿元。

截至 2019 年 9 月底，公司（合并）资产总额 1499.75 亿元，所有者权益合计 597.90 亿元（含少数股东权益 73.49 亿元）；2019 年 1—9 月，公司实现营业收入 199.18 亿元，利润总额 48.70 亿元。

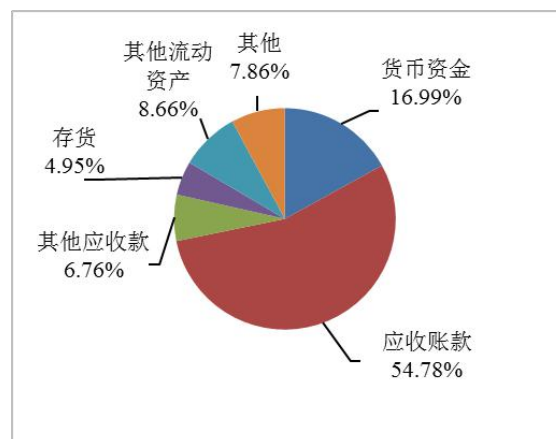
2. 资产质量

2016—2018 年，公司资产总额有所波动，年均复合增长 2.69%。截至 2018 年底，公司资产总额为 1458.18 亿元，较上年底增长 0.73%。从资产结构来看，流动资产占 12.57%，非流动资产占 87.43%，非流动资产占比高，符合电力行业特点。

流动资产

2016—2018 年，公司流动资产快速增长，年均复合增长 20.46%。截至 2017 年底，公司流动资产 168.14 亿元，较上年底增长 33.09%，主要系货币资金增加所致；截至 2018 年底，公司流动资产 183.31 亿元，较上年底增长 9.02%，主要系应收账款增加所致；截至 2018 年底，公司流动资产主要由货币资金（占 16.99%）、应收账款（占 54.78%）、其他应收款（占 6.76%）、存货（占 4.95%）和其他流动资产（占 8.66%）构成。

图 6 公司 2018 年底流动资产构成



资料来源：公司财务报告

2016—2018 年，公司货币资金波动增长，年均复合增长 26.53%。截至 2017 年底，公司货币资金为 51.08 亿元，较上年底增长 162.62%，主要系筹资活动现金净流出规模下降所致；截至 2018 年底，公司货币资金为 31.14 亿元，较上年底下降 39.03%，主要系偿还债务支出增加所致。截至 2018 年底，公司货币资金主要由银行存款（占 99.38%）构成。同期，公司使用权受到限制的货币资金 2.53 亿元，占全部货币资金的 8.11%，受限比例低，全部为履约保证金。

2016—2018 年，公司应收账款快速增长，年均复合增长 35.91%。截至 2018 年底，公司应收账款 100.42 亿元，较上年底增长 60.09%，主要系受公司上网电量增长及新能源电价补贴款到位滞后影响，应收电网公司电费及应收新能源电价补贴款增长所致。公司应收账款主要为按组合计提坏账准备的应收账款（99.97%）和单项金额虽不重大并单项计提坏账准备的应收账款（占 0.03%）；计提坏账准备 0.14 亿元，计提比例为 0.14%。公司按组合计提坏账准备的应收账款主要为应收电网公司电费及新能源电价补贴款（占 97.65%），回收风险较小。从欠款方看，前五名欠款方合计欠款金额为 47.52 亿元，占应收账款比例为 47.26%，应收账款集中度较高。总体看，公司应收账款主要为与电网公司结算的电费款及新能源电价补贴款，回

收风险较小，但补贴款到位滞后，对资金形成占用。

表 7 2018 年底公司应收账款前五名情况
(单位: 亿元、%)

单位名称	金额	占比	是否关联方
国网江苏省电力有限公司	14.33	14.25	否
国网新疆电力有限公司	10.95	10.89	否
国网内蒙古东部电力有限公司	9.27	9.22	否
国网冀北电力有限公司	7.25	7.21	否
国网甘肃省电力公司	5.72	5.69	否
合 计	47.52	47.26	--

资料来源：联合资信根据公司财务报告整理

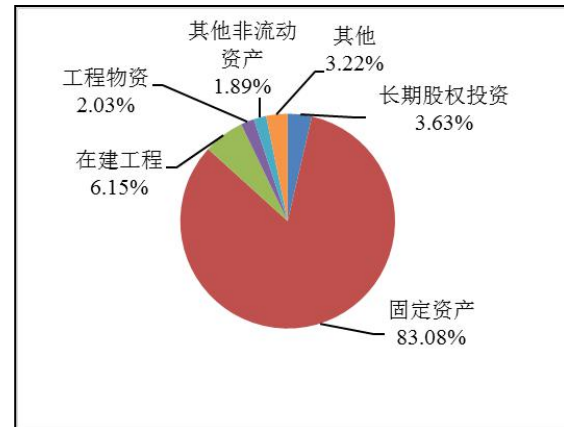
2016—2018 年，公司其他应收款不断增长，年均复合增长 11.70%。截至 2018 年底，公司其他应收款 12.38 亿元，较上年底增长 15.34%，主要系国能集团合并范围内关联方拆借款增加所致；公司其他应收款主要为无回收风险其他应收款（占 71.82%）；计提坏账准备 3.95 亿元，计提比例为 24.16%。从欠款方集中度看，公司其他应收款前两名账面余额合计为 8.08 亿元，占其他应收款余额比例为 49.48%，其他应收款集中度较高，计提坏账准备 2.51 亿元。

2016—2018 年，公司存货有所下降，年均复合下降 9.18%。截至 2018 年底，公司存货 9.07 亿元，较上年底下降 4.71%，主要系用于煤炭贸易的原煤库存下降所致，公司存货主要由原材料（占 87.07%）、库存商品（占 10.55%）、周转材料（占 0.67%）和合同履约成本等（占 1.71%）构成。公司计提存货跌价准备 328.35 万元。

非流动资产

2016—2018 年，公司非流动资产保持相对稳定，年均复合增长 0.73%。截至 2018 年底，公司非流动资产总额 1274.87 亿元，主要由长期股权投资（占 3.63%）、固定资产（占 83.08%）和在建工程（占 6.15%）构成。

图 7 公司 2018 年底非流动资产构成



资料来源：公司财务报告

2016—2018 年，公司长期股权投资波动中有所下降，年均复合下降 6.57%。截至 2017 年底，公司长期股权投资 45.77 亿元，较上年底下降 13.56%，主要系公司投资的合营企业江苏南通发电有限公司分红 9.68 亿元所致；截至 2018 年底，公司长期股权投资 46.22 亿元，较上年底增长 0.99%。截至 2018 年底，公司长期股权投资的被投资企业主要为电力公司。

2016—2018 年，公司固定资产保持相对稳定，年均复合增长 1.38%。截至 2018 年底，公司固定资产为 1059.11 亿元，较上年底增长 1.37%。公司期末固定资产账面价值中，房屋及建筑物占 8.40%、机器设备占 90.97%、运输工具占 0.17%、办公及其他设备占 0.46%。公司固定资产累计折旧为 482.45 亿元，计提减值准备合计 1.32 亿元，固定资产成新率为 70.01%，成新率较好。

2016—2018 年，公司在建工程波动幅度较大。截至 2017 年底，公司在建工程 109.56 亿元，较上年底增长 37.37%，主要系公司增加对龙源盐城大丰海上风力发电有限公司（H12）200MW 海上风电项目及龙源海安海上风力发电有限公司蒋家沙 300MW 项目投资所致；截至 2018 年底，公司在建工程 78.42 亿元，较上年底下降 28.43%，主要系福建莆田南日岛 400MW 海上项目和安化芙蓉山 50MW 项目部分完工转固所致。

截至 2018 年底，公司使用受限的资产规模 40.68 亿元，占资产总额的 2.79%，受限比率低，主要为电费收费权质押及借款抵押。

表 8 截至 2018 年底公司受限资产情况（单位：亿元）

项目	账面价值	受限原因
货币资金	2.53	履约保证金
应收票据	2.00	票据质押
应收账款	24.21	电费收费权质押
固定资产	11.95	借款抵押
合计	40.68	--

注：尾差系四舍五入所致

资料来源：公司财务报告

截至 2019 年 9 月底，公司资产总额 1499.75 亿元，较 2018 年底增长 2.85%。公司流动资产 227.96 亿元，较上年底增长 24.36%。其中，公司货币资金 15.30 亿元，较上年底下降 50.88%，主要系偿还短期借款等债务所致；应收账款 166.38 亿元，较上年底增长 60.09%，主要系应收电费收入及补贴款增长所致；其他应收款 5.85 亿元，较上年底下降 52.76%。同期，公司非流动资产 1271.79 亿元，规模及结构较上年底变化不大。从构成看，流动资产占 15.20%，非流动资产占 84.80%，流动资产占比略有上升。

总体看，公司非流动资产占比高，以固定资产及在建工程为主，符合电力行业特征；公司流动资产中应收账款占比高，主要为与电网公司未结算的电费及新能源电价补贴款，回收风险小，但补贴款到位滞后，对资金形成占用。公司整体资产质量较好，流动性较弱。

3. 负债和所有者权益

所有者权益

2016—2018 年，公司所有者权益有所增长，年均复合增长 8.73%，主要系未分配利润增加及 2017 年公司发行 20 亿元永续债所致。截至 2018 年底，公司所有者权益合计 567.69 亿元（含少数股东权益 71.12 亿元），较上年底增长 6.28%。公司归属于母公司所有者权益 496.57

亿元，较上年底增长 6.83%，其中，实收资本 80.36 亿元、其他权益工具 49.91 亿元、资本公积金 145.35 亿元、其他综合收益 -4.78 亿元、盈余公积 17.44 亿元、未分配利润 208.29 亿元。近三年，公司少数股东权益保持相对稳定，年均复合增长 2.56%。公司所有者权益中实收资本和资本公积占比高，所有者权益稳定性好。

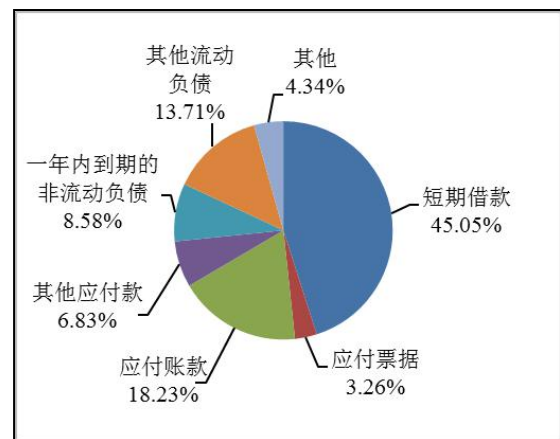
截至 2019 年 9 月底，公司所有者权益合计 597.90 亿元，较上年底增长 5.32%，主要系未分配利润增加所致。公司归属母公司所有者权益 524.41 亿元，较上年底增长 5.61%，其中未分配利润增长至 235.42 亿元。所有者权益结构较上年底变化不大。

整体上看，近年来，随着未分配利润增长及永续债发行，公司所有者权益有所增长；公司所有者权益中实收资本和资本公积占比高，权益稳定性好。

负债

2016—2018 年，公司负债总额保持相对稳定，截至 2018 年底为 890.49 亿元，较上年底下降 2.52%。公司流动负债占比 45.14%，非流动负债占比 54.86%，以非流动负债为主。

图 8 公司 2018 年底流动负债构成



资料来源：公司财务报告

2016—2018 年，公司流动负债不断下降，年均复合下降 14.78%，主要系其他流动负债下降所致。截至 2018 年底，公司流动负债 401.97 亿元，较上年底下降 16.03%，主要系短期借款下降所致；流动负债主要由短期借款（占

45.05%)、应付账款(18.23%)、其他应付款(占6.83%)、一年内到期的非流动负债(占8.58%)和其他流动负债(占13.71%)构成。

2016—2018年,公司短期借款波动幅度较大。截至2017年底,公司短期借款292.29亿元,较上年底增长60.35%,主要系部分债券到期受市场波动影响公司增加银行短期流动贷款所致;截至2018年底,公司短期借款为181.09亿元,较上年底下降38.04%,主要系期末偿还短期借款所致,主要为信用借款(占99.39%)。

2016—2018年,公司应付账款有所波动,年均复合下降0.40%。截至2018年底,公司应付账款为73.29亿元,较上年底下降4.99%。

2016—2018年,公司其他应付款波动中有所增长,年均复合增长12.99%。截至2018年底,公司其他应付款27.47亿元,较上年底增长28.92%,主要系新增保理和ABN代收款5.82亿元所致;公司其他应付款主要为保证金(占36.74%)和单位间往来款和代收代付款(占42.06%)。

2016—2018年,公司一年内到期的非流动负债波动下降,年均复合下降28.37%。截至2017年底,公司一年内到期的非流动负债5.78亿元,较上年底下降91.40%,主要系一年内到期应付债券大幅减少所致;截至2018年底,公司一年内到期的非流动负债34.47亿元,较上年底大幅增长,主要系“16龙源电力PPN002”20亿元及“16龙源电力PPN001”10亿元临近到期,调整至此所致。

公司其他流动负债主要为短期融资券及超短期融资券。2016—2018年,公司其他流动负债波动下降,年均复合下降43.07%,近三年分别为170.00亿元、50.00亿元和55.10亿元。

2016—2018年,公司非流动负债快速增长,年均复合增长18.31%,截至2018年底为488.52亿元,较上年底增长12.36%,主要系长期借款增加所致。公司非流动负债主要由长期借款(占54.76%)和应付债券(占43.45%)构成。

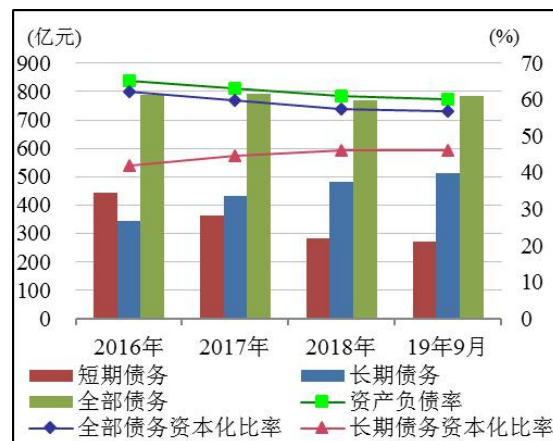
2016—2018年,公司长期借款快速增长,

年均复合增长15.89%。截至2018年底,公司长期借款267.51亿元,较上年底增长13.37%,主要系公司调整债务结构,新增信用借款所致。公司长期借款主要为质押借款(占22.37%)和信用借款(占75.10%)。

2016—2018年,公司应付债券快速增长,年均复合增长22.67%。截至2018年底,公司应付债券212.28亿元,较上年底增长11.49%,主要系公司发行“18龙源绿色债01”30亿元和“G18龙源2”30亿元及临近到期私募债调整至一年内到期的非流动负债共同影响所致。

若将其他流动负债调整至短期债务,长期应付款中的融资租赁款调整至长期债务,2016—2018年,公司全部债务波动下降,分别为789.01亿元、793.34亿元和767.90亿元。债务构成方面,近三年,公司短期债务占比分别为56.29%、45.73%和37.05%,呈下降趋势。近三年公司资产负债率持续下降,分别为65.27%、63.10%和61.07%;全部债务资本化比率持续下降,分别为62.17%、59.76%和57.49%;同期长期债务资本化比率逐年上升,分别为41.80%、44.63%和45.99%,主要系公司调整债务结构,增加长期融资所致。

图9 近年来公司有息债务情况



资料来源：公司财务报告

截至2019年9月底,公司负债合计901.85亿元,较2018年底增长1.28%;其中流动负债和非流动负债分别占42.49%和57.51%,流动负债占比下降2.65个百分点。若将其他流动负债

调整至短期债务，长期应付款中的融资租赁款调整至长期债务，截至 2019 年 9 月底，公司全部债务 783.30 亿元，较 2018 年底增长 2.01%，其中短期债务占 34.45%。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 60.13%、56.71%和 46.20%。

从长期债务期限结构看，截至 2019 年 9 月底，公司将于一年内到期有息债务为 40.00 亿元，1~2 年内到期有息债务为 82.00 亿元，2~3 年内到期有息债务为 78.98 亿元，5 年以上有息债务为 312.45 亿元。公司长期债务期限结构较为合理。

表 9 截至 2019 年 9 月底公司长期债务期限结构
(单位: 亿元)

类型	1 年内	1~2 年	2~3 年	5 年以上	小计
借款			18.98	270.64	289.62
应付票据	40.00	82.00	60.00	38.20	220.20
融资租赁				3.61	3.61
合计	40.00	82.00	78.98	312.45	513.43

资料来源：公司提供

总体看，近年来，公司全部债务规模波动下降，短期债务规模逐年下降，债务结构有所改善，债务负担尚可。

4. 盈利能力

2016—2018 年，受益于风电装机规模及上网电量的增长，公司营业收入不断增长，年均复合增长 10.10%。2018 年公司实现营业收入 264.55 亿元，同比增长 7.58%。2016—2018 年，公司营业成本有所增长，年均复合增长 7.60%，增速低于营业收入增幅。近三年，公司营业利润率逐年增长，分别为 32.59%、32.93%和 35.44%。

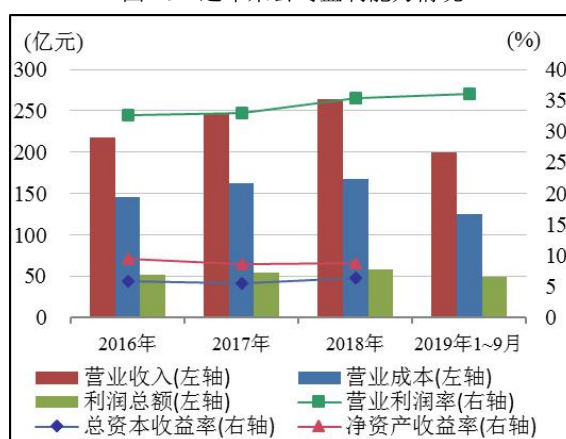
期间费用方面，2016—2018 年，公司期间费用波动增长，年均复合增长 11.86%。2018 年，公司期间费用合计 39.80 亿元，同比增长 32.22%，主要系财务费用增长所致。同期，公司财务费用为 36.11 亿元，同比增长 30.77%，主要系利率提升导致利息支出增加所致。2016

—2018 年，公司期间费用占营业收入比分别为 14.58%、12.24%和 15.05%，公司期间费用控制尚可。

非经常性损益方面，2016—2018 年，公司公允价值变动收益规模较小。同期，公司投资收益快速下降，年均复合下降 62.96%，主要系 2016 年公司处置国电建三江前进生物质发电有限公司（以下简称“建三江前进”）及国电汤原生物质发电有限公司（以下简称“汤原生物质”）两家子公司取得 8.38 亿元投资收益，2017 年公司处置长期股权投资产生的投资收益下降，且 2018 年合营联营企业利润减少所致；近三年，公司资产减值损失波动下降，分别为 6.93 亿元、1.05 亿元和 5.14 亿元⁴，主要系 2016 年公司处置建三江前进和汤原生物质两家子公司确认坏账损失 6.90 亿元，2018 年公司在建工程计提减值损失 1.98 亿元，应收账款和其他应收款计提坏账损失 2.85 亿元；近三年，公司营业外收入分别为 5.51 亿元、0.41 亿元和 0.32 亿元，主要系 2017 年以来部分政府补助计入其他收益所致。

受上述因素共同影响，2016—2018 年，公司利润总额有所增长，分别为 52.00 亿元、54.33 亿元和 58.34 亿元。

图 10 近年来公司盈利能力情况



资料来源：公司财务报告

从盈利指标看，2016—2018 年公司总资本收益率波动增长，分别为 5.81%、5.61%和

⁴ 为统一口径，2018 年资产减值损失和信用减值损失合并计算

6.45%；同期，公司净资产收益率波动下降，分别为9.50%、8.57%和8.83%，主要系所有者权益逐年增长所致。总体看，公司盈利能力保持稳定。

2019年1—9月，公司实现营业收入199.18亿元，同比增长3.73%；实现利润总额48.70亿元，同比下降9.30%，主要系利息费用同比增加及投资收益同比减少共同影响所致。

总体看，近年来，受益于风电装机规模及上网电量的增长，公司营业收入逐年提升，整体盈利水平保持稳定，非经营性损益对公司利润水平有一定影响。

5. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2016—2018年，公司流动比率逐年提升，分别为22.82%、35.12%和45.60%；速动比率逐年提升，分别为20.84%、33.14%和43.35%。截至2019年9月底，公司流动比率和速动比率进一步提升至59.50%和56.65%。近三年，现金短期债务比分别为0.06倍、0.16倍和0.14倍，公司现金类资产对短期债务的保护能力弱。整体看，公司短期偿债能力指标弱，但考虑到公司现金类资产规模较大，受限比率低，且现金收入实现质量良好，公司短期偿债风险小。

从长期偿债能力指标看，2016—2018年，公司EBITDA分别为143.63亿元、150.11亿元和167.54亿元；近三年EBITDA利息倍数分别为4.87倍、4.88倍和4.53倍；2016—2018年全部债务/EBITDA分别为5.49倍、5.29倍和4.58倍。公司整体偿债能力强。

截至2019年9月底，公司对外担保余额合计7188.14万元，占公司净资产的0.12%，被担保方均为公司关联方，被担保方经营状况基本稳定，公司或有负债风险小。

表10 截至2019年9月底公司对外担保情况
(单位：万元)

被担保方	担保余额	是否为关联方
同心龙源合创电力有限责任公司	5649.89	是

被担保方	担保余额	是否为关联方
湖北九宫山风电公司	839.25	是
内蒙新锦风力发电有限公司	378.00	是
内蒙新锦风力发电有限公司	321.00	是
合计	7188.14	--

资料来源：公司提供

公司与多家金融机构建立了良好的合作关系，截至2019年9月底，公司共获得银行及其他金融机构综合授信3090.84亿元，尚余2589.40亿元未使用，公司间接融资渠道畅通。同时，公司为香港上市公司，具备直接融资渠道。

6. 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，截至2019年8月28日，公司无未结清和已结清的不良信贷信息记录。总体看公司过往债务履约情况良好。

7. 母公司报表分析

近三年，公司本部资产总额有所增长，截至2018年底为1048.54亿元，其中流动资产占60.51%，非流动资产占39.49%。截至2018年底，公司本部流动资产634.51亿元，主要由货币资金（占3.78%）、其他应收款（占69.51%）、应收股利（占10.18%）和其他流动资产（占16.39%）构成。同期，公司本部非流动资产414.03亿元，主要由长期股权投资（占86.72%）构成。截至2018年底，公司本部流动比率为192.24%。

截至2018年底，公司本部所有者权益合计426.60亿元，其中实收资本80.36亿元、其他权益工具49.91亿元、资本公积175.40亿元、其它综合收益0.87亿元、盈余公积17.44亿元、未分配利润102.63亿元。

截至2018年底，公司本部负债合计621.94亿元，其中流动负债占53.07%，非流动负债占46.93%。截至2018年底，公司本部流动负债330.05亿元，主要由短期借款（占27.03%）、其他应付款（占47.00%）和其他流动负债（占

16.69%)构成。截至2018年底,公司本部非流动负债291.89亿元,主要由长期借款(占29.98%)和应付债券(占69.89%)构成。同期,公司本部资产负债率为59.31%,全部债务资本化比率为49.05%,长债负债水平合理。

公司本部履行管理职能,2018年,公司本部营业收入为0.32亿元,期间费用3.40亿元,投资收益为31.45亿元,利润总额为25.67亿元。公司本部收入规模小,盈利主要依靠下属子公司。2018年,公司本部经营活动、投资活动和筹资活动现金流量净额分别为142.55亿元、-86.27亿元和-78.02亿元。

总体看,公司本部收入规模小,盈利主要依靠下属子公司,负债水平合理。

8. 抗风险能力

公司是国内最早开发风电的专业化公司,风电行业地位突出,股东实力极强;公司组织结构完善,各项管理制度健全。

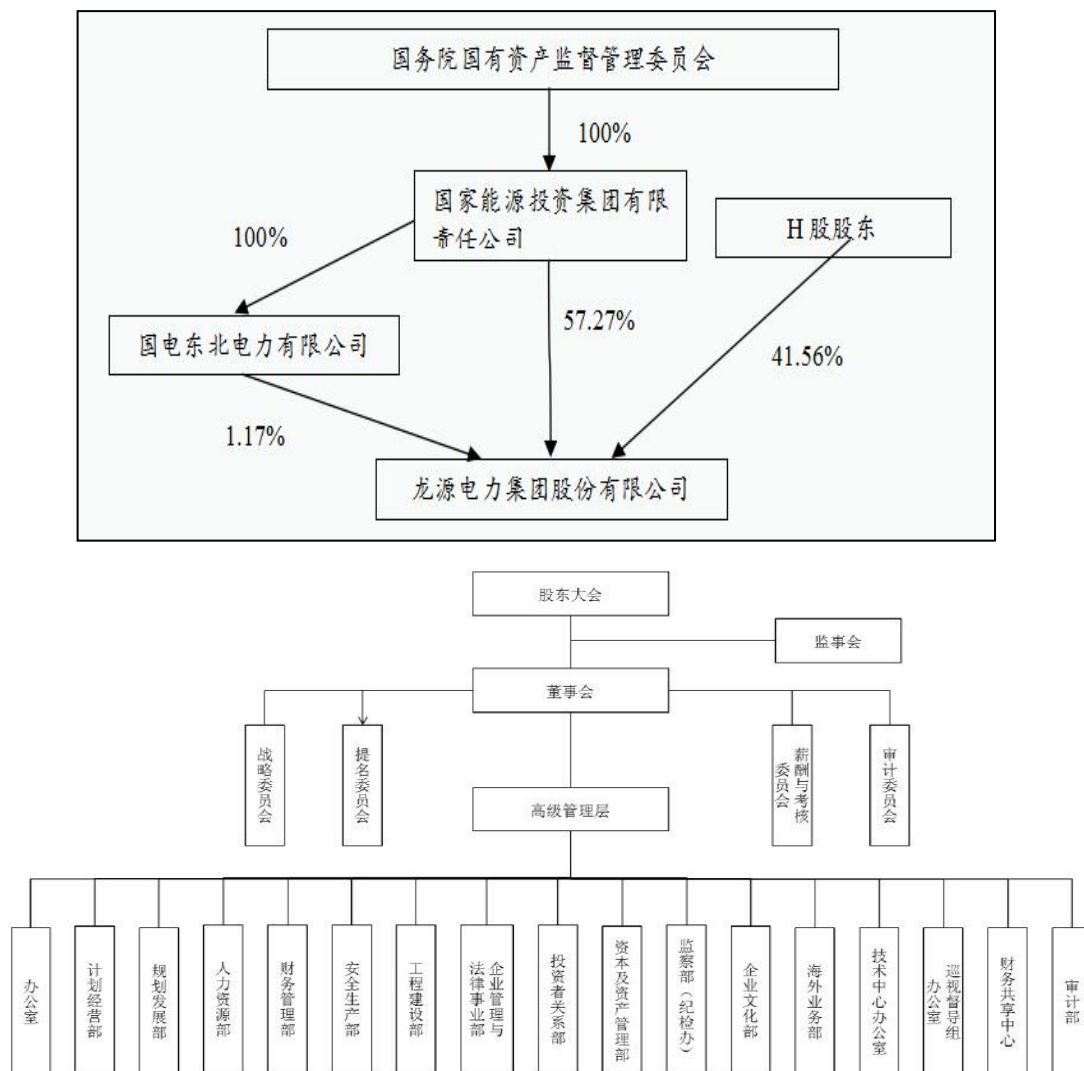
基于对行业运行情况,区域经济环境,公司基础素质,经营情况和财务风险的综合判断,公司整体抗风险能力极强。

八、结论

公司为国内最早开发风电的专业化公司,装机规模优势明显,布局广泛,行业地位突出。近年来伴随业务规模扩张以及电站运行效率的提升,公司收入和利润不断增长,盈利能力强。公司定位为国能集团新能源板块的核心运行主体,综合竞争力及整体抗风险能力强。未来伴随装机规模进一步提升,布局持续优化,公司规模优势有望逐步增强。财务方面,公司资产以非流动资产为主,固定资产和在建工程占比高,符合电力行业特征;现金类资产规模较大,但应收补贴款占比较高,对资金形成占用;同时,公司主营业务运营成本低,整理盈利能力较强。

综合评估,联合资信认为公司主体长期信用风险极低,安全性极高。

附件 1-1 截至 2019 年 9 月底公司股权结构图和组织结构图



附件 1-2 截至 2019 年 9 月底公司二级子公司列表

序号	企业名称	注册地	业务性质	实收资本（元）	持股比例（%）
1	安徽龙源风力发电有限公司	安徽	风电	320140000.00	100.00
2	布尔津县天润风电有限公司	新疆	风电	57500000.00	60.00
3	赤峰龙源风力发电有限公司	内蒙古	风电	468570000.04	97.01
4	赤峰龙源松州风力发电有限公司	内蒙古	风电	1,619384840.00	100.00
5	赤峰新胜风力发电有限公司	内蒙古	风电	273426200.00	34.00
6	东海龙源生物质发电有限公司	江苏	生物质发电	49000000.00	95.00
7	福建风力发电有限公司	福建	风电	40000000.00	90.00
8	福建龙源风力发电有限责任公司	福建	风电	274665200.00	100.00
9	福建龙源海上风力发电有限公司	福建	风电	900000000.00	100.00
10	福建省东山澳仔山风电开发有限公司	福建	风电	256000000.00	91.15
11	福建省平潭长江澳风电开发有限公司	福建	风电	14260000.00	60.00
12	抚远龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	87828000.00	100.00
13	甘肃洁源风电有限责任公司	甘肃	风电	505020000.00	77.11
14	甘肃龙源风力发电有限公司	甘肃	风电	624631316.74	100.00
15	甘肃新安风力发电有限公司	甘肃	风电	169810000.00	54.54
16	广东国电龙源风力发电有限公司	广东	风电	170493839.24	51.00
17	广西龙源风力发电有限公司	广西	风电	164308760.00	100.00
18	国电联合动力技术（长春）有限公司	吉林	其他	442772300.00	100.00
19	国电龙源安化风力发电有限公司	湖南	风电	88500000.00	50.00
20	国电龙源都匀风力发电有限公司	贵州	风电	84000000.00	50.00
21	国电龙源江永风力发电有限公司	湖南	风电	80000000.00	50.00
22	国电龙源神池风力发电有限公司	山西	风电	85385000.00	51.00
23	国电龙源松桃风力发电有限公司	贵州	风电	8100000.00	50.00
24	国电龙源吴起新能源有限公司	陕西	风电	133770000.00	51.00
25	国电山东济南龙源风力发电有限公司	山东	风电	163953000.00	50.00
26	国电山东龙源临朐风力发电有限公司	山东	风电	70000000.00	50.00
27	国电山西洁能右玉风电有限公司	山西	风电	202000000.00	100.00
28	国电武川红山风电有限公司	内蒙古	风电	85000000.00	100.00
29	国电新疆阿拉山口风电开发有限公司	新疆	风电	176000000.00	70.00
30	国电友谊生物质发电有限公司	黑龙江	生物质发电	40000000.00	100.00
31	国电重庆风电开发有限公司	重庆	风电	365198000.00	51.00
32	哈尔滨龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	23980500.00	100.00
33	海安龙源海上风力发电有限公司	江苏	风电	720000000.00	100.00
34	海林晨光风力发电有限公司	黑龙江	风电	3000000.00	70.00
35	海林龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	81431970.07	51.00
36	海南龙源风力发电有限公司	海南	风电	299088800.00	100.00
37	含山龙源梅山风力发电有限公司	安徽	风电	64000000.00	70.00
38	河北龙源风力发电有限公司	河北	风电	899672600.00	100.00
39	河北围场龙源建投风力发电有限公司	河北	风电	209300000.00	50.00
40	河南龙源新能源发展有限公司	河南	风电	--	100.00
41	鹤岗龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	165547279.71	95.00
42	黑龙江龙源新能源发展有限公司	黑龙江	风电	976844000.00	100.00

序号	企业名称	注册地	业务性质	实收资本（元）	持股比例（%）
43	湖北龙源新能源有限公司	湖北	风电	30000000.00	100.00
44	湖南龙源风力发电有限公司	湖南	风电	6000000.00	100.00
45	桦南龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	414036016.18	39.96
46	吉林东丰龙新发电有限公司	吉林	风电	1000000.00	88.00
47	吉林龙源风力发电有限公司	吉林	风电	438200000.00	66.23
48	江苏海上龙源风力发电有限公司	江苏	风电	768000000.00	100.00
49	江苏龙源风力发电有限公司	江苏	风电	333320000.00	75.00
50	江西龙源风力发电有限公司	江西	风电	73150000.00	100.00
51	江阴苏龙热电有限公司	江苏	火电	1185750728.94	27.00
52	辽宁龙源新能源发展有限公司	辽宁	风电	1069833100.00	100.00
53	龙源（巴彦淖尔）风力发电有限责任公司	内蒙古	风电	672550000.00	100.00
54	龙源（包头）风力发电有限责任公司	内蒙古	风电	394940000.00	100.00
55	龙源（北京）风电工程技术有限公司	北京	科技服务	30000000.00	100.00
56	龙源（北京）风电工程设计咨询有限公司	北京	设计咨询	20000000.00	100.00
57	龙源（北京）太阳能技术有限公司	北京	设计咨询	50000000.00	100.00
58	龙源（北京）碳资产管理技术有限公司	北京	咨询	10000000.00	100.00
59	龙源（北京）新能源有限公司	北京	光伏	10000000.00	100.00
60	龙源（德州）风力发电有限公司	山东	风电	5000000.00	100.00
61	龙源（酒泉）风力发电有限公司	甘肃	风电	910334000.00	100.00
62	龙源（科右前旗）风力发电有限公司	内蒙古	风电	84440000.00	100.00
63	龙源（农安）风力发电有限公司	黑龙江	风电	153638900.00	100.00
64	龙源（莆田）风力发电有限责任公司	福建	风电	421954000.00	100.00
65	龙源（如东）风力发电有限公司	江苏	风电	666350000.00	100.00
66	龙源（四子王）风力发电有限责任公司	内蒙古	风电	149000000.00	100.00
67	龙源（天津滨海新区）风力发电有限公司	天津	风电	96890000.00	100.00
68	龙源（通榆）风力发电有限公司	辽宁	风电	143470000.00	100.00
69	龙源（乌拉特后旗）风力发电有限责任公司	内蒙古	风电	238250000.00	100.00
70	龙源（兴安盟）风力发电有限公司	内蒙古	风电	220330000.00	100.00
71	龙源（伊春）风电技术服务有限公司	黑龙江	服务	100000000.00	100.00
72	龙源（张北）风力发电有限公司	河北	风电	168670000.00	100.00
73	龙源（张家口）风力发电有限公司	河北	风电	1017085900.00	100.00
74	龙源（长岭）风力发电有限公司	辽宁	风电	303016700.00	100.00
75	龙源阿拉山口风力发电有限公司	新疆	风电	308610000.00	100.00
76	龙源巴里坤风力发电有限公司	新疆	风电	530748000.00	100.00
77	龙源保康风力发电有限公司	湖北	风电	67510000.00	100.00
78	龙源布尔津风力发电有限公司	新疆	风电	61459500.00	100.00
79	龙源达茂风力发电有限公司	内蒙古	风电	376380800.00	100.00
80	龙源大柴旦新能源开发有限公司	青海	风电	10000000.00	100.00
81	龙源大丰风力发电有限公司	江苏	风电	520614000.00	100.00
82	龙源大理风力发电有限公司	云南	风电	331985000.00	80.00
83	龙源电力集团（上海）风力发电有限公司	江苏	风电	74500000.00	100.00
84	龙源电力集团安徽新能源发展有限公司	安徽	风电	360366000.00	100.00
85	龙源电力集团能源销售有限公司	北京	销售	21000000.00	100.00
86	龙源定边风力发电有限公司	陕西	风电	69330000.00	100.00
87	龙源定远风力发电有限公司	安徽	风电	161398854.73	100.00
88	龙源东海风力发电有限公司	江苏	风电	180757143.00	70.00

序号	企业名称	注册地	业务性质	实收资本（元）	持股比例（%）
89	龙源凤阳风力发电有限公司	安徽	风电	87418545.39	100.00
90	龙源阜新风力发电有限公司	辽宁	风电	1500000.00	100.00
91	龙源格尔木新能源开发有限公司	青海	光伏	265372638.79	100.00
92	龙源冠县风力发电有限公司	山东	风电	5000000.00	100.00
93	龙源贵州风力发电有限公司	贵州	风电	935713600.00	100.00
94	龙源哈密新能源有限公司	新疆	风电	259630000.00	100.00
95	龙源和顺风力发电有限公司	山西	风电	--	100.00
96	龙源横山新能源有限公司	陕西	风电	69650000.00	100.00
97	龙源黄海如东海上风力发电有限公司	江苏	风电	500000000.00	80.00
98	龙源汇泰（滨州）风力发电有限公司	山东	风电	96350000.00	51.00
99	龙源建投（承德）风力发电有限公司	河北	风电	446170000.00	55.00
100	龙源靖边风力发电有限公司	陕西	风电	165202637.00	100.00
101	龙源静乐风力发电有限公司	山西	风电	210312000.00	100.00
102	龙源岢岚风力发电有限公司	山西	风电	48630000.00	100.00
103	龙源岚县风力发电有限公司	山西	风电	57500000.00	100.00
104	龙源乐安风力发电有限公司	江西	风电	93002000.00	100.00
105	龙源丽江新能源有限公司	云南	风电	6300000.00	100.00
106	龙源利通风力发电有限公司	宁夏	风电	126000000.00	100.00
107	龙源临沂风力发电有限公司	山东	风电	100455000.00	100.00
108	龙源宁武风力发电有限公司	山西	风电	101000000.00	100.00
109	龙源宁夏风力发电有限公司	宁夏	风电	575530000.00	100.00
110	龙源磐安风力发电有限公司	浙江	风电	56934000.00	100.00
111	龙源偏关风力发电有限公司	山西	风电	67000000.00	100.00
112	龙源平潭风力发电有限公司	福建	风电	170000000.00	90.00
113	龙源启东风力发电有限公司	江苏	风电	245760000.00	100.00
114	龙源全椒风力发电有限公司	内蒙古	风电	133161900.00	100.00
115	龙源陕西风力发电有限公司	陕西	风电	243656079.00	100.00
116	龙源石林风力发电有限公司	云南	风电	148430000.00	100.00
117	龙源吐鲁番新能源有限公司	新疆	光伏	45740000.00	90.00
118	龙源托里风力发电有限公司	新疆	风电	69372000.00	100.00
119	龙源巍山风力发电有限公司	云南	风电	50000000.00	100.00
120	龙源吴忠风力发电有限公司	宁夏	风电	192000000.00	100.00
121	龙源西藏那曲新能源有限公司	新疆	风电	25000000.00	100.00
122	龙源西藏日喀则新能源有限公司	西藏	风电	50000000.00	100.00
123	龙源西藏新能源有限公司	西藏	地热能	182466000.00	100.00
124	龙源仙居风力发电有限公司	浙江	风电	47128000.00	100.00
125	龙源兴和风力发电有限公司	内蒙古	风电	130171200.00	100.00
126	龙源雄亚（福清）风力发电有限公司	福建	风电	198129668.38	100.00
127	龙源宿州风力发电有限公司	安徽	风电	68200000.00	70.00
128	龙源盱眙风力发电有限公司	江苏	风电	410693000.00	100.00
129	龙源盐城大丰海上风力发电有限公司	江苏	风电	831000000.00	100.00
130	龙源宜春风力发电有限公司	江西	风电	68930000.00	100.00
131	龙源永平风力发电有限公司	云南	风电	50000000.00	100.00
132	龙源玉林风力发电有限公司	广西	风电	121500000.00	100.00
133	南通天生港发电有限公司	江苏	火电	448248084.00	31.94
134	内蒙古龙源新能源发展有限公司	内蒙古	风电	321977500.00	100.00

序号	企业名称	注册地	业务性质	实收资本（元）	持股比例（%）
135	宁夏天净风力发电股份有限公司	宁夏	风电	97680500.00	100.00
136	山东龙源风力发电有限公司	山东	风电	234430000.00	100.00
137	山东龙源恒信风力发电有限公司	山东	风电	5000000.00	70.00
138	山西龙源风力发电有限公司	山西	风电	454336540.00	100.00
139	沈阳龙源风力发电有限公司	辽宁	风电	432270000.00	98.60
140	沈阳龙源雄亚风力发电有限公司	辽宁	风电	449519998.68	100.00
141	双鸭山龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	163570000.00	100.00
142	苏州龙源风电职业技术培训中心有限公司	江苏	培训	10000000.00	100.00
143	天津龙源风力发电有限公司	天津	风电	245656020.00	100.00
144	铁岭龙源风力发电有限公司	辽宁	风电	281690000.00	100.00
145	通河龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	89880000.00	80.00
146	通榆新发风力发电有限公司	吉林	风电	144800000.00	100.00
147	新疆风电工程设计咨询有限责任公司	北京	设计咨询	10000000.00	100.00
148	新疆龙源风力发电有限公司	新疆	风电	345003500.00	100.00
149	新疆天风发电股份有限公司	新疆	风电	511016909.00	59.53
150	雄亚（宁阳）风力发电有限公司	山东	风电	5000000.00	100.00
151	雄亚投资有限公司	香港	投资	10700.00	100.00
152	延边龙源风力发电有限公司	吉林	风电	84000000.00	100.00
153	伊春龙源风力发电有限公司	黑龙江	风电	135250000.00	40.00
154	伊春龙源雄亚风力发电有限公司	黑龙江	风电	320139995.00	100.00
155	伊春兴安岭风力发电有限公司	黑龙江	风电	272413680.00	55.00
156	依兰龙源汇能风力发电有限公司	黑龙江	风电	175120000.16	92.00
157	云南龙源风力发电有限公司	云南	风电	727426000.00	100.00
158	浙江龙源风力发电有限公司	浙江	风电	133874000.00	100.00
159	浙江温岭东海塘风力发电有限公司	浙江	风电	140020000.00	76.29
160	浙江舟山岑港风力发电有限公司	浙江	风电	139310000.00	89.69
161	中国福霖风能工程有限公司	北京	科技服务	6000000.00	100.00
162	中能电力科技开发有限公司	北京	科技服务	70000000.00	100.00
163	射阳龙源风力发电有限公司	江苏	风电	70000000.00	60.00
164	国电云南龙源罗平风力发电有限公司	云南	风电	--	51.00

附件 2-1 主要财务数据及指标（合并口径）

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	28.25	59.63	41.18	24.65
资产总额(亿元)	1382.71	1447.63	1458.18	1499.75
所有者权益合计(亿元)	480.18	534.17	567.69	597.90
短期债务(亿元)	444.12	362.82	284.49	269.88
长期债务(亿元)	344.89	430.53	483.41	513.43
全部债务(亿元)	789.01	793.34	767.90	783.30
营业收入(亿元)	218.24	245.90	264.55	199.18
利润总额(亿元)	52.00	54.33	58.34	48.70
EBITDA(亿元)	143.63	150.11	167.54	--
经营性净现金流(亿元)	114.94	126.82	142.55	94.37
财务指标				
销售债权周转次数(次)	4.30	3.82	2.96	--
存货周转次数(次)	13.70	15.85	18.10	--
总资产周转次数(次)	0.16	0.17	0.18	--
现金收入比(%)	110.63	109.98	102.45	86.29
营业利润率(%)	32.59	32.93	35.44	36.14
总资本收益率(%)	5.81	5.61	6.45	--
净资产收益率(%)	9.50	8.57	8.83	--
长期债务资本化比率(%)	41.80	44.63	45.99	46.20
全部债务资本化比率(%)	62.17	59.76	57.49	56.71
资产负债率(%)	65.27	63.10	61.07	60.13
流动比率(%)	22.82	35.12	45.60	59.50
速动比率(%)	20.84	33.14	43.35	56.65
经营现金流动负债比(%)	20.76	26.49	35.46	--
EBITDA 利息倍数(倍)	4.87	4.88	4.53	--
全部债务/EBITDA(倍)	5.49	5.29	4.58	--

注：1.公司 2019 年三季度财务报表未经审计；2.其他流动负债调整至短期债务，长期应付款中的融资租赁款调整至长期债务

附件 2-2 主要财务数据及指标（公司本部/母公司）

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	11.90	43.64	24.01	11.25
资产总额(亿元)	901.63	1007.83	1048.54	1023.08
所有者权益合计(亿元)	376.10	409.99	426.60	429.94
短期债务(亿元)	110.56	155.64	119.18	135.52
长期债务(亿元)	169.26	256.24	291.51	344.56
全部债务(亿元)	279.82	411.88	410.69	480.08
营业收入(亿元)	0.39	0.37	0.32	0.28
利润总额(亿元)	28.24	21.96	25.67	4.23
EBITDA(亿元)	28.78	22.57	26.22	--
经营性净现金流(亿元)	-109.54	5.80	16.77	-24.39
财务指标				
销售债权周转次数(次)	6.82	2.64	1.83	--
存货周转次数(次)	9.01	8.78	9.18	--
总资产周转次数(次)	0.00	0.00	0.00	--
现金收入比(%)	96.75	135.59	129.52	59.77
营业利润率(%)	-24.27	29.84	-6.12	39.49
总资本收益率(%)	4.31	2.69	3.08	--
净资产收益率(%)	7.51	5.36	6.02	--
长期债务资本化比率(%)	31.04	38.46	40.59	44.49
全部债务资本化比率(%)	42.66	50.12	49.05	52.75
资产负债率(%)	58.29	59.32	59.31	58.46
流动比率(%)	157.12	189.35	192.24	197.88
速动比率(%)	157.11	189.35	192.24	197.88
经营现金流动负债比(%)	-30.76	1.70	5.08	--
EBITDA 利息倍数(倍)	--	--	--	--
全部债务/EBITDA(倍)	9.72	18.25	15.66	--

注：1 集团类客户提供公司本部（母公司）财务信息； 2.公司 2019 年三季度财务报表未经审计

附件 3 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 4-1 主体长期信用等级设置及其含义

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 4-2 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 龙源电力集团股份有限公司 主体长期信用的跟踪评级安排

根据相关监管法规和联合资信评估有限公司（联合资信）有关业务规范，联合资信将在龙源电力集团股份有限公司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。

龙源电力集团股份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。龙源电力集团股份有限公司如发生重大变化，或发生可能对信用等级产生较大影响的重大事项，龙源电力集团股份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龙源电力集团股份有限公司的经营管理状况及外部经营环境等相关信息，如发现龙源电力集团股份有限公司出现重大变化，或发现存在或出现可能对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。

如龙源电力集团股份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龙源电力集团股份有限公司联系，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。