信用等级公告

联合〔2019〕1990 号

联合资信评估有限公司通过对中国电力国际发展有限公司主体及其相关债券的信用状况进行跟踪分析和评估，确定维持中国电力国际发展有限公司主体长期信用等级为 AAA，并维持“18 中电国际 MTN001”的信用等级为 AAA，评级展望为稳定。

特此公告

联合资信评估有限公司

二〇一九年七月十七日

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
电话：010-85679696
传真：010-85679228
邮编：100022
http://www.lhratings.com

中国电力国际发展有限公司跟踪评级报告

评级结果

本次评级结果：AAA
上次评级结果：AAA

债券简称	余额	到期兑付日	跟踪评级结果	上次评级结果
18 中电国际 MTN001	20 亿元	2021/10/15	AAA	AAA

本次评级展望：稳定
上次评级展望：稳定

评级时间：2019 年 7 月 17 日

财务数据

项目	2016 年	2017 年	2018 年
现金及现金等价物(亿元)	18.09	45.78	18.53
资产总额(亿元)	911.87	980.27	1249.59
权益总额(亿元)	345.95	371.94	428.51
短期债务(亿元)	164.60	221.42	154.50
长期债务(亿元)	314.16	296.12	495.82
全部债务(亿元)	478.76	517.54	650.33
收入(亿元)	193.97	203.32	234.76
除税前利润(亿元)	39.94	15.61	20.70
EBITDA(亿元)	91.45	70.03	84.01
经营活动所得现金净额（亿元）	61.17	31.32	27.84
营业利润率(%)	34.58	22.84	23.97
净资产收益率(%)	9.41	3.44	3.82
资产负债率(%)	62.06	62.06	65.71
全部债务资本化比率(%)	58.05	58.18	60.28
流动比率(%)	30.73	32.34	33.81
经营现金流动负债比(%)	27.47	10.87	10.70
全部债务/EBITDA(倍)	5.24	7.39	7.74
EBITDA 利息倍数(倍)	4.50	3.16	2.92

分析师：黄 露　李 晨
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

联合资信评估有限公司（以下简称“联合资信”）对中国电力国际发展有限公司（以下简称“公司”）的评级反映了公司作为华北、华中及西南地区主要的电力供应商，在行业地位、生产规模、装备水平、股东支持等方面具有综合优势。跟踪期内，公司完成对控股股东国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）附属 5 家子公司全部股权收购事项，装机容量快速提升；同期，公司上网电量和平均上网电价提升，带动收入、利润的大幅增长。同时，联合资信也关注到公司电源结构仍以火电为主，其利润水平受煤炭价格波动影响大，清洁能源补贴应收款快速增长，以及未来投资压力较大等因素对公司经营可能产生的不利影响。

公司存续期内债券为 20 亿元“18 中电国际 MTN001”，跟踪期内，公司经营活动现金净流量和 EBITDA 对存续期内债券保障能力强。

未来，随着在建及规划建设的发电项目陆续投入运营，公司资产和收入有望继续保持增长；同时，公司电源结构逐步优化，清洁能源占比逐步提高，综合实力有望进一步增强。

综合评估，联合资信确定维持中国电力国际发展有限公司主体长期信用等级为AAA，维持“18中电国际MTN001”的信用等级为AAA，评级展望为稳定。

优势

1. 国家电投是大型国有独资电力企业集团之一。公司作为运营国家电投常规能源业务的核心企业，在资源获取和常规能源发展方面获得支持力度大。
2. 跟踪期内，公司已完成对国家电投部分附属公司股权收购，随着资产逐步注入，公司电力业务规模快速增长，电源结构进一

步优化。

3. 跟踪期内，公司收入和利润水平大幅增长，财务状况保持良好。
4. 公司经营活动现金净流量和 EBITDA 对存续期内债券保障能力强。

关注

1. 公司仍以火电经营为主，跟踪期内，煤炭价格快速增长，公司经营压力较大。
2. 公司仍处于扩张期，电源建设项目未来面临较大投资压力。

声　明

一、本报告引用的资料主要由中国电力国际发展有限公司（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。

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、本次跟踪评级结果自本报告出具之日起至相应债项到期兑付日有效；根据后续跟踪评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

中国电力国际发展有限公司跟踪评级报告

一、跟踪评级原因

根据有关法规要求，按照联合资信评估有限公司关于中国电力国际发展有限公司的跟踪评级安排进行本次跟踪评级。

二、主体概况

中国电力国际发展有限公司（以下简称“公司”）于2004年3月24日根据香港法例第622章《公司条例》在香港注册成立，并于2004年10月15日在香港联合交易所有限公司主板上市，股份代码为2380.HK，股票简称为“中国电力”。截至2018年底，国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）通过其全资子公司中国电力国际有限公司（以下简称“中电国际”）持有公司56.04%的股份，为公司的控股股东。国家电投是中国唯一同时拥有火电、水电、核电及新能源资源的集团，作为集团常规能源业务的核心子公司，公司电力资源好，综合竞争力强。

截至2018年底，公司股本为人民币172.68亿元，国家电投持有公司56.04%股份，公司实际控制人为国务院国资委。

公司属于电力行业，主营业务为电力生产及销售。

截至2018年底，公司（合并）资产总额1249.59亿元，权益总额428.51亿元（含非控股股东权益129.01亿元）。2018年，公司实现收入234.76亿元，除税前利润20.70亿元。

公司注册地址：香港湾仔港湾道 18 号中环广场 63 楼 6301 室；单位负责人：田钧。

三、存续债券概况及募集资金使用情况

公司存续期债券为2018年10月发行的“18中电国际MTN001”，发行额度为20亿元，期限为3年。“18中电国际MTN001”所募资金用于优化债务结构，归还下属子公司到期银行借款，截至目前，已全部按照规定用途使用完毕，且尚未到首个付息日。

表1　公司存续债券概况（单位：亿元）

债项简称	发行金额	余额	起息日	到期兑付日
18中电国际MTN001	20.00	20.00	2018/10/15	2021/10/15

资料来源：Wind，联合资信整理

四、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，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。

积极的财政政策聚焦减税降费和推动地方政府债券发行，为经济稳定增长创造了良好条件。2018年，中国一般公共预算收入和支出分别为18.3万亿元和22.1万亿元，收入同比增幅（6.2%）低于支出同比增幅（8.7%），财政赤

字 3.8 万亿元，较 2017 年同期（3.1 万亿元）继续增加。财政收入保持平稳较快增长，财政支出对重点领域改革和实体经济发展的支持力度持续增强；继续通过大规模减税降费减轻企业负担，支持实体经济发展；推动地方政府债券发行，加强债务风险防范；进一步规范 PPP 模式发展，PPP 项目落地率继续提高。稳健中性的货币政策加大逆周期调节力度，保持市场流动性合理充裕。2018 年，央行合理安排货币政策工具搭配和操作节奏，加强前瞻性预调微调，市场利率呈小幅波动下行走势；M1、M2 增速有所回落；社会融资规模增速继续下降，其中，人民币贷款仍是主要融资方式，且占全部社会融资规模增量的比重（81.4%）较 2017 年明显增加；人民币汇率有所回落，外汇储备规模小幅减少。

三大产业增加值同比增速均较上年有所回落，但整体保持平稳增长，产业结构继续改善。2018 年，中国农业生产形势较为稳定；工业生产运行总体平稳，在深入推进供给侧结构性改革、推动产业转型升级的背景下，工业新动能发展显著加快，工业企业利润保持较快增长；服务业保持较快增长，新动能发展壮大，第三产业对 GDP 增长的贡献率（59.7%）较 2017 年（59.6%）略有上升，仍是拉动经济增长的主要力量。

固定资产投资增速略有回落。2018 年，全国固定资产投资（不含农户）63.6 万亿元，同比增长 5.9%，增速较 2017 年下降 1.3 个百分点，主要受基础设施建设投资增速大幅下降影响。其中，民间投资（39.4 万亿元）同比增长 8.7%，增速较 2017 年（6.0%）有所增加，主要受益于 2018 年以来相关部门通过持续减税降费、简化行政许可与提高审批服务水平、降低企业融资成本等措施，并不断鼓励民间资本参与 PPP 项目、引导民间资本投资和制造业转型升级相结合等多种方式，使民间投资活力得到一定程度的释放。具体来看，全国房地产开发投资 12.0 万亿元，同比增长 9.5%，增速较 2017 年（7.0%）加快 2.5 个百分点，全年呈现平稳走势；受金融强监管、地方政府性债务风险管控不断强化的影响，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）14.5 万亿元，同比增长 3.8%，增速较 2017 年大幅下降 15.2 个百分点；制造业投资增速（9.5%）持续提高，主要受高技术制造业投资、制造业技术改造投资以及装备制造业投资的带动。

居民消费总量持续扩大，消费结构不断优化升级。2018 年，全国社会消费品零售总额 38.10 万亿元，同比增长 9.0%，增速较 2017 年回落 1.2 个百分点，扣除价格因素实际增长 6.9%。2018 年，全国居民人均可支配收入 28228 元，同比名义增长 8.7%，扣除价格因素实际增长 6.5%，增幅较 2017 年回落 0.82 个百分点。具体来看，生活日常类消费如日用品类，粮油食品、饮料烟酒类，服装鞋帽、针、纺织品类消费仍保持较快增长；升级类消费品如家用电器和音像器材类、通讯器材类消费持续增长，汽车消费中中高端汽车及新能源汽车销量占比提高；旅游、文化、信息等服务类消费较快增长；网络销售继续保持高增长态势。

进出口增幅明显放缓，贸易顺差持续收窄。2018 年，国际环境错综复杂，金融市场、大宗商品价格剧烈波动、全球贸易保护主义及单边主义盛行，国内长期积累的结构性矛盾不断凸显。2018 年，中国货物贸易进出口总值 30.5 万亿元，同比增加 9.7%，增速较 2017 年下降 4.5 个百分点。具体来看，出口和进口总值分别为 16.4 万亿元和 14.1 万亿元，同比增速分别为 7.1%和 12.9%，较 2017 年均有所下降。贸易顺差 2.3 万亿元，较 2017 年有所减少。从贸易方式来看，2018 年，一般贸易进出口占中国进出口总额的比重（57.8%）较 2017 年提高 1.4 个百分点。从国别来看，2018 年，中国对前三大贸易伙伴欧盟、美国和东盟进出口分别增长 7.9%、5.7%和 11.2%，对“一带一路”沿线国家合计进出口 8.37 万亿元，同比增长 13.3%，中国与“一带一路”沿线国家的贸易合作潜力

持续释放，成为拉动中国外贸增长的新动力。从产品结构来看，机电产品、传统劳动密集型产品仍为出口主力，进口方面仍以能源、原材料为主。

2019 年一季度，受贸易保护主义倾向抬头和地缘政治等因素影响，全球经济增长动能继续减弱，经济复苏压力加大。在此背景下，中国积极的财政政策继续加力增效，稳健的货币政策加强逆周期调节，保证了市场流动性合理充裕。2019 年一季度，中国经济展现出较强的韧性，延续了近年来平稳增长的态势，国内生产总值（GDP）21.3 万亿元，同比实际增长 6.4%，增速与上季度持平，较上年同期有所下降；物价水平温和上涨；PPI、PPIRM 企稳回升；就业形势总体稳定。从三大产业来看，农业生产略有放缓；工业生产总体平稳，工业企业利润增速有所回落；服务业增速也有所放缓，但仍是拉动 GDP 增长的主要力量。从三大需求来看，固定资产投资增速环比回升、同比有所回落。其中，房地产投资增速环比和同比均有所提高；基础设施建设投资增速企稳回升，但较上年同期仍明显回落；制造业投资增速环比明显下降，同比仍有所上升。居民消费环比有所回升，同比有所回落。进出口增速明显放缓。

展望 2019 年，国际贸易紧张局势或将继续升温、英国脱欧的不确定性增加、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。在此背景下，中国将实施积极的财政政策和稳健的货币政策，通过合理扩大有效投资、推动消费稳定增长、促进外贸稳中提质为“稳增长”提供重要支撑，同时通过深化供给侧结构性改革和重点领域改革、培育壮大新动能、继续打好三大攻坚战等推动经济高质量发展，2019 年中国经济运行仍将保持在合理区间。具体来看，固定资产投资增速有望持续企稳，其中，基础设施建设投资将发挥逆周期调节作用，基础设施补短板力度将有所加大，投资增速有望持续企稳回升；制造业中转型升级产业、高新技术制造业、装备制造业投资等将继续保持较快增速，为制造业投资增长提供重要支撑，但受当前企业利润增速有所放缓、出口不确定性较强等不利因素的影响，制造业投资仍有继续回落的可能；中国城镇化进程的持续以及 2019 年以来房地产市场的有所回温有利于房地产开发投资的增长，但房地产调控和房地产金融政策的基调没有发生变化，在“房住不炒”的定位下房地产投资增速将保持相对稳定。在一系列促消费以及个税改革政策的实施背景下，中国居民消费将持续扩容和升级，居民消费将保持平稳增长，但外部需求放缓及中美贸易摩擦可能会对国内就业和居民收入增长带来不利影响，对居民消费的增长可能会产生一定程度的抑制。外贸方面，受全球经济增速放缓、地缘政治风险扰动等不利因素影响，外部需求或将持续弱化，出口增长受到制约，同时去产能、结构升级等也可能造成相关产品进口增速的下降，中国进出口增速仍大概率回落。总体来看，考虑到制造业投资增速以及进出口增速或将继续放缓，未来经济增速或将有所回落，预计 2019 年中国 GDP 增速在 6.3%左右。

五、行业经济环境

公司主营业务为电力运营，经营状况与电力行业发展状况联系紧密，本部分的内容以电力行业分析为主。

1. 行业概况

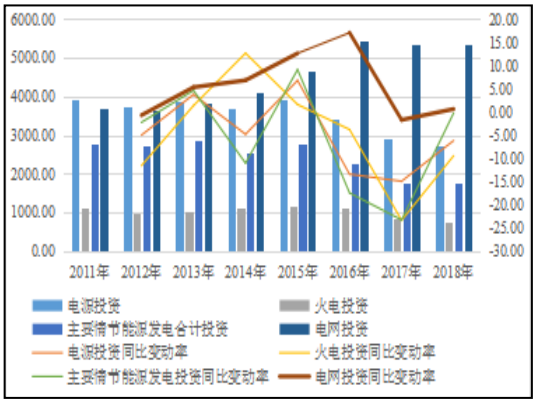
根据中电联统计数据[1]，近年来，中国电源基本建设投资呈现逐年下降趋势，同期，电网基本建设投资趋于稳定。2018年中国电源基本建设投资合计完成2721亿元，同比下降6.17%。其中火电完成投资777亿元，同比下降9.44%；水电完成投资674亿元，同比增长8.36%；核电完成投资437亿元，同比下降3.74%。同期，中国电网基本建设投资合计完成5373亿元，同比

[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。

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。

图 1　近年中国电源及电网投资情况

（单位：亿元、%）

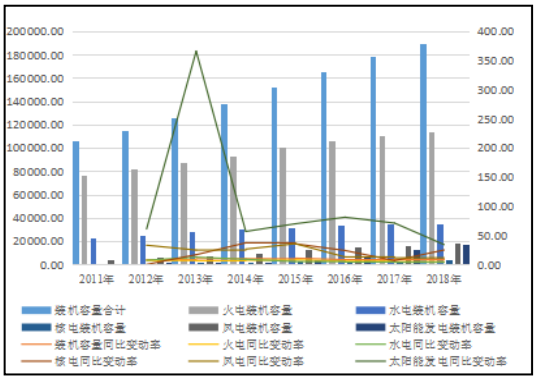


资料来源：中电联，联合资信整理

截至2018年底，中国全口径发电设备装机容量19.00亿千瓦，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。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、%）

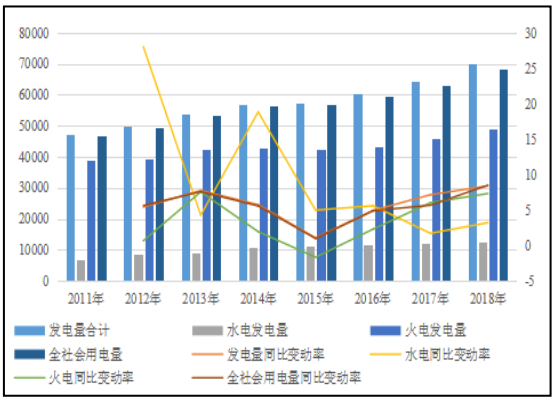


资料来源：中电联，联合资信整理

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”。

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%。整体看，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。

整体看，2018 年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

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，2018 年动力煤价格保持高位震荡，截至 2019 年 4 月 8 日秦皇岛港 5500 大卡煤主流平仓价 623 元/吨。

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。

2017年12月22日，国家发改委发布《2018年光伏发电项目价格政策的通知》，明确“自2019年起，纳入财政补贴年度规模管理的光伏发电项目全部按投运时间执行对应的标杆电价”。2018年5月31日，国家发展改革委、财政部和国家能源局发布《关于2018年光伏发电有关事项的通知》，规定自发文之日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低0.05元，即I类、II类、III类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时0.50元、0.60元、0.70元（含税）；新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴标准降低0.05元，即补贴标准调整为每千瓦时0.32元（含税）；采用“全额上网”模式的分布式光伏发电项目按所在资源区光伏电站价格执行；但符合国家政策的村级光伏扶贫电站（0.5兆瓦及以下）标杆电价保持不变。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。

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，目前已超过 1100 亿元。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。2018 年 6 月 15 日，财政部、国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）的通知》，由于纳入补贴名录的电站规模大幅增长，预计补贴缺口可能进一步扩大。

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）》，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。

（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。

六、基础素质

1. 产权状况

截至2018年底，公司股本为人民币172.68亿元，国家电投通过全资子公司中电国际持有公司56.04%股份，公司实际控制人为国务院国资委。

2. 企业规模

截至 2018 年底，公司拥有 54 家全资、控股二级子公司；内设战略规划部、资本运营部、物资与燃料部、配售电与综合能源部、生产运营部、国际业务部等 18 个职能部门。

目前公司的发电业务主要分布于江苏、安徽、湖南、山西、广东、四川等地。截至 2018 年底，公司火电发电机组控股装机规模为 1271.00 万千瓦。从机组结构来看，公司目前在运营燃煤发电机组均为 30 万千瓦级以上机组，平均装机规模达到 60 万千瓦级以上，机组质量较好，发电效率较高。

公司电源结构丰富，清洁能源装机占比较高，且近年来随着风电和光伏项目逐步建成投产，推动清洁能源装机规模进一步提升。截至 2018 年底，公司控股装机容量合计 2143.92 万千瓦，其中水电、风电和光伏控股装机规模分别为 542.37 万千瓦、146.20 万千瓦和 184.35 万千瓦，占总装机的比重分别为 25.30%、6.82%和 8.60%；清洁能源装机占比合计同比提升 6.97 个百分点。

跟踪期内，公司电力生产保持安全平稳增长态势。2018 年，伴随发电机组规模及平均利用小时的增长，公司实现发电量和上网电量分别为 741.01 亿千瓦时和 709.65 亿千瓦时，分别同比增长 11.12%和 10.79%。其中，完成市场交易电量 232.74 亿千瓦时，同比增长 74.76%，占全部上网电量的 32.80%。

总体看，公司电力资产布局于华北、华中及西南地区，并已成为国内大型电力生产企业，目前机组仍以火电为主，但清洁能源占比逐步提高，公司电源结构逐步优化。

3. 股东支持

公司控股股东国家电投是中国大型国有独资电力企业集团之一，其发电资产已覆盖全国 31 个省、市、自治区及日本、澳大利亚、马耳他、印度、土耳其、南非、巴基斯坦、巴西、缅甸等 36 个国家和地区。国家电投的电力业务

在资产总量、市场份额和技术水平等方面都位居国内发电企业的前列，截至 2018 年底，国家电投可控装机容量 131.89 吉瓦，其中火电装机容量 75.79 吉瓦，水电装机容量 23.53 吉瓦，风电、光伏、核电及其他新能源装机容量合计 32.56 吉瓦。2018 年，国家电投合计实现发电量 4635.30 亿千瓦时。此外，国家电投还是国内三家具有核电开发控股资质的电力企业之一（其它两家是中国核工业集团公司和中国广核集团有限公司）。截至 2018 年底，国家电投总资产为 10803.01 亿元，所有者权益为 2328.5 亿元（含少数股东权益 1587.07 亿元），2018 年全年实现营业收入 2264.15 亿元，利润总额 108.48 亿元。

公司作为国家电投的常规能源业务的核心企业，综合能源和创新发展的平台，在资源获取和常规能源发展方面有着很强的竞争力。目前，公司正在推进与控股股东国家电投资产重组事宜，涉及的国家电投旗下7家子公司，分别为国家电投集团广东电力有限公司、国家电投集团广西电力有限公司（以下简称“广西公司”）、国家电力投资集团安徽新能源有限公司（以下简称“安徽公司”）、国家电投集团湖北绿动新能源有限公司（以下简称“湖北公司”）、国家电投集团山东能源发展有限公司（以下简称“山东公司”）、国家电力投资集团寿县新能源有限公司（以下简称“寿县公司”）及中电(四会)热电有限责任公司。截至2018年底，公司已完成广西公司、山东公司、安徽公司、湖北公司和寿县公司的并表交割(收购转移代价合计41.25亿元，合计新增清洁能源装机容量124.78万千瓦），所涉及全部资产皆为优质清洁能源项目，随着重组事项的顺利推进，公司装机容量及发电实力将进一步提升。

七、管理分析

跟踪期内，公司新增认命傅劲松先生为公司副总裁。此外，公司管理体制、管理制度无重大变化。

公司副总裁傅劲松先生，1974年生，经济师，并拥有中山大学行政管理专业硕士学位及中国企业法律顾问执业资格。傅先生曾任国家电投政策研究与知识产权部副总经理、国务院国有资产监督管理委员会企业改革局调研员、国家核电技术公司政研法律部政策研究经理、中国海关总署办公厅研究室副调研员等职务。

八、经营分析

1. 经营概况

公司营业收入来自电力销售、提供代发电及相关服务，电力生产以火电为主，火电板块营业收入占主营业务收入约 70%。但近年来，公司不断增加对清洁能源投资，逐步从单一化火电向电力能源多元化发展，清洁能源装机容量及发电收入整体呈增长趋势。

收入构成方面，2016—2018 年，伴随装机容量和发电量的增长，公司主营业务快速增长，分别为 188.66 亿元、199.67 亿元和 231.76 亿元。2018 年，公司火电实现收入 165.90 亿元，同比增长 16.05%，主要由于上网电量和上网电价同比有所增长；公司水电实现收入 45.65 亿元，同比下降 4.84%，主要由于上网电价下调以及低电价市场交易电量提升；同期，受益于装机容量大幅增长，公司风力及光伏发电实现收入 20.21 亿元，同比增长 131.24%。

毛利率方面，2016—2018 年，公司综合毛利率波动下降，分别为 28.58%、17.25%和 20.53%，主要由于煤炭成本提升并高位震荡导致占比较高的火电业务毛利率呈波动下降趋势。2018 年，受上网电价波动影响，公司火电和水电毛利率分别为 9.55%和 48.41%，分别同比提升 7.86 个百分点和下降 10.67 个百分点；同期，风力及光伏发电前期投产机组稳定运营，毛利率维持在较高水平，为 47.65%。

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		
	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率
火电	130.57	69.21	13.44	142.96	71.60	1.69	165.90	71.58	9.55
水电	53.95	28.60	65.44	47.97	24.02	59.08	45.65	19.70	48.41
风力及光伏发电	4.14	2.19	25.58	8.74	4.38	42.22	20.21	8.72	47.65
合计	**188.66**	**100.00**	**28.58**	**199.67**	**100.00**	**17.25**	**231.76**	**100.00**	**20.53**

资料来源：公司提供

总体看，跟踪期内，公司发电机组装机容量增加，且清洁能源占比提高，电源结构进一步优化。此外，公司电力经营仍以火电为主，其利润水平受煤炭成本波动影响大，2018 年，煤炭价格仍保持高位震荡，公司火电盈利能力受电价回升影响有所提高，但盈利能力依旧较弱。

2．煤炭采购

公司主营火电，发电成本中燃煤采购成本占比大，约为公司营业成本的50%~60%。

表 3　公司电煤采购情况

项目	2016 年	2017 年	2018 年
燃煤采购量（万吨）	1924.91	2111.87	2415.80
燃煤消耗量（万吨）	1929.57	2100.60	2369.12
标煤采购单价（元/吨）	516.14	690.65	720.05

资料来源：公司提供

从煤炭采购及消耗量来看，伴随火电发电量的大幅提升，2018 年，公司燃煤消耗量同比增长 12.78%至 2369.12 万吨；同期，公司燃煤采购量同比增长 14.39%至 2415.80 万吨。

从煤炭采购价看，2016 年下半年起煤炭价格快速回升且保持高位震荡，导致公司电煤采购均价持续快速上涨，近三年分别为 516.14 元/吨、690.65 元/吨和 720.05 元/吨，受此影响，公司煤电业务盈利能力整体呈下降趋势。

从煤炭供应看，在华北地区，燃煤主要由电厂周边的煤矿企业供应，在东南沿海地区，燃煤主要依靠铁路、航运运输。为加强成本控制，公司积极与大型煤矿企业合作，签订年度重点购煤合同，稳定煤炭供应和实现采购单价优惠；同时，加大煤炭集中采购力度，利用规模效益压降火电燃料成本。2018 年，公司前五大供应商（煤炭及消耗品等生产材料）采购额占总采购金额的 75.42%，采购集中度高。

总体看，公司发电成本中燃煤采购成本占比较大，但凭借稳定的、大量的煤炭需求，加之与国有大型煤炭生产企业合作关系稳定，公司在煤炭采购成本控制及煤炭供应稳定性方面仍具有一定优势。

3．生产经营

（1）电力资产

公司主营为火电业务，随着公司业务扩张，逐步由单一化火电向电力能源多元化发展，清洁能源占比逐步提高，电源结构逐步优化。

截至2018年底，公司装机容量2143.92万千瓦，同比增长21.39%，主要由于风电和光伏装机的大幅增长。从电源结构看，截至2018年底，公司火电、水电、风电和光伏装机容量分别为1271.00万千瓦、542.37万千瓦、146.20万千瓦和184.35万千瓦，占总装机容量的比重分别为59.28%、25.30%、6.82%和8.60%。

总体看，跟踪期内，公司装机容量快速增长，清洁能源占比稳步提升，且发电机组整体健康状况良好，有利于公司提供稳定的电力供应，满足电网的电力需求。

（2）电力生产

受装机容量提升和利用小时数变化影响，公司发电量和上网电量波动增长，2016—2018 年，公司分别实现发电量 634.03 亿千瓦时、666.83 亿千瓦时和 741.01 亿千瓦时；上网电量 607.60 亿千瓦时、640.54 亿千瓦时和 709.65 亿千瓦时。

电力市场化交易方面，2017 年，公司多家火电厂参与直供电交易，完成交易电量 133.18

亿千瓦时，占全部上网电量的 20.79%；直供电平均除税电价相比除税后标杆上网电价折让约 8.70%。2018 年，公司完成交易电量 232.74 亿千瓦时（含火电 199.14 亿千瓦时及清洁能源 33.60 亿千瓦时），占全部上网电量的 32.80%；火电及水电直供电平均除税电价相比除税后标杆上网电价分别折让约 8.02%和 1.03%。由于煤炭成本的提升，火电直供电电价也有所回升。

表 4　公司电站运营指标情况

项目		2016 年	2017 年	2018 年
合计	**权益装机容量（万千瓦）**	**1672.86**	**1705.16**	**1973.16**
	可控装机容量（万千瓦）	**1752.50**	**1759.52**	**2143.92**
	发电量（亿千瓦时）	**634.03**	**666.83**	**741.01**
	上网电量（亿千瓦时）	**607.60**	**640.54**	**709.65**
火电	权益装机容量（万千瓦）	1304.61	1272.25	1360.79
	可控装机容量（万千瓦）	1201.00	1170.00	1271.00
	发电量（亿千瓦时）	446.05	480.21	539.42
	上网电量（亿千瓦时）	422.44	456.53	511.12
	上网电价（元/千瓦时）	0.30908	0.31314	0.32457
	机组利用小时数（小时）	3714.00	4104.00	4585.00
	平均单位燃料成本（元/千瓦时）	0.15441	0.20919	0.21562
	平均供电煤耗率（克/千瓦时）	304.93	304.23	302.41
水电	权益装机容量（万千瓦）	297.96	299.03	310.16
	可控装机容量（万千瓦）	478.20	478.22	542.37
	发电量（亿千瓦时）	180.75	170.68	164.61
	上网电量（亿千瓦时）	178.19	168.53	162.55
	上网电价（元/千瓦时）	0.30276	0.28462	0.28086
	机组利用小时数（小时）	3780.00	3553.00	3148.00
风电	权益装机容量（万千瓦）	31.48	44.97	125.82
	可控装机容量（万千瓦）	39.80	39.80	146.20
	发电量（亿千瓦时）	4.65	9.13	20.24
	上网电量（亿千瓦时）	4.42	8.78	19.53
	上网电价（元/千瓦时）	0.47503	0.44334	0.46355
	机组利用小时数（小时）	1581.00	1853.00	1967.00
光伏	权益装机容量（万千瓦）	38.81	88.92	176.39
	可控装机容量（万千瓦）	33.50	71.50	184.35
	发电量（亿千瓦时）	2.58	6.82	16.75
	上网电量（亿千瓦时）	2.55	6.70	16.45
	上网电价（元/千瓦时）	0.80132	0.72398	0.67798
	机组利用小时数（小时）	--	1530.00	1398.00

注：平均机组利用小时数计算过程中未考虑部分当年投运较晚的机组
资料来源：根据公司财务报告整理

火电

公司电力经营以火电为主，近年来，公司火电机组运行较为稳定，发电量和上网电量保持较好水平。截至 2018 年底，公司火电装机容量 1271.00 万千瓦，同比有所增长，主要由于普安电厂（66 万千瓦）和商丘电厂（35 万千瓦）

建成投产。

机组运行方面，2018 年，受电力市场需求增长影响，公司火电机组平均利用小时同比增长 481 个小时至 4585 小时；同时伴随火电机组规模的增长以及公司大力发展争取市场交易电量份额，公司发电量和上网电量分别同比增长 12.33%和 11.96%至 539.42 亿千瓦时和 511.12 亿千瓦时。公司主力燃煤机组整体技术水平较为先进、运行效率高、能耗水平低，具备较好的经济性和设备可靠性，使得公司发电机组整体性能和单位能耗水平均具有较强的竞争优势。2018 年，公司火电平均供电煤耗同比下降 3.07%至 302.41 克/千瓦时，但受煤炭价格上涨影响，平均单位燃料成本同比增长 3.07%至 0.21562 元/千瓦时。

上网电价方面，2016—2018 年，公司火电平均上网电价分别为 0.3091 元/千瓦时、0.3131 元/千瓦时和 0.3246 元/千瓦时，受电价调整政策以及市场化交易电量折价幅度收窄等因素影响呈现逐年增长态势。

环保改造方面，截至 2018 年底，公司为旗下火电机组配置了烟气除尘装置和脱硫装置，2018 年脱硫效率和脱硝效率分别为 99.20%和 91.02%，均保持在较高水平。

总体看，跟踪期内，公司机组建成投产，火电装机容量有所增长；运行效率有所提升，上网电量和上网电价的增长带动板块盈利能力的回升；但受煤炭价格高位盘整运行，火电经营仍存在一定成本控制压力。

水电

公司水电资产主要由控股子公司五凌电力有限公司（以下简称“五凌电力”）和广西公司负责运营，其中，五凌电力是湖南省网内的第二大发电企业和最大的水电企业，广西公司下设广西长洲水电开发有限公司，其纳入合并报表后新增公司水电装机容量63.00万千瓦。截至2018年底，公司投入运营的水电站共15座，合计装机542.37万千瓦，主要分布于湘、黔两省的沅水、湘江和资江流域。

公司水电机组运行稳定，但受湖南省来水偏枯情况影响，机组利用小时数有所下降，2018年为3148小时，同比减少405小时，湖南省内水电下降部分抵消了公司于当期并入广西公司带来的正面影响。同期，公司实现水电发电量和上网电量分别为164.61亿千瓦时和162.55亿千瓦时，同比小幅下降。

上网电价方面，公司水电上网电价主要由省物价局依据电站建设成本和规划发电量制定电价。2016—2018年，公司水电上网电价分别为0.3028元/千瓦时、0.2846元/千瓦时和0.2809元/千瓦时，受湖南省水电上网电价下调以及电力市场化交易等因素影响，公司水电机组平均上网电价有所下降。

总体看，跟踪期内，公司水力发电资产质量优良，装机容量稳步增长，但水电生产经营对流域自然来水的依赖程度较大，水电上网电价也呈下降趋势。

风电及光伏

近年来，公司大力发展风电及光伏业务，加之国家电投旗下电力资产的纳入，公司风电及光伏装机容量快速增长，截至2018年底分别为146.20万千瓦和184.35万千瓦，分别同比大幅增长267.34%和157.83%。截至目前，公司风电资产仍主要由五凌电力负责运营，项目主要分布于新疆、湖南、广西等地区；此外，广西公司下设兴安风电有限公司，将其纳入合并报表后新增公司风电装机容量41.80万千瓦。同期，光伏项目较为分散。

机组运营方面，2018年，受自然条件及限电等因素影响，公司风电和光伏利用小时数呈相反方向变动，分别为1967小时和1398小时，同比分别增长114个小时和下降132个小时；同期，伴随装机容量的快速增长，公司风电和光伏发电量均呈大幅增长趋势，分别为20.24亿千瓦时和16.75亿千瓦时。

上网电价方面，近年来，国家连续出台政策下调清洁能源上网电价推进补贴退坡。2018年，公司光伏上网电价0.67798元/千瓦时，同比下降6.35%；同期，风电上网电价0.46355元/千瓦时，同比增长4.56%，主要由于部分新投产风

电项目位于电价较高的区域且收购并入的风电资产投产较早电价较高。新能源电价补贴方面，截至2018年底，公司尚有23.36亿元补贴款尚未到位。

总体看，跟踪期内，公司大力推进风电及光伏项目建设，加之国家电投旗下电力资产的纳入，公司新能源发电装机规模大幅增长，电源结构不断优化；但部分区域面临限电问题、未来新能源电价持续下调以及新能源电价补贴到位情况可能对公司风电和光伏电站运营及盈利能力造成一定不利影响。

4．经营效率

由于发电企业的发电量根据调度情况扣除厂用等损耗后都能够上网销售，除燃煤库存外没有产成品积压，同时电网能够按期支付上网电费，收入实现有保障，因此发电企业的应收账款周转率和存货周转率一般高于普通制造业。2016—2018 年，公司销售债权周转次数增长趋势，存货周转次数波动下降，总资产周转次数保持稳定，三年加权均值分别为 6.76 次、32.14 次和 0.21 次；2018 年，公司上述经营指标值分别 5.83 次、30.37 次和 0.21 次。总体看，公司整体运营效率较好。

5．未来发展及在建工程

作为国家电投常规能源业务的核心子公司、综合能源和创新发展的平台，公司持续致力于推进高效清洁大型火电以及水电、风电、光伏等清洁能源项目，进一步提升公司的竞争实力。根据战略规划，公司“十三五”期间将大力开展清洁能源项目建设，放缓部分火电机组建设，随着清洁能源项目建成投产，公司电源结构或将进一步优化。

截至 2018 年底，公司主要在建项目总装机规模 407.90 万千瓦，预计总投资 199.22 亿元，已完成投资 81.61 亿元，未来仍需投资 117.61 亿元。公司目前在建项目将集中于 2019—2020 年投产，存在较大融资需求。

拟建项目方面，截至 2018 年底，公司正在开展前期工作的新项目装机容量总额约 570 万千瓦，其中清洁能源项目（含天然气发电项目）装机容量总额约 370 万千瓦，主要分布于江苏、安徽、湖南、湖北等地区。

表 5　截至 2018 年底公司主要在建工程项目情况

项目名称	电源类型	预计完工时间	装机容量（万千瓦）	总投资（亿元）	已投资（亿元）
中电普安电厂	火电	2019 年	66.00	24.40	19.29
大别山电厂	火电	2019 年	132.00	45.80	13.41
商丘电厂	热电联产	2019 年	35.00	16.50	5.26
落水洞电厂	水电	2019 年	3.50	4.49	3.79
麻窝电厂	水电	2019 年	3.20	3.36	3.19
五强溪电厂	水电	2023 年	50.00	21.45	1.41
维山电厂	风电	2021 年	7.00	3.90	0.15
松本塘电厂	风电	2019 年	5.00	5.68	2.11
金紫山风电	风电	2019 年	15.00	12.26	3.63
兴安风电	风电	2020 年	15.00	12.38	6.49
大怀山电厂	风电	2020 年	20.00	17.50	5.21
庆云电厂	风电	2019 年	15.00	8.59	2.00
大同中电	光伏	2019 年	40.00	22.22	15.67
中储粮电站	光伏	2019 年	1.20	0.69	--
合计	--	--	**407.90**	**199.22**	**81.61**

资料来源：公司提供

除在建、拟建项目之外，公司正在推进资产重组工作，涉及资产总额161亿元，注入资产

均为清洁能源。2018年5月，公司完成广西公司和山东公司的交割并表；2018年12月，公司完成安徽公司、湖北公司和寿县公司的交割并表。得益于以上资产顺利完成交割，公司资产规模、装机容量快速增长，清洁能源机组的注入亦进一步优化公司装机结构。

总体看，随着公司在建及拟建项目建成投产，未来几年公司的经营规模有望进一步扩大。同时，由于在建、拟建项目投资规模较大，公司资金面将面临一定压力，对外融资依赖程度将有所加大。考虑到目前公司投资项目较为优良，上述项目的投产将有助于推进公司整体盈利规模及现金流的增长。

九、财务分析

1. 财务概况

公司提供了2016—2018年度财务报表，香港德勤关黄陈方会计师行对该财务报告进行了审计，审计意见为：该综合财务报表已根据香港财务报告准则真实地反映公司于2016—2018年底财务状况以及2016—2018年综合财务表现及综合现金流量，并已遵照香港《公司条例》妥为编制。公司综合财务报表按照《香港财务报告准则》编制。公司未提供本部财务数据。

截至2018年底，公司（合并）资产总额1249.59亿元，权益总额428.51亿元（含非控股股东权益129.01亿元）。2018年，公司实现收入234.76亿元，除税前利润20.70亿元。

2. 资产质量

2016—2018 年，公司资产总额快速增长，年均复合增长 17.06%，截至 2018 年底为 1249.59 亿元，同比增长 27.47%，主要由于公司电站规模快速扩张，且已于当年度完成国家电投旗下 5 家公司全部股权的交割并表。截至 2018 年底，公司非流动资产占比 89.41%、流动资产占比 7.04%、划分为持有待售处置组合之相关资产占比 3.55%，非流动资产占比高，符合电力行业特征。

2016—2018 年，公司流动资产波动增长，年均复合增长 13.36%，截至 2018 年底为 87.94 亿元，同比下降 5.65%，主要由于现金及现金等价物的大幅下降。公司流动资产主要由应收账款（占 31.67%）、预付款、按金及其他应收款项（占 23.15%）、现金及现金等价物（占 21.07%）和应收关联方款项（占 12.08%）构成。

截至 2018 年底，公司现金及现金等价物（不含受限）18.53 亿元，同比下降 59.52%，一方面由于 2017 公司发行股票导致现金及现金等价物累计规模较大；另一方面公司于 2018 年并入广西公司支付收购款金额较大。

截至 2018 年底，公司应收账款合计 48.22 亿元，同比增长 49.24%，主要为应收地区及省级电网公司账款。其中，清洁能源补贴款 23.36 亿元，占比 48.44%，补贴款受政策波动影响，回收存在一定滞后性，但因信贷素质并无重大变化且有关资金回收可能性大，公司并未提取坏账准备。根据应收账款账龄划分，截至 2018 年底，27.85 亿元应收账款计入流动资产（账龄主要为 1~3 个月），20.37 亿元应收账款计入非流动资产（其他非流动资产科目）。

2016—2018 年，公司非流动资产年均复合增长 15.09%，截至 2018 年底为 1117.26 亿元，同比增长 25.95%，主要由于电站规模扩张，物业、厂房及设备（占 85.65%）规模大幅增长。

截至 2018 年底，公司物业、厂房及设备资产原值 1246.56 亿元，其中发电机及设备占比 40.25%、水坝占比 19.49%、楼宇及租赁物业装修占比 18.61%、在建工程占比 10.30%。公司于 2018 年内透过收购附属公司购入物业、厂房及设备合计 156.33 亿元，重分类至划分为持有待售处置组合合计 49.00 亿元。截至 2018 年底，公司物业、厂房及设备累计折旧及减值亏损 289.65 亿元；账面净值 956.92 亿元，同比增长 27.39%。

根据会计科目调整，将原可供出售金融资产计入公平值计入其他全面收益权益工具科目，截至 2018 年底为 30.83 亿元，同比下降

11.81%，主要由于上海电力股份有限公司于2018年8月向国家电投增发股份，致使公司持有其股份由15.88%被摊薄至13.88%。

跟踪期内，受收购国家电投旗下5家子公司影响，公司资产规模快速增长；资产结构仍以非流动资产为主，物业、厂房及设备占比高；同期，受清洁能源电站发电量增长影响，公司应收补贴款增长较快，实际回收时滞期较长。整体看，资产质量较好，但流动性一般。

3. 负债和权益

权益

2016—2018年，公司权益总额逐年增长，年均复合增长11.30%，截至2018年底为428.51亿元，同比增长15.21%，主要由于非控股股东权益的快速增长。

截至2018年底，本公司股东应占资本及储备合计299.50亿元，同比变化不大；非控股股东权益129.01亿元，同比增长74.52%，主要由于子公司五凌电力和广西公司分别与多家金融机构签署增资协议，且对应现金出资已于当年内全部收到。

截至2018年底，公司权益中股本占比40.30%、储备占比29.59%、非控股股东权益占比30.11%。跟踪期内，公司非控股股东权益权益和储备中的保留溢利占比高，权益结构稳定性一般。

负债

2016—2018年，公司负债快速增长，年均复合增长20.45%，截至2018年底为821.08亿元，同比增长34.97%，主要由于关联方授予的借款大幅增长。公司负债结构以非流动负债为主，截至2018年底占比为63.80%。

2016—2018年，公司流动负债波动中有所增长，年均复合增长8.07%，截至2018年底为260.12亿元，同比下降9.75%，主要由于短期借款的大幅减少。公司流动负债主要由银行借款（占25.21%）、关联方授予的借款（占25.17%）和应付建筑成本（占23.05%）构成。

2016—2018年，公司非流动负债年均复合增长23.55%，截至2018年底为523.87亿元，同比增长63.65%，主要由银行借贷（占46.87%）和关联方授予的借款（占36.35%）构成。

截至2018年底，伴随公司业务扩张，公司应付建筑成本59.97亿元，同比增长87.28%；同期，应付关联方款项同比增长149.06%至25.35亿元。

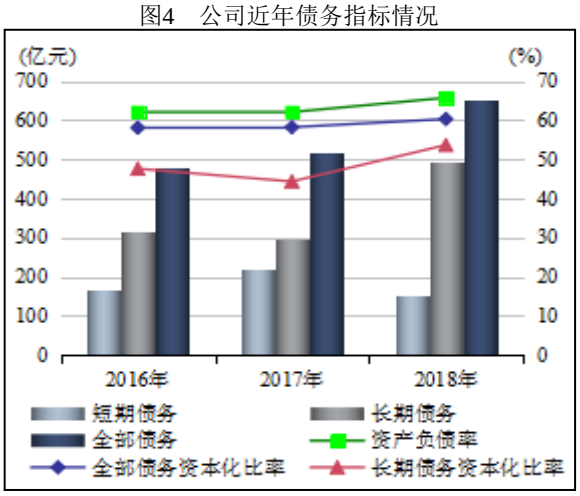
截至2018年底，公司银行借贷合计311.09亿元，同比下降23.44%，主要由于借款到期偿还规模较大，银行借贷中流动部分同比下降57.81%。截至2018年底，公司长期银行借贷245.52亿元，同比变化不大，平均利率4.46%，2~5年内借贷占比43.76%，5年以上借贷占比30.96%，账龄较长；同期，短期借贷65.57亿元，同比大幅下降，平均利率4.19%，短期借贷成本同比增长0.15个百分点。截至2018年底，公司银行借贷中115.01亿元由若干附属公司之应收账款权利作为抵押物。

截至2018年底，公司关联方授予的借贷合计255.92亿元，同比大幅增长187.78%，主要由于农银金融资产投资有限公司（中国农业银行股份有限公司附属公司）和工银金融资产投资有限公司（中国工商银行股份有限公司附属公司）于2018年分别成为怀化沅江电力开发有限责任公司和广西长洲水电开发有限公司（2家企业均为公司附属公司）的非控股股东，相应确定中国农业银行股份有限公司和中国工商银行股份有限公司为公司关联公司，其借款确认为关联方授予的借贷。截至2018年底，确认为关联方授予的银行借贷合计185.87亿元。

有息债务方面，2016—2018年，公司全部债务快速增长，截至2018年底为650.33亿元，同比增长25.66%，债务结构以长期债务为主，占比76.24%，同比增长19.03个百分点，债务结构合理。债务指标方面，近三年，伴随债务规模增长，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整体均呈现上升趋势，三年加权均值分别为63.88%、59.15%和

49.64%；截至 2018 年底分别为 65.71%、60.28%和 53.64%。公司整体债务负担有所增长。

图4　公司近年债务指标情况



资料来源：公司财务报告

整体看，公司业务规模于跟踪期内快速扩张，带动债务规模快速增长，债务结构较为合理，以长期债务为主，与电力重资产行业特征相匹配。

4.　盈利能力

公司收入主要为向地区及省级电网公司售电业务收入，伴随装机容量及发电量的增长，2016—2018 年，公司总收入稳步增长，年均复合增长 10.01%；同期，由于公司火电机组占比较高且煤炭价格持续攀升，销售及提供服务成本（含燃料成本、折旧、员工成本、维修及保养费用、消耗品）快速增长，年均复合增长 18.60%；公司成本增幅高于收入增幅，导致营业利润率整体呈下降趋势。2018 年，公司实现总收入 234.76 亿元，同比增长 15.46%；销售及提供服务成本 178.48 亿元，同比增长 13.76%；实现营业利润率 23.97%，同比回升 1.13 个百分点。

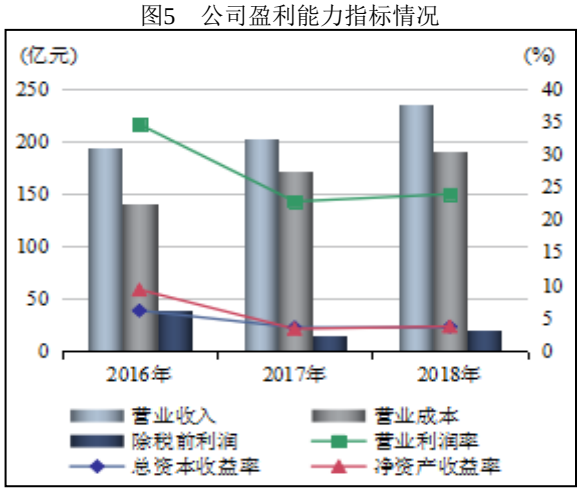
2016—2018年，公司其他收益及亏损净额波动较大，三年分别为3.86亿元、-0.62亿元和3.60亿元。其中，2017年同比大幅下降主要系衍生金融工具公平值变动所致，截至2017年底，公司衍生金融工具[2]平盘公平值变动1.11亿元，作为其他亏损计入公司收益。2018年，公司其他收益及亏损净额回升主要来自处置附属公司权益和售出未使用发电量指标的收益增长以及衍生金融工具公平值变动损失的减少。

财务费用方面，2018年，公司财务费用25.78亿元，同比增长38.94%，一方面由于债务规模的大幅增长，另一方面由于短期债务平均成本的增长。

受上述因素综合影响，2016—2018年，公司除税前利润波动下降，年均复合下降28.01%；2018年为20.70亿元，同比回升32.63%。

盈利能力指标方面，公司业务仍以火电为主，煤炭成本对公司成本、利润影响大，受煤炭价格快速增长影响，公司营业利润率、总资本收益率和净资产收益率整体均呈现下降趋势，三年加权均值分别为25.75%、4.22%和4.83%；2018年，受益于机组发电量和平均上网电价的提升，公司收入增幅高于成本增幅，带动上述盈利能力指标同比回升，分别为23.97%、3.76%和3.82%。

图5　公司盈利能力指标情况



资料来源：公司财务报告

总体看，跟踪期内，公司业务规模扩张较快，收入、利润水平快速增长，整体盈利能力有所回升。

5.　现金流分析

从经营活动看，2016—2018 年，公司经营

[2] 衍生金融工具指公司为对冲 2014 年 7 月所发行短期美元商业票据带来的外汇风险而于 2015 年订立的期权合约。

活动所得现金净额快速下降，年均复合下降18.33%；2018 年为 27.84 亿元，同比下降11.10%，主要系燃料成本及财务成本增加导致经营现金流出增长所致。

从投资活动看，2016—2018 年，公司投资活动所用现金净流出额波动增长，年均复合增长 20.16%；2018 年为 121.85 亿元，净流出量同比增长 93.88%，主要由于业务扩张带动物业、厂房及设备及兴建发电厂投资的增长以及收购附属公司至现金流出金额的大幅增长，2018 年分别为 94.31 亿元和 28.84 亿元。

2016—2018 年，公司经营活动现金流入量无法满足投资活动现金流出量，存在较大对外融资需求。

从融资活动看，2016—2018 年，公司融资活动所得现金净额快速增长，年均复合增长59.46%；2018 年为 66.77 亿元，同比增长11.61%，主要由于关联方授予借贷的增加以及附属公司非控股股东注资增加。

总体看，跟踪期内，受成本增长以及清洁能源发电补贴应收款增长影响，公司经营活动所得现金流净额下降，且不足以覆盖公司投资活动所需资金。考虑到在建项目保持较大规模，公司仍存较大融资需求。

6. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2016—2018 年，公司流动比率和速动比率均呈上升趋势，三年加权均值分别为 32.75%和 30.53%，截至 2018 年底，上述两项指标分别为 33.81%和 31.07%，指标处于较低水平，但符合电力重资产、高负债的行业特征。同期，由于煤炭成本提升，公司经营性净现金流逐年下降，导致经营现金流动负债比快速下降，三年分别为 27.47%、10.87%和 10.70%。近三年，公司现金及现金类资产分别为短期债务的 0.11 倍、0.21 倍和 0.12 倍，由于短期债务规模较大，现金及现金类资产对其保障能力偏弱。但考虑到公司较强的获现能力，短期偿债能力尚可。

从长期偿债能力指标看，2016—2018年，公司EBITDA分别为91.45亿元、70.03亿元和84.01亿元；同期，公司EBITDA利息倍数分别为4.50倍、3.16倍和2.92倍；全部债务/EBITDA分别为5.22倍、7.39倍和7.74倍。整体看，由于经营成本及债务规模的快速增长，公司整体偿债能力有所减弱。

截至2018年底，公司获得可动用未提取的融资额度为343.28亿元；此外，公司作为港股上市公司，资本市场和债券市场融资渠道畅通。

截至 2018 年底，公司无对外担保。

7. 抗风险能力

基于对电力行业发展前景、华东和华中地区区域经济环境和区域电力状况、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。

十、存续债券偿还能力分析

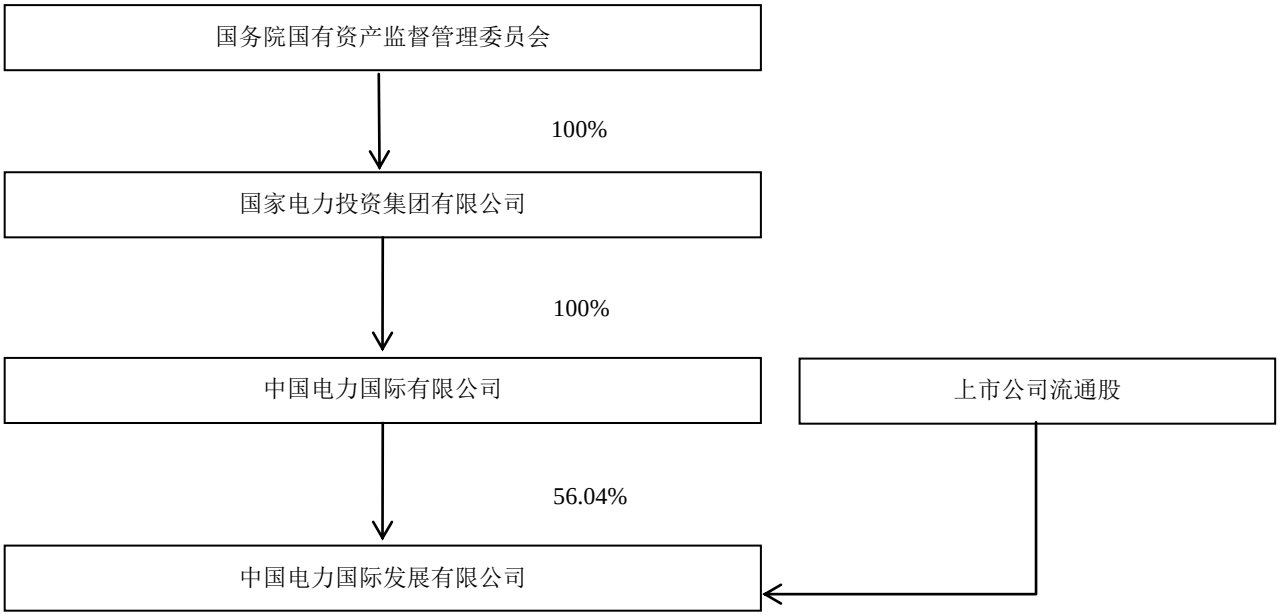
截至目前，公司存续期内债券为 20 亿元“18 中电国际 MTN001”，将于 2021 年 10 月 15 日到期兑付。

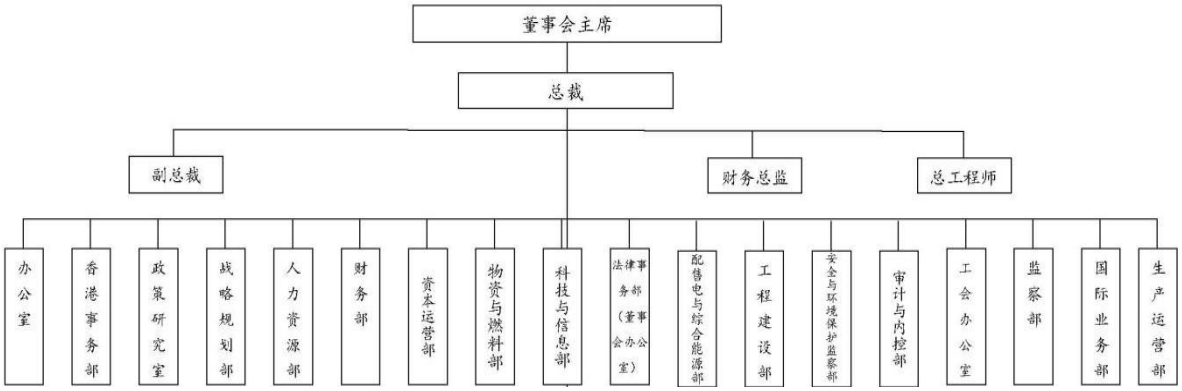
2016—2018 年，公司经营活动现金净流量分别为 61.17 亿元、31.32 亿元和 27.84 亿元，分别为“18 中电国际 MTN001”发行额度的 3.06 倍、3.50 倍和 1.39 倍；同期，公司 EBITDA 分别为 91.45 亿元、70.03 亿元和 84.01 亿元，分别为“18 中电国际 MTN001”发行额度的 4.57 倍、3.50 倍和 4.20 倍。公司经营活动现金净流量和 EBITDA 对公司存续期内债券保障能力强。

十一、 结论

综合评估，联合资信确定维持中国电力国际发展有限公司主体长期信用等级为AAA，维持“18中电国际MTN001”的信用等级为AAA，评级展望为稳定。

附件 1-1　截至 2018 年底公司股权结构图和组织结构图





附件 1-2　截至 2018 年底公司主要全资及控股二级子公司

序号	公司名称	注册资本	持股比例
1	安徽淮南平圩发电有限责任公司	人民币 841600000 元	100.00%
2	淮南平圩第二发电有限责任公司	104153000 美元	75.00%
3	淮南平圩第三发电有限责任公司	人民币 1571800000 元	60.00%
4	黄冈大别山发电有限责任公司	人民币 1667486000 元	51.00%
5	平顶山姚孟发电有限责任公司	人民币 1702336000 元	100.00%
6	五凌电力有限公司	人民币 8259440000 元	63.00%
7	四川中电福溪电力开发有限公司	人民币 968000000 元	51.00%
8	中电国瑞物流有限公司	123000000 港元	100.00%
9	北京中电汇智科技有限公司	人民币 20000000 元	100.00%
10	中电神头发电有限责任公司	人民币 1000000000 元	80.00%
11	芜湖发电有限责任公司	142500000 美元	100.00%
12	中电（普安）发电有限责任公司	人民币 999120000 元	95.00%
13	中电华创电力技术研究有限公司	人民币 70000000 元	100.00%
14	山西中电神头第二发电有限责任公司	65000000 美元	100.00%
15	铁岭中电光伏发电有限公司	人民币 97420000 元	100.00%
16	淮南中电焦岗湖光伏发电有限责任公司	人民币 123012000 元	100.00%
17	大同中电光伏发电有限公司	人民币 680430000 元	100.00%
18	中电（江门）综合能源有限公司	人民币 168000000 元	100.00%
19	大姚中电光伏发电有限公司	人民币 135000000 无	100.00%
20	姚安中电光伏发电有限公司	人民币 135000000 无	100.00%
21	湖北中电智光新能源有限公司	人民币 140000000 元	100.00%
22	中电（商丘）热电有限公司	人民币 1097000000 元	100.00%
23	中电合肥能源有限公司	人民币 100000000 元	100.00%
24	中电（贵港）综合能源有限公司	人民币 293400000 元	100.00%
25	中电（成都）综合能源有限公司	人民币 300000000 元	100.00%
26	中电（宜州）热电有限公司	人民币 861300000 元	100.00%
27	芮城中电光伏发电有限公司	人民币 200000000 元	100.00%
28	中电常熟热电有限公司	人民币 344000000 元	100.00%
29	平顶山中电光伏发电有限公司	人民币 265244400 无	100.00%
30	淮南中电施家湖光伏发电有限责任公司	人民币 220260000 元	100.00%
31	中电（梧州）综合能源有限公司	人民币 265200000 元	100.00%
32	中电智慧综合能源有限公司	人民币 200000000 元	100.00%
33	中电（德阳）综合能源有限公司	人民币 260000000 元	100.00%
34	中电（沈阳）能源投资有限公司	人民币 500000000 元	100.00%
35	常熟中电光伏发电有限公司	人民币 187000000 无	100.00%
36	中电大别山（湖北）售电有限公司	人民币 20000000 元	100.00%
37	国家电投集团广西有限公司	人民币 1474000000 元	100.00%
38	国家电投集团山东能源发展有限公司	人民币 820000000 元	100.00%

39	国家电力投资集团安徽新能源有限公司	人民币 200000000 元	100.00%
40	国家电投集团湖北绿动新能源有限公司	人民币 200000000 元	100.00%
41	左云中电光伏发电有限公司	人民币 186062000 元	100.00%
42	浑源中电光伏发电有限公司	人民币 178815700 元	100.00%
43	中电（苏州）共用服务有限公司	人民币 80000000 元	100.00%

附件 2　主要财务数据及指标

项目	2016 年	2017 年	2018 年
财务数据			
现金及现金等价物(亿元)	18.09	45.78	18.53
资产总额(亿元)	911.87	980.27	1249.59
权益总额(亿元)	345.95	371.94	428.51
短期债务(亿元)	164.60	221.42	154.50
长期债务(亿元)	314.16	296.12	495.82
全部债务(亿元)	478.76	517.54	650.33
收入(亿元)	193.97	203.32	234.76
除税前利润(亿元)	39.94	15.61	20.70
EBITDA(亿元)	91.45	70.03	84.01
经营活动所得现金净额（亿元）	61.17	31.32	27.84
财务指标			
销售债权周转次数(次)	8.27	7.29	5.83
存货周转次数(次)	30.90	35.92	30.37
总资产周转次数(次)	0.21	0.21	0.21
营业利润率(%)	34.58	22.84	23.97
总资本收益率(%)	6.21	3.64	3.76
净资产收益率(%)	9.41	3.44	3.82
长期债务资本化比(%)	47.59	44.33	53.64
全部债务资本化比率(%)	58.05	58.18	60.28
资产负债率(%)	62.06	62.06	65.71
流动比率(%)	30.73	32.34	33.81
速动比率(%)	28.88	30.73	31.07
经营现金流动负债比(%)	27.47	10.87	10.70
EBITDA 利息倍数(倍)	4.50	3.16	2.92
全部债务/EBITDA(倍)	5.24	7.39	7.74

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	（1）2 年数据：增长率=（本期-上期）/上期×100% （2）n 年数据：增长率=[(本期/前 n 年)^（1/(n-1)）-1]×100%
权益年复合增长率	
总收入年复合增长率	
除税前利润年复合增长率	
经营效率指标	
销售债权周转次数	总收入/平均应收账款
存货周转次数	销售及提供服务成本/平均存货
总资产周转次数	总收入/平均资产总额
盈利指标	
总资本收益率	（年度利润+费用化利息支出）/（权益总额+长期债务+短期债务）×100%
净资产收益率	年度利润/权益总额×100%
营业利润率	（总收入-销售及提供服务成本）/总收入×100%
债务结构指标	
资产负债率	负债总额/资产总额×100%
全部债务资本化比率	全部债务/（长期债务+短期债务+权益总额）×100%
长期债务资本化比率	长期债务/（长期债务+权益总额）×100%
担保比率	担保余额/权益总额×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	经营活动所得现金净额/流动负债合计×100%

注：　总收入=收入+其他收入

销售及提供服务成本=燃料成本+折旧+人工成本+维修及保养+消耗品

应收账款=流动资产中应收账款+其他非流动资产中应收账款

短期债务（流动负债中科目）=银行借贷+关联方授予的借贷+其他借贷+融资租赁承担的流动部分+应付关联方款项中的有息部分

长期债务（非流动负债中科目）=银行借贷+关联方授予的借贷+其他借贷+融资租赁承担

全部债务=短期债务+长期债务

EBITDA=除税前利润+费用化利息支出+折旧

利息支出=资本化利息支出+费用化利息支出

权益总额=本公司股东应占资本及储备+非控股股东权益

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　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 4-3　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