跟 踪 评 级 公 告

联合[2016]1992 号

联合资信评估有限公司通过跟踪评级，确定维持国电安徽电力有限公司主体长期信用等级为AA^+，评级展望为稳定，并维持“16安徽电力CP001”的信用等级为A-1。

特此公告。

联合资信评估有限公司

二零一六年八月十五日

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

国电安徽电力有限公司短期融资券跟踪评级报告

主体长期信用

跟踪评级结果：AA^+	评级展望：稳定
上次评级结果：AA^+	评级展望：稳定

债项信用

名　称	额 度	存续期	跟踪评级结果	上次评级结果
16 安徽电力 CP001	3 亿元	2016/6/20-2017/6/20	A-1	A-1

跟踪评级时间：2016 年 8 月 15 日

财务数据

项目	2013 年	2014 年	2015 年	16 年 3 月
现金类资产(亿元)	4.08	2.19	4.24	6.36
资产总额(亿元)	114.28	109.53	113.99	114.40
所有者权益(亿元)	33.17	38.12	42.72	45.18
短期债务(亿元)	43.89	31.35	32.92	29.91
全部债务(亿元)	67.53	56.75	58.59	57.30
营业收入(亿元)	72.90	63.42	52.79	12.99
利润总额 (亿元)	11.18	12.58	12.56	3.26
EBITDA(亿元)	21.90	22.85	22.22	--
经营性净现金流(亿元)	23.40	23.68	20.91	5.22
营业利润率(%)	21.50	24.22	30.72	29.14
净资产收益率(%)	28.24	23.82	21.65	--
资产负债率(%)	70.98	65.19	62.53	60.51
全部债务资本化比率(%)	67.06	59.82	57.84	55.91
流动比率(%)	30.88	27.09	24.30	31.96
全部债务/EBITDA(倍)	3.08	2.48	2.64	--
EBITDA 利息倍数(倍)	5.28	6.54	8.29	--
经营现金流动负债比(%)	40.96	52.00	46.29	--

注：1. 2016 年一季度财务数据未经审计；
2. 长期债务及全部债务相关指标计算时包含长期应付款；
3. 现金类资产已剔除受限资金。

分析师

张 钰　潘云峰
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：Http：//www.lhratings.com

评级观点

国电安徽电力有限公司（以下简称“国电安徽”或“公司”）是安徽省主要的电力供应商之一。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背景、区域地位、生产规模和盈利能力等方面具有综合优势。联合资信也关注到，下游用电需求增速放缓、上网电价存在下调压力以及权益稳定性偏弱等因素对公司经营发展可能带来的不利影响。

跟踪期内，受发电机组利用小时数下降影响，公司发电量和主营业务收入同比略有下降；但受益于煤炭价格下跌，公司主营业务毛利率持续提升。未来随着公司在建火电和风电项目的建成投产，综合竞争力有望进一步提升。

综合分析，联合资信维持公司主体长期信用等级为AA^+，评级展望为稳定，并维持“16 安徽电力CP001”A-1的信用等级。

优势

1. 公司作为国电电力发展股份有限公司全资子公司，在股东背景和主营业务发展等方面具有一定优势。
2. 公司装机容量较大，随着在建项目建成投产，公司综合实力有望进一步增强。
3. 跟踪期内，煤炭价格持续下行，且公司通过自建采购平台有效降低了燃煤采购成本，公司主营业务毛利率持续提升。
4. 公司经营活动获取现金能力强，现金类资产和经营活动现金流对“16 安徽电力 CP001”保障程度高。

关注

1. 公司电源结构以火电为主，清洁能源装机规模小，盈利状况受煤炭价格变化影响大，经营风险分散能力较弱。
2. 跟踪期内，受用电需求增速放缓和安徽省

承担一定省外清洁能源消纳任务影响，公司火电机组利用小时数同比显著下降。

3. 安徽地区平均上网电价下调对公司利润有一定影响。
4. 公司所有者权益中未分配利润占比高，稳定性偏弱。

信用评级报告声明

一、除因本次评级事项联合资信评估有限公司（联合资信）与国电安徽电力有限公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与国电安徽电力有限公司不存在任何影响评级行为独立、客观、公正的关联关系。

二、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。

三、本信用评级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，未因国电安徽电力有限公司和其他任何组织或个人的不当影响改变评级意见。

四、本信用评级报告用于相关决策参考，并非是某种决策的结论、建议等。

五、本信用评级报告中引用的企业相关资料主要由国电安徽电力有限公司提供，联合资信不保证引用资料的真实性及完整性。

六、本跟踪评级结果自发布之日起至“16 安徽电力 CP001”到期兑付日有效；根据后续评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

一、跟踪评级原因

根据有关要求，按照联合资信评估有限公司关于国电安徽电力有限公司主体长期信用及“16 安徽电力 CP001”的跟踪评级安排进行本次定期跟踪评级。

二、企业基本情况

国电安徽电力有限公司（以下简称“国电安徽”或“公司”）于2010年12月成立，首期注册资本金3000万元。2011年4月，中国国电集团公司（以下简称“国电集团”）将国电蚌埠发电有限公司、国电铜陵发电有限公司、国电力源电力发展有限公司、国电宿州第二热电有限公司、安徽安庆皖江发电有限公司等五家企业的股权无偿划转给国电安徽电力有限公司，公司注册资本金变更为14.85亿元。2013年10月，国电集团将持有的国电安徽电力有限公司100%股权转让给国电电力发展股份有限公司（以下简称“国电电力”），公司成为国电电力全资子公司（公司股权结构详见附件1）。

公司经营范围：水电、风电、热电、新能源、环保节能项目投资、开发及相关产品开发、销售，电力高新技术咨询服务，合同能源项目管理、经营等。

截至 2015 年底，公司资产总额 113.99 亿元，所有者权益合计 42.72 亿元（含少数股东权益 14.99 亿元）；2015 年公司实现营业收入 52.79 亿元，利润总额 12.56 亿元。

截至 2016 年 3 月底，公司资产总额 114.40 亿元，所有者权益合计 45.18 亿元（含少数股东权益 16.54 亿元）；2016 年一季度，公司实现营业收入 12.99 亿元，利润总额 3.26 亿元。

公司注册地址：安徽省合肥市高新区梦园路12号；法定代表人：史太平。

三、宏观经济和政策环境

2015 年，中国经济步入“新常态”发展阶段，全年 GDP67.7 万亿元，同比实际增长 6.9%，增速创 25 年新低，第三产业成为拉动经济增长的重要推动力。具体来看，2015 年，中国消费需求整体上较为平稳，固定资产投资增速持续下滑，进出口呈现双降趋势；同时，全国居民消费价格指数（CPI）六年来首次落入“1”时代，工业生产者出厂价格指数（PPI）和工业生产者购进价格指数（PPIRM）处于较低水平，制造业采购经理指数（PMI）仍在荣枯线以下，显示中国经济下行压力依然较大。但在就业创业扶持政策的推动下，中国就业形势总体稳定。

产业结构调整稳步推进，第三产业成为拉动经济增长的重要推动力。根据国家统计局初步核算，2015 年，中国国内生产总值（GDP）67.7 万亿元，同比实际增长 6.9%，增速创 25 年新低；分季度看，GDP 增幅分别为 7.0%、7.0%、6.9%和 6.8%，经济增速逐渐趋缓。第二产业增加值增速放缓拖累中国整体经济增长，但第三产业同比增速有所提高，表明中国在经济增速换挡期内，产业结构调整稳步推进。

固定资产投资增速下行，成为 GDP 增速回落的主要原因。2015 年，中国固定资产投资（不含农户）55.2 万亿元，同比名义增长 10.0%（扣除价格因素实际增长 12.0%，以下除特殊说明外均为名义增幅），增速呈现逐月放缓的态势。其中，基础设施建设投资增速较快，但房地产开发投资和制造业投资增速降幅明显，成为经济增长的主要拖累。

消费增速整体上较为平稳，为经济增长发挥“稳定器”作用。2015 年，中国社会消费品零售总额 30.1 万亿元，同比增长 10.7%，增幅较 2014 年下降 1.3 个百分点；中国消费与人均收入情况大致相同，中国居民人均可支配收入全年同比增长 8.9%，扣除价格因素实际增长 7.4%，增幅较上年略有回落。

贸易顺差继续扩大，但进、出口双降凸显外贸低迷。2015 年，中国进出口总值 4.0 万亿

美元，同比下降 8.0%，增速较 2014 年回落 11.4 个百分点。贸易顺差 5930 亿美元，较上年大幅增加 54.8%，主要是国内需求疲弱、人民币贬值和大宗商品价格低迷等因素所致。中国受到全球经济增速放缓以及国内制造业成本优势逐渐降低的影响，外贸形势不容乐观，但随着人民币（相当于美元）贬值、欧美经济复苏以及国内稳外贸措施和一带一路项目的逐步落地，外贸环比情况略有改善。

2015 年，中国继续实行积极的财政政策。全年一般公共财政收入 15.22 万亿元，比上年增长 8.4%，增速较上年有所回落。一般公共财政支出 17.58 万亿元，比上年增长 15.8%，同比增速有所加快。政府财政赤字规模增至 2.36 万亿元，赤字率上升至 3.5%，显著高于 2.3%的预算赤字率。

2016 年是中国“十三五”开局之年，中国将继续实行积极的财政政策和稳健的货币政策，助力经济发展新常态。中共十八届五中全会审议决定到 2020 年 GDP 比 2010 年翻一番，意味着“十三五”期间的 GDP 增速底线是 6.5%。2015 年 12 月中央经济工作会议明确了 2016 年的重点任务是去产能、去库存、去杠杆、降成本、补短板。在上述会议和政策精神的指引下，2016 年，在财政政策方面，政府将着力加强供给侧结构性改革，继续推进 11 大类重大工程包、六大领域消费工程、“一带一路、京津冀协同发展、长江经济带三大战略”、国际产能和装备制造合作重点项目，促进经济发展；但经济放缓、减税、土地出让金减少以及地方政府债务逐渐增加等因素将导致财政赤字率进一步上升，或将在一定程度上压缩积极财政的空间。在货币政策方面，央行将综合运用数量、价格等多种货币政策工具，继续支持金融机构扩大国民经济重点领域和薄弱环节的信贷投放，同时进一步完善宏观审慎政策框架；M2 或将保持 13%以上的较高增速，推动实体经济增长；在美元加息、国内出口低迷、稳增长压力较大的背景下，预计央行可能通过降准等方式对冲资金外流引起的流动性紧张，营造适度宽松的货币金融环境。

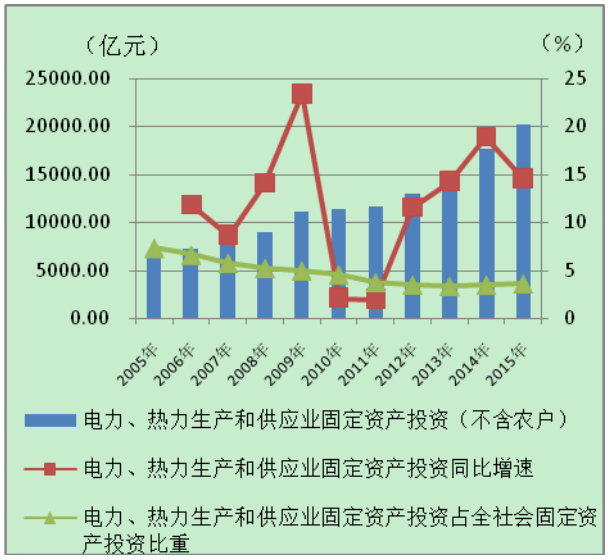
四、行业及区域经济环境

公司主营收入绝大部分来自发电业务，电力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. 发电行业运行概况

2005 年~2015 年电力行业投资规模不断扩大，但由于近年来电力项目审批放缓，在全国城镇固定资产投资中的占比总体呈下降趋势。2015 年全年固定资产投资（不含农户）551590 亿元，比上年名义增长 10.0%。其中，电力、热力生产和供应业固定资产投资 20171 亿元，同比增长 15.7%，占全国城镇固定资产投资的比重为 3.59%。

图 1　近年电力行业累计投资占全国总投资比重



资料来源：国家统计局、Wind 资讯

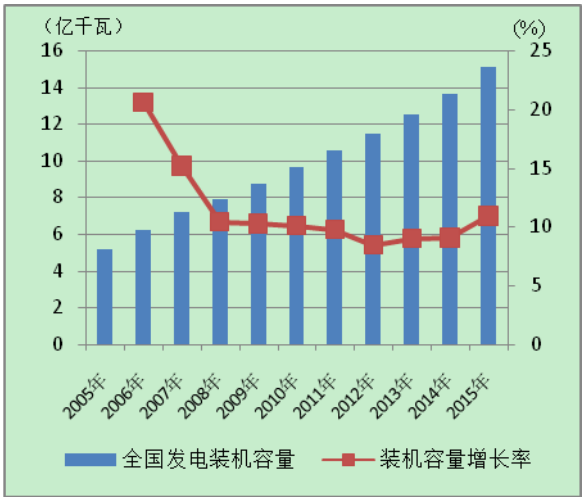
注：从2011年开始，固定资产投资统计的起点标准从计划总投资50万元提高到500万元，因此2011年全社会固定资产投资绝对数与2010年不可比，但比上年增速是按可比口径计算的。同时，月度投资统计制度将统计范围从城镇扩大到城镇和农村企事业组织，并定义为“固定资产投资（不含农户）”

近年中国电源投资结构不断优化，清洁能源投资占比明显提高。根据 Wind 资讯数据，2015 年，全国电源基本建设完成投资 4091 亿元，同比上升 10.98%。其中，火电完成投资

1396 亿元，同比上升 21.96%，所占比重为 34.13%；水电完成投资 782 亿元，同比下降 16.99%，所占比重为 19.13%；风电完成投资 1158 亿元，同比上升 26.57%，所占比重为 28.33%；核电完成投资 560 亿元，同比上升 5.15%，所占比重为 13.69%。从数量上看，火电投资累计额仍最高，风电投资累计额位居第二。截至 2015 年底，电源投资中的非化石能源发电投资比重达到 61.14%，与上年相比有所下降。

2005 年以来，全国发电装机容量持续提升，同比增长率均保持在 8%以上，清洁能源装机占比延续增长态势。截至 2015 年底，全国全口径发电装机容量达到 15.08 亿千瓦，同比增长 10.5%。其中，火电装机容量 9.90 亿千瓦，同比增长 7.8%；水电装机容量 3.19 亿千瓦，同比增长 4.9%；核电装机容量 0.26 亿千瓦，同比增长 29.9%；并网风电装机容量 1.29 亿千瓦，同比增长 33.5%；并网太阳能发电装机容量 0.43 亿千瓦，同比增长 73.7%。清洁能源装机占比达到了 34.35%，且增幅较快。

图 2　近年中国发电装机容量变动情况



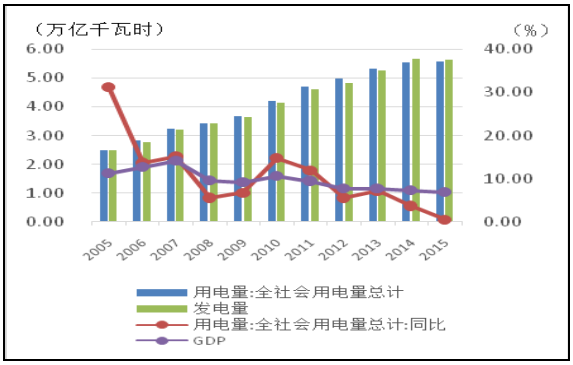
资料来源：中电联电力工业统计快报

2015 年，全国全口径发电量 56184 亿千瓦时，比上年增长 1.31%。分类型看，火电发电量 42102 亿千瓦时，同比上升 0.89%，占全国发电量的 74.94%，比上年降低 0.26 个百分点；水电发电量 9960 亿千瓦时，同比下降 6.58%，占全国发电量的 17.73%，比上年下降 1.47 个百分点。

2015 年，受电力消费增速放缓影响，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时数为 3969 小时，同比降低 349 小时。其中，火电设备平均利用小时 4329 小时，同比降低 410 小时；水电设备平均利用小时 3621 小时，同比减少 48 小时；核电 7350 小时，同比降低 437 小时；风电 1728 小时，同比降低 172 小时。一方面，发电机组平均利用小时数减少反映了全社会用电量需求扩张的减速，同时火电设备平均利用小时数减少幅度高于清洁能源发电设备平均利用小时数减少幅度，也反映了政府为节能减排而大力推广清洁能源的开发和利用。

2015 年，中国经济进入“新常态”，电力需求增长远低预期，全社会用电量 55500 亿千瓦时，同比增长 0.5%，增速比上年回落 3.3 个百分点，增速为 1974 年以来年度最低水平。从电力消费结构看，其中第一产业、第三产业和居民生活用电量增速分别为 2.5%、 7.5%、5.0%，均高于全社会用电量增速，而第二产业用电量增速较上年有所下降。固定资产投资，特别是房地产投资增速持续放缓，导致黑色金属冶炼和建材行业的用电量同比分别下降 9.3%和 6.7%，两行业用电下降合计下拉全社会用电量增速 1.3 个百分点，是第二产业用电量下降、全社会用电量低速增长的主要原因。2015 年，中国第二产业用电量同比下降 1.4%，是 40 年来首次负增长。

图3　国内发电量、全社会用电量及增幅情况



资料来源：wind 资讯、中电联电力工业统计快报

全国用电量增速呈现明显放缓趋势，显示工业经济下行压力加大。用电增速的回落主要由两个原因所致：一是经济环境持续低迷与国家宏观调控的共同作用；二是中国经济结构转型减低电力消费强度的影响。因此，受社会用电量增长乏力和装机容量不断上升等因素影响，全国电力供需总体宽松，行业发展面临一定困难与挑战。

长久以来，中国电力行业的竞争主要集中于发电领域，2002年电力体制改革后形成的“五大发电集团+非国电系国有发电企业+地方电力集团+民营及外资”的竞争格局相对稳定，至今没有发生根本性变化。随着电力体制改革的深入，一些民营与外资企业也开始进入国内电力市场。近年来，虽然非国电系国有发电企业凭借自身雄厚的资金实力、品牌效应或资源优势，积极涉足电力投资领域，部分实力雄厚的地方电力集团也按照区域电力市场发展规划，在当地积极展开扩张与收购行动，通过整合资源来增加各自的市场份额，但是五大发电集团始终占据着国内电力市场的主导地位。五大发电集团在发电领域的竞争优势难以超越，凭借在业务规模、融资能力、项目建设、生产管理、技术研发等方面的综合优势将保持行业内的领先地位。

发电企业间的竞争主要体现在新电源点项目的建设和电力销售方面。在新电源点项目建设方面，各电力企业为扩大装机规模，提升市场份额，增强盈利能力，提升盈利水平，都在积极争取建设新的电源点项目，存在较为激烈的竞争。

目前全国电网联网的格局尚未形成，在以区域电网为主的电力调度方式下，电力企业主要的竞争对手为本区域电网内的其他电力生产企业。在供电形势紧张的情况下，各电力企业不存在竞争；在供电形势缓解、地方电网发电量出现过剩的情况下，该区域内的电力企业之间存在一定的竞争关系，但由于目前各发电企业的电力销售量是以电力企业与电网公司确定的发电计划为主，且各发电企业上网电价受到安装脱硫装置以及不同发电类型等因素影响各不相同，区域内电力企业间的竞争尚不明显。

2．行业关注

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。近年来，煤炭价格变动剧烈。2010~2011年11月，全国煤炭价格持续高位波动，火电行业面临较大成本压力；2012年，全国煤炭均价呈快速回落趋势，并延续至2013年三季度，2013年9月环渤海动力煤价为546元/吨，较2012年底下降13.88%。2013年四季度起煤价迅速反弹并回升至年初水平，2013年底为631元/吨，同比下降0.47%。进入2014年，煤炭市场低迷，煤价继续下跌，2014年12月环渤海动力煤价下降至约525元/吨，较2013年底下降约17%。进入2015年，该指数继续下跌，截至2015年12月底下跌至约370元/吨，较2014年底跌幅约达30%。总体上，2014年至今，煤炭市场供大于求矛盾突出，库存增加，煤价持续走低，价格下滑趋势使得火电企业成本压力减轻，对缓解行业压力有一定的积极作用。

由于中国特有的煤电价格体系，煤炭价格对火电企业的盈利状况影响较大。“市场煤、计划电”两套价格体系使得二者矛盾突出，造成了发电企业的盈利大幅波动。2012年12月25日，国务院办公厅发布《关于深化电煤市场化改革的指导意见》（以下简称“《意见》”），明确要求“建立电煤产运需衔接新机制；自2013年起，取消重点合同，取消电煤价格双轨制”。《意见》进一步完善了煤电联动机制，对建立电煤产运需衔接新机制、加强煤炭市场建设、推进电煤运输和电力市场化改革等方面均提出了指导性意见。

火电厂售电收入主要由上网电价及计划发电量决定，而火电厂向有关电网公司调度的计划发电量系由国家有关部门核定及控制。若计划发电量降低至公司预计的水平以下，将对公司的收入造成不利影响。此外，计划发电量

的上网电价须经当地政府部门及发改委审查及批准。若火电上网电价出现下调，公司的业务、财务状况及经营业绩将可能受到重大不利影响。2013年下半年以来，火电上网电价进行多次下调。2013年10月国家发改委发布《关于调整发电企业上网电价有关事项的通知》，下调上海、江苏、浙江和广东等27省（区、市）燃煤发电企业脱硫标杆上网电价，幅度在0.9分/千瓦时至2.5分/千瓦时。2014年8月，根据《关于疏导环保电价矛盾有关问题的通知》，全国燃煤发电企业标杆上网电价平均降低0.0093元/千瓦时，其中山西、蒙西、江苏、浙江、湖北、河南、江西、广东和海南等9省（区）降幅超过0.01元/千瓦时。该电价空间重点用于对脱硝、除尘环保电价矛盾进行疏导，2014年9月1日开始施行。2015年，根据《国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》（发改价格[2015]748号)规定，自4月20日起，全国统一下调燃煤发电上网电价和工商业用电价格，全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约2分钱，下调燃煤发电上网电价形成的降价空间，除适当疏导部分地区天然气发电价格以及脱硝、除尘、超低排放环保电价等突出结构性矛盾，促进节能减排和大气污染防治外，主要用于下调工商业用电价格。根据《关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（发改价格[2015]3105号）规定，为减轻中小微企业负担，促进可再生能源发展、支持燃煤电厂超低排放改造，自2016年1月1日起，降低燃煤发电上网电价和一般工商业销售电价全国平均每千瓦时约3分钱。火电上网电价的下调一定程度上压缩了企业的盈利空间，增加了运营压力，但行业整体盈利依然良好。

此外，进入2015年，中国将实施新的电力改革方案。2015年3月15日，国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，此次改革方案明确了“三放开、一独立、三强化”的总体思路，售电侧有望放开，这将可能打破售电层垄断，改变目前电网公司统购统销的垄断局面，电力买卖双方自行直接商谈，决定电量、电价，可能给大机组发电企业提供进一步的创利空间。2015年11月30日，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》（中发[2015]9号），推进电力体制改革实施工作，由国家发展改革委、国家能源局和中央编办、工业和信息化部、财政部、环境保护部、水利部、国资委、法制办等部门制定，经报请国务院同意，并经经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）审议通过。国家发改委、国家能源局正式公布6大电力体制改革配套文件。具体包括：《关于推进输配电价改革的实施意见》；《关于推进电力市场建设的实施意见》；《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》；《关于有序放开发用电计划的实施意见》；《关于推进售电侧改革的实施意见》；《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》。

近年来，在国家节能调度的政策下，火电行业压力与机遇并存。国家对火电“节能降耗减排”的监管日趋严厉，环保设施投入标准高时间紧，投资运营成本大幅增加；部分地区水电、风电等情节能源的密集投产对火电利用小时造成较大冲击。另一方面，近期煤炭市场供应总体平和，电煤价格低位盘整，有利于发电企业控制燃料成本；在积极的财政政策和稳健的货币政策的背景下，有利于争取更多的财政、信贷支持，降低资金成本。同时，国家也在陆续颁布国家政策，不断加速和深化电力体制改革，未来售电有望成为发电企业新业务板块和利润增长点。

3. 行业发展

经过近年持续的快速扩张，中国国内的电力供需矛盾已经得到明显改善，电力行业由早先“硬短缺—电源短缺，发电能力不足”逐步转变为“软短缺—电网不足，电能输送受限”，电源扩张的紧迫性得到缓解。但电力行业作为国民经济的先行行业，具有超前发展的特点，未来国内电力生产行业投资仍有望保持一定增速，但装机规模总体增速将有所放缓，同时电源建设将更多的侧重结构调整，火电新增装

机规模将有所萎缩，核电、水电、风电等可再生能源和清洁能源将获得更好的发展机遇。

未来，在国内产业结构调整，大力推进节能减排的背景下，国内电力消费弹性将有所降低。但与发达国家相比，中国电力消费水平尚处于较低阶段，人均用电量还未达到世界平均水平，仅为发达国家平均水平的20%，未来伴随中国工业化和城市化进程的推进，国内的电力需求仍有望持续增长，电力行业具有很大的发展空间。同时，随着节能调度、上大压小、竞价上网、大用户直购电等政策的逐步推广，电力体制改革将进一步深化，电力生产行业内的竞争将逐步加大，行业内优势企业的竞争实力将逐步显现，有望获得更好的发展机遇。

4. 区位环境

安徽省地处中国华东地区，地处长江、淮河中下游，长江三角洲腹地，东连江苏、浙江，西接湖北、河南，南邻江西，北靠山东。

近年来，安徽省经济总体保持较快增长。根据《2015年安徽省国民经济和社会发展统计公报》，2015年安徽省生产总值（GDP）达到22005.6亿元，按可比价计算，比上年增长8.7%；分产业看，第一产业增加值2456.7亿元，增长4.2%；第二产业增加值11342.3亿元，增长8.5%；第三产业增加值8206.6亿元，增长10.6%。三次产业结构由2014年的11.5：53.1：35.4调整为11.2：51.5：37.3，其中工业增加值占GDP的比重为43.9%。全社会劳动生产率为50862元/人，比2013年增加2303元/人。人均GDP达35997元，较2014年增加1572元。2015年安徽省固定资产投资23965.6亿元，较2014年增长12.7%；其中，工业及信息化产业技术改造投资5757.7亿元，同比增长14.4%，民间投资17260.4亿元，同比增长17.6%；分产业看，第一产业投资增长40.8%，第二产业投资增长13.6%，第三产业投资增长10.7%；分行业看，工业投资增长14.1%，其中制造业增长13.1%，制造业中装备制造业增长11.2%，六大高耗能行业投资增长17.5%。

2016年6月，国务院正式批复了《安徽省系统推进全面创新改革试验方案》（以下简称“《方案》”），《方案》明确指出，将以合芜蚌为依托，与建设创新型省份、合芜蚌自主创新综合试验区、皖江城市带承接产业转移示范区统筹结合，通过系统性、整体性、协同性创新改革试验，激发全社会创新活力与创造潜能。《方案》还提出了安徽省分阶段的改革发展目标：到2018年，形成一批可复制可推广的改革试验成果；到2020年，基本建成综合性国家科学中心和产业创新中心；到2025年，建成有重要影响力的综合性国家科学中心和产业创新中心；到2030年，建成科技强省，在全国发挥示范带动作用。未来几年安徽经济将面临良好的发展机遇，特别是全面创新改革试验方案全面实施，长江三角洲经济一体化加速推进，有利于提升安徽在区域发展格局中的地位。

截至2015年底，安徽省电力装机容量5160.55万千瓦，比上年增长19.13%，净增828.55万千瓦。其中，水电291.21万千瓦，增长1.11%；火电4612.98万千瓦，增长17.95%；风电135.52万千瓦，增长65.27%。2015年，安徽省全社会用电量1639.8亿千瓦时，比上年增长3.5%，增幅比2014年回落0.2个百分点，为2000年以来最低水平。

总体看，安徽省国民经济保持较快增长，为该地区企业提供了良好的发展机遇，但近年来经济增速放缓，电力需求增速明显下降。

五、基础素质分析

1.产权结构

截至 2016 年 3 月底，公司注册资本 17.57 亿元，由国电电力 100%控股，公司实际控制人为国电电力母公司国电集团。

2.企业规模和竞争力

截至2016年3月底，公司拥有控股发电装机容量358.84万千瓦，其中：火电335.75万千

瓦、水电4.99万千瓦、风电18.10万千瓦。从火电机组分布看，国电蚌埠发电有限公司126万千瓦（2*63万千瓦）、国电铜陵发电有限公司126万千瓦（2*63万千瓦）、国电宿州第二热电公司70万千瓦（2*35万千瓦）、国电宿州热电公司13.75万千瓦（1*13.75万千瓦）。水电机组分布方面，国电安徽毛尖山水电公司3万千瓦、国电宁国水电有限公司1.35万千瓦、安徽岳西天力水电有限责任公司0.64万千瓦。风电机组分布方面，国电优能宿松风电公司9.90万千瓦、国电皖能太湖风电公司4.60万千瓦、国电寿县风电有限公司3.60万千瓦。

从五大发电集团在安徽省的对比情况看，公司装机容量和发电量均排第四位。

表 1　2015 年五大发电集团安徽区域公司经营指标对比情况

评价指标	国电	华能	大唐	华电	中电投
期末发电设备容量（万千瓦）	359	126	688	420	844
发电设备平均利用小时（小时）	4337	4655	4276	4366	4611
全省发电量占比（%）	7.55	2.85	14.27	8.89	18.88

资料来源：公司提供

注：为方便统计，五大发电集团期末装机容量保留小数位数到个位。

六、管理分析

跟踪期内，公司管理体制、管理制度以及高层管理人员等方面无重大变化。

七、经营分析

1．经营现状

公司营业收入主要来源于发电业务。2015 年，随着国电皖能太湖风电项目（以下简称“太湖风电”）、国电寿县团山风电场项目（以下简称“寿县风电”）和国电宿松百子洲风电项目（以下简称“宿松二期”）陆续投产，公司电源结构的多元化得到改善，火力发电收入占营业收入比重有所下降，但仍维持在 90%以上，公司已投产水力发电和风力发电规模较小。公司其他业务收入主要是受托运营收入和原（材）料销售收入。

2015 年，受宏观经济增速放缓影响，用电需求增速趋缓，公司发电设备利用小时数明显下降，导致公司主营业务收入较 2014 年下降 17.35%至 49.84 亿元；其中，火力发电实现收入 48.35 亿元，占营业收入比重为 91.59%。

从毛利率看，2015 年公司主营业务毛利率为 28.60%，较 2014 年上涨 6.53 个百分点，其中火力发电毛利率为 28.04%，水力发电毛利率为 27.58%，风力发电毛利率为 56.98%。受益于电煤价格持续低位，公司毛利率保持在较高水平。

2016 年 1～3 月，公司实现主营业务收入 12.93 亿元，为 2015 年全年的 25.94%，其中，火力发电实现收入占营业收入的 93.84%；同期，得益于煤炭价格继续下行，公司主营业务毛利率进一步上升至 30.00%。

跟踪期内，公司整体的经营状况仍维持在较好的水平。受发电机组利用小时数下降影响，公司发电量和主营业务收入同比略有下降，但受益于电煤价格下跌，公司主营业务毛利率持续增长。

表 2　2013～2016 年一季度公司收入情况（单位：亿元、%）

项　目	2013 年			2014 年			2015 年			2016 年 1～3 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
主营业务	70.49	96.69	20.08	60.30	95.09	22.07	49.84	94.41	28.60	12.93	99.54	30.00

其中：火力发电	69.44	95.26	19.72	59.41	93.68	21.84	48.35	91.59	28.04	12.19	93.84	28.16
水力发电	0.30	0.41	14.01	0.34	0.53	19.42	0.39	0.74	27.58	0.08	0.62	27.76
风力发电	0.43	0.59	60.68	0.40	0.64	56.97	0.96	1.82	56.98	0.66	5.08	64.15
燃料销售	0.19	0.26	76.69	--	--	--	--	--	--	--	--	--
其他	0.13	0.18	9.02	0.15	0.23	26.97	0.14	0.26	31.78	--	--	--
其他业务	2.41	3.31	74.05	3.11	4.91	76.39	2.95	5.59	81.58	0.06	0.46	38.56
合计	**72.90**	**100.00**	**21.86**	**63.42**	**100.00**	**24.74**	**52.79**	**100.00**	**31.57**	**12.99**	**100.00**	**30.04**

资料来源：公司提供

注：2011 年起，在煤炭供应紧张环境下，为优化煤炭供应结构、节约煤炭运输成本，公司开展燃料销售业务；2014 年以来，随着煤炭市场供应逐渐宽松，公司不再开展此项业务。

2．发电业务

公司共拥有控股火电企业 4 家：国电蚌埠发电有限公司（控股 50%）、国电铜陵发电有限公司（控股 51%）、国电宿州热电有限公司（控股 60%）、国电宿州第二热电有限公司（控股 55%）。其中，国电蚌埠发电有限公司所发电量上华东电网，参与皖电东送，其余三家公司所发电量上安徽省电网。此外，公司拥有水电企业 3 家、风电企业 3 家。2015 年，公司新增电力装机 13.15 万千瓦，全部为风电项目，分别为太湖风电装机 4.6 万千瓦，寿县风电装机 3.60 万千瓦和宿松二期风电装机 4.95 万千瓦。截至 2016 年 3 月底，公司拥有控股发电装机容量 358.84 万千瓦，其中：火电 335.75 万千瓦、水电 4.99 万千瓦、风电 18.10 万千瓦。公司装机容量以火电为主，已投产的风电和水电装机容量较小，风电和水电业务经营状况对公司整体影响较小。

表 3　公司发电经济技术指标

项 目	2013年	2014年	2015年	16年1~3月
期末装机容量（万千瓦）	345.69	345.69	358.84	358.84
发电量（亿千瓦时）	200.49	175.66	151.89	41.69
售电量（亿千瓦时）	191.04	168.02	145.44	40.07
平均上网电价（含税）（元/千瓦时）	0.4234	0.4124	0.3944	0.3673
发电设备平均利用小时（时）	5815	5081	4338	1208
综合厂用电率（%）	4.71	4.36	4.28	3.91
供电标准煤耗（克/千瓦时）	306.07	303.34	302.46	298.77

资料来源：公司提供

从发电量看，2015 年，随着宏观经济增速的放缓，安徽省全社会用电量仅实现 3.5%的同比增长，为 2000 年以来的最低水平，而同期安徽省装机容量增速高达 19.3%，同时安徽省参与华东电网消纳四川水电。受上述因素的综合影响，2015 年公司发电设备利用小时数从 2014 年的 5081 小时下降至 4338 小时，带动发电量同比下降 13.53%至 151.89 万千瓦时。

上网电价方面，跟踪期内，公司平均上网电价呈下降趋势。根据《安徽省物价局转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》（皖价商函〔2015〕56 号），自 2015 年 4 月 20 日起，安徽省燃煤发电机组含脱硫、脱硝、除尘电价的标杆上网电价为每千瓦时 0.4069 元。受此影响，2015 年，公司平均上网电价为 0.3944 元/千瓦时。根据《安徽省物价局转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（皖价商函〔2016〕1 号），自 2016 年 1 月 1 日起，安徽省燃煤发电机组含脱硫、脱硝、除尘电价的标杆上网电价为每千瓦时 0.3693 元。受此影响，2016 年一季度，公司平均上网电价下降至 0.3673 元/千瓦时。

从电力生产能耗看，公司通过持续的技术改造来降低能耗水平，2015 年，公司综合厂用电率为 4.28%，供电标准煤耗为 302.46 克/千瓦时。

安全生产方面，公司制定了《国电安徽电力有限公司电力安全事件监督管理办法（试行）》，加强对可能引发电力安全事故的重大风险管控；制定了《国电安徽电力有限公司安全生产联系制度（试行）》，规范公司各级领导干

部和生产管理人员联系基层开展安全生产工作；制定了《国电安徽电力有限公司反违章管理办法（试行）》，强化反违章管理工作。所属各基层企业根据制度制定了具体实施细则，进一步完善了安全生产制度体系。2015 年，安徽公司所属各单位安全生产形势平稳，未发生人身轻伤及以上事故，未发生一般及以上设备事故、火灾事故、同等责任及以上交通事故和环境污染事故。

公司业务以火力发电为主，燃煤供应和价格变化对公司经营绩效影响较大。根据《国电安徽电力有限公司市场煤炭阳光采购管理办法》，公司利用国电集团煤炭阳光采购平台，组织所属发电企业进行市场煤炭集中阳光采购和供应商管理工作。具体工作流程是：发电企业根据月度采购计划，在平台内填报当月和次月市场煤采购计划，公司计划燃料部根据采购计划，通过平台向合格供应商发出报价邀请，供应商在规定时间内进行报价，平台按照综合性价比从高到低初步确定与电厂采购计划匹配的前几名为备选单位，发电企业按照排序与备选单位进行合同谈判。

从 2015 年及 2016 一季度看，公司主要燃料供应商主要包括淮南矿业集团公司、国电天津海运公司、淮北矿业集团公司、恒源煤电股份公司和国投新集股份公司等。

表 4　2015 年和 2016 年 1~3 月燃煤主要供应商情况（单位：万元、%）

2015 年			2016 年 1~3 月		
主要供应商名称	金额	占比	主要供应商名称	金额	占比
淮南矿业集团公司	50298.90	21.67	淮南矿业集团公司	11618.34	19.11
国电天津海运公司	24031.99	10.35	国电天津海运公司	6766.05	11.13
淮北矿业集团公司	20434.19	8.80	恒源煤电股份公司	7946.13	13.07
恒源煤电股份公司	22497.87	9.69	国投新集股份公司	10414.26	17.13
国投新集股份公司	23223.33	10.01	淮北矿业集团公司	2448.33	4.03
合计	**140486.28**	**60.52**	**合计**	**39193.11**	**64.47**

资料来源：公司提供

2013~2015 年，公司煤炭采购与耗用量持续下降，与发电量变化趋势一致，同时，受煤炭价格持续低迷影响，公司天然煤到厂价呈现逐年下降趋势，2015 年为 380.93 元/吨，导致公司火电业务毛利率逐年上升。

表 5　近年公司煤炭采购及耗用指标

项目	2013 年	2014 年	2015 年	16 年 1~3 月
煤炭采购量（万吨）	910.65	776.99	609.25	164.88
煤炭耗用量（万吨）	891.30	853.51	640.90	171.30
天然煤到厂价（元/吨）	566.53	506.51	380.93	368.68

资料来源：公司提供

公司煤炭采购主要运输方式为水运和铁路运输，下属主要火电厂均有铁路专用线，并委托铁路部门运营。公司煤炭采购一般情况下在煤炭到厂验收合格，票据到齐时给予结算付款，煤炭采购禁止预付款。

总体看，受外部用电需求增速远远小于区域内装机规模增速的影响，跟踪期内，公司发电设备利用小时数明显下降，带动公司发电量下降，但受煤炭采购成本下降影响，公司仍保持较强的盈利能力。

3. 经营效率

2015 年，公司销售债权周转次数和存货周转次数均较 2014 年有所上升，分别为 9.26 次和 15.37 次；同期，受发电量下降影响，公司总资产周转次数同比下降至 0.47 次。

总体看，公司整体经营效率较高。

4. 未来发展

公司主要在建工程包括蚌埠二期扩建和望江香茗山风电等，计划总投资 49.69 亿元，截至 2016 年 3 月底，已累计完成投资 10.27 亿元。

国电蚌埠电厂二期 2*66 万千瓦扩建工程拟建设 2*66 万千瓦超超临界、二次再热燃煤发电机组，同步建设烟气脱硫、脱硝装置，概算总投资 45.37 亿元。该项目由国电安徽、安徽省能源集团有限公司和淮南矿业（集团）有限责任公司按 50%：30%：20%的比例出资建设，计划于 2017 年底实现双投。截至 2016 年 3 月底，该项目已完成投资 10.27 亿元。

望江香茗山风电项目拟安装装机容量 4.80 万千瓦的机组，概算总投资约为 4.32 亿元，年上网电量约 1.09 亿千万时。该项目由国电安徽所属国电安徽力源电力发展有限公司和安徽皖能股份有限公司分别按照 51%：49%比例投资。

表 6　截至 2016 年 3 月底公司在建工程情况（单位：万元）

项目	计划总投资（万元）	截至 2016 年 3 月底已投资（万元）	投资计划			资金来源	项目审批文号
			2016 年 4～12 月	2017 年	2018 年		
蚌埠二期扩建	453700	102664	127000	150000	73700	20%股东投资、80%融资	皖发改能源〔2015〕187 号
望江香茗山风电	43249	0	30000	13000	--	20%股东投资、80%融资	皖能源新能〔2014〕160 号
合计	**496949**	**102664**	**157000**	**163000**	**73700**	--	--

资料来源：公司提供

未来，公司将大力发展大型高效、节能环保火电机组，着力发展新能源产业，着力发展风电等新能源产业，做好煤电、核电等发展资源储备，占领新能源开发制高点。火力发电方面，蚌埠二期工程计划 2017 年底实现双投；同时稳步推进舒城、铜陵二期项目前期工作。风力发电方面，2017 年建成投产望江香茗山风电项目。随着在建项目的建成投产，公司发电量以及收入规模有望实现较快增长。公司未来投资支出将保持较高水平，同时考虑到公司短期债务规模较大，公司存在一定的对外融资压力。

八、财务分析

公司提供的 2015 年财务报告经瑞华会计师事务所（特殊普通合伙）[1]审计（出具标准无保留意见）。公司提供的 2016 年一季度财务报表未经审计。

截至 2015 年底，公司资产总额 113.99 亿元，所有者权益合计 42.72 亿元（含少数股东权益 14.99 亿元）；2015 年公司实现营业收入 52.79 亿元，利润总额 12.56 亿元。

截至 2016 年 3 月底，公司资产总额 114.40 亿元，所有者权益合计 45.18 亿元（含少数股东权益 16.54 亿元）；2016 年一季度，公司实现营业收入 12.99 亿元，利润总额 3.26 亿元。

1. 盈利能力

2015年，公司实现营业收入52.79亿元，同比下降16.76%，主要是公司发电设备平均利用小时数下降所致；同期，受电煤价格下降影响，

[1] 2016 年 5 月，中国证券监督管理委员会决定对大华会计师事务所（特殊普通合伙）、北京兴华会计师事务所（特殊普通合伙）、瑞华会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“瑞华”）、银信资产评估有限公司、辽宁元正资产评估有限公司、中和资产评估有限公司正式启动立案调查的行政执法程序。2016 年 6 月，中国银行间交易商协会（以下简称“交易商协会”）发布公告称，经自律处分会议复审决定，给予瑞华公开谴责处分，责令瑞华及时改正，并暂停瑞华相关业务，期限为一年。

公司营业成本36.12亿元，同比下降24.31%。跟踪期内，公司营业成本降幅大于营业收入降幅，2015年公司营业利润率提升至30.72%。

公司期间费用主要由财务费用构成，2015年公司期间费用共2.53亿元，其中财务费用2.47亿元，同比下降26.91%，主要是公司有息债务平均利率下降所致。受此影响，2015年公司期间费用率为4.79%，较2014年下降0.54个百分点，公司费用控制能力有所增强。

2015年，公司资产减值损失1.10亿元，主要是对宿州热力有限公司4号机组关停计提减值损失1.08亿元。

2015 年公司实现营业利润 12.59 亿元、利润总额 12.56 亿元，分别同比小幅下降 0.40%和 0.16%。公司营业外收入和营业外支出对利润总额的影响较小。其中，营业外收入主要是政府补助和罚没及废品收入等。

从盈利指标看，2015 年受所有者权益增长影响，公司净资产收益率和总资本收益率较 2014 年均呈下降趋势，分别为 21.65%和 11.59%，较 2014 年分别下降 2.17 个和 1.58 个百分点。

2016年1~3月，公司实现营业收入12.99亿元，利润总额3.26亿元，分别占2015年全年总额的24.60%和25.96%；同期，公司营业利润率小幅降至29.14%，主要是平均上网电价下调所致。

整体看，跟踪期内，受到用电需求增速放缓影响，公司火电利用小时数下滑，营业收入同比下降，但由于电煤价格持续下跌以及公司对财务成本的有效控制，公司仍保持较强的盈利能力。

2. 现金流及保障

受用电需求增速放缓和平均上网电价下调影响，2015 年，公司经营活动产生的现金流入量 64.88 亿元，同比下降 15.96%，主要为销售商品、提供劳务收到的现金；同期，公司经营活动现金流出量同比下降 17.85%至 43.96 亿元，主要为购买商品、接受劳务支付的现金。受上述因素影响，2015 公司经营活动现金流净额为 20.91 亿元，同比下降 11.68%。2015 年，公司现金收入比为 120.66%，较 2014 年增长 0.80 个百分点，公司收入实现质量高。

投资活动方面，2015年公司投资活动现金流入0.15亿元，规模较小，主要为收到其他与投资活动有关的现金；同期，公司投资活动现金流出量14.84亿元，主要为构建固定资产、无形资产等支出的现金。2015年公司投资活动现金净流出14.69亿元，较2014年增长88.82%。

2015 年，公司筹资活动前现金净流量为 6.22 亿元，经营活动现金流基本可以满足公司现阶段投资活动的需求，目前筹资压力适宜。但未来随着公司项目建设的开展，可能存在一定对外融资需求。

筹资活动方面，2015年公司筹资活动现金流入量42.45亿元，同比增长11.84%，主要为取得借款收到的现金增加所致；同期，筹资活动现金流出同比下降16.62%至46.47亿元，主要是偿还债务支付的现金同比下降所致。2015年，公司筹资活动产生的现金流量净额为-4.02亿元，表现为负值。

2016年1~3月，公司经营活动现金流入量14.63亿元，经营现金净流量5.22亿元，现金收入比为112.52%；同期公司投资活动流量净额为-1.39亿元，筹资活动现金流量净额为-1.84亿元。

总体看，跟踪期内，公司经营活动获现能力较强，现金流状况较好，能够基本满足公司现阶段投资需求，公司筹资压力小。

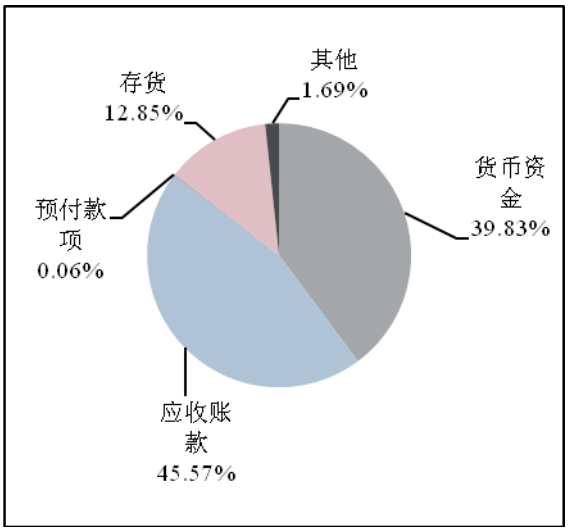
3. 资本及债务结构

截至 2015 年底，公司资产总额为 113.99 亿元，同比增长 4.07%；其中流动资产占 9.63%，非流动资产占 90.37%，公司资产构成以非流动资产为主，符合电力行业资本密集型特点。

流动资产

截至 2015 年底，公司流动资产合计 10.98 亿元，同比下降 11.03%，主要是应收账款和存货同比减少所致。公司流动资产结构中，货币资金（占 39.83%）、应收账款（占 45.57%）和存货（占 12.85%）占比较大。

图 4　2015 年底公司流动资产结构情况



资料来源：公司审计报告

截至2015年底，公司货币资金为4.37亿元，较2014年底大幅增长101.33%，主要是公司于2015年底提前结算收回当月电费所致。公司货币资金全部为银行存款。

截至 2015 年底，公司应收账款账面余额 5.00 亿元，同比下降 21.58%，主要是应收电费减少所致。采用账龄分析法计提坏账准备的应收账款中，账龄一年以内的占 99.81%，账龄 1~2 年的占 0.19%。应收账款前 5 名单位欠款合计占应收账款的 83.88%，集中度高。2015 年，公司对应收账款计提坏账准备 9.53 万元，计提比例为 0.02%。

截至2015年底，公司预付款项为65.70万元，较2014年底大幅下降57.89%，主要是预付燃料款同比下降所致。

截至2015年底，公司其他应收款余额为0.16亿元，较2014年底下降27.40%。

截至2015年底，公司存货余额为1.41亿元，较2014年底下降57.14%。公司存货主要为电煤等原材料。

非流动资产

截至2015年底，公司非流动资产总计103.01亿元，同比增长5.99%，主要是工程物资增加所致。公司非流动资产以固定资产和在建工程为主，占比分别为86.60%和4.40%。

截至2015年底，公司固定资产余额为89.20亿元（原值138.90亿元，累计折旧48.28亿元，计提减值准备1.42万元），主要由房屋建筑物和机器设备构成。

截至 2015 年底，公司在建工程余额为 4.53 亿元，较 2014 年底下降 20.74%，主要是太湖风电和寿县风电项目投产转固所致。

截至2016年3月底，公司资产总额114.40亿元，其中流动资产占比11.57%，非流动资产占比88.43%；资产构成方面，流动资产占比较2015年底略有上升，主要是货币资金增长所致。

总体看，跟踪期内，公司资产规模稳步增长，资产结构仍然以非流动资产为主，符合火电企业特点，整体资产质量较高。

所有者权益

截至2015年底，公司所有者权益合计42.72亿元，较2014年底增长12.05%，主要是公司未分配利润增长所致。其中实收资本占41.13%，盈余公积占2.43%，未分配利润占21.70%，少数股东权益占35.10%。

截至 2016 年 3 月底，公司所有者权益为 45.18 亿元（含少数股东权益 16.54 亿元），其构成较 2015 年底变动不大。

总体看，公司所有者权益中未分配利润占比高，若公司利润分配政策发生改变，所有者权益结构将受到较大影响。公司所有者权益稳定性偏弱。

负债

截至 2015 年底，公司负债合计 71.27 亿元，较 2014 年底基本保持稳定；其中，流动负债占比 63.39%，非流动负债占比 36.61%。截至 2015 年底，公司流动负债 45.18 亿元，主要由短期借款、应付账款和应付票据构成；同期，

公司非流动负债合计 26.09 亿元，同比小幅增长 0.88%，公司非流动负债主要由长期借款构成。

有息债务方面，截至2015年底，公司全部债务为58.59亿元，较2014年底小幅增长3.24%，其中短期债务占56.18%，长期债务占43.82%，公司债务以短期债务为主。从债务指标看，跟踪期内，受益于所有者权益的增长，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同比均有所下降。截至2015年底，三项指标分别为62.53%、57.84%和37.54%。

截至2016年3月底，公司负债总额为69.22亿元，较2015年底下降2.88%；同期，公司全部债务为57.30亿元，较2015底下降2.20%，其中短期债务占52.20%，长期债务占47.80%。截至2016年3月底，公司资产负债率和全部债务资本化比率较2015年进一步下降，分别为60.51%和55.91%；同期，公司长期债务资本化比率小幅升至37.74%。

总体看，跟踪期内，公司负债规模基本保持稳定，负债结构仍以流动负债为主；公司整体债务负担略有加重，债务负担适宜。

4. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2015年底公司流动比率和速动比率分别为24.30%和21.18%。公司流动比率和速动比率处于较低水平，一方面由于公司属于电力企业，固定资产相对于流动资产占比较高；另一方面公司以短期借款、应付票据和应付账款为主的流动负债占比较高所致。2015年公司经营现金流动负债比为46.29%，公司经营性净现金流对短期负债保障能力尚可。截至2016年3月底，公司流动比率和速动比率分别为31.96%和29.10%，较2015年底略有回升。总体看，公司货币资金周转较快，同时考虑到公司经营活动获现能力强，短期偿债能力适宜。

从长期偿债能力看，2015年公司EBITDA为22.22亿元，较上年下降2.76%；同期EBITDA利息倍数和全部债务/EBITDA分别为8.29倍和2.64倍。总体看，跟踪期内，公司长期偿债能力仍然较强。

目前公司待偿还的债券“16安徽电力CP001”发行额度为3亿元。截至2016年3月底，公司现金类资产合计6.36亿元，为待偿还债券的2.12倍。2015年，公司经营活动现金流入量为待偿还债券的21.63倍；经营活动现金流量净额为待偿还债券的6.97倍。公司现金类资产和经营活动现金流对“16安徽电力CP001”保障能力强。

公司与银行建立了良好的合作关系，截至2016年3月底，公司在各商业银行共获得的授信总额为 164.05 亿元，其中未使用额度为109.04 亿元，公司间接融资渠道畅通。

截至2016年3月底，公司合并口径无对外担保。

5. 过往债务履约情况

根据公司提供的企业信用报告（机构信用代码：G1034010101241210E），截至 2016 年 7 月 22 日，公司无已结清和未结清的不良信贷信息记录，过往债务履约情况良好。

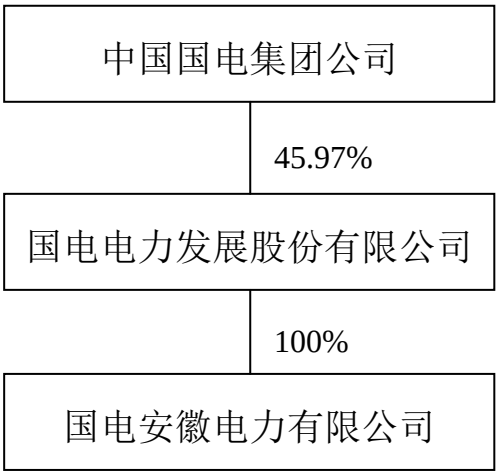
6. 抗风险能力

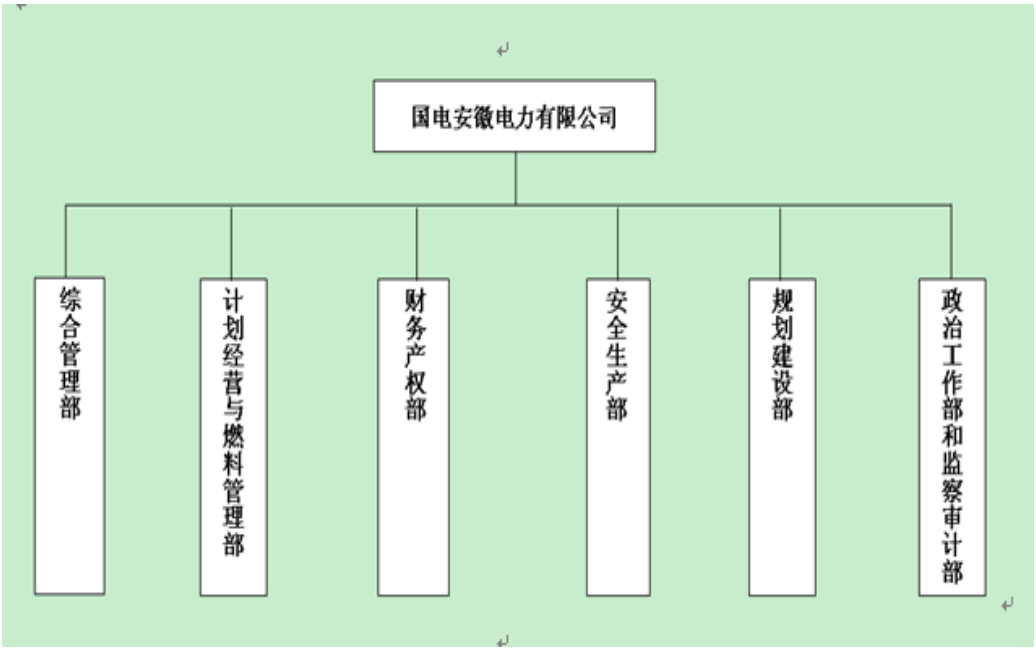
基于对公司所属行业发展趋势的基本判断、公司自身经营及财务状况，以及公司在经营规模等方面所具备的综合优势，公司整体抗风险能力很强。

九、结论

综合考虑，联合资信维持公司AA^{+}的主体长期信用等级，评级展望为稳定，并维持“16安徽电力CP001”A-1的信用等级。

附件 1　公司股权结构图及组织结构图





附件 2　主要财务数据及指标

项目	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年 3 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	4.08	2.19	4.24	6.36
资产总额(亿元)	114.28	109.53	113.99	114.40
所有者权益(亿元)	33.17	38.12	42.72	45.18
短期债务(亿元)	43.89	31.35	32.92	29.91
长期债务(亿元)	23.64	25.40	25.67	27.39
全部债务(亿元)	67.53	56.75	58.59	57.30
营业收入(亿元)	72.90	63.42	52.79	12.99
利润总额(亿元)	11.18	12.58	12.56	3.26
EBITDA(亿元)	21.90	22.85	22.22	--
经营性净现金流(亿元)	23.40	23.68	20.91	5.22
财务指标				
销售债权周转次数(次)	8.80	8.43	9.26	--
存货周转次数(次)	17.17	14.19	15.37	--
总资产周转次数(次)	0.62	0.57	0.47	--
现金收入比(%)	114.97	119.86	120.66	112.52
营业利润率(%)	21.50	24.22	30.72	29.14
总资本收益率(%)	13.38	13.16	11.59	--
净资产收益率(%)	28.24	23.82	21.65	--
长期债务资本化比率(%)	41.62	39.99	37.54	37.74
全部债务资本化比率(%)	67.06	59.82	57.84	55.91
资产负债率(%)	70.98	65.19	62.53	60.51
流动比率(%)	30.88	27.09	24.30	31.96
速动比率(%)	24.86	19.87	21.18	29.10
经营现金流动负债比(%)	40.96	52.00	46.29	--
EBITDA 利息倍数(倍)	5.28	6.54	8.29	--
全部债务/EBITDA(倍)	3.08	2.48	2.64	--

注：1. 2016 年一季度财务数据未经审计；
2. 长期债务及全部债务相关指标计算时包含长期应付款；
3. 现金类资产已剔除受限资金。

附件 3　有关计算指标的计算公式

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%
净资产年复合增长率	
营业收入年复合增长率	
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-营业税金及附加）/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/短期投资+应收票据

短期债务=短期借款+交易性金融负债+一年内到期的长期（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

企业执行新会计准则后，所有者权益=归属于母公司所有者权益+少数股东权益

附件 4　主体长期信用等级设置及其含义

根据中国人民银行2006年3月29日发布的“银发〔2006〕95号”文《中国人民银行信用评级管理指导意见》，以及2006年11月21日发布的《信贷市场和银行间债券市场信用评级规范》等文件的有关规定，主体长期信用等级划分成三等九级，分别用AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC和C表示，其中，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。

级别设置	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　短期债券信用等级设置及其含义

根据中国人民银行 2006 年 3 月 29 日发布的“银发〔2006〕95 号”文《中国人民银行信用评级管理指导意见》，以及 2006 年 11 月 21 日发布的《信贷市场和银行间债券市场信用评级规范》等文件的有关规定，银行间债券市场短期债券信用等级划分为四等六级，符号表示分别为：A-1、A-2、A-3、B、C、D，每一个信用等级均不进行微调。

级别设置	含　义
A-1	为最高级短期债券，其还本付息能力最强，安全性最高
A-2	还本付息能力较强，安全性较高
A-3	还本付息能力一般，安全性易受不良环境变化的影响
B	还本付息能力较低，有一定的违约风险
C	还本付息能力很低，违约风险较高
D	不能按期还本付息