



龙源电力集团股份有限公司公开发行 2017 年绿色公司债券（第一期）信用评级报告

大公报 D【2016】988 号

公司债券信用等级：AAA

主体信用等级：AAA

评级展望：稳定

发债主体：龙源电力集团股份有限公司

发行规模：本次债券发行总额为 60 亿元，
本期基础发行金额为 10 亿元，
附不超过 10 亿元（含 10 亿元）
的超额配售选择权

债券期限：5 年

偿还方式：每年付息一次（附公司调整利率
和投资者回售选择权），到期一
次还本

发行目的：项目投资建设、偿还项目银行借
款

主要财务数据和指标 (人民币亿元)

项 目	2016	2015	2014
总资产	1,383	1,335	1,222
所有者权益	480.18	447.71	412.42
营业收入	218.24	192.23	181.98
利润总额	52.00	47.47	39.69
经营性净现金流	114.94	150.91	112.32
资产负债率 (%)	65.27	66.47	66.24
债务资本比率 (%)	62.02	63.04	63.07
毛利率 (%)	33.45	37.51	36.01
总资产报酬率 (%)	5.79	5.61	5.66
净资产收益率 (%)	9.50	9.24	8.34
经营性净现金流利息 保障倍数 (倍)	3.67	4.53	3.38
经营性净现金流/ 总负债 (%)	12.84	17.79	14.86

评级小组负责人：杨绪良

评级小组成员：王文静

联系电话：010-51087768

客服电话：4008-84-4008

传 真：010-84583355

Email : rating@dagongcredit.com

评级观点

龙源电力集团股份有限公司（以下简称“龙源电力”或“公司”）是以风电为主要业务和战略发展方向的综合性发电企业。评级结果反映了风电企业外部政策环境良好，公司风电装机规模位居全球第一，风电项目储备充足，布局不断优化，现金流对债务保障能力较强，作为中国国电集团公司（以下简称“国电集团”）新能源发电业务平台，公司可获得国电集团有力支持等优势；同时也反映了风电上网电价的不不断下调，对公司盈利能力产生一定影响，公司负债规模增长较快且有息负债占比较高不利因素。综合分析，公司偿还债务的能力极强，本次债券到期不能偿付的风险极小。

预计未来 1~2 年，随着风电设备布局的进一步优化，公司业务在行业内将继续保持领先地位。综合来看，大公对龙源电力的评级展望为稳定。

主要优势

- 可再生能源发电全额保障性收购、优先调度以及税收优惠等为风力发电企业营造了较好的政策环境；
- 公司作为全球最大的风电运营商，规模优势显著，风电项目储备充足，布局不断优化；
- 公司经营性净现金流规模较大，对债务保障能力较强；
- 作为国电集团新能源发电业务平台，公司可获得国电集团有力支持。

主要风险

- 风电上网电价不断下调，对公司盈利能力产生一定的影响；
- 公司负债规模和有息债务规模逐年增长，短期有息债务占比较高，债务期限结构较为集中，面临一定的短期偿债压力。

大公国际资信评估有限公司

二〇一七年五月五日



大公信用评级报告声明

为便于报告使用人正确理解和使用大公国际资信评估有限公司（以下简称“大公”）出具的本信用评级报告（以下简称“本报告”），兹声明如下：

一、大公及其评级分析师、评审人员与发债主体之间，除因本次评级事项构成的委托关系外，不存在其他影响评级客观、独立、公正的关联关系。

二、大公及评级分析师履行了实地调查和诚信义务，有充分理由保证所出具本报告遵循了客观、真实、公正的原则。

三、本报告的评级结论是大公依据合理的技术规范和评级程序做出的独立判断，评级意见未因发债主体和其他任何组织机构或个人的不当影响而发生改变。

四、本报告引用的受评对象资料主要由发债主体提供，大公对该部分资料的真实性、准确性、完整性和及时性不作任何明示、暗示的陈述或担保。

五、本报告的分析及结论只能用于相关决策参考，不构成任何买入、持有或卖出等投资建议。

六、本报告债项信用等级在本报告出具之日至本次债券到期兑付日有效，主体信用等级自本报告出具日起一年内有效，在有效期限内，大公拥有跟踪评级、变更等级和公告等级变化的权利。

七、本报告版权属于大公所有，未经授权，任何机构和个人不得复制、转载、出售和发布；如引用、刊发，须注明出处，且不得歪曲和篡改。



发债主体

龙源电力前身为龙源电力集团公司，成立于 1993 年，2002 年 12 月国家电力体制改革将公司划入中国国电集团公司（以下简称“国电集团”），成为其全资子公司。2009 年 7 月，龙源电力改制为股份公司，经国家工商行政管理总局登记设立，注册资本为人民币 50 亿元。同年 12 月在香港联交所上市，股票代码为 00916.HK。截至 2016 年末，龙源电力总股本 8,036,389,000 股，国电集团持有公司 58.44% 的股权¹，为公司控股股东，国务院国有资产管理委员会为公司实际控制人。

作为大型综合性电力企业，公司主要从事风电和火电的生产和销售。2016 年末，公司纳入合并报表范围的二级子公司共计 197 家。公司控股装机容量共计 1,949.40 万千瓦，其中风电 1,736.90 万千瓦，火电 187.50 万千瓦，其他可再生能源控股装机容量为 25.00 万千瓦。2016 年，公司累计完成发电量 405.74 亿千瓦时，其中风电发电量 299.62 亿千瓦时，同比增加 16.55%；火电发电量 99.81 亿千瓦时，同比增加 5.61%。

发债情况

债券概况

本次债券是龙源电力面向合格投资者公开发行的 2017 年绿色公司债券，发行总额为 60 亿元，拟分期发行，首期发行金额 10 亿元，附不超过 10 亿元（含 10 亿元）的超额配售选择权，发行期限 5 年，附公司调整票面利率选择权和投资者回售选择权。本期债券的发行票面利率根据簿记建档结果确定，在债券存续期的前 3 年固定不变，在本期债券存续期的第 3 年末，公司可以行使调整票面利率选择权，调整后 2 年的票面利率，若公司未行使调整票面利率选择权，则后续期限票面利率仍维持原有票面利率不变。同时在公司发出关于是否调整票面利率及调整幅度的公告后，投资者有权选择在本期债券的第 3 个付息日将其持有的债券全部或部分按票面金额回售给公司，或放弃投资者回售选择权而继续持有。本期债券面值为 100 元，按面值平价发行，采取网下面向合格投资者询价配售的方式，根据簿记建档情况进行债券配售。本期债券采用单利按年计息，不计复利，每年付息一次，到期一次偿还本金，最后一期利息随本金的兑付一起支付。

本次债券无担保。

募集资金用途

本次债券募集资金在扣除发行费用后拟用于项目的投资建设和偿

¹ 国电集团直接持有 57.27% 的股权，国电集团之附属公司国电东北电力有限公司持有 1.17% 的股权，故国电集团被视为持有 58.44% 的股权。



还项目银行借款。

本次募集资金将用于莆田南日岛海上风电场一期、龙源盱眙穆店低风速风电场（50.6兆瓦）等11项风电项目的投资建设以及龙源哈密苦水201兆瓦风电项目等3个风电项目的前期融资偿还。具体资金使用情况见附件3。

本次绿色项目均已获得核准批复和环评批复及由毕马威出具的本次债券发行前独立有限鉴证报告等。募投项目大多位于非限电地区，总装机容量为151.07万千瓦，总投资额177.49亿元，项目建成后，每年可为电网提供清洁电量共计38.75亿千瓦时，与燃煤电厂相比，每年可节约标煤约134.81万吨，相应每年可减少废气排放量：二氧化碳342.05万吨，二氧化硫2.28万吨，氮氧化物约0.68万吨等，同时可以节约淡水，减少相应的水力排灰废水和温排水等，具有较大的经济和社会效益。

宏观经济和政策环境

现阶段我国国民经济运行缓中趋稳、稳中向好，但市场需求疲软，结构调整过程中新旧动能转换仍存障碍；预计未来短期内我国经济仍将面临较大下行压力，长期来看经济增长将趋于稳定，但经济运行仍面临较多的风险因素

现阶段国民经济运行缓中趋稳、稳中向好，但仍面临较大的经济下行压力，主要经济指标同比增速均出现不同程度的下滑。据初步核算，2016年，我国实现GDP74.41万亿元，按可比价格计算，同比增速为6.7%，较2015年下降0.2个百分点，规模以上工业增加值同比增长6.0%，增速同比下降0.1个百分点；固定资产投资（不含农户）同比增长8.1%，增速同比下降1.9个百分点，其中房地产开发投资同比增长6.9%，对全部投资增长的贡献率比上年提高12.8个百分点。此外，近年来国内需求增长减慢，国际需求降幅收窄，2016年，社会消费品零售总额同比名义增长10.4%，进出口总额同比下降0.9%，降幅比上年收窄6.1个百分点。2016年，全国公共财政预算收入同比增长4.5%，增速同比继续下滑，政府性基金收入同比增长11.9%。同期，全社会融资规模增量为17.80万亿元，新增人民币贷款12.65万亿元。2017年一季度，我国国民经济延续了稳中向好的发展态势，GDP同比增速为6.9%，较上年同期加快0.2个百分点，规模以上工业增加值同比增长6.8%，固定资产投资（不含农户）同比名义增长9.2%，社会消费品零售总额同比名义增长10.0%，进出口总额同比增长12.8%。同期，全国公共财政预算收入为4.43万亿元，同比增长14.1%；政府性基金预算收入为1.15万亿元，同比增长27.5%。此外，2017年一季度，我国全社会融资规模增量为6.93万亿元，同比增加2,268亿元，对实体经济发放的人民币贷款增加4.50万亿元，同比少增1,615亿元。截至2017年3月末，广义货币（M2）余额159.96万亿元，同比增长10.6%，增



速较去年同期下降 2.8 个百分点。整体来看，中国经济“新常态”特征更加明显，供给侧结构性改革及重点领域改革逐步落实并取得积极进展，部分指标有所好转，经济增长的稳定性有所提高，外部需求疲软的态势仍将继续，结构性矛盾仍然突出，主要经济指标增速放缓，经济下行压力依然较大。

针对经济下行压力增大，国家加大财政政策和货币政策领域的定向调整。在继续坚持积极的财政政策和宽松的货币政策基础上，扩大结构性减税范围，实行普遍性降费，盘活财政存量资金。发行地方政府债券置换存量债务，降低利息负担，减轻了地方政府偿债压力，形成了以“营改增”为主要核心内容的结构性减税政策，逐步降低了企业成本。稳健的货币政策注重松紧适度，灵活运用多种货币政策工具，保持适度流动性，实现货币信贷及社会融资规模合理增长。按照加强供给侧结构性改革的要求，积极稳妥降低企业杠杆率，采取市场化债转股等综合措施提升企业持续健康发展能力。扩大有效投资，设立专项基金，加强水利、城镇棚户区和农村危房改造、中西部铁路和公路等薄弱环节建设。制定出台促进民间投资健康发展若干政策措施，对做好民间投资工作提出具体要求。继续实施创新驱动发展战略纲要和意见，深入推进大众创业、万众创新政策举措，落实“互联网+”行动计划，推动经济新旧动能加速转换。发改委精简前置审批，实施企业投资项目网上并联核准，改革投融资体制，积极推广政府和社会资本合作模式，出台基础设施和公用事业特许经营办法，充分激发社会投资活力。继续推动东、中、西、东北地区“四大板块”协调发展，重点推进“一带一路”建设、京津冀协同发展、长江经济带发展“三大战略”，在基础设施建设和房地产领域加大调控力度，一方面增加公共产品有效投资，启动实施一系列棚户区和危房改造、中西部铁路、高标准农田、信息网络、清洁能源和传统产业技术改造等重大项目；另一方面，全国多地出台楼市调控新政策，通过提高首付比例、住房限购限贷等措施，遏制房价过快上涨，增加房地产市场的有效供应。2017 年政府工作报告指出，坚持以推进供给侧结构性改革为主线，适度扩大总需求，加强预期引导，深化创新驱动，全面做好稳增长、促改革、调结构、惠民生、防风险各项工作，保持经济平稳健康发展和社会和谐稳定。

从外部环境来看，世界经济总体增速放缓，美国经济基本面强劲，主要经济指标表现较好，但英国脱欧加剧欧盟经济发展的不确定性。新兴经济体下行压力加大，加之美元走强、大宗商品价格大幅波动、国际地缘政治冲突此起彼伏，世界经济增长缓慢，加剧了贸易保护主义抬头，国内经济增长受到一定影响。未来，美欧日俄在货币政策等方面的政策调整以及新兴经济体金融秩序的构建使得我国经济发展仍面临一定风险因素。

预计未来短期内，我国经济在平稳运行的基础上仍面临较大下行压力，经济将继续延续低位运行态势，长期来看，我国经济增长将面



临产业结构调整、转型提质外部环境变化等风险因素。

行业及区域经济环境

2016 年全社会用电量增速有所回升，三产和居民生活用电对全社会用电量增速拉动明显，用电结构有所优化；全国发电设备平均利用小时同比继续下降，电力供应整体宽松的局面短期内将继续维持，平均利用小时数下降局面难以改善

电力工业是国民经济发展的基础能源产业，受经济整体运行的波动影响较大，且电力需求的波动幅度要大于 GDP 的波动幅度。2008～2009 年，受全球性金融危机对实体经济的影响，我国 GDP 增速放慢，电力需求增速明显下滑。2010 年全国对外贸易逐步恢复，国内工业生产快速增长，全社会用电量同比增长 14.56%。2011 年起，随着外需放缓及国内宏观政策紧缩导致我国电力总需求增速放缓，2013～2015 年，全社会用电量分别为 5.32 万亿千瓦时、5.52 万亿千瓦时和 5.55 万亿千瓦时，增速分别为 7.5%、3.8%和 0.5%；2016 年，在三产和居民生活用电拉动作用下，我国全社会用电量 5.92 万亿千瓦时，同比增长 5.0%。2017 年 1～3 月，全国全社会用电量 1.45 万亿千瓦时，同比增长 6.9%，增速同比提高 3.7 个百分点。综上，全国电力供需形势总体宽松。

2016 年，用电结构明显优化，第一产业用电量占比 1.8%，同比增长 5.3%；第二产业用电量占比 71.1%，同比增长 2.9%，增速同比提高 3.7 个百分点；第三产业用电量占比 13.4%，同比增长 11.2%；城乡居民生活用电量占比 13.6%，同比增长 10.8%，增速同比提高 5.8 个百分点。2016 年全国工业用电量 4.14 万亿千瓦时，同比增长 2.9%，占全社会用电量的比重为 69.9%；全国制造业用电量同比增长 2.5%，增速同比提高 1.4 个百分点，与去年同期相比，工业和制造业用电量增速均由负转正，且 2016 年以来呈回升态势，用电负增长的黑色金属冶炼行业，以及低速增长的化工、有色金属冶炼行业排在制造业用电增速倒数后三位，建材行业排在倒数第六位，除高耗能行业外，其它大部分制造业保持一定增长水平，产业结构升级调整效果显现。2017 年 1～3 月份，第一产业用电量占比 1.4%，同比增长 10.1%；第二产业用电量占比 69.1%，同比增长 7.6%，增速同比提高 7.4 个百分点；第三产业用电量占比 14.5%，同比增长 7.8%，增速同比下降 3.2 个百分点，第二产业成为拉动用电量增长的主要动力。

2016 年，全国全口径发电量 5.99 万亿千瓦时，同比增长 5.2%，增速同比提高 1.8 个百分点；全口径火电发电量同比增长 2.4%，自 2013 年以来首次实现正增长；全口径水电发电量同比增长 6.2%；同期，并网风电发电量同比增长 30.1%，增速比上年同期提高 3.3 个百分点。利用小时数方面，全国 6,000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时数为 3,785 小时，同比继续下降 203 小时。分类型看，水电设备利用小时 3,621 小时，同比增加 31 小时；火电设备利用小时 4,165 小时，同比



下降 199 小时；核电 7,042 小时，同比下降 361 小时；并网风电 1,742 小时，同比提高 18 小时。2017 年 1~3 月，全国发电设备累计平均利用小时数 888 小时，同比增加 2 小时。其中水电设备利用小时数 623 小时，同比下降 68 小时；火电设备利用小时数 1,037 小时，同比增加 31 小时；风电设备利用小时数 468 小时，同比增加 46 小时。

总体来看，全国发电设备平均利用小时同比继续下降；水火利用小时呈分化态势，火电设备利用小时进一步降低，为 1964 年以来年度最低。

我国大力发展可再生能源，风力发电具有较好发展前景；可再生能源发电全额保障性收购、优先调度以及税收优惠政策为风电企业营造了较好的政策环境

近年来，我国进行能源结构的调整，大力发展可再生能源。为了保持经济的可持续发展，落实 2020 年“非化石能源在一次能源消费中比重达到 15%左右和单位 GDP 二氧化碳排放量比 2005 年下降 40%~45%”的两项承诺，我国政府正在加快发展非化石能源和清洁能源技术。

为促进可再生能源行业的发展，我国政府相继制定和颁布了一系列优化能源结构的法律和规定。2005 年我国制定了《可再生能源法》，从法律制度上确立了优先发展可再生能源的战略，并配套出台了《可再生能源中长期发展规划》、《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》、《节能发电调度办法（试行）》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《关于完善风力发电上网电价政策的通知》等与可再生能源发展相关的法规、规章及政策措施，明确国家将支持风电等可再生能源的发展，要求电网企业全额收购其电网覆盖范围内的清洁能源发电项目上网电量，并将风电机组列为第一调度顺位。2016 年 3 月 24 日，国家发改委印发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源【2016】625 号），国家能源局将会同国家发改委经济运行局，共同根据可再生能源发电项目的合理收益，确定全国各地区保障性收购电量，对该部分电量实行按价保量收购。对于超出保障性收购电量的部分，发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。

国家发改委为了促进风电产业的发展，于 2009 年 8 月首次按照资源区设立风电标杆上网电价，将全国分为四类风能资源区，标杆电价水平分别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元，在四类资源区新建的陆上风电项目，统一执行所在风能资源区的风电标杆上网电价。新上网电价继续享有可再生能源发电项目一般享有的上网电价溢价补贴。但随着近年来风电技术的进步和风机等设备造价的下降，风电发电成本有所降低，加之可再生能源发展基金缺口较大，国家发改委和国家能源局于 2014 年 12 月下发《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》，对于 2015 年 1 月 1 日以后核准、以及 2015 年 1 月 1 日前核准但于 2016 年 1 月 1 日以后投运的陆上风电项目，除第四



类资源区保持不变外，其他三类资源区每千瓦时降低人民币 2 分钱。2015 年 12 月，根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格【2015】3044 号），实行陆上风电、光伏发电（光伏电站，下同）上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策，2016 年和 2018 年位于前三类资源区的新风电项目的标杆上网电价每千瓦时分别下调人民币 0.02 元和 0.03 元，第四类资源区分别下调人民币 0.01 元和 0.02 元。2016 年，调整后的标杆上网电价分别为每千瓦时 0.47 元、0.50 元、0.54 元和 0.60 元。2016 年 12 月，国家发改委印发《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》，降低 2017 年 1 月 1 日之后新建光伏发电和 2018 年 1 月 1 日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价，之前发布的上述年份新建陆上风电标杆上网电价政策不再执行。光伏发电、陆上风电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价）以内的部分，由当地省级电网结算；高出部分通过国家可再生能源发展基金予以补贴。调整后，2018 年新建陆上风电在四类资源区标杆电价（含税）分别为每千瓦时 0.40 元、0.45 元、0.49 元和 0.57 元；对非招标的海上风电项目，区分近海风电和潮间带风电两种类型确定上网电价，近海风电项目标杆上网电价为每千瓦时 0.85 元，潮间带风电项目标杆上网电价为每千瓦时 0.75 元。在税收方面，风电企业销售风电而产生的增值税能享受即征即退 50% 的优惠政策；2008 年 1 月 1 日起核准的风电项目，自取得第一笔售电收入起三年内免征所得税，之后三年减半征收。

2016 年 3 月 24 日，国家发改委印发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源【2016】625 号），国家能源局将会同国家发改委经济运行局，共同根据可再生能源发电项目的合理收益，确定全国各地区保障性收购电量，对该部分电量实行按价保量收购。对于超出保障性收购电量的部分，发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。2016 年 5 月，国家发改委、国家能源局下发了《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》，在综合考虑电力系统消纳能力，按照各类标杆电价覆盖区域，参考准许成本加合理收益后，核定并公布了弃风、弃光地区风电、光伏发电保障性收购年利用小时数以及相关结算和监管要求，为保障性收购管理办法的落地提供保障，一定程度上弥补了可再生能源项目的经济损失。

我国风能资源丰富但分布不均衡，弃风限电是制约风电发展的主要瓶颈；受电力需求增速放缓及电力输送通道有限等因素影响，近年来“三北”地区弃风限电现象有所加重；国家针对弃风限电现象出台了一系列政策促进风力发电的发展，内陆非限电区域面临较好的发展形势

我国幅员辽阔，陆上和海上风能资源都比较丰富，根据气象资料估算，全国平均风功率密度为 100 瓦/平方米，风能资源总储量约 32.26



亿千瓦，可开发和利用的陆地上风能储量有 2.53 亿千瓦，近海可开发和利用的风能储量 7.5 亿千瓦，共计约 10 亿千瓦。若陆上风电年上网电量按等效满负荷 2,000 小时计算，每年可提供 5,000 亿千瓦时电量，海上风电年上网电量按等效满负荷 2,500 小时计，每年可提供 1.8 万亿千瓦时电量，合计 2.3 万亿千瓦时电量。我国风能资源开发潜力巨大，未来将成为能源结构中重要的组成部分。近年来，我国风电装机规模快速增长，截至 2016 年末，全国并网风电机组容量达到 1.49 亿千瓦，占全部发电装机容量的 9%；2016 年，我国风电发电量 2,410 亿千瓦时，占全部发电量的 4%。

但我国风能资源的分布不均衡。“三北”地区（东北、西北和华北）风能资源丰富，多数地区风功率密度等级达到 3 级及以上，内蒙古巴彦淖尔乌拉特中旗、赤峰塞罕坝和新疆达坂城等地区风功率密度等级接近或超过 5 级，长期以来，“三北”地区是我国风电发展的主要地区。但这些地区对电力的需求往往相对不足，电力基础设施也较为落后，当地电网的消纳能力和输送能力成为制约风电产业大规模发展的瓶颈。虽然风电装机和发电量均大幅增长，但“弃风限电”仍然困扰着我国风电发展。2014 年，全年风电平均利用小时数为 1,893 小时，较 2013 年减少 181 小时；2015 年，全国风电平均利用小时数 1,728 小时，同比下降 172 小时；全年弃风电量 339 亿千瓦时，同比增加 213 亿千瓦时。2016 年，全国风电平均利用小时数 1,742 小时，同比仅增加 14 小时；全年弃风电量 497 亿千瓦时，同比继续增加，其中弃风较重的仍主要是内蒙古、甘肃、新疆和吉林等地区。为缓解弃风限电现象和进一步促进风电的发展，更好解决风电并网和消纳工作，2016 年 7 月，国家能源局下发《关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知》，风电投资监测预警机制的指标体系分为政策类指标、资源和运行类指标、经济类指标。最终风险预警结果由三类指标加权平均确定。预警程度由高到低分为红色、橙色、绿色三个等级，预警结构将影响该生当年是否可正常推进风电开发建设。2016 年预警为红色的省份为吉林、黑龙江、甘肃、宁夏和新疆。该预警机制对合理规划全国风电开发方案、缓解弃风限电问题，落实最低保障利用小时政策具有积极促进作用。2016 年 11 月，国家能源局制定并下发了《风电发展“十三五”规划》，明确了“十三五”期间风电发展目标：到 2020 年底，风电累计并网装机容量确保达到 2.1 亿千瓦以上；风电年发电量确保达到 4,200 亿千瓦时，约占全国总发电量的 6%；到 2020 年，有效解决弃风问题，“三北”地区全面达到最低保障性收购利用小时数的要求。

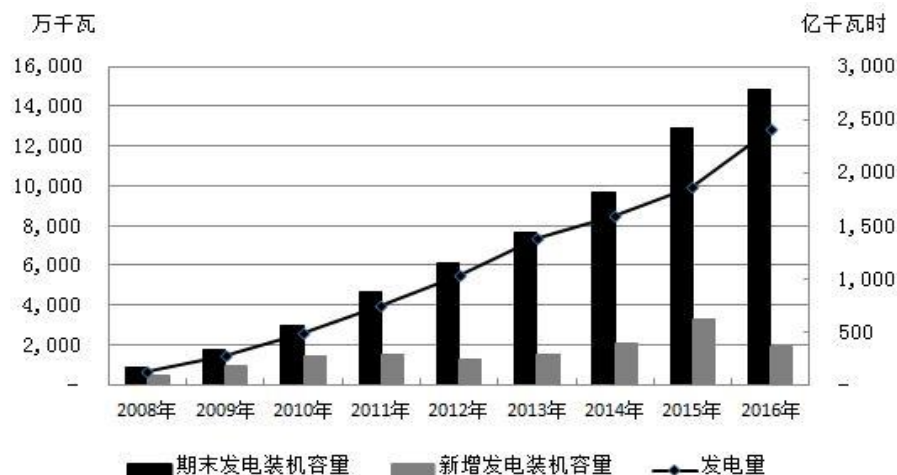


图1 2008~2016年末我国风力发电并网装机容量及发电量情况

数据来源：中国电力企业联合会、国家能源局

针对部分地区电网消纳能力低造成的较严重弃风现象，2012年6月，国家能源局提出今后将风电并网情况作为新安排风电开发规模和项目布局的重要参考指标，风电利用小时数明显偏低的地区不得进一步扩大建设规模²。从区域分布来看，第二批风电项目拟核准方案中“三北”地区拟核准规模得到较合理控制，蒙西、吉林、黑龙江、蒙东、甘肃和新疆这六大千万千瓦级基地的常规风电核准项目均为零。2013年2月，国家能源局强调，在采取技术和政策措施促进风电市场消纳的同时，电网公司应加强风电配套电网建设，优化运行调度。2016年3月，能源局发布《关于下达2016年全国风电开发建设方案的通知》，全国风电开发建设规模3,083万千瓦，北方限电区域获批新增项目依然为零。以上监管政策的出台短期来看对风电的扩张有抑制作用，长期来看有利于风电产业的健康持续发展，资源储备充足的风电企业将更具优势。

同时，伴随着弃风限电使得主要风电场的效益大打折扣，内陆省份风电场的优势日渐凸显。一方面，这些地区人口密集，电力负荷大，风电场接网条件好，基本不会限电；另一方面，风电机组不断提高的风能转换效率和对各种建设条件的适应性，使得在这些地区建设风电场不仅可行，而且还可以获得可观的经济效益。近年来国家能源局提出了集中式开发和分散式开发并重的发展思路，并出台了相应的管理办法。内陆地区分散式开发的风电场占比将越来越大。

² 《国家能源局关于加强风电并网和消纳工作有关要求的通知》。



经营与竞争

公司营业收入主要来自风电和火电销售以及燃料销售，毛利润大部分来自风电业务；近年来公司营业收入和毛利润逐年提升，毛利率水平有所波动

公司营业收入主要来自风电、火电以及燃料销售业务。近年来，公司营业收入逐年增长，2015 年，受益于燃料销售及其他业务的增长，营业收入同比增长 5.64%；2016 年，受益于风电装机容量增加，公司营业收入同比增长 13.53%。2014~2016 年，公司毛利润逐年增长，主要来源于风电业务，占比均在 78%以上。同期，公司毛利率有所波动，2016 年，受上网电价下调和煤炭价格上升等因素影响，公司毛利率同比下降 4.06 个百分点。

表 1 2014~2016 年公司营业收入及毛利润情况（单位：亿元、%）

项目	2016 年		2015 年		2014 年	
营业收入	218.24	100.00	192.23	100.00	181.98	100.00
风电业务	138.58	63.50	113.26	58.92	110.43	60.68
火电业务	33.79	15.48	33.93	17.65	35.82	19.68
燃料销售及其他	38.28	17.54	38.15	19.85	26.96	14.81
其他业务 ³	7.58	3.47	6.89	3.58	8.77	4.82
毛利润	73.01	100.00	72.11	100.00	65.53	100.00
风电业务	62.56	85.69	56.94	78.96	53.83	82.15
火电业务	7.31	10.01	10.70	14.84	7.77	11.86
燃烧销售及其他	1.61	2.21	2.79	3.87	2.39	3.65
其他业务	1.53	2.09	1.68	2.33	1.54	2.35
毛利率	33.45		37.51		36.01	
风电业务	45.14		50.27		48.75	
火电业务	21.62		31.54		21.69	
燃料销售及其他	4.22		7.31		8.86	
其他业务	20.15		24.38		17.56	

数据来源：根据公开资料整理

2014 年以来，受益于装机容量增加，公司风电业务收入逐年增长，2014~2016 年，风电业务收入复合增长率为 12.02%。同期，风电业务毛利率略有波动，2015 年，受益于上网交易电价的提升，业务毛利率有所上升；2016 年，受风电上网电价下调及电网外送电量增多导致交易电价下降等因素影响，业务毛利率同比下降 5.13 个百分点。

2014 年以来，火电业务的营业收入持续下降，2015 年受宏观经济下行影响，火电机组利用小时数同比下降及电价下调影响，火电业务

³ 其他业务包括主营业务中的其他电力产品及主营业务以外的其他业务。



收入同比下降 5.28%，但受益于上游电煤价格下降，火电业务毛利率有所提高；2016 年，受益于江苏省全社会用电量增长好于预期及公司争取到替代电量 2.95 亿千瓦时，机组利用小时数同比增加 283 小时，火电业务营业收入几乎与上年持平；受上网电价进一步下调及煤炭价格上升影响，业务毛利率同比下降 9.92 个百分点。

公司燃料销售主要是煤炭销售及物资销售等。2015 年，由于公司三级子公司新拓展了设备销售及技术咨询类业务，公司燃料销售及其他板块营业收入同比增长 41.51%，但受煤炭价格下降影响，毛利率水平有所下降；2016 年，受高毛利率的招投标业务被划出至国电集团影响，该业务毛利率同比下降 3.09 个百分点。

公司其他业务主要包括光伏、生物质等发电业务，目前在公司营业收入中占比较小，经营较为稳定。

综合来看，公司营业收入主要来自风电和火电销售以及燃料销售，毛利润大部分来自风电业务；近年来公司营业收入和利润逐年提升，但毛利率水平有所波动。

近年来，公司风电装机规模逐年增加，保持全球最大风电运营商的地位，规模优势显著；风电项目储备充足，新增项目大部分在非限电地区，且电厂相对分散，布局不断优化

公司在全球风力发电行业中处于领先地位，保持全球最大风电运营商的地位，规模优势显著。近年来，公司风电装机规模逐年增加，2015 年和 2016 年，风电装机容量分别同比增长 16.41% 和 10.17%。截至 2016 年末，公司风电控股装机容量 1,736.90 万千瓦，位列全球第一，占全球风电装机容量的 3.57%，占全国并网风电装机容量的 10.29%。

近年来，受益于装机容量及风资源增加，公司发电量逐年增加，2016 年公司完成发电量 405.74 亿千瓦时，同比增加 13.55%，其中风电发电量 299.62 亿千瓦时，同比增加 16.54%；火电发电量为 99.81 亿千瓦时，同比增加 5.62%。

2014 年以来，公司新投产风电资产更多分布在非限电地区，且电厂分布相对分散，布局不断优化。2015 年公司新增投产风电项目 219.65 万千瓦，其中宁夏新增装机 47.7 万千瓦，江苏新增装机 43.47 万千瓦，内蒙古新增装机 20.17 万千瓦，贵州新增装机 19.5 万千瓦，甘肃新增装机 15.00 万千瓦；2016 年，公司新增风电装机 160.39 万千瓦，其中陕西新增装机 24.12 万千瓦，山西新增装机 18.30 万千瓦，云南新增装机 15.00 万千瓦，新疆新增装机 15.00 万千瓦，安徽新增装机 14.50 万千瓦，福建新增装机 14.30 万千瓦，广西新增装机 9.55 万千瓦等，并在湖南、江西和广西实现装机零突破。截至 2016 年末，项目分布扩大到全国 27 个省市及加拿大国家。公司风电可控装机容量分布最大的 7 个省区依次为内蒙古、江苏、新疆、甘肃、黑龙江、河北、辽宁，合计占风电总装机规模的 61.05%。

表 2 2014~2016 年末公司装机容量（单位：万千瓦、亿千瓦时）

项目	2016 年末		2015 年末		2014 年末	
	数额	占比 (%)	数额	占比 (%)	数额	占比 (%)
可控装机容量	1,949.40	100.00	1,795.00	100.00	1,569.70	100.00
风电	1,736.90	89.10	1,576.50	87.83	1,354.30	86.28
火电	187.50	9.62	187.50	10.44	187.50	11.94
其他	25.00	1.28	31.00	1.73	28.00	1.78
发电量	405.74	100.00	357.31	100.00	333.88	100.00
风电	299.62	73.85	257.09	71.95	230.88	69.15
火电	99.81	24.60	94.50	26.45	96.41	28.88
其他	6.31	1.56	5.72	1.60	6.59	1.97

数据来源：根据公开资料整理

公司项目储备充足。2015 年列入国家能源局第五批风电项目核准计划 155.7 万千瓦，核准风电项目 262.8 万千瓦，核准项目主要集中在非限电地区和海上，其中非限电地区占比超过 87%，海上项目 90 万千瓦。2016 年 4 月，在国家能源局下达的“十三五”第一批风电项目开发方案中，龙源电力有 35 个项目列入，合计 189.1 万千瓦，全部位于非限电地区，位居同类企业第一位。2016 年核准风电项目 184.0 万千瓦，其中非限电地区占比达到 97%，项目所在区域不断拓宽，实现在全国 32 个省市的风电开发布局。截至 2016 年底，公司已核准未投产的风电项目达到 7.5 吉瓦，加之列入国家规划或计划未核准风电项目共计 8.2 吉瓦。在海上风电项目方面，公司储备容量超过 8.0 吉瓦，其中已核准未投产容量 1.1 吉瓦。

综合来看，公司可控装机规模逐年增加，作为全球最大的风电运营商，具有很强的规模优势。项目资源储备充裕以及电厂布局不断优化使公司竞争优势进一步巩固，预计未来 1~2 年，公司作为行业领导者的地位不会改变。

近年来，公司风电平均利用小时数有所波动；风电上网电价的持续下调，对公司盈利水平进一步提升产生一定的影响

2014 年以来公司风电平均利用小时数有所波动。2015 年，由于当年下半年全国限电形势加剧和风资源下降，公司风电平均利用小时数同比下降 92 小时。2016 年受益于全社会用电量增速回升、风速上升及新机增效，风电设备平均利用小时数同比小幅上升，且公司风电设备平均利用小时数一直高于全国平均水平⁴。

近年来，公司风电平均上网电价有所波动。2015 年，风电平均上网电价每年同比增长 0.006 元/千瓦时，平均上网电价上涨主要受益于高电价地区项目售电量占比增高。2016 年，风电平均上网电价下降至 0.570 元/千瓦时，主要是在弃风限电较为严重的省份，公司为提

⁴ 2014~2016 年，全国风电机组设备平均利用小时数分别为 1,905 小时、1,728 小时和 1,742 小时。



升效益，全力应对限电，通过风火置换、大用户直供、跨区外送等方式参与竞价交易，争取市场交易电量，导致交易电价水平下降。

表 3 2014~2016 年公司风电经营指标

指标	2016 年	2015 年	2014 年
售电量（亿千瓦时）	284.97	244.14	221.67
平均上网电价（元/千瓦时，含税）	0.570	0.591	0.585
设备平均利用小时数（小时）	1,901	1,888	1,980

数据来源：根据公司提供资料整理

根据 2015 年 12 月《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格【2015】3044 号），2016 年位于前三类资源区的新风电项目的标杆上网电价每千瓦时下调人民币 0.02 元，第四类资源区下调人民币 0.01 元。2016 年 12 月根据国家发改委印发的《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格【2016】2729 号），降低 2017 年 1 月 1 日之后新建光伏发电和 2018 年 1 月 1 日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价，四类资源区新建陆上风电上网标杆电价分别为 0.40、0.45、0.49 和 0.57 元每千瓦时；对于非招标的海上风电项目，区分近海风电和潮间带风电两种类型确定上网电价，近海风电项目标杆上网电价为每千瓦时 0.85 元，潮间带风电项目标杆上网电价为每千瓦时 0.75 元。上网电价的持续下调将对公司的盈利水平产生一定的影响。

公司将陆上风电项目基调定为合理开发，未来不断加大海上风电项目投资，并积极开拓海外市场业务，多方位促进公司的可持续发展

近几年，面临严峻的限电形势，公司将合理开发定为陆上风电的主基调，陆上风电方面，天津、山东、山西、江苏、云南等东部和东南沿海、西南内陆及中东部地区风电开发力度将进一步加快，“三北”地区以健康发展为主，优化布局。随着风电技术的发展，公司逐步掌握了海上风电项目技术，海上项目逐渐成为新热点。2014 年，公司持续推进江苏东海 200 兆瓦示范项目扩建工作，开展福建南日海上风电项目的桩型实验工作，规划容量为 400 兆瓦，预计未来将陆续投产。2015 年，在沿海地区，以江苏、福建为重点，积极推进海上风电项目。2016 年，除已有投运项目的江苏和福建之外，公司正积极开展山东、海南等地的海上风电前期工作。此外，公司初步以北美（加拿大）、非洲（南非）、欧洲（波兰、捷克）、南美洲（巴西）为切入点，辐射周边国家和地区，积极开拓海外业务。公司已建成的德芙琳风电场 2016 年上半年累计发电 134,823 兆瓦时，实现电量销售收入约 1,945 万加元。德芙琳二期 150 兆瓦风电项目目前正在顺利开展，同时公司南非得阿 244.5 兆瓦风电项目建设也在按照计划积极推进，公司在三月与捷克 SWH 集团签署了风电合作协议。海上风电和海外市场业务的顺利推进，有利于公司的可持续发展。



公司火电设备为热电联产机组，运行效率较高，但电价的持续下调对火电盈利能力产生一定的影响

公司火电业务由下属子公司江阴苏龙热电有限公司（以下简称“苏龙热电”）和南通天生港发电有限公司（以下简称“天生港发电”）经营。2016 年末，火电装机容量为 187.5 万千瓦，其中苏龙热电装机规模 121.5 万千瓦，天生港发电装机规模 66 万千瓦。江苏地区有着较大的用电需求和与其它地区相比较高的电价，具有明显的区位优势。

表 4 2014~2016 年公司火电经营指标

指标	2016 年	2015 年	2014 年
期末装机容量（万千瓦）	187.5	187.5	187.5
售电量（亿千瓦时）	92.67	87.63	89.58
设备平均利用小时数（小时）	5,323	5,040	5,142
平均上网电价（元/千瓦时，含税）	0.380	0.419	0.439

数据来源：根据公司提供资料整理

公司火电机组全部为热电联产机组，在清洁能源调度机制下热电联产机组优先于区域电网内的其他火电机组，因此公司火电设备平均利用小时数明显高于全国火电机组的平均水平⁵，效率较高。

近年来，公司火电发电量有所波动。2015 年受江苏省宏观经济下行及全社会用电需求下降影响，发电量同比有所下降；2016 年，受益于江苏省宏观经济增速和用电需求有所回升，全社会用电量增长好于预期，带动火电机组平均利用小时数同比增加 283 小时，发电量和售电量分别同比增长 5.62%和 5.75%。2014~2016 年，公司火电平均上网电价持续下降，主要是由于 2014 年 9 月、2015 年 4 月和 2016 年 1 月江苏省持续下调火电企业标杆上网电价。电价下调对火电业务盈利能力产生一定的影响。

作为国电集团主要的新能源发电业务平台，国电集团可为公司发展提供有力支持

国电集团成立于 2002 年 12 月，是在原国家电力公司部分企事业单位基础上组建的国有企业，是电力体制改革后国务院批准成立的五大全国性发电企业集团之一。截至 2016 年末，国电集团注册资本金 120 亿元人民币。

国电集团拥有 15 个区域和省级分公司、31 个特大型子公司、3 家科研机构，电源基地分布在全国 31 个省、自治区和直辖市，拥有国电电力发展股份有限公司等 5 家国内 A 股上市公司和 2 家香港主板上市公司。截至 2016 年末，国电集团可控装机容量为 14,248 万千瓦。2016 年，国电集团完成发电量 5,052 亿千瓦时。

2009 年 7 月，公司与国电集团签订避免同业竞争协议，国电集团

⁵ 2014~2016 年，我国 6,000 千瓦及以上电厂火电设备平均利用小时数分别为 4,706 小时、4,329 小时和 4,165 小时。



同意其附属公司不会在风电业务方面与公司竞争，并授予公司购买保留业务及任何新业务机会的选择权和优先权，减少了公司与管理企业之间的竞争，进一步加强了公司作为国电集团主要的新能源业务平台及我国最大的风电企业的优势地位。

综合来看，国电集团实力雄厚，与公司的业务划分清晰。国电集团在资源配置等方面对公司提供的支持有利于公司未来业务的发展。

公司治理与管理

产权状况与公司治理

龙源电力是国电集团主要的新能源业务平台。截至 2016 年末，国电集团通过直接和间接持有公司 58.44%的股权，为公司控股股东。

公司严格按照公司法及其他相关法律法规的要求，建立完善的法人治理结构，股东大会、董事会、监事会职责分明，公司管理层各司其职，相辅相成，相互制衡，以共同实现股东资产保值增值的目标。

战略与管理

公司以五大发展理念为引领，以创新管理、创新发展为主线，紧跟国家能源战略部署，把握新一轮电力体制改革推进方向，持续改进升级存量，精心打造一流增量，全面推进国际一流新能源公司建设。

经过多年的积累，公司成功构建了新能源十大技术服务支持系统，形成了前期测风、设计咨询、运行监控、检修维护、技术研发、专业培训等多个领域的独特优势。公司获国家能源局授牌成立了“国家能源风电运营技术研发中心”，引领行业技术升级。

抗风险能力

公司作为风电行业的领导者，风电装机规模位居世界第一，资源储备充裕且布局不断优化。公司治理结构完善、组织机构设置健全。控股股东国电集团实力雄厚，为公司业务发展提供有力支持。综上所述，公司的抗风险能力极强。

财务分析

公司提供了 2012~2016 年财务报表，瑞华会计师事务所（特殊普通合伙）对公司 2012~2014 年财务报表进行了三年连审，对 2015 年及 2016 年财务报告分别进行了审计，并均出具了标准无保留意见的审计报告。

资产质量

近年来，公司资产规模持续增长，以非流动资产为主；随着公司业务拓展，预计公司资产规模将保持增长

2014 年以来，受益于风电项目投产，公司总资产规模持续上升，



2014~2016 年年均复合增长率为 6.38%；公司资产结构稳定，以非流动资产为主，非流动资产占比均在 88%以上，且逐年增加。

表 5 2014~2016 年末公司资产构成情况（单位：亿元、%）

项目	2016 年末		2015 年末		2014 年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动资产	126.34	9.14	125.87	9.43	146.50	11.99
货币资金	19.45	1.41	32.71	2.45	27.70	2.27
应收账款	54.36	3.93	39.08	2.93	60.47	4.95
其他应收款	9.93	0.72	12.44	0.93	17.20	1.41
存货	10.99	0.80	10.20	0.76	10.53	0.86
非流动资产	1,256.38	90.86	1,209.25	90.57	1,075.22	88.01
长期股权投资	52.95	3.83	49.30	3.69	37.68	3.08
在建工程	79.76	5.77	139.52	10.45	139.52	11.42
固定资产	1,030.54	74.53	925.30	69.30	811.21	66.40
总资产	1,382.71	100.00	1,335.11	100.00	1,221.72	100.00

公司流动资产主要由货币资金、应收账款、其他应收款和存货构成。货币资金主要是银行存款，2016 年末货币资金同比减少 40.53%，主要受公司改变管理策略，压降货币余额，减少资金沉淀所致。应收账款主要为公司上网售电产生的应收各地电网公司电费，2015 年末应收账款同比降低 35.38%，主要受公司加强应收账款的催收和管理，导致应收账款下降较快；2016 年末应收账款同比增长 39.11%，主要受公司经营范围扩大所致，应收账款周转天数约 77 天，周转效率较低。公司其他应收款主要为项目前期费用、应收税收返还、投标保证金以及项目往来款等。2014 年以来，其他应收款逐年下降，主要受项目公司成立后原暂计其他应收科目的资金年末转为资本金所致。2016 年末，公司其他应收款为 9.93 亿元，主要是公司与国电聊城生物质发电有限公司、依兰龙源风力发电有限公司等公司的项目往来款，前五大应收款项共计 5.28 亿元，占比达 53.17%。公司存货主要包括原材料和库存商品等，近年来较为稳定，存货周转天数约 26 天，周转效率有所提升。

公司非流动资产主要是固定资产和在建工程。固定资产主要是发电设施、房屋及建筑物。近年来随着装机规模的持续增加，固定资产大幅增加，2014~2016 年复合增长率为 12.71%。在建工程主要是风电建设项目。2014~2016 年，在建工程逐年减少，2016 年末，在建工程同比减少 42.83%，主要受项目投产及公司减少项目投资所致；主要在建项目包括株木山 15 万 KW 风电场项目、龙源电力南非穆利洛德阿一期、二期风力发电项目、福建莆田南日岛 400MV 海上风电项目、龙源汇泰滨州北海风电项目等。

截至 2016 年末，公司受限资产共计 97.57 亿元，占总资产比重为 7.06%，占净资产比重为 20.32%。公司受限资产主要为票据、信用证保



证金和借款质押金等，其中用于借款质押的应收账款为 97.38 亿元，票据、信用证保证金等为 0.19 亿元。

综合来看，近年来公司资产规模逐年增加，预计未来 1~2 年，随着公司新核准项目的建设并投产，公司资产规模将持续保持增长。

资本结构

公司负债规模逐年增加，负债结构以流动负债为主；有息负债规模较大，短期有息债务占比较高，债务期限结构较为集中，存在一定的短期偿债压力

近年来，随着在建项目规模逐渐增加，公司负债规模持续增加。从负债结构来看，主要以流动负债为主。公司资产负债率基本稳定，2014~2016 年末，公司资产负债率分别为 66.24%、66.47%和 65.27%。

表 6 2014~2016 年末公司负债情况（单位：亿元、%）

项目	2016 年末		2015 年末		2014 年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动负债	553.52	61.33	564.82	63.65	433.03	53.51
非流动负债	349.01	38.67	322.58	36.35	376.27	46.49
负债合计	902.53	100.00	887.40	100.00	809.30	100.00
有息负债合计	783.99	86.87	763.76	86.07	704.45	87.05
短期借款	182.29	20.20	138.97	15.66	139.12	17.19
应付票据	24.23	2.68	16.91	1.91	7.34	0.91
其他流动负债	170.00	18.84	230.00	25.92	50.00	6.18
一年内到期的非流动负债	67.19	7.45	58.78	6.62	134.42	16.61
长期借款	199.20	22.07	198.94	22.42	234.35	28.96
应付债券	141.08	15.63	120.16	13.54	139.23	17.20
资产负债率	65.27		66.47		66.24	

公司流动负债以短期借款、应付账款和其他流动负债为主，2014 年以来，公司流动负债有所波动，2016 年末，公司流动负债为 553.52 亿元。公司短期借款主要是信用借款，2016 年末信用借款占比为 95.59%。应付账款主要是对风电上游生产企业欠款，2014~2016 年末分别为 58.29 亿元、81.33 亿元和 73.89 亿元，其中 2015 年末同比增加 39.53%，主要受当年公司风电建设项目较多，相应工程未最终结算所致；2016 年末，账龄在一年以内的应付账款占比为 67.42%，占比较大。其他流动负债主要是发行的短期融资券和私募债，2015 年末其他流动负债大幅增长至 230.00 亿元，主要受公司发行短期融资券金额的大幅上升以及公司 2015 年新增发行 1 年期的“15 龙源私募债（工行）”和“15 龙源私募债（农行）”所致，2016 年末，其他流动负债降为 170.00 亿元，全部为公司发行的短期融资券。

公司非流动负债主要为长期借款和应付债券。近年来，非流动负



债有所波动。公司利用各种债务融资工具降低融资成本，债券发行较多，2016 年新增发行债券主要有 1 月发行的 37.00 亿元公募债及 3 月和 8 月分别发行的 10.00 亿和 20.00 亿元私募债。2014 年以来，长期借款有所波动，2016 年末长期借款为 199.20 亿元，以信用借款和以电费收费权作为质押物的质押借款为主，占比分别为 42.71%和 53.49%。

近年来，公司有息负债规模及有息负债在总负债的比重均逐年增加；截至 2016 年末，有息负债为 783.99 亿元，在负债总额中的占比为 86.87%，从债务期限结构来看，一年内的有息债务占比为 56.60%，占比较高，债务期限结构较为集中，存在一定的短期偿债压力。

近年来，随着公司未分配利润和盈余公积的不断增长，所有者权益不断增长，2014~2016 年末，分别为 412.42 亿元、447.71 亿元和 480.18 亿元。同期未分配利润分别为 104.25 亿元、126.07 亿元和 152.16 亿元；盈余公积分别为 7.81 亿元、9.88 亿元和 12.70 亿元。

表 7 截至 2016 年末公司对外担保明细（单位：万元）

被担保人	担保方式	担保余额	是否逾期	代偿损失金额
内蒙古新锦风力发电有限公司	连带责任保证	2,445.60	否	-
湖北九宫山风电公司	一般保证	885.23	否	-
北京中兴实业有限公司	连带责任保证	408.57	是	341.43
合计	-	3,739.40	-	341.43

数据来源：根据公司提供资料整理

截至 2016 年末，公司对外担保余额为 0.37 亿元，担保比率为 0.08%。被担保企业为内蒙古新锦风力发电有限公司、湖北九宫山风电公司以及北京中兴实业有限公司。截至 2016 年末，公司代偿损失金额 341.43 万元。

总体来看，近年来，公司有息负债持续增加，在公司负债中的占比维持在很高水平。随着公司风电项目推进，预计负债规模还将进一步增长。

盈利能力

公司营业收入和净利润逐年增长；受上网电价下调影响，主营业务盈利能力有所波动

近年来，受益于风电装机容量增加带动风电业务收入增长以及煤炭销售收入的增加，公司营业收入逐年增长；但受上网电价下调影响，公司毛利率有所波动。

公司期间费用主要是财务费用，在营业收入中占比较高，2016 年以财务费用为主的期间费用占营业收入比重为 14.58%，对公司盈利能力产生一定的影响；销售费用及管理费用较为稳定且占比较小。

2014 年以来，公司资产减值损失变动较大。2016 年资产减值损失为 6.93 亿元，主要是本年处置国电建三江前进生物质发电有限公司（以



下简称“前进”)和国电汤原生物质发电有限公司(以下简称“汤原”)两家子公司确认的坏账损失 6.90 亿元。近年来,投资收益逐年增加,主要是公司长期股权投资收益;2016 年,投资收益同比增长 6.60 亿元,主要是本年处置前进和汤原两家生物质公司取得 8.38 亿元的收益,取得的投资收益形成利润的重要补充。

表 8 2014~2016 年公司收入及利润(单位:亿元、%)

项目	2016 年	2015 年	2014 年
营业收入	218.24	192.23	181.98
营业成本	145.23	120.12	116.45
期间费用	31.81	33.62	31.75
管理费用	2.48	2.57	2.66
财务费用	29.30	31.01	29.04
资产减值损失	6.93	0.01	0.27
投资收益	13.15	6.55	5.48
营业利润	47.21	44.34	36.82
营业外收支净额	4.79	3.13	2.87
利润总额	52.00	47.47	39.69
毛利率	33.45	37.51	36.01
总资产报酬率	5.79	5.61	5.66
净资产报酬率	9.50	9.24	8.34

风电产业作为可再生清洁能源,可获得国家政策补贴,随着经营项目同比增加,公司获得的可再生能源补贴逐年增加,2016 年实现营业外收入 5.51 亿元,同比增加 2.12 亿元,一方面是政府补贴增加 1.22 亿元,另一方面是上游设备供应商供应设备未达到固定性能指标,公司获得违约赔偿 1.09 亿元。2014~2016 年,公司利润总额逐年增加,总资产报酬率和净资产报酬率逐年上升。

综合来看,近年来公司营业收入和利润总额逐年增长,盈利能力较强;以财务费用为主的期间费用占比较高,对公司盈利能力产生一定影响;良好的投资收益和营业外收支净额成为公司利润的有效补充。

现金流

近年来,公司经营性净现金流规模较大,对债务的保障能力较强;受公司缩减投资规模影响,投资性现金净流出规模逐年减少

经营活动现金流入主要来自电力销售收入,现金流出主要为燃料和物品物件的采集,各种税费的支出以及经营费用的支出。近年来,公司经营性净现金流有所波动,2015 年公司经营性净现金流为 150.91 亿元,同比增加 34.35%,主要是由于风电发电量的不断增加,风电业务现金流入增加以及公司加大应收账款的回收力度,同时由于煤炭价格下降,火电业务采集燃料的现金流出减少;2016 年,受燃料采购成



本同比大幅增加导致经营性净现金流同比有所减少，但公司经营性净现金流规模仍较大，对债务的保障能力较好。

近年来，公司每年保持一定的项目建设投资规模，投资性现金流持续表现为净流出，且规模较大。2014 年和 2015 年，受项目投入大幅增加影响，投资性净现金流出规模较大。2016 年，受电力需求疲软、电网消纳风电能力不足及 2015 年抢装后的回调所致，公司压缩投资规模，减少基建工程支出，公司投资活动产生的现金流量净流出下降 49.54%。

公司需通过经营性现金流入及银行借款、债券和股票发行等外部筹资手段满足所需投资资金。2015~2016 年，由于公司偿还借款增加，筹资性现金流流出同比增加，筹资性净现金流同比大幅下降。

表 9 2014~2016 年公司现金流情况（单位：亿元、倍）

项目	2016 年	2015 年	2014 年
经营性净现金流	114.94	150.91	112.32
投资性净现金流	-92.78	-183.88	-195.30
筹资性净现金流	-32.13	36.43	77.09
经营性净现金流/流动负债（%）	20.56	30.25	28.17
经营性净现金流/总负债（%）	12.84	17.79	14.86
EBITDA 利息保障倍数	4.58	3.90	3.59
经营性净现金流利息保障倍数	3.67	4.53	3.38

总体来看，公司经营性净现金流规模较大，现金获取能力较好，对债务的保障能力较强；2016 年公司缩减投资规模，投资性现金净流和筹资性净现金流同比大幅下降。

偿债能力

公司营业收入主要来自风电和火电业务和燃料销售及其他业务，而利润主要来源于盈利能力较强的风电业务。近年来，公司营业收入和利润逐年增长，同时风电行业自身特点决定了公司拥有较为充足的货币资金和经营性净现金流，为公司债务的偿还提供有力保障。从偿债指标来看，2014~2016 年末，公司流动比率分别为 0.34 倍、0.22 倍和 0.23 倍，流动比率维持在较低水平；长期资产适合率分别为 73.35%、63.70%和 66.00%；债务资本比率为 63.07%、63.04%和 62.02%，比率较高。2014~2016 年，EBITDA 利息保障倍数分别为 3.59 倍、3.90 倍和 4.58 倍，对债务的保障能力较好。作为中国风电市场的领导者，公司在经营过程中信誉良好，截至 2016 年末，公司共获得银行授信额度 2,000 亿元，已使用银行授信额度 430 亿元，未使用银行授信额度 1,570 亿元。此外公司积极利用增发股份、债券融资等资本市场工具，外部融资渠道畅通。作为国电集团主要的新能源业务平台，公司在业务开展和融资等方面能够获得母公司的有力支持。综合来看，公司具有极强的偿债能力。



债务履约情况

根据公司提供的中国人民银行企业基本信用信息报告，截至 2017 年 4 月 24 日，公司本部未曾发生信贷违约事件。截至本报告出具日，公司在资本市场上发行的各期债券均按时还本付息。

结论

龙源电力是以风电为主要业务和战略发展方向的综合性新能源企业。控股股东国电集团实力雄厚，在业务配置和融资等方面为公司发展提供了有力支持。2016 年末，公司风电装机规模排名全球第一，公司资源储备充足，具有较强的规模优势。近年来，公司装机规模逐年保持较大增长，风电机组平均利用小时数和平均上网电价有所波动，发电量保持逐年增长，营业收入和利润逐年增长。公司现金流获取能力保持在较好水平，对债务的保障能力较强。但公司债务规模和有息债务规模逐年增长，且短期有息债务占比较高，面临一定的债务偿付压力。以财务费用为主的期间费用占比较高，对公司的盈利能力产生一定的影响。

综合分析，公司偿还债务的能力极强，本次债券不能偿付的风险极小。预计未来 1~2 年，随着公司项目投资建设不断推进，资产的分布和结构进一步优化，公司将继续保持行业内的领导地位。因此，大公对龙源电力的评级展望为稳定。

跟踪评级安排

自评级报告出具之日起，大公国际资信评估有限公司（以下简称“大公”）将对龙源电力集团股份有限公司（以下简称“发债主体”）进行持续跟踪评级。持续跟踪评级包括定期跟踪评级和不定期跟踪评级。

跟踪评级期间，大公将持续关注发债主体外部经营环境的变化、影响其经营或财务状况的重大事项以及发债主体履行债务的情况等因素，并出具跟踪评级报告，动态地反映发债主体的信用状况。

跟踪评级安排包括以下内容：

1) 跟踪评级时间安排

定期跟踪评级：大公将在本次债券存续期内，在每年发债主体发布年度报告后两个月内出具一次定期跟踪评级报告。

不定期跟踪评级：大公将在发生影响评级报告结论的重大事项后及时进行跟踪评级，在跟踪评级分析结束后下1个工作日向监管部门报告，并发布评级结果。

2) 跟踪评级程序安排

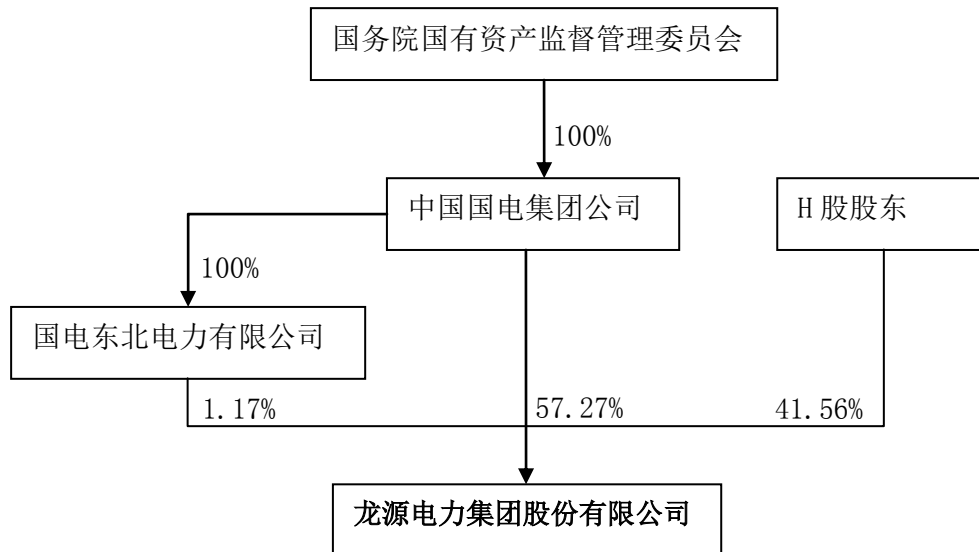
跟踪评级将按照收集评级所需资料、现场访谈、评级分析、评审委员会审核、出具评级报告、公告等程序进行。

大公的定期和不定期跟踪评级报告将在本公司网站和交易所网站予以公告，且交易所网站公告披露时间将不晚于在其他交易场所、媒体或者其他场合公开披露的时间。

3) 如发债主体不能及时提供跟踪评级所需资料，大公将根据有关的公开信息资料进行分析并调整信用等级，或宣布前次评级报告所公布的信用等级失效直至发债主体提供所需评级资料。

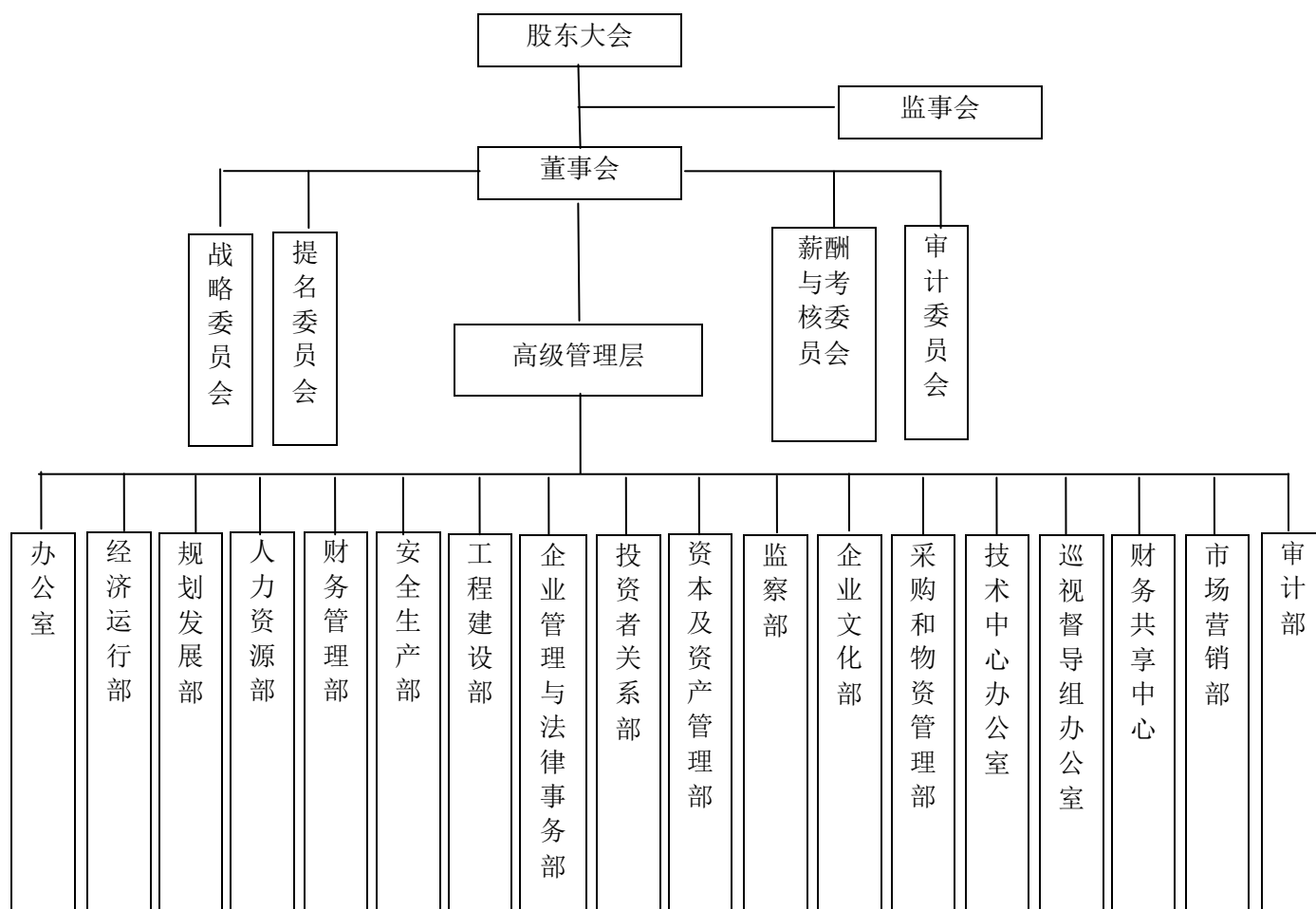


附件 1 截至 2016 年末龙源电力集团股份有限公司股权结构图





附件 2 截至 2016 年末龙源电力集团股份有限公司组织结构图





附件 3

本次债券募投项目情况

单位：万千瓦、亿元

项目名称	项目审批文件	风场容量	总投资	已投资	拟使用募集资金
福建莆田南日岛海上风电场一期项目	闽发改网能源函【2015】208号；莆国土资预【2014】14号；选字第350300201404007号、选字第3503002014040016号；闽海渔函【2015】178号、莆环保评【2014】133号	40.00	82.25	6.78	13.00
云南曲靖株木山风电场	云发改能源【2014】1419号；云国土预【2014】51号、云国土资复【2016】113号；云环审【2014】218号	15.00	13.74	3.93	6.00
广西钦州钦南区那思（106MW）风电项目	桂发改能源【2015】1674号；桂国土资预审【2015】114号、钦州市钦南区住建局关于项目选址意见；钦环审【2015】144号	10.56	9.78	-	5.00
江西乐安鸭公嶂风电场项目	赣能新能字【2014】159号；赣国土资核【2014】604号、乐安县住建局关于项目规划选址意见；赣环评字【2015】87号	6.30	5.22	-	3.00
云南省丽江市古城区七河风电场工程	云发改能源【2014】1745号；云国土预【2013】215号；云环审【2014】284号	4.95	4.76	0.09	3.00
安徽宣城郎溪（46.2MW）风电项目	皖发改能源函【2015】1145号；皖国土资函【2015】1869号；宣环函【2015】187号	4.62	4.68	0.00	3.00
龙源盱眙穆店低风速风电场（50.6MW）	苏发改能源发【2015】989号；苏国土资预【2015】133号、选字第320830201540028号；盱审批综【2015】04001号	5.06	4.61	0.08	3.00
龙源广西南宁市横县新福风电项目	桂发改能源【2015】1572号；桂国土资预审【2015】59号、横村公选字第2014006号；南环建字【2015】81号	4.80	4.57	-	3.00
江西钩刀咀（48.4MW）风电场项目	赣能新能字【2015】72号；赣国土资核【2015】735号、宁规建发【2015】2号、永建字【2015】6号；赣环评字【2015】130号	4.84	4.54	-	3.00
陕西吴起二期 50MW 风电项目	陕发改新能源【2014】1378号；陕国土资规发【2012】192号、选字第61000020120059号；陕环批复【2014】590号	5.06	4.15	-	2.00
安徽宣城白马（48.3MW）风电项目	皖发改能源函【2015】755号；皖国土资函【2015】1089号、选字第40000201500416；宣环评【2015】48号	4.83	3.93	0.07	2.00



附件 3

本次债券募投项目情况（续表 1）

单位：万千瓦、亿元

项目名称	项目审批文件	风场容量	总投资	已投资	拟使用募集资金
龙源哈密苦水 201MW 风电项目	发改能源【2012】2561 号；新国土资预审字【2011】110 号、选字第 50000201100605；新环评价函【2011】760 号	20.10	16.14	13.71	8.00
新疆哈密风电基地二期项目三塘湖第三风电场 B 区工程	新发改函【2015】62 号（源文件）；新国土资预审字【2014】210 号、新建规函【2014】45 号；新环函【2014】422 号	20.00	15.57	10.33	4.00
龙源新疆阿拉山口江巴斯风电场 49.5MW 风电项目	新发改能源【2013】362 号；新国土资预审字【2012】190 号、新建规函【2011】909 号；新环评审函【2011】28 号	4.95	3.55	2.41	2.00
合计	-	151.07	177.49	37.40	60.00

数据来源：根据公司提供资料整理

附件 4 龙源电力集团股份有限公司主要财务指标

单位：万元

年份	2016 年	2015 年	2014 年
资产类			
货币资金	194,521	327,086	277,036
交易性金融资产	47,858	24,718	23,131
应收票据	40,079	38,904	31,086
应收账款	543,626	390,797	604,732
其他应收款	99,254	124,399	171,982
预付款项	37,729	33,523	79,410
存货	109,928	102,027	105,260
流动资产合计	1,263,371	1,258,663	1,464,990
长期股权投资	529,468	493,020	376,828
固定资产	10,305,409	9,253,000	8,112,141
在建工程	797,589	1,395,196	1,395,204
工程物资	361,690	161,560	131,360
无形资产	116,704	96,451	85,979
非流动资产合计	12,563,761	12,092,475	10,752,208
总资产	13,827,131	13,351,138	12,217,198
占资产总额比 (%)			
货币资金	1.41	2.45	2.27
交易性金融资产	0.35	0.19	0.19
应收票据	0.29	0.29	0.25
应收账款	3.93	2.93	4.95
其他应收款	0.72	0.93	1.41
预付款项	0.27	0.25	0.65
存货	0.80	0.76	0.86
流动资产合计	9.14	9.43	11.99
长期股权投资	3.83	3.69	3.08
固定资产	74.53	69.30	66.40
在建工程	5.77	10.45	11.42
工程物资	2.62	1.21	1.08
无形资产	0.84	0.72	0.70
非流动资产合计	90.86	90.57	88.01

附件 4 龙源电力集团股份有限公司主要财务指标（续表 1）

单位：万元

年份	2016 年	2015 年	2014 年
负债类			
短期借款	1,822,856	1,389,695	1,391,210
应付票据	242,306	169,109	73,355
应付账款	738,872	813,333	582,914
其他应付款	215,137	253,713	289,248
应付利息	55,396	64,850	59,889
一年内到期的非流动负债	671,935	587,788	1,344,189
其他流动负债	1,700,000	2,300,000	500,000
流动负债合计	5,535,240	5,648,183	4,330,315
长期借款	1,991,999	1,989,388	2,343,511
应付债券	1,410,772	1,201,604	1,392,272
非流动负债合计	3,490,074	3,225,816	3,762,665
负债合计	9,025,313	8,873,999	8,092,980
占负债总额比（%）			
短期借款	20.20	15.66	17.19
应付票据	2.68	1.91	0.91
应付账款	8.19	9.17	7.20
其他应付款	2.38	2.86	3.57
应付利息	0.61	0.73	0.74
一年内到期的非流动负债	7.45	6.62	16.61
其他流动负债	18.84	25.92	6.18
流动负债合计	61.33	63.65	53.51
长期借款	22.07	22.42	28.96
应付债券	15.63	13.54	17.20
非流动负债合计	38.67	36.35	46.49
权益类			
少数股东权益	676,571	633,893	774,111
实收资本（股本）	803,639	803,639	803,639
资本公积	1,434,021	1,432,907	1,432,224
盈余公积	127,045	98,807	78,134
未分配利润	1,521,553	1,260,684	1,042,476
归属于母公司所有者权益	4,125,247	3,843,246	3,350,107
所有者权益合计	4,801,818	4,477,139	4,124,218

附件 4 龙源电力集团股份有限公司主要财务指标（续表 2）

单位：万元

年份	2016 年	2015 年	2014 年
损益类			
营业收入	2,182,354	1,922,333	1,819,753
营业成本	1,452,274	1,201,217	1,164,452
管理费用	24,751	25,684	26,602
财务费用	293,040	310,069	290,388
资产减值损失	69,260	98	2,734
投资收益	131,473	9,956	-8,963
营业利润	472,122	443,385	368,156
营业外收支净额	47,897	31,278	28,706
利润总额	520,020	474,663	396,862
所得税	63,972	60,836	52,920
净利润	456,048	413,828	343,942
归属于母公司所有者的净利润	362,223	289,169	240,186
占营业收入比（%）			
营业成本	66.55	62.49	63.99
管理费用	1.13	1.34	1.46
财务费用	13.43	16.13	15.96
资产减值损失	3.17	0.01	0.15
投资收益	6.02	3.41	3.01
营业利润	21.63	23.06	20.23
营业外收支净额	2.19	1.63	1.58
利润总额	23.83	24.69	21.81
净利润	20.90	21.53	18.90
归属于母公司所有者的净利润	16.60	15.04	13.20
现金流类			
经营活动产生的现金流量净额	1,149,390	1,509,087	1,123,231
投资活动产生的现金流量净额	-927,793	-1,838,788	-1,953,048
筹资活动产生的现金流量净额	-321,332	364,260	770,925
财务指标			
EBIT	801,265	748,978	691,643
EBITDA	1,435,857	1,301,324	1,191,558
总有息负债	7,839,868	7,637,584	7,044,537

附件 4 龙源电力集团股份有限公司主要财务指标（续表 3）

年份	2016 年	2015 年	2014 年
毛利率（%）	33.45	37.51	36.01
营业利润率（%）	21.63	23.06	20.23
总资产报酬率（%）	5.79	5.61	5.66
净资产收益率（%）	9.50	9.24	8.34
资产负债率（%）	65.27	66.47	66.24
债务资本比率（%）	62.02	63.04	63.07
长期资产适合率（%）	66.00	63.70	73.35
流动比率（倍）	0.23	0.22	0.34
速动比率（倍）	0.21	0.20	0.31
保守速动比率（倍）	0.05	0.07	0.08
存货周转天数（天）	26.27	31.06	28.13
应收账款周转天数（天）	77.07	93.22	119.70
经营性净现金流/流动负债（%）	20.56	30.25	28.17
经营性净现金流/总负债（%）	12.84	17.79	14.86
经营性净现金流利息保障倍数（倍）	3.67	4.53	3.38
EBIT 利息保障倍数（倍）	2.56	2.25	2.08
EBITDA 利息保障倍数（倍）	4.58	3.90	3.59
现金比率（%）	4.38	6.23	6.93
现金回笼率（%）	110.63	125.46	120.90
担保比率（%）	0.08	0.17	0.18

附件 5 各项指标的计算公式

1. 毛利率 (%) = $(1 - \text{营业成本} / \text{营业收入}) \times 100\%$
2. 营业利润率 (%) = $\text{营业利润} / \text{营业收入} \times 100\%$
3. 总资产报酬率 (%) = $\text{EBIT} / \text{年末资产总额} \times 100\%$
4. 净资产收益率 (%) = $\text{净利润} / \text{年末净资产} \times 100\%$
5. $\text{EBIT} = \text{利润总额} + \text{计入财务费用的利息支出}$
6. $\text{EBITDA} = \text{EBIT} + \text{折旧} + \text{摊销} (\text{无形资产摊销} + \text{长期待摊费用摊销})$
7. 资产负债率 (%) = $\text{负债总额} / \text{资产总额} \times 100\%$
8. 长期资产适合率 (%) = $(\text{所有者权益} + \text{非流动负债}) / \text{非流动资产} \times 100\%$
9. 债务资本比率 (%) = $\text{总有息债务} / \text{资本化总额} \times 100\%$
10. $\text{总有息债务} = \text{短期有息债务} + \text{长期有息债务}$
11. $\text{短期有息债务} = \text{短期借款} + \text{应付票据} + \text{其他流动负债} (\text{应付短期债券}) + \text{一年内到期的非流动负债} + \text{其他应付款} (\text{付息项})$
12. $\text{长期有息债务} = \text{长期借款} + \text{应付债券} + \text{长期应付款} (\text{付息项})$
13. $\text{资本化总额} = \text{总有息债务} + \text{所有者权益}$
14. $\text{流动比率} = \text{流动资产} / \text{流动负债}$
15. $\text{速动比率} = (\text{流动资产} - \text{存货}) / \text{流动负债}$
16. $\text{保守速动比率} = (\text{货币资金} + \text{应收票据} + \text{交易性金融资产}) / \text{流动负债}$
17. $\text{现金比率} (%) = (\text{货币资金} + \text{交易性金融资产}) / \text{流动负债} \times 100\%$
18. $\text{存货周转天数} = 360 / (\text{营业成本} / \text{年初末平均存货})$
19. $\text{应收账款周转天数} = 360 / (\text{营业收入} / \text{年初末平均应收账款})$
20. $\text{现金回笼率} (%) = \text{销售商品及提供劳务收到的现金} / \text{营业收入} \times 100\%$
21. $\text{EBIT 利息保障倍数 (倍)} = \text{EBIT} / \text{利息支出} = \text{EBIT} / (\text{计入财务费用的利息支出} + \text{资本化利息})$
22. $\text{EBITDA 利息保障倍数 (倍)} = \text{EBITDA} / \text{利息支出} = \text{EBITDA} / (\text{计入财务费用的利息支出} + \text{资本化利息})$



23. 经营性净现金流利息保障倍数(倍) = 经营性现金流量净额/利息支出 = 经营性现金流量净额/ (计入财务费用的利息支出 + 资本化利息)
24. 担保比率(%) = 担保余额/所有者权益 × 100%
25. 经营性净现金流/流动负债(%) = 经营性现金流量净额/[(期初流动负债 + 期末流动负债) / 2] × 100%
26. 经营性净现金流/总负债(%) = 经营性现金流量净额/[(期初负债总额 + 期末负债总额) / 2] × 100%

附件 6 公司债券及主体信用等级符号和定义

大公公司债券及主体信用等级符号和定义相同。

AAA 级：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 级：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 级：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 级：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 级：偿还债务能力较弱，受不利经济环境影响很大，有较高违约风险。

B 级：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 级：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 级：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 级：不能偿还债务。

注：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。

大公评级展望定义：

正面：存在有利因素，一般情况下，未来信用等级上调的可能性较大。

稳定：信用状况稳定，一般情况下，未来信用等级调整的可能性不大。

负面：存在不利因素，一般情况下，未来信用等级下调的可能性较大。