信用等级公告

联合[2018] 1162 号

联合资信评估有限公司通过对山西国际电力集团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，确定维持山西国际电力集团有限公司主体长期信用等级为 AA^+，“12 晋国电债/PR 晋国电”信用等级为 AA^+，评级展望为稳定。

特此公告。

联合资信评估有限公司

二零一八年六月二十五日

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
电话：（010）85679696
传真：（010）85679228
邮编：100022
网址：www.lhratings.com

山西国际电力集团有限公司跟踪评级报告

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	余额	到期兑付日	跟踪评级结果	上次评级结果
12 晋国电债/PR晋国电	13.1553 亿元	2022/5/24	AA^+	AA^+

跟踪评级时间：2018 年 6 月 25 日

财务数据

项目	2015 年	2016 年	2017 年	18 年 3 月
现金类资产(亿元)	107.41	131.89	167.34	138.51
资产总额(亿元)	823.37	947.45	1011.92	983.19
所有者权益合计(亿元)	249.48	241.98	240.50	243.62
短期债务(亿元)	51.39	104.48	129.25	91.16
长期债务(亿元)	380.97	465.29	500.13	495.55
全部债务(亿元)	432.36	569.77	629.37	586.71
营业总收入(亿元)	259.60	251.20	306.97	90.34
利润总额 (亿元)	18.03	12.48	3.13	3.17
EBITDA(亿元)	58.20	54.70	52.98	--
经营性净现金流(亿元)	24.09	22.25	34.37	10.13
营业利润率(%)	14.60	13.47	11.67	12.89
净资产收益率(%)	5.84	3.65	0.53	--
资产负债率(%)	69.70	74.46	76.23	75.22
全部债务资本化比率(%)	63.41	70.19	72.35	70.66
流动比率(%)	149.89	213.51	194.49	205.60
经营现金流动负债比(%)	14.15	10.84	14.40	--
全部债务/EBITDA(倍)	7.43	10.42	11.88	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.24	0.63	1.59	--

注：1. 2018 年一季度财务数据未经审计；2. 2016 年数据使用 2017 年审计报告年初数；3.长期债务及全部债务相关指标计算时包含长期应付款中的融资租赁款。

分析师

王 爽　张 峥

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

跟踪期内，山西国际电力集团有限公司（以下简称“公司”或“山西国电”）电力装机容量及资产规模持续上升，电源结构多元化发展，煤炭生产业务对利润贡献较大，整体经营情况良好；同时，联合资信评估有限公司（以下简称“联合资信”）也关注到近期煤炭价格持续高位运行、公司盈利能力下降、债务规模持续上升、资本支出压力较大等因素对公司经营及发展造成的不利影响。

未来，公司将继续推进在建火电发电项目建设，加大对风电、光伏发电等新能源项目的开发，整体装机规模及收入规模有望稳步增长。随着公司在建及规划的发电项目投入运营，以及煤电一体化战略目标的推进，公司的综合竞争力将进一步增强。

综合评估，联合资信确定维持公司主体长期信用等级为AA^+，评级展望为稳定，维持“12 晋国电债/PR晋国电”信用等级为AA^+。

优势

1. 作为山西省政府战略重组的重点国有企业之一，公司获得的政策支持力度较大，区域竞争力较强。
2. 公司在建装机规模大，同时积极发展风电、光伏发电等新能源和资源综合利用项目，有利于实现电源结构的多元化，进一步提升公司在区域市场中的竞争力。
3. 公司的煤炭生产业务对公司的盈利水平提供了较大的支撑。

关注

1. 跟踪期内，动力煤价格持续高位运行，明显加剧了公司电力业务的经营压力。
2. 跟踪期内，公司在建电力项目资本支出规模较大，融资需求持续增加。公司债务规模进一步扩大，债务负担偏重。

3. 2017 年，公司盈利能力下降，利润对政府补助的依赖程度较高。

声　明

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

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

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

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。

山西国际电力集团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（以下简称“联合资信”）关于山西国际电力集团有限公司（以下简称“公司”或“山西国电”）的跟踪评级安排进行本次定期跟踪评级。

二、企业基本情况

山西国电前身为山西省地方电力公司（以下简称“地方电力公司”）。1989 年 1 月，根据《山西省人民政府办公厅关于成立山西省地方电力公司的通知》（晋政办发[1989]5 号），组建成立地方电力公司，主要负责山西省地方电力建设资金的筹集和使用。2002 年 7 月 24 日，山西省政府下发《关于同意设立山西国际电力集团有限公司的批复》（晋政函[2002]145 号），同意山西省地方电力公司改制为山西国际电力集团有限公司。2007 年 4 月，按照山西省政府战略决策和部署，公司以 47 亿元电力资产出资，与韩国电力公社和德意志银行联合组建成立合资企业格盟国际能源有限公司（以下简称“格盟国际”），并出资 5 亿元注册成立山西国际能源集团有限公司（以下简称“山西国能”）。2007 年 11 月，根据山西省国资委《关于对山西国际电力集团有限公司合资工作有关事项的批复》（晋国资产权函[2007]375 号），公司将所持格盟国际的股权划转给山西国能，并将山西国能分离出公司，由山西省国资委直接管理。

2013 年 3 月 12 日，根据山西省人民政府常务会议[2013]第 4 次会议纪要，山西省国资委及十一个地、市国资委以现金出资设立晋能有限责任公司（以下简称“晋能公司”），注册资本金为 13624 万元，由晋能公司合并重组山西煤炭运销集团（以下简称“煤销集团”）有限公司与山西国电。同时，将煤销集团持有的 11[1]家公司 100%的股权无偿划转给山西国电。2013 年 6 月 13 日，山西省国资委签发《关于无偿划转山西煤炭运销集团有限公司和山西国际电力集团有限公司国有股权的复函》（晋国资改革函[2013]300 号），同意将省国资委持有的山西国电 100%股权划转到晋能公司，同时签署山西国电股东决定，通过《关于将山西省人民政府国有资产监督管理委员会持有的山西国电 100%的股权划转至晋能有限责任公司的议案》。本次划转于 2013 年 7 月 22 日办理了工商变更手续，山西国电成为晋能公司全资子公司。2014 年 8 月，晋能公司名称变更为晋能集团有限公司。

公司为山西省大型能源投资企业，目前投资领域以电力为主，注册资本 60 亿元。公司主要经营范围为电、热的生产和销售；发电、输变电工程的技术咨询；电力调度、生产管理及电力营销服务；建筑材料、金属材料、电力设备及相关产品的采购、开发、生产和销售。截至 2018 年 3 月底，公司已投产可控装机容量 673.92 万千瓦，在建可控装机容量 292.00 万千瓦，权益装机容量（包括在建）1108.43 万千瓦。

截至2017年底，公司合并资产总额1011.92亿元，所有者权益（含少数股东权益48.86亿元）240.50亿元；2017年公司实现营业总收入306.97亿元，利润总额3.13亿元。

截至2018年3月底，公司合并资产总额983.19亿元，所有者权益（含少数股东权益49.55亿元）243.62亿元。2018年1~3月，公司实现营业收入90.34亿元，利润总额3.17亿元。

公司注册地址：太原市东缉虎营 37 号；法定代表人：王启瑞。

三、存续债券概况及募集资金使用情况

[1] 2013 年，煤销集团将持有的 12 家公司无偿划转给山西国电。2016 年，山西国电将其中主营煤炭贸易的太原聚瑞能源有限责任公司 100%股权有偿转让给煤销集团。

公司发行的“12 晋国电债/PR 晋国电”募集资金 20 亿元，其中 16.00 亿元用于平鲁败虎堡二期 49.5 兆瓦风力发电项目、忻州市煤层气利用工程项目以及宁武盘道梁 49.5 兆瓦风力发电项目等项目建设，其余债券资金 4.00 亿元用于补充运营资金。截至 2018 年 3 月底，公司募集资金已全部按投资计划付拨到位，募投项目建设已全部完工，募集资金已按照原计划使用完毕。

公司发行的“12 晋国电债/PR 晋国电”设有投资人回售选择权，回售的债券已于 2017 年 5 月进行兑付，并按期支付当期利息。“12 晋国电债/PR 晋国电”存续期的第 6 年起，即 2018 至 2022 年，公司逐年分别按照 10%、10%、20%、30%和 30%的比例分期偿还回售后债券剩余本金，2018 年需偿付的本金已于 2018 年 5 月进行兑付，并按期支付当期利息。债券剩余待偿余额为 13.1553 亿元。

四、宏观经济和政策环境

2017年，世界主要经济体仍维持复苏态势，为中国经济稳中向好发展提供了良好的国际环境，加上供给侧结构性改革成效逐步显现，2017年中国经济运行总体稳中向好、好于预期。2017年，中国国内生产总值（GDP）82.8万亿元，同比实际增长6.9%，经济增速自2011年以来首次回升。具体来看，西部地区经济增速引领全国，山西、辽宁等地区有所好转；产业结构持续改善；固定资产投资增速有所放缓，居民消费平稳较快增长，进出口大幅改善；全国居民消费价格指数（CPI）有所回落，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）涨幅较大；制造业采购经理人指数（制造业PMI）和非制造业商务活动指数（非制造业PMI）均小幅上升；就业形势良好。

积极的财政政策协调经济增长与风险防范。2017年，全国一般公共预算收入和支出分别为17.3万亿元和20.3万亿元，支出同比增幅（7.7%）和收入同比增幅（7.4%）均较2016年有所上升，财政赤字（3.1万亿元）较2016年继续扩大，财政收入增长较快且支出继续向民生领域倾斜；进行税制改革和定向降税，减轻相关企业负担；进一步规范地方政府融资行为，防控地方政府性债务风险；通过拓宽PPP模式应用范围等手段提振民间投资，推动经济增长。稳健中性的货币政策为供给侧结构性改革创造适宜的货币金融环境。2017年，央行运用多种货币政策工具“削峰填谷”，市场资金面呈紧平衡状态；利率水平稳中有升；M1、M2增速均有所放缓；社会融资规模增幅下降，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（71.2%）也较上年有所提升；人民币兑美元汇率有所上升，外汇储备规模继续增长。

三大产业保持平稳增长，产业结构继续改善。2017年，中国农业生产形势较好；在深入推进供给侧结构性改革、推动产业转型升级以及世界主要经济体持续复苏带动外需明显回升的背景下，中国工业结构得到进一步优化，工业生产保持较快增速，工业企业利润快速增长；服务业保持较快增长，第三产业对GDP增长的贡献率（58.8%）较2016年小幅上升，仍是拉动经济增长的重要力量。

固定资产投资增速有所放缓。2017年，全国固定资产投资（不含农户）63.2万亿元，同比增长7.2%（实际增长1.3%），增速较2016年下降0.9个百分点。其中，民间投资（38.2万亿元）同比增长6.0%，较2016年增幅显著，主要是由于2017年以来有关部门发布多项政策措施，通过放宽行业准入、简化行政许可与提高审批服务水平、拓宽民间资本投融资渠道、鼓励民间资本参与基建与公用事业PPP项目等多种方式激发民间投资活力，推动了民间投资的增长。具体来看，由于2017年以来国家进一步加强对房地产行业的宏观调控，房地产开发投资增速（7.0%）呈趋缓态势；基于基础设施建设投资存在逆周期的特点以及在经济去杠杆、加强地方政府性债务风险管控背景下地方政府加大基

础设施投资推高GDP的能力受到约束的影响，基础设施建设投资增速（14.9%）小幅下降；制造业投资增速（4.8%）小幅上升，且进一步向高新技术、技术改造等产业转型升级领域倾斜。

居民消费维持较快增长态势。2017年，全国社会消费品零售总额36.6万亿元，同比增长10.2%，较2016年小幅回落0.2个百分点。2017年，全国居民人均可支配收入25974元，同比名义增长9.0%，扣除价格因素实际增长7.3%，居民收入的持续较快增长是带动居民部门扩大消费从而拉动经济增长的重要保证。具体来看，生活日常类消费，如粮油烟酒、日用品类、服装鞋帽消费仍保持较快增长；升级类消费品，如通信器材类、文化办公用品类、家用电器和音响器材类消费均保持较高增速；网络销售继续保持高增长态势。

进出口大幅改善。2017年，在世界主要经济体持续复苏的带动下，外部需求较2016年明显回暖，加上国内经济运行稳中向好、大宗商品价格持续反弹等因素共同带动了进出口的增长。2017年，中国货物贸易进出口总值27.8万亿元，同比增加14.2%，增速较2016年大幅增长。具体来看，出口总值（15.3万亿元）和进口总值（12.5万亿元）同比分别增长10.8%和18.7%，较2016年均大幅上涨。贸易顺差2.9万亿元，较2016年有所减少。从贸易方式来看，2017年，一般贸易进出口占中国进出口总额的比重（56.3%）较2016年提高1.3个百分点，占比仍然最高。从国别来看，2017年，中国对美国、欧盟和东盟进出口分别增长15.2%、15.5%和16.6%，增速较2016年大幅提升；随着“一带一路”战略的深入推进，中国对哈萨克斯坦、俄罗斯、波兰等部分一带一路沿线国家进出口保持快速增长。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，进口方面主要以能源、原材料为主。

展望2018年，全球经济有望维持复苏态势，这将对中国的进出口贸易继续构成利好，但主要经济体流动性趋紧以及潜在的贸易保护主义风险将会使中国经济增长与结构改革面临挑战。在此背景下，中国将继续实施积极的财政政策和稳健中性的货币政策，深入推进供给侧结构性改革，深化国资国企、金融体制等基础性关键领域改革，坚决打好重大风险防范化解、精准脱贫、污染防治三大攻坚战，促进经济高质量发展，2018年经济运行有望维持向好态势。具体来看，固定资产投资将呈现缓中趋稳态势。其中，基于当前经济稳中向好加上政府性债务风险管控的加强，2018年地方政府大力推动基础设施建设的动力和能力都将有所减弱，基础设施建设投资增速或将小幅回落；在高端领域制造业投资的拉动下，制造业投资仍将保持较快增长；当前房地产市场的持续调控、房企融资受限等因素对房地产投资的负面影响仍将持续，房地产投资增速或将有所回落。在国家强调消费对经济发展的基础性作用以及居民收入持续增长的背景下，居民消费将保持平稳较快增长；对外贸易有望保持较好增长态势，调结构、扩大进口或将成为外贸发展的重点内容，全球经济复苏不确定性、贸易保护主义以及2017年进出口额基数较高等因素或导致2018年中国进出口增速将有所放缓。此外，物价水平或将出现小幅上升，失业率总体将保持稳定，预计全年经济增速在6.5%左右。

五、行业分析

（一）电力行业

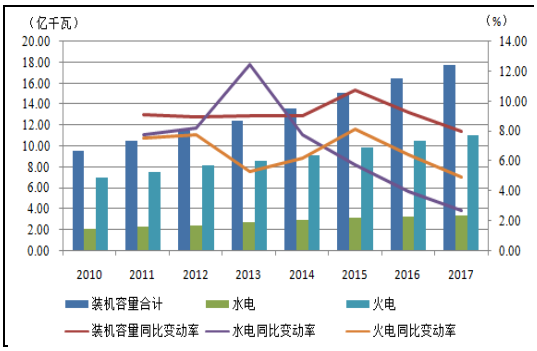
1. 行业概况

根据国家能源局统计数据，2017年中国电源基本建设投资合计完成2700亿元，同比下降20.8%。其中火电完成投资740亿元，同比下降33.9%；水电完成投资618亿元，同比增长0.1%；核电完成投资395亿元，同比下降21.6%。同期，中国电网基本建设投资合计完成5315亿元，同比下降2.2%。整体看，2017年中国电源及电网投资有所缩减，火电装机投资下降快。

截至2017年底，中国全口径发电设备装机

容量17.77亿千瓦，同比增长7.6%。其中火电装机11.06亿千瓦，同比增长4.3%；可再生能源发电装机达到6.5亿千瓦，同比增长14%。包括水电装机3.41亿千瓦（全国水电新增装机约900万千瓦，主要集中在四川、江苏和云南）、风电装机1.64亿千瓦（全国风电新增装机1503万千瓦，主要集中在中东部和南部地区，截至2017年底，风电装机中“三北”地区占比74.4%）、光伏发电装机1.30亿千瓦（全国光伏新增装机5306万千瓦，其中，集中电站3362万千瓦，同比增加11%；分布式电站1944万千瓦，同比增长3.7倍）和生物质发电装机1488万千瓦（新增装机274万千瓦），分别同比增长2.7%，10.5%，68.7%和22.6%。可再生能源发电装机约占全部电力装机的36.6%，同比上升2.1个百分点，整体看，中国电力装机规模持续增长，可再生能源的清洁能源替代作用日益突显。

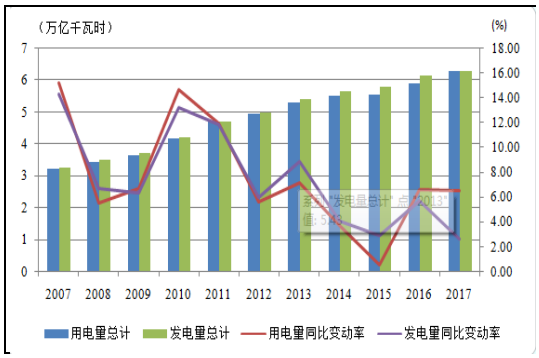
图 1　近年中国发电装机容量变动情况



资料来源：国家能源局，联合资信整理

2017年，中国全口径发电设备发电量63093亿千瓦时，同比增长2.6%，6000千瓦及以上电厂发电设备利用小时3786小时，同比下降11小时。其中火电发电量46115亿千瓦时，同比增长4.6%，利用小时数4209小时，同比增长23小时；由于2016年开始火电机组审批大幅减少，再加上停建缓建，预计2017~2018年投产高峰过后，火电机组装机容量将保持相对稳定，设备利用小时数有望走出趋势性回升。同期，中国可再生能源发电量16978亿千瓦时，同比增长1500亿千瓦时。可再生能源发电量占全部发电量的26.4%，同比上升0.7个百分点。其中，全国水电发电量11945亿千瓦时，同比增长1.7%；平均利用小时数为3579小时，同比降低40小时。全国风电发电量3057亿千瓦时，同比增长26.3%；平均利用小时数1948小时，同比增加203小时（风电平均利用小时数较高的地区中，福建2756小时、云南2484小时、四川2353小时）；2017年，全国风电弃风电量同比减少78亿千瓦时，弃风率同比下降5.2个百分点，实现弃风电量和弃风率“双降”。全国光伏发电量1182亿千瓦时，同比增长78.6%；全国弃光电量73亿千瓦时，弃光率同比下降4.3个百分点，弃光仍主要集中在新疆和甘肃。

图 2　中国发电量、用电量及增幅情况



资料来源：国家能源局，联合资信整理

2017年全社会用电量63077亿千瓦时，同比增长6.6%。分产业看，第一产业用电量1155亿千瓦时，同比增长7.3%；第二产业用电量44413亿千瓦时，同比增长5.5%；第三产业用电量8814亿千瓦时，同比增长10.7%；城乡居民生活用电量8695亿千瓦时，同比增长7.8%。

整体看，中国电源及电网建设投资有所放缓，电力装机容量持续提高，可再生能源装机占比进一步提高。同期，发电机组整体平均利用小时数较为稳定，清洁能源发电效率有所提高，限电率有所下降。

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。

受煤炭去产能和去产量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年以来，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670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。

针对上述问题，2018年1月22日，华能、大唐、华电和国家电投四大国家收电集团联名向国家收改委提交了《关于当前电煤保供形势严峻的紧急报告》，报告指出当前煤价过高、运力紧张、库存吃紧，发电行业板块亏损严重，保供形势严峻等重要问题。鉴于此，秦皇岛下令限价，自2018年2月5日起，不允许有高于750元/吨的煤炭进港。

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。

煤电电价调整

受前期煤炭价格持续下跌以及煤电价格联动影响，国家发改委多次出台相关政策下调标杆上网电价，在电价管控的前提下，煤炭价格于2016年下半年快速回升，造成了电力企业严重的成本压力。为缓和电力企业的经营压力，2016年11月，在发改委牵头下，煤、电企业再次签定了量价均有约束的长协合同。2017年，煤炭去产能计划进入严格执行的第二年，煤炭价格在全年大部分时间中高位运行。当年11月，发改委再次出台《关于推进2018年煤炭中长期合同签订履行工作的通知》，明确要求2018年中长期合同数量应达到自有资源或采购量的75%以上，而且要求全年合同履约不低于90%。这种限量限价的长协合同，一定程度上限制了煤炭成本的过快增长。

此外，2017年6月16日发改委正式下发文件，自2017年7月1日起，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项资金、将重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准各降低25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价。随后各省纷纷出台新的火电标杆电价，除少数部分省份未调整外，全国火电标杆电价平均上涨了近1分/千瓦时，在煤价高企的情况下缓解了火电企业的经营困难。

可再生能源电价下调

2016年12月26日，发改委发布了《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》，提出根据当前新能源产业技术进步和成本降低情况，降低2018年1月1日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价，届时四类风电资源区上网电价将分别为0.40元/千瓦时、0.45元/千瓦时、0.49元/千瓦时和0.57元/千瓦时。

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》（[2018]823号文），通知了2018年光伏发电的有关事项。文件指出，根据行业发展实际，暂不安排2018年普通光伏电站建设规模。在国家未下发文件启动普通电站建设工作前，各地不得以任何形式安排需国家补贴的普通电站建设。在分布式光伏电站建设方面，政策规定2018年安排10GW规模用于分布式光伏。4月30日前，中国2018年新增规模为8.75GW，因此在今年不再增加规模的前提下，预计2018年6月1日后并网的项目将不能进入国家认可的规模管理范围。同时，此次政策进一步下调光伏电站上网电价，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，I类、II类、III类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时0.5元、0.6元、0.7元（含税）。本次出台的政策对光伏电站新增建设规模、并网规模和上网条件进行了更加严格和具体的规定，预计未来太阳能级单晶硅片下游需求及行业盈利将受到一定程度影响。

可再生能源补贴缺口大、周期长

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。根据财政部统计数据，截至 2017 年底，可再生能源补贴缺口已达到 1000 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。近年来，风电、光伏上网标杆电价连年下调，补贴退坡持续推进，但历史补贴累计缺口问题依旧较为严重。

目前，国家能源局正积极推动建立可再生能源绿色电力证书交易制度，用绿证的自由交易价格，替代固定财政补贴，探索解决可再生能源补贴缺口问题的有效模式。绿色电力证书制度将于 2018 年适时启动强制性约束交易。

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，国家发改委、国家能源局发布了《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，提出实行可再生能源电力配额制、落实可再生能源优先发电制度、推进可再生能源电力参与市场化交易、提升可再生能源电力输送水平、推行自备电厂参与可再生能源电力消纳等一系列建设方案。

2017年，全国全年弃水电量515亿千瓦时，在来水好于上年的情况下，水能利用率达到96%左右；同期，全国全年弃风电量419亿千瓦时，弃风率12%，同比下降5.2个百分点，弃风主要集中在东北和西北地区；全国全年弃光电量73亿千瓦时，弃光率6%，同比下降4.3个百分点，弃光主要集中在新疆和甘肃，其中新疆（不含兵团）弃光电量28.2亿千瓦时，弃光率22%，同比下降9.3个百分点；甘肃弃光电量18.5亿千瓦时，弃光率20%，同比下降9.8个百分点。整体看，2017年全国发电机组限电率有所下降，但部分地区整体限电量依旧偏高。

3. 行业展望

国家发改委陆续发布了电力发展“十三五”规划、推进电力体制改革等相关文件，内容涵盖水电、核电、煤电、气电、风电、太阳能发电等各类电源和输配电网，重点阐述“十三五”期间中国电力发展的指导思想和基本原则，明确电力发展的主要目标和重点任务。

供应能力方面：预计2020年全社会用电量6.8~7.2万亿千瓦时，年均增长3.6%~4.8%，全国发电装机容量20亿千瓦，年均增长5.5%，人均装机突破1.4千瓦，人均用电量5000千瓦时左右，接近中等发达国家水平，电能占终端能源消费比重达到27%。

电源结构方面：按照非化石能源消费比重达到15%的要求，到2020年，非化石能源发电装机达到7.7亿千瓦左右，比2015年增加2.5亿千瓦左右，占比约39%，提高4个百分点，发电量占比提高到31%；气电装机增加5000万千瓦，达到1.1亿千瓦以上，占比超过5%；煤电装机力争控制在11亿千瓦以内，占比降至约55%。

电网发展方面：合理布局能源富集地区外送，建设特高压输电和常规输电技术的“西电东送”输电通道，新增规模1.3亿千瓦，达到2.7亿千瓦左右；电网主网架进一步优化，省间联络线进一步加强，形成规模合理的同步电网。严格控制电网建设成本。全国新增500千伏及以上交流线9.2万公里，变电容量9.2亿千伏安。根据国家电网2018年社会责任报告数据，国家电网计划电网投资4989亿元，开工110（66）千伏及以上线路6.1万千米，变电（交流）容量3.8亿千伏安（亿千瓦）；投产110（66）千伏及以上线路5.2万千米，变电（交流）容量3亿千伏安（亿千瓦）。

节能减排方面：力争淘汰火电落后产能

2000万千瓦以上。

电力交易方面：2016年10月，国家发展改革委、国家能源局印发《售电公司准入与退出管理办法》和《有序放开配电网业务管理办法》的通知，标志着电力体制改革进入新一层次，给售电公司进入电力交易市场给予明确规则，更多省份推出2017年电力交易规则明确售电公司作为市场主体可以参与电力交易。2017年，中国电力市场建设初具规模，交易电量累计1.63万亿千瓦时，同比增长45%，占全社会用电量比重达26%左右，同比提高7个百分点，为工商企业减少电费支出603亿元。

重组整合方面：2016年7月26日，国务院对外公布了《关于推动中央企业结构调整与重组的指导意见》(以下简称《意见》)，规定石油天然气主干管网、电网等实行国有独资或绝对控股，同时明确表示推进电力行业并购重组。2017年初，国资委提出将通过深度整合重组，采取纵向整合、横向整合，加快推进钢铁、煤炭、电力合并，集中资源形成合力，更好发挥协同效应。截至目前，中国国电集团公司与神华集团有限责任公司已完成合并重组，成立国家能源投资集团有限责任公司，其首次尝试跨行业、上下游一体化重组的强强联手的整合模式，开创煤电央企重组先河，对火电行业的整合提供了可供复制的案例，示范效应凸显。

（二）煤炭行业

1. 行业概况

煤炭是中国重要的基础能源和化工原料，煤炭工业在国民经济中具有重要的战略地位。中国能源资源的基本特点是“富煤、贫油、少气”。既有的能源禀赋结构造成煤炭在中国一次能源消费结构中所占的比重达到62%，大幅高于30.06%的世界平均水平。“以煤为主”的能源消费结构和欧美国家“石油为主，煤炭、天然气为辅，水电、核电为补充”的情况差别显著。

目前中国是世界上最大的煤炭消费国，未来世界煤炭需求增量也将主要来自中国。在今后可预见的相当一段周期内，中国能源消费领域中，石油及其他新兴能源对煤炭的替代性很弱，导致中国的能源消费将继续保持对煤炭的绝对依赖性。

资源分布

中国煤炭资源分布的基本特点为：北富南贫，西多东少，除上海以外其它各省区均有分布，但分布极不均衡。在中国北方的大兴安岭-太行山、贺兰山之间的地区，地理范围包括山西、内蒙古、陕西、河南、甘肃、宁夏省区的全部或大部，是中国煤炭资源集中分布的地区，其基础储量占全国基础储量的68.93%。在中国南方，煤炭资源量主要集中于贵州、云南、四川三省，合计占全国基础储量的7.96%。此外，新疆是中国煤炭远景储量最丰富的地区，目前该地区勘探程度较低，其基础储量占全国的6.63%。

中国煤炭资源种类丰富，但优质焦煤及无烟煤相对稀缺。已探明储量中，烟煤占73.73%、无烟煤占7.92%、褐煤占6.81%、未分类煤种占11.90%。烟煤中，不粘煤占25.53%，长焰煤占21.59%；焦煤、肥煤、气煤、瘦煤等炼焦煤种合计占20.43%，其中，焦煤、肥煤等优质炼焦煤合计占7.97%。

行业供需

从行业供需格局角度看，国内煤炭市场供需格局同时受煤炭生产、煤炭消费、进出口及社会库存等因素影响，近年受煤炭进口量影响逐步增大。2002~2008年，国内煤炭供求整体呈供需紧平衡状态。2009年起，受金融危机影响，大量国际煤炭转向中国，煤炭进口量呈现爆发式增长，中国首次成为煤炭净进口国，国内煤炭年度总供给首次高于年度总需求，过剩供给逐步向社会库存转化。随着国产煤炭及进口煤炭的持续增长，下游社会库存的逐步饱和，国内煤炭供给过剩快速扩大。煤炭供需关系大幅恶化。

但随着国家煤炭去产能政策的有力实施，

2016~2017年，煤炭落后产能大量退出，根据国家统计局数据，上述两年中国分别退出落后煤炭产能合计5亿吨，煤炭供需关系改善明显。截至2017年底，国家统计局估算全国煤矿产能总规模为51~52亿吨，其中形成能力的有效产能在39亿吨/年以上，在建和技术改造煤矿产能12亿-13亿吨/年左右。同时2017年全国原煤产量根据国家统计局测算合计为34.45亿吨，同时考虑煤炭社会库存及煤炭进口的因素，目前煤炭供需关系呈现紧平衡状态，到2020年，具备生产能力的煤矿产能在现有基础上将净增3-4亿吨/年，总供给能力大幅增加，不考虑需求端大幅增长的因素，全国煤炭产能过剩问题依然有存在的可能。

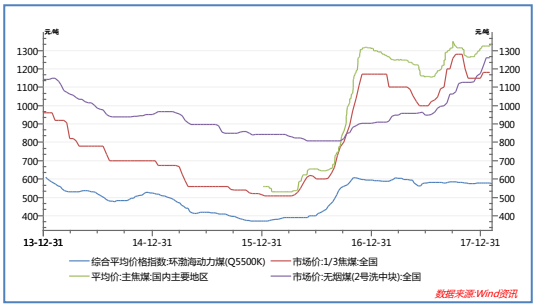
煤炭价格

从商品煤下游用途来看，商品煤大致可分为动力煤、化工煤（以无烟煤为代表）、冶金煤（以焦煤为代表）和喷吹煤，各品类价格因煤种自然赋存差异及需求量不同呈现明显差异，但煤炭下游需求行业均为强周期行业，行业景气度与宏观经济保持高度联动，各类商品煤价格走势也趋于一致，同时煤炭的供需关系也直接影响着煤炭价格。

历史上，中国煤炭价格曾经长期实行价格双轨制，存在“市场煤”和“计划煤”两种定价机制，并在一定程度上导致了20世纪90年代后期煤炭行业全行业亏损。随着中国加入WTO，煤炭价格管制逐步放开，供求关系对煤炭价格的主导作用逐步体现，由此催生了本世纪初煤炭价格持续上扬的“黄金十年”，并于2011年四季度达到历史高点。随着国内煤炭供需格局出现逆转，在下游需求增速减缓，新增产能持续维持高位的双重冲击下，煤炭价格在近三年出现深度调整。

煤炭价格方面，自2013年以来，煤炭市场持续下滑，至2015年底，煤炭价格降至最低点。据WIND资讯统计，截至2015年12月31日，全国环渤海动力煤（Q5500k）、1/3焦煤、主焦煤、无烟煤（2号洗中块）的价格分别为372元/吨、515元/吨、559元/吨和844.20元/吨。进入2016年以后，受益于煤炭去产能和去产量政策的逐步推动以及煤炭下游需求2016年下半年的有所回暖，煤炭行情大幅复苏，截至2016年12月31日，全国环渤海动力煤（Q5500k）、1/3焦煤、主焦煤、无烟煤（2号洗中块）煤炭价格分别是593元/吨、1170元/吨、1312元/吨和903元/吨，分别较2015年底大幅增长59.41%、127.18%、134.70%和6.99%。进入2017年，受煤炭下游需求有所波动影响，除无烟煤价格有所增长外，其他煤炭品种价格整体小幅下降，截至2017年6月15日，上述煤炭价格分别为564元/吨、1000元/吨、1163元/吨和960.60元/吨。

图 3　近年国内主要煤炭品种含税均价



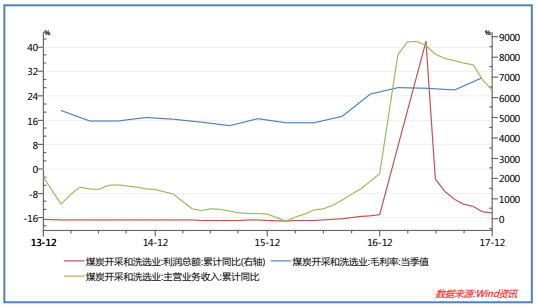
资料来源：Wind

进入2017年下半年，煤炭市场受供需关系呈现紧平衡影响，煤炭产品价格持续高位震荡；自2017年冬季，供给侧由于环保和安全等因素，煤矿限产限量情况较多，同时叠加下游火电需求旺盛及部分下游企业冬储需求增加影响，煤炭各品种价格总体呈现持续上升的趋势，截至2018年2月7日，全国环渤海动力煤（Q5500k）、1/3焦煤、主焦煤、无烟煤（2号洗中块）煤炭价格分别是576元/吨、1180元/吨、1333元/吨和1261.70元/吨，均较2017年6月份的价格有所上涨。联合资信认为，短期来看，受国家2018年2月5日发布限价令影响，煤炭价格继续走高可能性较小，同时受天气的逐步转暖，气温升高、运输压力有所缓解及春节后大多数煤矿的进一步复工增产等因素影响，煤炭紧平衡的供需关系有望得到缓解，煤炭价格或将有所下调。

行业经济效益

煤炭行业属于重资产行业，固定成本占比高导致煤炭行业经营杠杆大，中国煤炭行业利润总额波动幅度明显大于主营业务收入波动幅度。主要煤炭产品属于标准化，同质化的产品，同时煤炭生产成本调节空间较为有限，煤炭市场价格成为影响行业经济效益的主要因素。2012年以来，中国煤炭价格出现快速下降，中国煤炭行业主营业务收入由2012年一季度的单季同比增长38.69%下降至2014年一季度的单季同比下降11.49%，从二季度开始，煤炭行业单季主营业务收入降幅有所收窄；同时，煤炭价格下降导致煤炭行业毛利率持续下降。在煤炭行业收入下降和盈利弱化背景下，煤炭行业利润总额同比大幅下降。从煤炭发债企业2015年的财务报表看，大中型企业基本处于亏损（微利）状态。而受益于2016年煤炭价格的大幅回升，煤炭企业的盈利水平大幅改善，从煤炭发债企业2016年年报的财务数据看，大中型企业已基本实现扭亏。2017年，受益于煤炭价格持续高位震荡影响，煤炭企业整体盈利水平显著提升，根据Wind数据显示，截至2018年1月29日，已有29家煤企发布2017业绩预告，其中超过8成企业业绩预喜，利润大幅增长。

图4　近年中国煤炭行业收入、毛利率、利润总额情况



资料来源：Wind

2.　行业关注

环境保护、安全生产压力长期存在

煤炭产能向环境承载力差的晋陕蒙宁地区集中，经济发达的华北、华东地区受采煤沉陷、村庄搬迁影响，产量规模难以增加。截至2011年底，全国开采深度超过1000米的矿井共计39对。随着开采强度的不断增大，中国煤矿开采深度平均每年将增加10至20米，煤矿相对瓦斯涌出量平均每年增加1立方米/吨，高瓦斯矿井的比例在逐渐加大。瓦斯事故由地质条件特别复杂的西南地区向较为复杂的东部、中部和相对简单的中北、西北地区转移。全国范围内，占三分之一产能的煤矿亟需生产安全技术改造，占三分之一产能的煤矿需要逐步淘汰，重特大事故尚未得到有效遏制，行业性安全生产压力仍将长期存在。

运输瓶颈长期制约产能释放

由于中国煤炭资源生产地与消费地逆向分布，华东以及东南沿海地区作为煤炭最主要消费地，始终存在煤炭供需偏紧的矛盾。华东以及东南沿海地区大部分煤炭通过“三西”地区外运至北方七港，然后再由水路运输至沿海沿江各省。中国另一煤炭主要消费地京津冀地区煤炭产量有限，主要通过铁路调入煤炭满足区域内需求。跨省区煤炭调运量约占煤炭消耗总量的三分之一，连接产煤区与主要消费区的铁路运力情况成为制约产能释放的重要因素。

去产能政策的推进

自国家 2015 年正式提出去产能政策后，国家不断制定相关去产能政策去保障和推动去产能的实施，以保证去产能政策按期完成。主要政策包括：

2016 年 2 月 1 日，国务院印发了《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》（国发[2016]7 号），制定的工作目标为：在近年来淘汰落后煤炭产能的基础上，从 2016 年开始，用 3 至 5 年的时间，再退出产能 5 亿吨左右、减量重组 5 亿吨左右，较大幅度压缩煤炭产能，适度减少煤矿数量，煤炭行业过剩产能得到有效化解，市场供需基本平衡，产业结构得到优化，转型升级取得实质性进展。

2016 年 3 月 21 日，国家发展和改革委员会、人力资源和社会保障部、国家能源局和国家煤矿安全监察局提出关于《进一步规范和改善煤炭生产经营持续的通知》，通知主要内容是：全国煤矿自 2016 年起按照全年作业时间不超

过 276 个工作日（原 330 日），将煤矿现有合规产能乘以 0.84 的系数后取整，作为新的合规产能。

2016 年 7 月 23 日，国家发改委、国家能源局、国家煤监局联合下发《关于实施减量置换严控煤炭新增产能有关事项的通知》，通知主要内容有：未经核准擅自开工的违规建设煤矿一律停建停产；已核准在建煤矿项目鼓励停建或缓建，“十三五”期间暂不释放产能；从 2016 年起的三年内原则上停止核准新建煤矿项目。

2016年11月17日，发改委与国家能源局、国家煤矿安全监察局、及中国煤炭工业协会组织召开的“推动签订中长期合同做好煤炭稳定供应工作电视电话会议”上，做出决定，所有具备安全生产条件的合法合规煤矿，在采暖季结束前都可按 330 个工作日组织生产。

2017 年 3 月，国家发改委提出关于利用综合标准依法依规推动落后产能退出的指导意见。意见指出要通过完善综合标准体系，严格常态化执法和强制性标准实施，促使一批能耗、环保、安全、技术达不到标准和生产不合格产品或淘汰类产能，依法依规关停退出。

2017 年 5 月，国家发改委、国家能源局、国家煤监局联合下发《关于做好 2017 年钢铁煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展工作的意见》，意见强调：2017 年退出煤炭产能 1.5 亿吨以上，实现煤炭总量、区域、品种和需求基本平衡。

2018 年 1 月 5 日，国家发改委、财政部、人社部等 12 个部门联合发布关于进一步推进煤炭企业兼并重组转型升级的意见。意见提出到 2020 年底，争取在全国形成若干个具有较强国际竞争力的亿吨级特大型煤炭企业集团，发展和培育一批现代化煤炭企业集团。

受益于国家对于煤炭去产能的重点关注，煤炭去产能政策持续颁布，中国煤炭的去产能成果显著。根据国家统计局初步数据，截至2018年1月底，中国已退出落后煤炭产能合计 5 亿吨。

联合资信认为，去产能政策的不断颁布无疑将推动煤炭行业的健康发展，受益于国家政策的宏观调控，煤炭去产能进度较好，但未来受煤炭行业渐好，煤炭盈利基本面改善及供需匹配程度等因素影响，未来去产能或仍将面临一定的困难。

3. 行业展望

兼并重组深化，行业集中度提升

根据中国煤炭工业发展研究中心2015年1月23日发布的《煤炭工业发展形势及十三五规划》，“十三五”期间将以建设大型煤炭基地、大型煤炭企业、大型现代化煤矿为主，形成15个亿吨级、15个5000万吨级特大型煤炭企业，煤炭产量占全国75%以上。煤炭企业控制在3000家以内，平均规模提高到150万吨/年以上，加快推进资源整合，加快现代煤炭市场交易体系建设，构建由市场决定的煤炭价格机制，还原煤炭商品属性，鼓励跨区域、跨行业、跨所有制兼并重组，具有资金、技术、规模、产业链优势的行业龙头企业将获得更多的政策支持，随着煤炭产能的不断集中，处于各大煤炭基地的大型企业的市场议价能力有望提升；另外推动煤炭领域国际交流与合作，由过去以煤炭贸易为主向贸易、资源开发、工程承包和技术服务全方位发展。

受资源整合产能集中释放及下游需求减缓影响，国内煤炭市场价格出现持续下跌，煤炭行业呈现较为明显的下行趋势。在行业性衰退时期，煤炭企业的抗风险能力受到集中考验，行业中的中小企业受现金回流及盈利水平影响大，且融资能力弱，给行业中资金实力雄厚的大型企业带来了低成本扩张的机遇，煤炭行业兼并重组提速，有助于行业供给将加速集中。

煤炭去产能逐步推进、国民经济增速的变化、下游行业需求增速的变动及相关替代品政策的颁布和技术的革新均对煤炭企业盈利面有所影响

2016年12月30日，国家发展和改革委员会、

国家能源局联合印发的《煤炭工业发展“十三五”规划》，规划提出的发展目标包括：积极稳妥推进煤炭去产能，提高产业集中度；提高煤矿安全保障能力；提升煤矿企业生产效率；提升资源综合利用水平。

《规划》对“十三五”期间化解淘汰过剩落后产能规模和通过减量置换和优化布局增加先进产能规模作出明确的目标，分别为8亿吨和5亿吨，这无疑将有效推动去产能的进一步实施。

同时也应该关注到，随着生产要素价格上升，中国经济潜在增速已经开始下降，投资边际效率下降及环保压力激增也导致过去投资拉动型增长方式不可持续，经济结构调整成为宏观经济调控的主线。中国以煤炭为主的一次性能源消费结构将支撑煤炭下游需求，但在经济减速以及结构调整的“新常态”下，电力、钢铁、化工等重工业贡献占比将逐步降低，煤炭下游需求将趋势性放缓，行业需求增速可能低于国民经济增速。

国际方面，随着美国页岩气革命的持续深化，即有国际能源消费格局或将打破，石油价格大幅波动对国际煤炭价格形成一定影响，进口煤或将持续冲击国内市场。

行业生命周期由成长期逐步进入成熟期

从发达国家历史经验看，在一国完成重化工业产业升级后，能源需求增速将趋势性减缓，在能源消费结构总体稳定的前提下，煤炭需求趋于稳定，行业供给将逐步形成寡头垄断格局。业内大型企业通过产能浮（联）动调整对冲经济周期外生性冲击，以保障行业相对稳定的盈利水平，煤炭价格将最终回归至理性水平。

中国煤炭行业在经历了十年快速扩张成长期后，正逐步进入行业成熟期，行业格局正在发生不可逆的趋势性变革。随着大集团、大基地的建成，业内大型企业经营优势进一步固化，有助于行业供给的合理调配，强化行业宏观调控的时效性和有效性，对熨平行业波动起到积极作用。大型企业之间的竞争将由经营规模驱动转向运营质量驱动。

在行业转型期，业内企业信用基本面逐步分化，各大煤炭基地的龙头企业将持续获得重点支持，再融资渠道稳定，资金调配能力相对突出，有助于稳定生产和持续经营，管理体制高效、资源禀赋优良、技术水平先进、产业链配套完善的大型企业将进一步强化其竞争优势，为其参与未来行业成熟期的行业竞争打下良好基础。

相对而言，部分生产成本高、运输距离远、外部支持力度弱、融资渠道有限的中小型煤炭企业，流动性压力持续上升，债务期限错配等因素可能加剧信用风险集中爆发。

总体看，受去产能政策的有利调控及下游需求端的逐步复苏，煤炭行业景气度反弹明显，大中型煤炭企业的盈利能力恢复明显。同时，联合资信也关注到煤炭未来下游需求或存在波动，国家经济正步入“新常态”阶段及国家正逐步调整能源结构这一背景下，煤炭行业景气度或存在波动。但随着煤炭行业的进一步整合、去产能政策的持续完善以及煤炭上下游企业重组兼并的进一步推动，煤炭行业将愈发趋于稳定。

六、基础素质

1. 产权状况

公司为晋能集团全资子公司，山西省人民政府国有资产监督管理委员会持有晋能集团64.06%的股份，公司实际控制人为山西省国资委。

2. 企业规模及竞争力

公司作为山西省重要的电力产业集团之一，涉及发电、配电和煤炭生产与贸易业务，在山西省能源及工业基地建设中具有重要地位。

公司发电业务主要为火力发电，同时也在大力发展风电及光伏发电等新能源发电，截至2018 年 3 月底，公司已投产可控装机容量673.92 万千瓦（其中，火力发电可控装机容量545.40 万千瓦，风电可控装机容量 79.30 万千

瓦，水电可控装机容量 12.80 万千瓦，光伏发电可控装机容量 36.42 万千瓦），在建可控装机容量 292.00 万千瓦，权益装机容量（包括在建）1108.43 万千瓦。煤销集团划转至公司的 11 家子公司涉及煤炭开采及煤炭铁路物流资产，为公司煤电一体化打下坚实基础，同时将进一步提升公司发电业务的竞争力。

公司配电业务是通过对山西省内 12 家县级电业局兼并重组形成。近年来，公司对 12 个县电网进行了大规模建设和改造，使所属供电区域供电能力大幅度提高，所属配电企业售电量保持增长趋势。截至 2018 年 3 月底，公司拥有 220KV 变电站 6 座，容量 1830MVA，220KV 线路 357KM；110KV 变电站 46 座，容量 3850MVA，110KV 线路 1526KM；35KV 变电站 67 座，容量 919.65MVA，35KV 线路 1576KM。公司是全国地方电力行业为数不多的、占有发电和配电两端市场的电力企业，集资本运营与资产经营于一体，占山西省调发电十分之一。

总体看，公司作为区域性大型电力集团之一，在煤电一体化、发电和配电方面均具有较强的区域竞争力。

3. 政策支持

电力产业是山西省政府确定的八大支柱产业之一，并且处于战略中心地位。公司作为山西省重要的能源投资企业，肩负着建设山西新型能源基地的重任，从成立以来一直得到山西省政府的大力支持。

根据财政部、国家税务总局《关于促进节能服务产业发展增值税、营业税和企业所得税政策问题的通知》（财税[2010]110 号）文件，公司下属山西国科节能有限公司能享受相应营业税、增值税和企业所得税优惠政策；根据《财政部、国家税务总局关于免征农村电网维护费增值税问题的通知》（财税字[1998]47 号）文件规定，山西通宝能源股份有限公司（以下简称“通宝能源”）所属农村电管站能享受相应增值税优惠政策；经国家税务总局以国家税务总局公告 2013 年第 26 号文批准，居民企业从事符合《公共基础设施项目企业所得税优惠目录（2008 年版）》规定条件和标准的电网（输变电设施）的新建项目，可依法享受“三免三减半”的企业所得税优惠政策，通宝能源能享受此项税收优惠。

此外，公司获得政府多项环保及风电、太阳能等新能源开发建设项目补助及扶持资金。2017 年，公司获得政府补助 3.81 亿元。总体看，公司获得股东的支持力度较大，部分主力电厂能够获得税收优惠，公司外部发展条件良好。

七、管理体制

跟踪期内，公司部分高级管理人员发生变更，在管理体制等其他方面无重大变化。

2017 年 5 月 3 日，公司发布董事变动公告，任用史晓文、夏贵所为公司董事，任期三年，公司原董事已退休不再任职。此人员变动对公司日常管理、生产经营及偿债能力无重大影响。

史晓文，男，1970 年出生，中共党员，高级工程师，大学本科学历，现任公司董事，兼任公司总经理助理、晋能电力集团有限公司董事、总经理、党委委员。曾任阳泉二电厂办公室主任，山西阳光发电有限公司办公室主任、总经理助理、副总经济师，通宝能源发电部经理，山西福光风电有限公司总经理，山西国际电力资产管理有限公司总经理，晋能环保工程有限公司董事、董事长、总经理。

夏贵所，男，1963 年出生，中共党员，高级会计师，大学本科学历，现任公司董事，兼任公司财务部经理。曾任通宝能源财务部经理、总经理助理、总会计师，地方电力公司总会计师。

八、经营分析

1. 经营现状

2013 年 8 月，煤销集团 12 家子公司正式划至公司前，公司主要从事发电、售电及燃气

业务。此次划转完成后，公司新增煤炭生产、煤炭贸易、非煤贸易及其他业务，新增业务对公司收入规模和收入结构影响较大。2013 年 8 月，12 家子公司正式并入公司财务报表，新增业务带动公司营业收入大幅增长。2015年~2017年，随着山西国电装机容量的增加，山西国电发电量不断增长，山西国电发电业务收入逐年上涨。

2017年山西国电实现营业收入306.97亿元，利润总额 3.13 亿元，营业收入较 2016 年同比增长 22.20%。从收入结构看，煤炭经销及贸易业务和发电业务是公司的核心业务，在主营业务收入中占比较高，2017 年分别为 42.70%和 21.66%；燃气业务划出后，2016 年该板块已无收入。

毛利率方面，山西国电煤炭经销及贸易近年来毛利率水平不高，2017 年进一步下降至 2.23%；煤炭生产业务由于煤质及开采条件较好，生产成本较低，因此毛利率相对较高，公司煤炭主要以炼焦煤、喷吹煤为主，煤炭价格上涨幅度较动力煤小，同时职工薪酬及安全费用同比增加，2017 年煤炭生产板块毛利率小幅上升至 63.03%。近年来，山西国电售电业务毛利率保持较高水平，2017 年山西国电售电业务毛利率为 15.66%；同期，受煤炭价格回升影响，山西国电发电业务毛利率下降至 4.92%；非煤贸易方面，2017 年，该板块毛利率有所下降，为 17.59%。受上述因素综合影响，山西国电毛利率 2017 年为 13.16%，较 2016 年下降 2.07 个百分点。

2018 年 1~3 月，山西国电实现收入 90.34 亿元，毛利率水平为 14.66%，其中发电业务毛利率大幅增长至 15.72%，主要系大用户直供电交易电量减少，平均上网电价上涨所致。

表 1 公司收入构成情况（单位：亿元、%）

板块	2015 年			2016 年			2017 年			18 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
发电业务	51.48	19.83	20.64	55.16	21.53	14.06	66.50	21.66	4.92	26.54	29.38	15.72
售电业务	37.83	14.57	16.81	35.97	14.04	17.46	37.64	12.26	15.66	10.63	11.77	15.34
燃气业务	12.01	4.63	2.94	--	--	--	--	--	--	--	--	--
煤炭生产	23.71	9.13	55.94	27.00	10.54	59.73	34.50	11.24	63.03	8.48	9.39	64.32
煤炭经销及贸易	106.82	41.15	3.62	104.24	40.69	2.68	131.07	42.70	2.23	38.41	45.52	2.49
非煤贸易及其他	27.75	10.69	25.29	28.81	13.20	18.67	37.26	12.14	17.59	6.27	6.94	16.40
合计	**259.60**	**100.00**	**15.98**	**251.20**	**100.00**	**15.23**	**306.97**	**100.00**	**13.16**	**90.34**	**100.00**	**14.66**

资料来源：公司提供

注：1、公司燃气板块 2015 年 8 月无偿划转至国新能源，2015 年燃气板块收入仅计入 1~8 月收入；2、尾差系四舍五入所致。

2. 电力板块

发电业务

山西国电的发电业务主要涉及火电、水电和风电，光伏发电及其他电力规模较小。

截至2018年3月底，山西国电已投产可控装机容量673.92万千瓦，较上年底增加101.29万千瓦，主要系子公司晋能大土河热电有限公司（以下简称“大土河热电”）、晋能清洁能源风力发电有限责任公司、晋能清洁能源光伏发电有限责任公司新投产发电装机增加所致，在建可控装机容量292.00万千瓦。山西国电参股11家电厂，权益装机容量（包括在建）1108.43万千瓦。山西国电水电和风电等新能源发电装机规模较小，仍以火力发电为主，在建、拟建项目较多且装机规模较大。

2017年，山西国电发电业务实现收入66.50亿元，同比增长20.56%，主要系公司发电机组利用小时及运行发电机组容量增加所致，其中，火力发电实现收入57.40亿元，占发电业务收入的86.32%；风力发电、光伏发电和水电业务实现收入分别为5.65亿元、2.39亿元和1.06亿元，合计占发电业务收入的13.68%。

表 2　截至 2018 年 3 月底公司控股和参股电厂情况
（单位：%、万千瓦）

运营状态	企业名称	持股比例	权益装机容量	发电类型
控股已投产电厂	山西阳光发电有限责任公司	100.00	128.00	火电
	山西耀光煤电有限责任公司	100.00	40.00	火电
	晋能长治热电有限公司	80.00	52.80	火电
	山西国峰煤电有限公司	80.00	48.00	火电
	山西国金电力有限公司	51.00	35.70	火电
	山西国锦煤电有限公司	51.00	30.60	火电
	晋能大土河热电有限公司	99.00	34.65	火电
	山西天桥水电有限公司	100.00	12.80	水电
	晋能电力集团有限公司嘉节燃气热电分公司	100.00	86.40	燃气发电
	晋能清洁能源风力发电有限责任公司	100.00	79.30	风电
	晋能清洁能源光伏发电有限责任公司	100.00	36.42	光伏发电
控股在建电厂	晋能清洁能源风力发电有限责任公司	100.00	45.00	风电
	晋能清洁能源光伏发电有限责任公司	100.00	10.00	光伏发电
	晋能保德煤电有限公司	100.00	132.00	火电
	晋能大土河热电有限公司	99.00	34.65	火电
	晋能孝义煤电有限公司	51.00	35.70	火电
参股电厂	国电太一发电有限责任公司	45.00	28.13	火电
	浙江浙能镇海发电有限责任公司	37.50	32.25	火电
	浙江浙能嘉兴发电有限责任公司	30.00	18.00	火电
	华能左权煤电有限责任公司	20.00	24.00	火电
	北京京能热电股份有限公司	6.29	83.09	火电
	山西鲁能河曲发电有限公司	10.00	12.00	火电
	山西鲁能河曲能源有限公司	10.00	12.00	火电
	国电榆次热电有限公司	49.00	32.34	火电
	大同煤矿集团同华发电有限公司	5.00	6.60	火电
	山西鲁能王曲发电有限责任公司	5.00	6.00	火电
	山西西龙池抽水蓄能电站有限责任公司	10.00	12.00	水电
合计		--	1108.43	--

资料来源：公司提供
注：晋能大土河热电有限公司于 2017 年 12 月底单机投产，目前仍在试运营期。

火力发电

目前，公司火力发电的经营主体为通宝能源全资子公司山西阳光发电有限责任公司（以下简称“阳光发电”）、晋能电力集团有限公司的控股子公司山西耀光煤电有限责任公司（以下简称“耀光煤电”）、晋能长治热电有限公司（以下简称“晋能长治”）、山西国峰煤电有限公司（以下简称“国峰煤电”）、山西国金电力有限公司（以下简称“国金电力”）、山西国锦煤电有限公司（以下简称“国锦煤电”）和晋能大土河热电有限公司（以下简称“大土河热电”），其他控股的火电企业尚未投入运营。

（1）电力生产销售

经增容改造，截至2018年3月底，阳光发电总装机规模128.00万千瓦，其发电量、上网电量、销售收入及技术指标如表3所示：

表 3　阳光发电经营及技术指标

指　标	2015 年	2016 年	2017 年	18 年 1~3 月
发电量（亿千瓦时）	50.56	43.01	47.97	13.13
上网电量（亿千瓦时）	46.58	39.38	43.94	12.01
售电收入（亿元）	15.63	11.77	13.33	4.15
平均上网电价（元/千瓦时）（含税）	0.37	0.32	0.32	0.34
发电设备平均利用小时（时）	3950	3360	3747	1026
供电标准煤耗（克/千瓦时）	315	317	308	262
综合厂用电率（%）	7.87	8.44	8.40	8.50
等效可用系数（%）	89.80	87.36	85.55	95.54

资料来源：公司提供

2016年，受经济增长放缓导致山西省社会用电需求不足影响，阳光发电发电量有所下降，为43.01亿千瓦时。2017年，随着山西经济增速的回升，阳光发电全年发电量有所增长，为47.97亿千瓦时，同比增长11.53%，同期，上网电量43.94亿千瓦时。发电设备平均利用小时数同比也有所回升，2017年阳光发电发电设备平均利用小时数3747小时，同比增长387小时。

从上网电价看，根据《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》（发改价格[2015]3105号）精神，山西省物价局2016年1月5日发布《山西省物价局关

于降低我省燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（晋价商字[2016]3号），《通知》规定，自2016年1月1日起，山西省燃煤发电机组上网电价每千瓦时降低3.33分钱（含税）。2017年7月21日，山西省发展和改革委员会下发了《关于合理调整电价结构有关事项的通知》（晋发改商品发［2017］641号），决定自2017年7月1日起，提高燃煤发电机组标杆上网电价1.15分/千瓦时。

2018年1~3月，阳光发电发电量13.13亿千瓦时，上网电量12.01亿千瓦时，实现售电收入4.15亿元，受山西省燃煤发电上网电价上调及大用户直供电交易电量减少影响，阳光发电平均上网电价上涨至0.34元/千瓦时。火电上网电价的回升一定程度上扩大了公司的盈利空间。

耀光煤电总装机容量40万千瓦，共有2台20万千瓦超高压抽汽凝汽式直接空冷汽轮发电机，是山西省“十一五”重点热电联产工程项目，2台机组分别于2012年9月和10月投产。两台机组综合利用采用平遥及周边煤焦企业产生的煤矸石发电，所发电力全部并入山西电网。两台机组供热能力约为511.2MW，大于平遥、祁县两县合计的最大热负荷443.6MW，可满足平遥县城及祁县县城约598万平方米的采暖要求。

2017年，耀光煤电发电量为16.10亿千瓦时，同比增长20.96%；发电设备年平均利用小时数4025小时，同比增长696小时；标准煤耗为373.66克/千瓦时，同比下降1.41%。从上网情况来看，2017年，耀光煤电上网电量14.12亿千瓦时，上网比重87.70%；上网电价为0.286元/千瓦时（含税），实现售电收入3.75亿。2018年1~3月，耀光煤电发电量3.97亿千瓦时，上网电量3.48亿千瓦时，实现售电收入1.08亿元。

晋能长治于2013年11月被公司收购80%股权，系大型热电联产企业。一期工程项目建设2×300MW级国产亚临界直接空冷采暖供热机组已实现双投。同时晋能长治也是长治市集中供热的主要热源点。截至2018年3月底，晋能长治装机容量66万千瓦。2017年，晋能长治发电量为25.35亿千瓦时，发电设备年平均利用小时数3841小时，上网电量22.97亿千瓦时，上网电价为0.315元/千瓦时（含税），实现售电收入7.33亿元。2018年1~3月，晋能长治发电量9.01亿千瓦时，上网电量8.16亿千瓦时，实现售电收入3.24亿元。

国锦煤电发电设备为循环流化床机组，发电燃料为煤矸石、中煤及煤泥，并以城市中水作为发电循环水，脱硫除尘程度高，系能源循环综合利用发电项目。截至2017年底，国锦煤电设计装机容量为60万千瓦，其中权益装机容量30.60万千瓦；2017年，国锦煤电主要运行指标均较上年明显提升，当年发电量为13.01亿千瓦时，上网电量为11.35亿千瓦时，分别较上年增长12.84%和12.27%，发电利用小时为2168小时，较上年下降1002小时，主要系2017年国锦煤电新增一台运行机组，投产时间不足一年，按两台机组统计利用小时数后下降所致。在售电收入方面，国锦煤电平均上网电价由上年的0.27元/千瓦时（含税）上涨至0.30元/千瓦时（含税），国锦煤电当年实现售电收入2.90亿元，较上年大幅增长9.43%。

国金电力采用2台350MW超临界循环流化床锅炉，实现了劣质煤的高效利用。采用国内首台350MW空冷发电机，从源头根治了氢气使用对生产安全造成的威胁。工业园区内选煤厂洗选产生的矸石、煤泥、中煤经皮带直接输送至电厂，实现了劣质煤的就地转化。在发电的同时，兼顾园区的工业用汽和民用采暖用热。

此外，公司火力发电设施还包括国峰煤电和嘉节燃气热电，其中国峰煤电采用的2×30万千瓦直接空冷凝汽式发电机组，配置2×1085吨/小时亚临界循环流化床锅炉，嘉节燃气热电采用F级“二拖一”燃气蒸汽联合循环空冷机组，总装机容量为86万千瓦，装机规模为2×29.8万千瓦燃气轮发电机组+26.4万千瓦蒸汽轮发电机组，设计年平均效率可达65.8%，属清洁能源发电范畴。在设施运营指标方面，2017年国峰煤电设备利用小时数为4149小时，综合厂用电率为7.23%，全年发电量24.89亿千瓦时，上网

电量23.08亿千瓦时，全年实现售电收入6.22亿元；嘉节燃气热电全年利用小时数为3403小时，综合厂用电率为2.08%，全年发电量29.26亿千瓦时，上网电量28.68亿千瓦时，全年实现售电收入17.21亿元。

总体看，受经济增速回升、山西省社会用电需求回暖影响，公司部分燃煤发电机组的利用小时数、发电量较上年均有所增长，加之上网电价上调，燃煤发电收入规模明显增长，同时由于公司部分火力发电设施采用循环流化床技术和燃气发电技术，属清洁能源范畴，符合发电运行的政策导向，一定程度上可对公司火力发电业务板块收入规模的稳定性形成支持。

（2）电煤采购及成本控制

公司主要电煤供应商为省内大型煤炭企业，采购渠道稳定，煤矸石等低热值煤主要由周边煤焦企业和煤炭贸易企业供应，2017年，公司下辖主要发电厂的固体发电燃料采购规模为1098.60万吨，同比大幅增加24.63%，其中低热值煤采购规模为736.60万吨，同比大幅增加34.11%，电煤采购为362.00万吨，同比增加8.94%。受我国煤炭行业供给侧改革的影响，2016年下半年电煤价格大幅上涨，公司主要燃煤电站的燃料采购均价均大幅上升，同时低热值煤采购价格有所上升，但价格水平较电煤仍差距明显。

表4　公司近年燃料采购情况

（单位：万吨、元/吨、%）

项目		2016年	2017年	变化情况
阳光发电	采购量	191.00	218.00	14.14
	采购均价	373.33	371.26	-0.55
耀光煤电	采购量	115.87	150.74	30.09
	采购均价	106.62	158.48	48.64
晋能长治	采购量	141.28	144.00	1.93
	采购均价	298.95	400.00	33.80
国峰煤电	采购量	140.13	218.56	55.97
	采购均价	129.31	136.34	5.44
国锦煤电	采购量	111.60	120.35	7.84
	采购均价	189.81	227.73	19.98
国金电力	采购量	181.64	246.95	35.96
	采购均价	153.10	173.53	13.34

资料来源：公司提供

注：耀光煤电、国峰煤电、国锦煤电及国金电力发电燃料主要为低热值煤。

在采购集中度方面，2017年公司前五大煤炭供应商采购金额合计11.67亿元，占全部电煤采购额比重为54.65%，煤炭供应商集中较高。从采购结算方式来看，公司煤炭采购仍采取先货后款、按月结算的结算方式，较上年未发生明显变化。

表5　公司电煤供应商情况（单位：亿元、%）

前五大煤炭供应商	金额	占比
阳泉煤销通源贸易有限责任公司	6.19	29.01
长治市恒河商贸有限公司	2.40	11.24
太原市聚和兴贸易有限公司	1.17	5.47
美锦能源有限公司	0.99	4.63
山西日升汇商贸有限公司	0.92	4.30
合计	**11.67**	**54.65**

资料来源：公司提供

注：尾差系四舍五入原因造成。

总体看，2017年公司继续加大低热值煤发电机组发电规模，低热值煤采购量较上年明显增加；年内受煤炭价格高位震荡的影响，公司燃料采购单位成本增长明显，但由于当年煤矸石所占比重大幅增加，使得公司全年燃料采购成本增幅明显小于电煤市场价格增幅，一定程度上减轻了煤炭价格大幅上升带来的成本压力。

水电、风电和光伏发电

山西国电水电业务由其全资子公司山西天桥水电有限公司（以下简称“天桥水电”）负责运营，天桥水电下辖天桥水电厂，权益装机容量 12.80 万千瓦。由于上游来水流量不均匀，跟踪期内，天桥水电发电量、年平均设备利用小时、上网电量均有所波动。2017 年山西国电子公司天桥水电累计完成发电量 5.03 亿千瓦时，同比增长 20.91%；设备平均利用小时数为 3926 小时，同比增长 676 小时；完成上网电量 5.00 亿千瓦时，上网率为 98.80%。2017 年，天桥水电实现售电收入 1.06 亿元，同比增长 22.31%。2018 年 1~3 月，天桥水电完成发电量 1.54 亿千瓦时，上网电量 1.53 亿千瓦时，上网比率 99.35%，实现售电收入 0.32 亿元。

由于历史原因，天桥水电上网电价偏低，目前仅为 0.25 元/千瓦时，在全国同类型水电企

业中始终处于较低水平，根据近年来国家经济和社会发展情况，天桥水电上网电价存在一定上调空间。

公司风电业务主要由晋能清洁能源风力发电有限责任公司（以下简称“晋能风电”）负责运营，晋能风电下辖平鲁败虎堡风电场等 20 个风力电站，其中 9 个电站尚处建设期内。截至 2018 年 3 月底，晋能风电装机容量合计 79.30 万千瓦。

2017 年，晋能风电完成发电量 10.94 亿千瓦时，上网电量 10.77 亿千瓦时。2017 年，晋能风电实现售电收入 5.65 亿元，同比增长 39.51%，上网电价均价为 0.64 元/千瓦时（晋能风电下辖风电项目均处于上网电价最高的第四类风电资源区，平均上网电价较高）。2018 年 1~3 月，晋能风电完成发电量 0.94 亿千瓦时，上网电量 0.92 亿千瓦时，实现售电收入 0.72 亿元。

公司光伏发电业务由晋能清洁能源光伏发电有限责任公司（以下简称“晋能光伏”）负责运营，具体发电项目包括平鲁败虎堡光伏电站等 16 个光伏电站，其中 2 个电站尚处建设期内。截至 2017 年底，公司已建成光伏发电装机容量合计 36.42 万千瓦，装机规模较上年增长 45.22%。2017 年，公司光伏发电设施完成发电量 3.19 亿千瓦时，上网电量为 3.11 亿千瓦时，分别同比增长 89.88%和 91.98%，主要系当年新投产设备并网运行所致。公司光伏发电项目平均上网电价为 0.85 元/千瓦时（含税），2017 年实现光伏发电收入 2.39 亿元，同比增长 102.54%。

总体看，相对于火力发电，公司水电、风电及光伏发电设施装机规模均较小，多元化的发电模式结构，有利于公司经营风险的分散和盈利能力的保持。其中水电上网电价处行业较低水平，受当年上游来水增长影响，全年收入规模有所增长；受年内新容量投运规模大的带动，公司风电收入增长幅度大；受发电容量增长带动，光伏发电收入规模增长较明显。

售电业务

公司售电收入大部分来自配电收入，所属的配电企业由地方电力公司统一管理，承担山西省内 12 个县（区）电力趸售业务，向供电区域内超过 280 万人提供电力供应，下辖变电站、变电总容量和所辖配电企业售电量均保持较快增长，呈现出良好的发展态势。地方电力公司于 2011 年 6 月成为通宝能源的全资子公司，主要从山西省电力公司采购电能，通过电网配送并销售给下游终端客户，电力采购价格及销售价格均由物价部门确定，公司获取购销差价。

截至 2018 年 3 月底，山西国电拥有 220KV 变电站 6 座，容量 1830MVA，220KV 线路 357KM；110KV 变电站 46 座，容量 3850MVA，110KV 线路 1526KM；35KV 变电站 67 座，容量 919.65MVA，35KV 线路 1576KM。

2017 年，山西国电实现售电收入 37.64 亿元，同比增长 4.64%，主要系售电量增长所致；2017 年售电业务实现毛利率 15.66%，较 2016 年下降 1.80 个百分点；同期，山西国电配电设施完成投资 3.90 亿元，主要用于对低压线路的改造、综合调度自动化、营销自动化系统等。

总体看，公司售电业务整体经营基本稳定，受售电价下降影响，售电业务毛利率有所下降，但盈利能力仍较强。

表6 公司售电业务经营数据

项目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 1~3 月
售电量（亿千瓦时）	68.61	68.73	80.87	23.38
平均售电价（元/兆瓦时）（含税）	647.40	608.59	578.02	571.22
配电设施完成投资（亿元）	5.73	3.90	3.90	1.71
变电站个数（个）	115	119	118	119
线路长度（公里）	15896	16171	14762	17230
变电总容（万千伏安）	609	680.50	680.50	659.97

资料来源：公司提供

3. 煤炭板块

公司煤炭板块业务包括煤炭生产、经销及物流贸易等业务，主要由从煤销集团划入的11家子公司运营，主营业务均为铁路煤炭贸易。

公司通过自有的铁路户头，获得铁路运力计划，根据客户的需要或市场的变化进行煤炭采购和销售业务。

煤炭生产

公司通过煤销集团划入的11家全资子公司控股山西三元煤业股份有限公司（以下简称“三元煤业”）、山西长治王庄煤业有限责任公司（以下简称“王庄煤业”）、山西马堡煤业有限公司（以下简称“马堡煤业”）和山西煤炭运销集团吉县盛平煤业有限公司（以下简称“盛平煤业”）涉足煤炭生产领域。截至2018年3月底，上述四家煤矿评估煤炭保有储量5.62亿吨，核定产能合计770万吨/年。四家煤矿煤质较好，主要煤种为贫瘦煤、贫煤及焦煤。其中三元煤业和王庄煤业主要生产钢厂需要的喷吹煤和配焦煤，售价较高。

2015～2017年，山西国电煤炭业务分别实现营业收入23.71亿元、27.00亿元和34.50亿元，主要系煤炭市场景气度回升，煤炭价格攀升所致。2017年，公司实现煤炭产量741.27万吨，较2016年增长2.67%；同期，山西国电煤炭生产板块毛利率增长3.30个百分点至63.03%，主要是煤炭价格回升所致，公司的煤炭生产业务对公司的盈利水平提供了较大的支撑。

表7　截至2018年3月底公司下辖4家煤矿基本情况

（单位：亿吨、万吨/年、年）

指标	三元煤业	王庄煤业	马堡煤业	盛平煤业
保有资源储量	2.57	1.60	0.94	0.51
核定产能	260	240	150	120
剩余服务年限	94	50	41	37
煤种	贫瘦煤、贫煤	焦煤、贫煤	焦煤、贫煤	焦煤、贫煤、贫瘦煤

资料来源：公司提供

注：核定产能根据采矿许可证和“开发利用法案”确定。

三元煤业矿井井田面积为22.95平方公里，核定生产能力260万吨/年，经批准开采矿井内的3#-15#煤层，目前主要开采3#煤层，3#煤层煤硫分、灰分低，发热量高，为低中灰、特低硫、低磷、低挥发分、特高热值之瘦煤及少量贫瘦煤、贫煤，主要销往冶金、电力等行业。销售辐射的省份包括河北、河南、山东、江苏等。三元煤业制度规范、管理科学、技术先进，安全生产状况保持了稳定态势。2017年三元煤业生产原煤285.06万吨，实现营业收入12.42亿元，利润5.12亿元。

王庄煤业矿井核定生产能力240万吨/年，属低瓦斯矿井。矿井可采3#、15#煤层，其中3#煤层为低灰-中灰、特低硫、特高热值的贫煤，为优质的动力煤，也可作为化工用煤及民用煤；15#号煤层灰分和硫含量比较高，原煤可以作为民用煤和动力用煤，经洗选后也可以作为化工用煤。现采3#煤层，全矿综采机械化程度已达到100%，综掘机械化程度达到80%。2017年王庄煤业生产原煤276.99万吨，实现营业收入14.29亿元，利润5.29亿元。

马堡煤业位于山西省长治市武乡县东部地区，矿井井田面积12.88平方公里，保有地质储量9750万吨，可开采煤层8#、9#、11#、15#四层；矿井核定生产能力150万吨/年。目前主要开采8#、15#两层，其中8#煤层大部分为焦煤，属于优质配焦煤；15#煤层主要为瘦煤和贫煤，也属中硫、低灰份、高发热量，是火电生产的优质动力煤。2017年马堡煤业生产原煤137.86万吨，实现营业收入5.42亿元，利润1.14万元。

盛平煤业主要生产焦煤、贫煤、贫瘦煤，用于炼焦、动力、有机化工等用煤。矿井井田面积为17.71平方公里，批准开采2#-10#煤层，现开采2#煤层，核定年生产能力120万吨。由于所在区域安全事故停产影响，2017年盛平煤业生产原煤41.36万吨，实现营业收入2.37亿元，利润0.43万元。

煤炭经销及贸易

2013年之前，公司煤炭贸易主要由山西国际电力资产管理有限公司及其下属的山西国盛煤炭运销有限公司和山西晋煤铁路物流有限公司负责经营。煤销集团将其持有的11家煤炭子公司100%的股权无偿划转给公司后，公司拥有了遍布山西、辐射全国的煤炭贸易业务资源，

煤炭经销及贸易实力得到进一步增强。公司下游终端客户主要分布在各大电力、钢铁、水泥等行业。

公司依托新划入子公司所拥有的铁路发货站及铁路线资产形成了煤炭贸易体系，11家子公司根据重点合同客户的实际月度执行量和销售部门签订的合同客户需求量确定下月的计划销售量，并与公司储存在各发货站和销售子公司的存货进行对比，确定所需采购的煤种，按照比质、比价的原则，确认所需外购的煤种和数量，经公司煤质检测中心对煤质进行检验后，根据市场行情与煤炭供应商协商后确定采购价格。2017年，山西国电获得铁路运输计划运能6000万吨，实际完成6000万吨。截至2018年3月底，山西国电拥有煤炭发运站111余个，主要分布在石太线、太焦线、侯月线、南同蒲线上，可通过铁路及港口将煤炭运往全国26个省市。2017年，山西国电煤炭贸易收入131.07亿元，同比上升25.74%，主要系煤炭贸易量增加及价格上涨所致。

表8　截至2017年底煤销集团划入11家全资子公司情况

（单位：个、万吨）

序号	公司名称	发运站数量	设计运量
1	太原聚晟能源有限责任公司	12	1165
2	大同聚辉能源有限责任公司	1	120
3	朔州聚晟能源有限责任公司	1	550
4	忻州聚晟能源有限责任公司	3	580
5	晋中聚晟能源有限责任公司	20	2899
6	吕梁聚晟能源有限责任公司	18	900
7	阳泉聚晟能源有限责任公司	10	1140
8	晋城聚集能源有限责任公司	11	682
9	长治聚通能源有限责任公司	18	2290
10	临汾聚晟能源有限责任公司	14	990
11	运城聚晟能源有限责任公司	3	130
合计		111	11446

资料来源：公司提供

总体看，公司下属煤矿资源储量丰富，煤质好，产量大，有利于公司煤电一体化的实现，随着煤炭市场景气度回升，公司的煤炭生产业务对公司的盈利水平提供了较大的支撑；公司下属11个子公司主营铁路煤炭贸易，贸易规模大，网络覆盖广。

4. 非煤贸易及其他

公司非煤贸易及其他业务主要涵盖钢、铜、光伏产品的贸易及车辆零配件制造，其中钢材与铜的贸易由山西国际电力资产管理有限公司及其下属的山西国盛煤炭运销有限公司经营；光伏产品的生产销售由晋能清洁能源有限公司下属的晋能清洁能源科技有限公司（以下简称“晋能清洁”）运营；车辆零配件制造由山西国际电力投资有限公司下属的山西恒泰制动器股份有限公司经营。公司非煤贸易业务下游客户主要为太原钢铁（集团）国际经济贸易有限公司、金川集团国际贸易有限公司、上海金耀国际贸易有限公司和武汉市十五冶金通物资设备有限公司。公司非煤贸易根据下游客户需求进行采购，一定程度上降低了资金占用风险。

2015年~2017年，公司非煤贸易及其他板块收入不断增长，三年来分别为27.75亿元、28.81亿元和37.26亿元，主要系光伏组件制造及销售业务收入大幅增长所致；毛利率方面，三年来该板块毛利率分别为25.29%、18.67%和17.59%，主要系收入规模占比较高的光伏组件制造及销售业务毛利率下降所致。

2018年1~3月，山西国电非煤贸易及其他业务实现营业收入6.27亿元，占2017年全年的16.83%；2018年1~3月，山西国电非煤贸易及其他板块毛利率较2017年全年水平进一步下降，为16.40%。

山西国电光伏组件生产由全资子晋能清洁负责。该公司成立于2013年12月31日，注册资本2.30亿元，位于山西文水经济开发区。截至2017年底，晋能清洁拥有1.3GW太阳能电池及组件产能，实现了高效多晶硅太阳能280W组件、高效背钝化单晶（PERC）305W组件大规模量产，成为首批通过国家领跑者认证的企业。2017年，晋能清洁高效多晶电池平均效率达到19%、PERC单晶电池平均效率达到21.6%。2017年，晋能清洁累计生产电池组件937.1MW，实现销

售收入32.1亿元，利润总额1.08亿元。2018年1~3月，晋能清洁生产电池组件222.57MW，实现销售收入5.30亿元。

晋能清洁先后通过了UL、TUV、JET认证，具备美国、欧洲、日本、澳洲、印度、巴西、墨西哥、菲律宾等市场的准入资格。目前，合作的客户主要有中国电力工程顾问集团中南电力设计院、新疆普利达工程咨询有限公司、中兴能源(天津)有限公司、信义光能、四川鼎成电力工程有限公司、青岛特锐德电气股份有限公司、神池县艾科光电有限责任公司、武汉日新科技等。

非煤贸易结算方面，上游采购结算方式主要为全款预付；下游销售结算方式主要为全额预收，采购和销售均为按月结算。公司非煤贸易上下游均采用市场定价，毛利润为上下游价差，相应毛利率也较低。

总体看，跟踪期内，得益于光伏组件项目陆续投产运营，公司非煤贸易及其他业务板块收入不断增长，该业务板块毛利率虽有所下降，但仍维持较高水平，为公司的盈利水平提供了一定的支撑。

5. 在建项目及未来发展

截至 2018 年 3 月底，山西国电主要在建项目如表 9 所示，仍以电力主业投资为主。电力板块总投资规模 166.89 亿元，截至 2018 年 3 月底已累计投资 66.49 亿元，后续所需投资资金规模较大，预计山西国电对外融资需求将继续扩大。

表9 截至2018年3月底公司主要在建项目（单位：亿元、年）

项目公司名称	总投资	截至2018年3月底累计投资	2018年4~12月预计投资	投资回收期	预计完工时间	资金来源
晋能清洁能源风力发电有限责任公司	34.73	4.77	10.89	9.84	2019/12/31	20%自筹资本金，80%项目贷款
晋能清洁能源光伏发电有限责任公司	7.00	2.83	4.17	10.12	2019/12/31	20%自筹资本金，80%项目贷款
晋能保德煤电有限公司	58.60	26.72	1.00	11.33	2019/12/31	20%自筹资本金，80%项目贷款
晋能大土河热电有限公司	32.58	22.45	4.57	11.13	2018/6/30	20%自筹资本金，80%项目贷款
晋能孝义煤电有限公司	33.98	9.72	5.96	11.52	2019/12/31	20%自筹资本金，80%项目贷款
合计	**166.89**	**66.49**	**26.59**	--	--	--

资料来源：公司提供

总体看，未来随着在建电力项目的完工，公司装机容量和发电量将大幅提升，电源结构进一步呈多元化发展，预计公司盈利能力和抗风险能力将会得到进一步提升。

九、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供了 2017 年财务报告，立信会计师事务所（特殊普通合伙）对该财务报告进行了审计，并出具了标准无保留意见审计结论。公司 2018 年 1~3 月财务数据未经审计。

跟踪期内，公司合并范围通过投资设立新增1家子公司，为晋能清洁能源光伏发电（方山）有限公司，不再纳入合并范围的原子公司1家，为山西晋煤铁路物流有限公司。总体来看，合并报表范围的变化对公司财务数据影响较小，财务报表的可比性较强。

截至 2017 年底，公司合并资产总额 1011.92 亿元，所有者权益合计（含少数股东权益 48.86 亿元）240.50 亿元；2017 年公司实现营业总收入 306.97 亿元，利润总额 3.13 亿元。

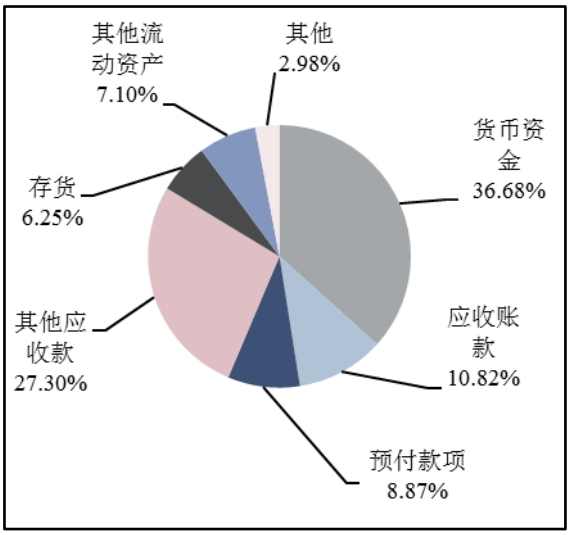
截至2018年3月底，公司合并资产总额983.19亿元，所有者权益合计（含少数股东权益49.55亿元）243.62亿元。2018年1~3月，公司实现营业收入90.34亿元，利润总额3.17亿元。

2. 资产质量

跟踪期公司资产总额有所增长，截至2017年底，公司资产总额为1011.92亿元，其中流动资产和非流动资产分别占比45.86%和54.14%，非流动资产占比略高。

截至2017年底，公司流动资产为464.06亿元，主要由货币资金、其他应收款、应收账款、预付款项、存货和其他流动资产构成。

图5　截至2017年底公司流动资产构成



资料来源：公司财务报告

截至 2017 年底，公司货币资金为 170.20 亿元，其中银行存款占全部货币资金的 95.43%，还有少量现金和其他货币资金。公司货币资金受限金额合计 14.13 亿元，主要是结构性存款和银行承兑汇票保证金。

截至2017年底，公司应收账款账面价值50.22亿元，较2016年底增长32.46%，主要系晋能清洁光伏组件产品销售同比增加，确认应收账款增加所致。公司共计提坏账准备3.27亿元，计提比例6.12%。其中，单项金额重大并单项计提坏账准备的应收账款占40.28%；按账龄计提坏账准备的应收账款占58.94%；单项金额虽不重大但单项计提坏账准备的应收账款占0.78%。公司采用账龄分析法计提坏账准备的应收账款账龄1年以内的占89.85%，1~2年的占4.20%、2～3年的占比2.13%、3年以上的占比3.82%，公司应收账款账龄较短。公司应收账款前五名共计占比为28.20%，分别为国网山西省电力公司（占11.85%）、江苏磐石新能源开发股份有限公司（占7.29%）、中国电建集团上海能源装备有限公司（占4.93%）、舟山绿筑新能源有限公司（占2.18%）和新疆普利达工程咨询有限公司（占1.95%），公司应收账款集中度一般。

截至 2017 年底，公司预付款项 41.18 亿元，较 2016 年底下降 3.67%。其中，账龄 1 年以内的占比 52.14%，1~2 年的占比 38.15%，2 年以上的占比 9.71%。公司预付账款账龄有所增加。公司预付款项前五名占比为 67.04%，分别为山西煤炭运销集团太原、临汾、晋中、吕梁和大同有限公司。

截至2017年底，公司其他应收款账面价值126.70亿元，计提坏账准备3.66亿元，计提比例2.88%。其中，按信用风险特征组合计提坏账准备的其他应收款中，账龄1年以内占82.76%；账龄1~2年的占7.53%；2~3年的占0.17%；3年以上的占9.54%，公司其他应收款账龄较短。公司其他应收款金额前五名合计占其他应收款总额的93.63%，其中，债务人是晋能公司的应收金额占比为68.95%，款项性质为往来款。

截至2017年底，公司存货账面价值为29.02亿元，较2016年底下降11.86%，主要系库存商品减少所致。公司存货已计提跌价准备0.40亿元，计提比例为1.36%。

截至2017年底，公司其他流动资产为32.93亿元，较上年大幅增长57.53%，主要系公司待投资山西供给侧改革发展基金款项增加以及购买银行理财产品所致。

截至2017年底，公司非流动资产为547.86亿元，主要由固定资产（占52.62%）、在建工程（占17.98%）构成。

截至2017年底，公司可供出售金融资产41.00亿元，主要包括公司持有山西证券股份有限公司（以下简称“山西证券”）、中国光大银行股份有限公司（以下简称“光大银行”）、山西太钢不锈钢股份有限公司（以下简称“山西太钢”）、晋商银行股份有限公司（以下简称“晋商银行”）、山西信托股份有限公司（以下

简称“山西信托”）等股权，同比减少8.89%，主要系公司按公允价值计量的山西证券、光大银行股权期末每股价格同比下降所致。

截至2017年底，公司长期股权投资合计39.72亿元，全部为对联营企业的投资，2017年新增对联营企业（山西中铝华润有限公司）投资2.00亿元，对联营企业（晋能（天津）融资租赁有限公司）追加投资0.34亿元。公司没有对长期股权投资计提减值准备。公司长期股权投资部分为对地方发电、供电、煤炭企业的投资；部分为对金融企业的投资。

截至2017年底，公司固定资产账面原值455.05亿元，账面价值288.30亿元，其中，机器设备占比71.47%，房屋建筑物占比25.43%，其他固定资产为运输工具、办公设备等。截至2017年底，公司固定资产累计折旧合计166.28亿元，固定资产成新率63.36%，固定资产成新率一般。

截至2017年底，公司在建工程98.49亿元，同比增长18.47%，主要由晋能孝义煤电有限公司2×350MW发电项目、晋能大土河2×350MW低热值煤热电联产项目、晋能保德煤电有限公司2×660MW超超临界低热值煤发电工程等多个项目账面价值增长所致。2017年，公司在建工程共计提减值准备1.31亿元，其中山西地方电力公司220KV输变电工程项目计提减值准备0.94亿元。

截至2018年3月底，公司资产总额为983.19亿元，较2017年底下降2.84%，主要系公司偿还一年内到期的非流动负债所致。其中流动资产占比为43.84%，非流动资产占比为56.16%，公司流动资产占比有所降低。

整体看，跟踪期内，公司资产规模有所增长，资产质量良好，资产构成中非流动资产占比略高，资产流动性一般。

3. 所有者权益与负债

所有者权益

截至 2017 年底，公司所有者权益合计 240.50 亿元（含少数股东权益 48.86 亿元）。归属于母公司的所有者权益中，实收资本占 34.42%，资本公积占 24.20%，盈余公积 1.62%，未分配利润占 29.78%。公司未分配利润与少数股东权益（占 20.32%）占所有者权益比重较大。

截至 2018 年 3 月底，公司所有者权益为 243.62 亿元（含少数股东权益 49.55 亿元），较 2017 年底小幅增长 1.30%，主要来自未分配利润的增长。归属于母公司的所有者权益中，实收资本占 33.99%，资本公积占 23.90%，盈余公积占 1.60%，未分配利润占 30.48%。公司所有者权益构成较 2017 年底变化不大。

总体看，公司所有者权益中少数股东权益和未分配利润占比较高，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一般。

负债

截至 2017 年底，公司负债总额为 771.42 亿元，较 2016 年底增长 9.35%，主要来自应付债券与一年内到期的非流动负债的增长；截至 2017 年底，公司流动负债占 30.93%，非流动负债占 69.07%，公司负债以非流动负债为主。

截至 2017 年底，公司流动负债合计为 238.60 亿元，同比增长 16.24%，公司流动负债以一年内到期的非流动负债（占 34.32%）、应付账款（占 23.38%）、其他应付款（占 11.45）和短期借款（占 10.91%）为主。

截至 2017 年底，公司短期借款 26.03 亿元，同比下降 2.16%，其中保证借款占 16.13%、信用借款占 59.13%、抵押借款占 24.74%。

截至 2017 年底，公司应付账款 55.79 亿元，同比增长 10.06%。其中，账龄在 1 年以内的占 68.14%；1~2 年的占 11.91%；2 年以上的占 19.95%。

截至 2017 年底，公司其他应付款 27.32 亿元，同比增长 10.98%，主要系公司质保金增长所致。

截至 2017 年底，公司一年内到期的非流动负债 81.89 亿元，同比大幅增长 43.48%，主要系一年内到期的长期借款大幅增长所致。

截至 2017 年底，公司非流动负债合计 532.82 亿元，同比增长 6.52%。公司非流动负债以长期借款（38.64%）、应付债券（30.53%）和长期应付款（24.69%）为主。

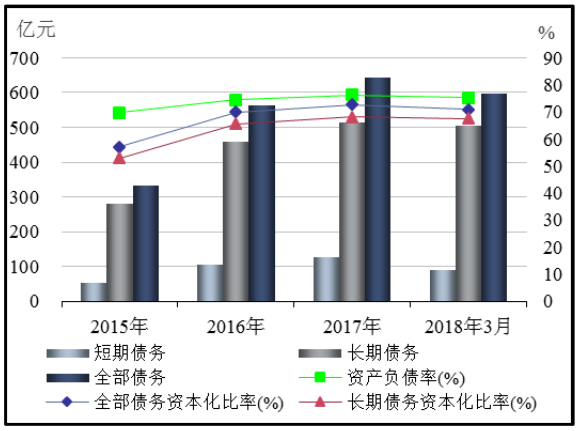
截至 2017 年底，公司长期借款余额 205.91 亿元，同比下降 22.87%，主要系公司信用借款存续期不足一年后重新分类所致，长期借款以保证借款（占 64.16%）、质押借款（占 22.86）和信用借款（占 11.91%）为主。

截至 2017 年底，公司应付债券为 162.66 亿元，同比大幅增长 169.12%，主要系公司为拓宽融资渠道，进行直接债券融资所致。

截至 2017 年底，公司长期应付款为 131.56 亿元，同比下降 4.59%，主要系公司偿还部分融资租赁款所致。

有息债务方面，截至 2017 年底，公司债务规模同比增加 10.46%，公司短期债务、长期债务和全部债务（长期债务及全部债务相关指标计算时包含长期应付款中的融资租赁款）分别为 129.25 亿元、200.13 亿元和 629.37 亿元；公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率分别升至 76.23%、72.35%和 67.53%，公司债务负担偏重。

图 6　公司近年债务情况



资料来源：公司财务报告及报表

截至 2018 年 3 月底，公司负债合计 739.57 亿元，较年初下降 4.13%，主要系公司偿还一年内到期的非流动负债所致。公司负债中流动负债占比 28.35%，非流动负债占比 71.65%，流动负债占比有所下降。截至 2018 年 3 月底，公司全部债务合计 586.71 亿元，其中短期债务占比 15.54%，长期负债占比 84.46%，短期债务占比有所下降。截至 2018 年 3 月底，资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率较年初有所下降，分别是 75.22%、70.66 和 67.04%。公司债务规模有所下降，但债务负担仍处于较高水平。

总体看，跟踪期内，公司负债规模有所上升，流动负债占比有所下降，整体债务负担偏重。

3．盈利能力

2017 年，公司实现营业收入 306.97 亿元，同比增长 22.20%，主要系公司贸易业务收入增加所致。2017 年，公司营业成本为 266.58 亿元，同比增长 25.20%，营业成本的增幅大于营业收入的增幅。同期，受煤炭价格高位运行影响，公司发电业务及售电业务毛利率下降，2017 年营业利润率下降至 11.67%，同比下降 1.80 个百分点。

2017 年，公司期间费用为 36.47 亿元，同比增长 7.75%，所占营业收入比重相应下降至 11.88%。其中，财务费用同比增加 19.78%至 17.14 亿元，主要系公司有息债务增加所致。同期，公司销售费用同比增长 2.46%至 3.81 亿元、管理费用同比下降 1.88%至 15.52 亿元。2017 年，公司期间费用率为 11.88%，与毛利率相近，公司期间费用对利润的侵蚀较大，公司费用控制能力一般。

非经常性损益方面，2017 年，公司资产减值损失为 1.16 亿元，主要为坏账损失。2017 年，公司投资收益为 1.53 亿元，同比下降 85.27%，主要系公司参股的山西证券、晋商银行等公司分红减少以及公司参股的电厂盈利下降所致；2017 年，公司新增其他收益为 3.31 亿元，主要系公司将收到的财政拨付农网还贷资金、嘉节燃气热电供热补贴等与生产经营相关的政府补助类资金在其他收益列示所致，同时造成营业外收入的大幅下降。

2017 年，公司营业利润 3.03 亿元，同比下降 68.06%，政府补助对营业利润的贡献较大；利润总额和净利润分别为3.13 亿元和 1.27 亿元，同比分别进一步下降 74.88%和 85.61%。

盈利指标方面，2017年，公司营业利润率、净资产收益率和总资本收益率分别为11.67%、0.53%和3.11%，较2016年分别下降了1.80、3.12和0.55个百分点，公司盈利能力有所减弱。

2018年1~3月，公司实现营业收入90.34亿元，占2017年全年的29.43%；公司营业利润率12.89%。2018年1~3月，公司实现利润总额3.17亿元，公司盈利能力有所回升。

总体看，跟踪期内，公司收入有所上涨，但受煤炭价格上涨的影响，利润规模以及相应盈利指标均明显下降，公司盈利对政府补助的依赖程度加大。

4．现金流及保障

经营活动方面，2017 年，公司经营活动现金流入量为 497.74 亿元，同比增长 12.86%，主要系公司销售收到其他与经营活动有关的现金增长所致；同期，公司经营活动现金流出量为 463.38 亿元，同比增长 10.65%；公司 2017 年经营活动产生的现金流量净额为 34.37 亿元，同比增长 54.47%。2017 年，公司现金收入比 105.27%，同比增长 3.39 个百分点，收入实现质量同比有所提高。

投资活动方面，2017 年，公司投资活动现金流入 101.28 亿元，同比大幅增长 84.93%，其中，公司收回投资收到的现金同比减少 8.17 亿元，主要系上年同期收回向晋能集团等关联方业发放委托贷款，本期同比减少所致；收到其他与投资活动有关的现金同比增加 54.15 亿元，主要系本期收回短期银行保本理财及结构性存款本金增长所致。2017 年，公司投资活动现金流出 146.28 亿元，同比增长 8.23%，其中，购建固定资产、无形资产等支付的现金同比减少 12.49 亿元，主要系新建发电工程项目支出同比减少所致；投资支付的现金同比增加 16.27 亿元，主要系上年同期向晋能集团等关联方业发放委托贷款，本期同比减少所致；支付其他与投资活动有关的现金同比增加 7.34 亿元，主要系本期投资短期银行保本理财及结构性存款同比增加所致。受上述因素共同影响，2017 年，公司投资活动表现为现金流净流出 45.00 亿元。

2017年，公司筹资活动前现金净流量为-10.63亿元，公司经营活动现金流无法满足公司投资活动的需求，公司有一定的筹资压力。

筹资活动方面，2017 年，公司筹资活动产生的现金流入为288.09 亿元，同比下降11.50%，其中，公司取得借款收到的现金同比减少 39.79 亿元，主要系本期发行债券同比增加而与股东关联借款同比大幅减少所致。2017 年，公司筹资活动现金流出为 240.54 亿元，同比下降 1.98%，其中，公司偿还债务所支付的现金同比增加 36.73 亿元，主要系公司偿还到期的中期票据、PPN、企业债券及银行借款同比增加所致；公司支付其他与筹资活动有关的现金同比减少 40.38 亿元，主要系晋能集团对公司实行资金集中管理上划归集资金同比减少所致。2017 年，公司筹资活动现金流净流入 47.55 亿元。近年来，公司在建电力项目投资规模较大，公司对外部筹资依赖性较强。

2018 年 1~3 月，公司经营活动现金流净额、投资活动现金流净额和筹资活动产生的现金流量净额分别为 10.13 亿元，-15.83 亿元和-37.17 亿元，公司现金及现金等价物减少 42.87 亿元，主要系偿还到期债务所致。

总体看，公司经营活动现金流入规模大，具备较高的经营获现能力，但由于公司在建电力项目投资规模较大，经营性现金净流入无法满足投资活动资金需求，需依赖银行借款等外部筹资。随着在建项目的建成投产，未来公司经营现金流规模将有望有所增长。

5. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，跟踪期内，公司流动比率和速动比率呈波动上升趋势。截至

2017年底，两项指标分别为194.49%和182.33%；截至2018年3月底以上指标分别为205.60%和190.32%。2017年，公司经营现金流动负债比率为14.40%，较2016年增长3.56个百分点，主要由于公司经营活动产生的现金流净额同比增长所致。2017年底，公司现金类资产167.34亿元，是短期债务的1.29倍，公司现金类资产充裕，短期偿债指标较好。截至报告出具日，公司持有上市公司北京京能电力股份有限公司6.29%的股权、山西证券7.04%的股权、通宝能源57.33%的股权、山西太钢0.79%的股权以及光大银行0.19%的股权，全部为非限售流通股，变现能力强。总体看，公司短期偿债能力强。

从长期偿债能力指标看，公司全部债务/EBITDA指标有所上升，2017年为11.88倍；EBITDA利息倍数有所有所上升，2017年该指标值为1.59倍，总体看，公司长期偿债能力较弱。

截至2018年3月底，公司为合并范围以外的单位提供担保金额共计59.59亿元，担保比率为24.46%，主要是为晋能集团、煤销集团、山西燃气产业集团有限公司、山西华光发电有限责任公司、山西宁武榆树坡煤业有限公司、山西国强天然气输配有限公司、山西晋煤铁路物流有限公司和山西国际电力天然气有限公司等提供的担保，被担保方均为国有控股企业且经营正常。公司或有负债风险相对较低。

截至 2018 年 3 月底，公司共获得银行授信额度 584.41 亿元，尚未使用额度为 326.21 亿元。同时，公司拥有 1 家上市公司（通宝能源），直接和间接融资渠道畅通。

6. 过往债务履约情况

根据中国人民银行企业基本信用信息报告（机构信用代码为：G1014010700128070E），截至 2018 年 5 月 11 日，公司已结清贷款业务中共计有 6 笔欠息，累计金额为 425.49 万元；无未结清不良贷款。

7. 抗风险能力

公司生产经营可能受宏观经济周期性波动风险、市场竞争风险、煤炭价格波动风险以及安全生产风险等因素影响。公司作为大型区域能源集团之一，发电业务和新能源综合利用项目持续扩张，售电业务发展机遇良好，整体盈利能力较好，同时公司在业务多元性、产业链整合和股东支持等方面具有显著优势。未来公司将继续加大电源项目和电网设施投资，随着公司在建及规划的发电项目投入运营，以及煤电一体化战略目标的推进，公司综合实力将进一步增强。总体看，公司整体抗风险能力强。

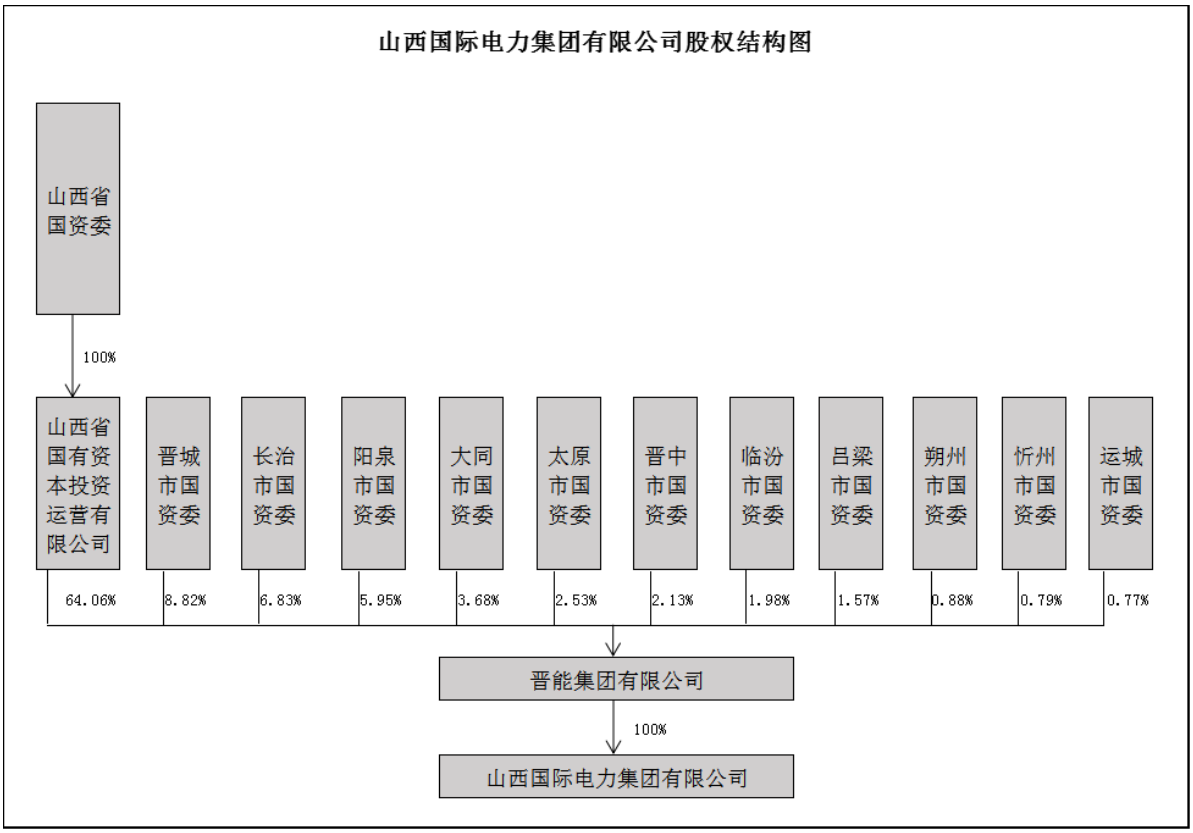
十、存续期内债券偿债能力

2017年，公司EBITDA为52.98亿元，为存续期内“12晋国电债/PR晋国电”的4.03倍，覆盖程度较高；2017年，公司经营活动现金流入量对“12晋国电债/PR晋国电”的覆盖倍数为37.84倍；2017年，公司经营活动现金净流量对“12晋国电债/PR晋国电”覆盖倍数为2.61倍。公司EBITDA和经营活动现金流量对“12晋国电债/PR晋国电”的保障程度较强。

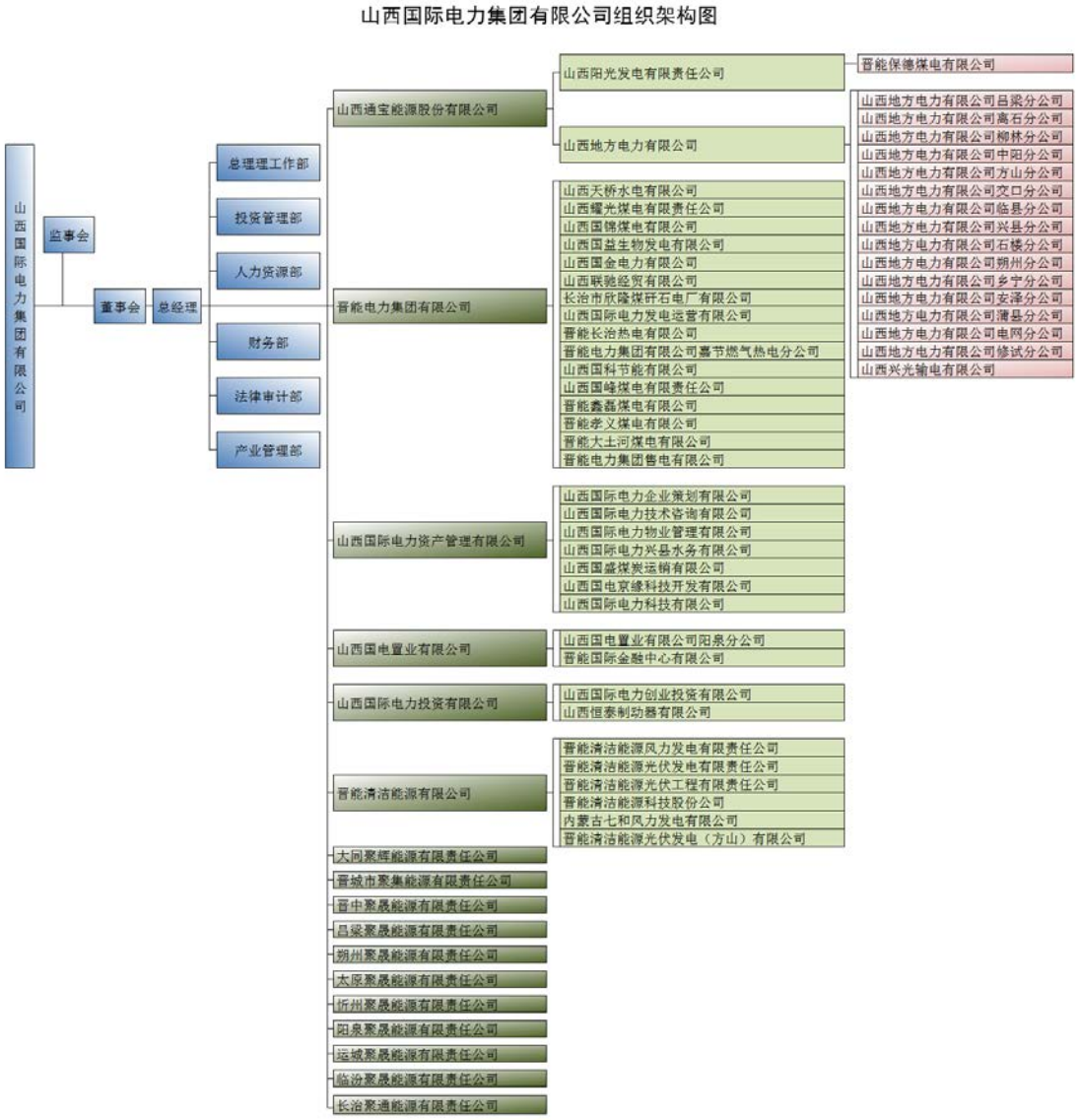
十一、结论

综合评估，联合资信确定维持公司主体长期信用等级为AA^{+}，评级展望为稳定，维持“12晋国电债/PR晋国电”信用等级为AA^{+}。

附件 1-1 截至 2018 年 3 月底公司股权结构图



附件 1-2 截至 2018 年 3 月底公司组织结构图



附件 1-3　2017 年底纳入合并报表范围的二级子公司

序号	企业名称	持股比例（%）	实收资本（万元）	业务性质
1	山西通宝能源股份有限公司	60.70	114650.25	火力发电
2	晋能电力集团有限公司	100.00	174810.20	电力生产
3	山西国际电力资产管理有限公司	100.00	40000.00	资产管理
4	山西国电置业有限公司	100.00	30000.00	房地产开发经营
5	山西国际电力投资有限公司	100.00	20000.00	投资与资产管理
6	晋能清洁能源有限公司	100.00	181764.49	清洁能源和光伏发电
7	大同聚辉能源有限责任公司	100.00	2000.00	煤炭运销
8	晋城市聚集能源有限责任公司	100.00	2050.00	煤炭运销
9	晋中聚晟能源有限责任公司	100.00	2000.00	煤炭经销
10	吕梁聚晟能源有限责任公司	100.00	2000.00	煤炭经销
11	朔州聚晟能源有限责任公司	100.00	2000.00	煤炭及制品批发
12	太原聚晟能源有限责任公司	100.00	2000.00	煤炭经营
13	忻州聚晟能源有限责任公司	100.00	2000.00	煤炭经营
14	阳泉聚晟能源有限责任公司	100.00	2000.00	煤炭及能源产业投资
15	运城聚晟能源有限责任公司	100.00	2000.00	煤炭销售
16	临汾聚晟能源有限责任公司	100.00	2000.00	煤炭及能源投资开发
17	长治市聚通能源发展有限公司	100.00	2000.00	煤炭批发经营

附件 2　主要计算指标

项目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 3 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	107.41	131.89	167.34	138.51
资产总额(亿元)	823.37	947.45	1011.92	983.19
所有者权益合计(亿元)	249.48	241.98	240.50	243.62
短期债务(亿元)	51.39	104.48	129.25	91.16
长期债务(亿元)	380.97	465.29	500.13	495.55
全部债务(亿元)	432.36	569.77	629.37	586.71
营业总收入(亿元)	259.60	251.20	306.97	90.34
利润总额(亿元)	18.03	12.48	3.13	3.17
EBITDA(亿元)	58.20	54.70	52.98	--
经营性净现金流(亿元)	24.09	22.25	34.37	10.13
财务指标				
销售债权周转次数(次)	5.59	4.97	5.41	--
存货周转次数(次)	7.97	7.09	8.61	--
总资产周转次数(次)	0.34	0.28	0.31	--
现金收入比(%)	96.45	101.88	105.27	107.69
营业利润率(%)	14.60	13.47	11.67	12.89
总资本收益率(%)	4.77	3.64	3.15	--
净资产收益率(%)	5.84	3.65	0.53	--
长期债务资本化比率(%)	60.43	65.79	67.53	67.04
全部债务资本化比率(%)	63.41	70.19	72.35	70.66
资产负债率(%)	69.70	74.46	76.23	75.22
流动比率(%)	149.89	213.51	194.49	205.60
速动比率(%)	133.95	197.48	182.33	190.32
经营现金流动负债比(%)	14.15	10.84	14.40	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.24	0.63	1.59	--
全部债务/EBITDA(倍)	7.43	10.42	11.88	--

注：1. 2018 年一季度财务数据未经审计；2. 2016 年数据使用 2017 年审计报告年初数；3.长期债务及全部债务相关指标计算时包含长期应付款中的融资租赁款。

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%
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 4-1　主体长期信用等级设置及其含义

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

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

附件 4-2　评级展望设置及其含义

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

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

附件 4-3　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。