

2017年12月24日

证券研究报告·公司研究报告

蓝焰控股(000968) 采掘

买入(首次)

当前价: 17.49 元

目标价: ——元(6个月)



西南证券
SOUTHWEST SECURITIES

坐拥优质资源，恰逢高景气时期

投资要点

- **燃气需求持续向上，供需缺口下本地气源景气度高。**2000-2013 年我国天然气消费由 245 亿方增长至 1705 亿方，复合增速达到 16.3%，14、15 年增速放缓后 16 年重回高速增长趋势，17 年 1-10 月全国天然气消费量 1865 亿方，同比增长 18.7%，增速达到历史高位，未来燃气消费需求有望持续向上：1) 对比发达国家经验，未来 10 年我国天然气行业都将处于快速发展阶段；2) 政策规划明确，计划 2020 年燃气消费占一次能源消费比例达到 10%，测算 2020 年天然气消费量有望达到 3680 亿方，复合增速达 15.6%；3) 环保需求提升，“煤改气”等持续推进，助力燃气消费旺盛。从供给端来看，目前我国天然气对外依存度达到 35%，且仍处于快速攀升阶段，国产燃气“供不应求”的状态或将持续较长时间，最终形成“国产燃气为主、进口为辅”的供给格局。在此期间本地气源稀缺，为供给端最先被消化的部分，最为受益燃气需求提升。
- **煤层气地位突出，山西“一马当先”。**煤层气热值与天然气相当，可与天然气混输混用，同时煤层气的有效开采、收集能够显著降低煤矿瓦斯安全事故，经济和社会效益显著，战略地位突出。山西省煤层气资源优质，2015 年抽采量 102 亿方、利用量 57 亿方，分别占全国的 56.1%、66.4%，煤层气开采利用“一马当先”。在当前国内燃气供需缺口持续放大背景下，煤层气成为政策扶持加速开采利用的重中之重，政策规划+探矿权下发+强力度补贴也实质促进山西煤层气的行业发展，2020 年煤层气规划抽采量 200 亿方，勘探、抽采、运输、转化全产业链条产值有望达到 1000 亿元左右，行业景气度持续提升。
- **煤层气稀缺标的，坐拥山西资源，多项业务助力业绩高增。**公司地处山西得天独厚，2016 年公司煤层气抽采量 14.11 亿方，占全国地面抽采量的 30%以上，行业地位和技术优势突出。借助此轮燃气消费旺盛趋势和政策重推煤层气开采春风，公司业绩有望多点开花。**煤层气销售方面**，1) 公司积极投标探矿权，17 年中标 4 块优质气田，18 年有望持续斩获，同时公司高投入推进老井改造和新井建设，中、长期产销量有望持续增长；2) 公司积极开展管网合作降低排空率，目前新增国化、通豫管道 60 万方/天外输能力已通气，国新 30 万方/日管道处于接洽中。同时，公司紧抓 17 年冬季供需缺口、LNG 暴涨机遇，加强与下游合作，仅关联交易中新增煤层气销售额预计达到 1.3 亿元，短期业绩增量可观。**气井工程和瓦斯治理方面**，山西省推行煤矿瓦斯抽采全覆盖工程，公司背靠晋煤集团，叠加自身专业资质，17 年业务量有望实现爆发式增长。
- **盈利预测与投资建议。**预计 2017-2019 年 EPS 分别为 0.58 元、0.71 元和 0.86 元，对应 PE 分别为 30X、24X 和 20X，公司作为 A 股唯一煤层气标的，长短期均有持续业绩增量，首次覆盖给予“买入”评级。
- **风险提示：**煤层气政策落地或不及预期，募投项目进展或不及预期，增量气田勘探或不及预期，天然气价格波动风险。

指标/年度	2016A	2017E	2018E	2019E
营业收入(百万元)	1250.96	2029.51	2307.00	2716.52
增长率	-24.41%	62.24%	13.67%	17.75%
归属母公司净利润(百万元)	384.46	565.97	686.86	831.81
增长率	124.55%	47.21%	21.36%	21.10%
每股收益 EPS(元)	0.40	0.58	0.71	0.86
净资产收益率 ROE	25.54%	16.37%	17.05%	17.61%
PE	43	30	24	20
PB	12.19	5.06	4.31	3.65

数据来源: Wind, 西南证券

西南证券研究发展中心

分析师: 王颖婷

执业证号: S1250515090004

电话: 023-67610701

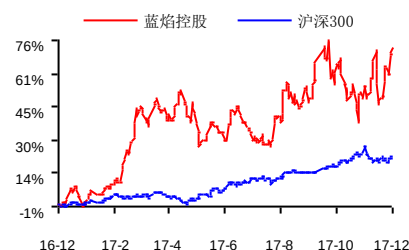
邮箱: wyting@swsc.com.cn

联系人: 沈猛

电话: 021-58351679

邮箱: smg@swsc.com.cn

相对指数表现



数据来源: 聚源数据

基础数据

总股本(亿股)	9.68
流通 A 股(亿股)	2.60
52 周内股价区间(元)	9.99-17.8
总市值(亿元)	169.22
总资产(亿元)	70.58
每股净资产(元)	3.09

相关研究

请务必阅读正文后的重要声明部分

目 录

1 公司概况：煤层气稀缺标的	1
2 燃气需求持续向上，煤层气地位突出	4
2.1 清洁能源属性，燃气消费需求正处于快速上升期	4
2.2 “贫气”背景下本地气源稀缺，为供给端最先消化部分	7
2.3 煤层气地位突出，山西“一马当先”，政策扶持下开采加速	8
2.4 “管住中间，放开两头”，定价机制有望理顺	10
3 坐拥山西煤层气资源，多点开花助力公司业绩高增	12
4 盈利预测与评级	17
5 风险提示	18

图 目 录

图 1：公司最新股权结构	1
图 2：公司 2012 年以来营业收入及增速	2
图 3：公司 2012 年以来归母净利润及增速	2
图 4：公司主营业务结构（单位：亿元）	3
图 5：2017 年 H1 主营业务结构	3
图 6：公司主营业务毛利率情况	3
图 7：公司期间费用率情况	3
图 8：天然气消费量增长情况	4
图 9：2016 和 2017 年各月份燃气消费对比（亿方）	4
图 10：天然气发展规律	5
图 11：能源消费比重	6
图 12：天然气地质资源量和可采资源量（万亿方）	7
图 13：天然气探明储量、累计产量和剩余可采储量（亿方）	7
图 14：天然气供需情况（按年）	8
图 15：天然气供需情况（按月）	8
图 16：全国和山西省煤层气地面抽采量对比	9
图 17：全国和山西省煤层气煤矿瓦斯抽采量对比	9
图 18：天然气价格构成	11
图 19：公司煤层气抽采量情况（亿方）	12
图 20：公司煤层气销售量情况（亿方）	12
图 21：公司排空率情况（左轴：亿方）	15
图 22：公司管输能力变化	15

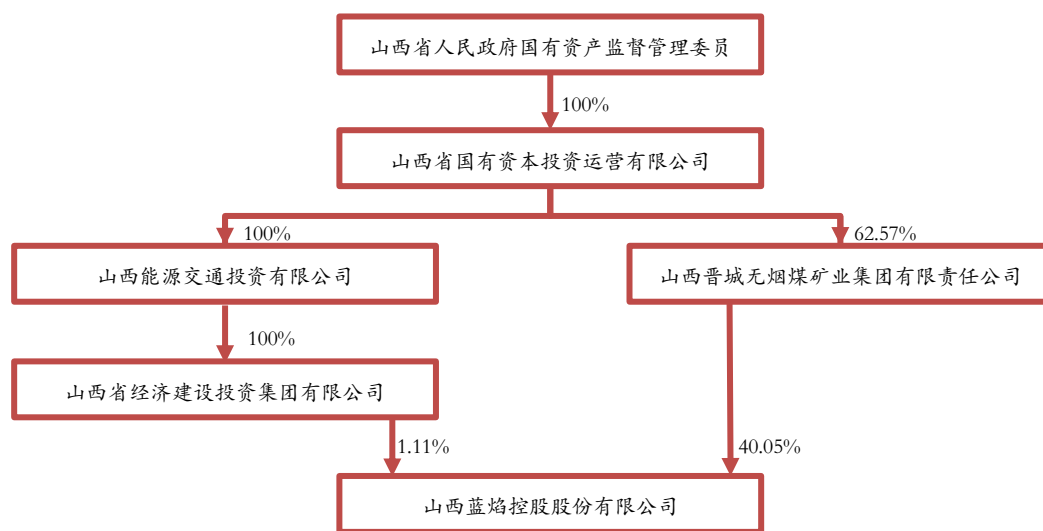
表 目 录

表 1：重大资产重组具体内容	1
表 2：公司分项业务细节	2
表 3：典型国家天然气快速发展阶段	5
表 4：天然气规划目标	6
表 5：天然气规加速发展促进因素	6
表 6：2020 年天然气消费量估算	7
表 7：煤层气基础概念	8
表 8：“十三五”主要发展目标	9
表 9：山西省“气化山西”发展方向	10
表 10：我国天然气气价改革政策	11
表 11：蓝焰煤层气技术实力情况（截至 2016 年 12 月 31 日）	13
表 12：蓝焰煤层气井分布情况（截至 2016 年 6 月末）	13
表 13：老井增产改造项目方式	14
表 14：公司相关管线运输能力	15
表 15：公司煤层气销售相关关联交易额	16
表 16：《煤矿瓦斯抽采全覆盖工程实施方案》详细内容	17
表 17：公司业务分拆	17
附表：财务预测与估值	19

1 公司概况：煤层气稀缺标的

公司原为太原煤气化公司，2000 年在深交所上市，主营业务为煤炭、焦炭生产销售。2014-2015 年，煤炭下游需求疲软，煤炭价格持续下跌，公司经营陷入困境。由于出现连续两年出现亏损，被实行退市风险警示，股票简称改为*ST 煤气。2016 年 7 月公司启动重大资产重组进行资产置换，剥离煤炭业务相关资产、负债、人员等，同时注入晋煤集团所持有的蓝焰煤层气 100% 股权。资产置换于 2016 年 12 月完成，蓝焰煤层气成为公司旗下唯一子公司，公司转型为煤矿瓦斯治理及煤层气勘探、开发与利用企业，成为 A 股唯一煤层气标的，公司控股股东由太原煤气化集团变更为山西晋煤集团，实际控制人为山西省国资委。

图 1：公司最新股权结构



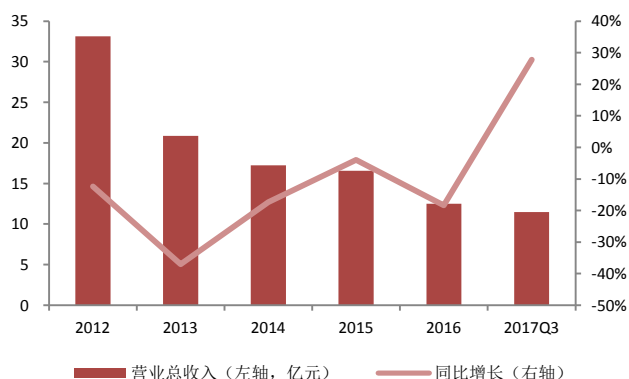
数据来源：公司公告，西南证券整理

表 1：重大资产重组具体内容

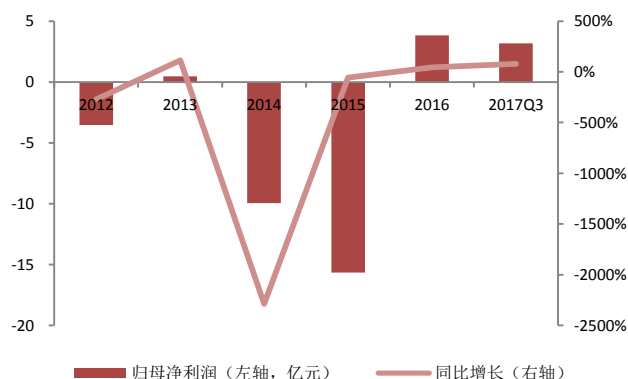
项目	具体内容
资产置换	*ST 煤气置出截至 2016 年 1 月 31 日除全部应付债券及部分其他流动资产、应交税费、应付利息外的全部资产和负债，并将晋煤集团所持有的蓝焰煤层气 100% 股权置入。*ST 煤气置出资产和蓝焰煤层气 100% 股权中的等值部分进行置换，置出资产由本公司原控股股东太原煤气化承接。经评估，置出资产价格为 8.56 亿元，置入资产价格 30.73 亿元，差额为 22.17 亿元。
发行股份及支付现金购买资产	*ST 煤气以 5 亿元现金支付晋煤集团部分对价，剩下 17.17 亿元以 6.53 元/股向晋煤集团非公开发行 2.63 亿股的方式支付。
股份转让	公司原控股股东太原煤气化以 6.87 元/股价格向晋煤集团转让 1.25 亿股上市公司股票，作为其承接置出资产的支付对价。
发行股份募集配套资金	*ST 煤气拟采用锁价 6.90 元/股向中国信达等 7 名符合条件的特定对象非公开发行不超过 1.91 亿股股份募集总额不超过 13.2 亿元的配套资金。配套资金拟用于支付本次交易的现金对价和晋城矿区低产井改造提产项目。

数据来源：公司公告，西南证券整理

公司业绩状况：2014-2016 年公司实现营业收入 17.24 亿元、16.55 亿元、12.51 亿元和，分别同比增长-17.36%、-3.99%和-24.41%，实现归母净利润-9.95 亿元、-15.66 亿元和 3.84 亿元，2014、2015 年原有煤炭业务大幅亏损，2016 年重大资产重组置入蓝焰煤层气后全年并表，业绩扭亏为盈。2017 前三季度公司实现营收 11.47 亿元，同比增长 27.78%，实现归母净利润 3.17 亿元，同比增长 79.63%，业绩走上正轨。同时，公司承诺 2016-2018 年扣非后归母净利润不低于 3.50 亿元、5.32 亿元和 6.87 亿元，未来业绩有望持续增长。

图 2：公司 2012 年以来营业收入及增速


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 3：公司 2012 年以来归母净利润及增速


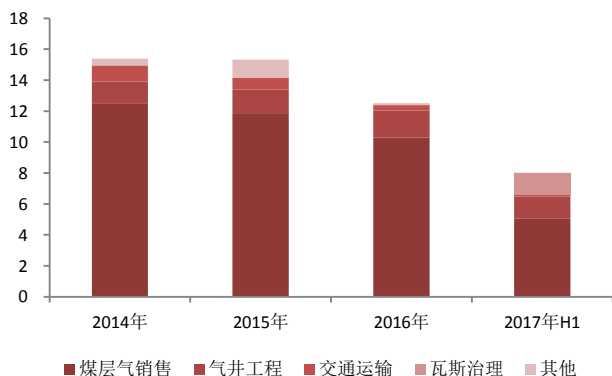
数据来源：公司公告，西南证券整理

公司主营业务结构：公司主营业务包括煤层气销售、气井建设工程、瓦斯治理服务和交通运输等。2016 年煤层气销售、气井建设工程分别实现营收 10.29 亿元和 1.74 亿元，占总收入的 82.25%和 13.91%，累计占比达到 96.16%，为主要收入来源。2017 年上半年公司承接了晋煤集团煤矿瓦斯治理业务，上半年实现营收 1.41 亿元，成为公司又一利润增长点。

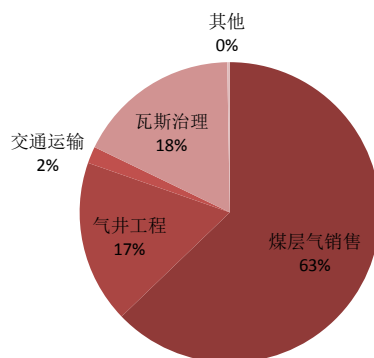
表 2：公司分项业务细节

项目	具体内容	业务模式和细节
煤层气销售	管输气	管输煤层气来自公司自有和租用晋煤集团矿井，主要销售给煤层气管输公司、煤层气销售公司和 LNG 生产公司。2014-2016 年公司煤层气产量 14.3 亿方、14.5 亿方和 14.1 亿方，管输气销售量为 7.1 亿方、6.4 亿方和 6.2 亿方。2014-2016 年管输气销售收入 9.97 亿元、8.81 亿元和 7.79 亿元。
	CNG	在管网尚未接达的地区，公司部分煤层气就地压缩成为 CNG，主要通过子公司诚安物流对外销售以及客户到压缩站自提进行销售，2014-2016 年 CNG 销量分别为 1.61 亿方、1.32 亿方和 0.76 亿方，销售收入分别为 2.57 亿元、2.11 亿元和 1.38 亿元。
	LNG	公司并无 LNG 生产能力，LNG 主要购自晋煤集团，通过诚安物流对外销售，2015-2016 年 LNG 销量分别为 2.8 万吨和 4.4 万吨，销售收入分别为 9414 万元和 1.03 亿元。
气井建设工程	-	目前公司气井工程业务客户主要为晋煤集团，2014-2016 年工程业务收入分别为 1.42 亿元、1.55 亿元、1.74 亿元，2017 年上半年营收 1.41 亿元
瓦斯治理	-	瓦斯治理为 2017 年上半年新增业务，主要为晋煤集团的煤矿进行瓦斯治理，2017 年上半年实现营收 1.41 亿元。
交通运输	-	交通运输主要由子公司诚安物流提供，2014-2016 年实现营收 1.03 亿元、7593 万元和 3494 万元。

数据来源：公司公告，西南证券整理

图 4：公司主营业务结构（单位：亿元）


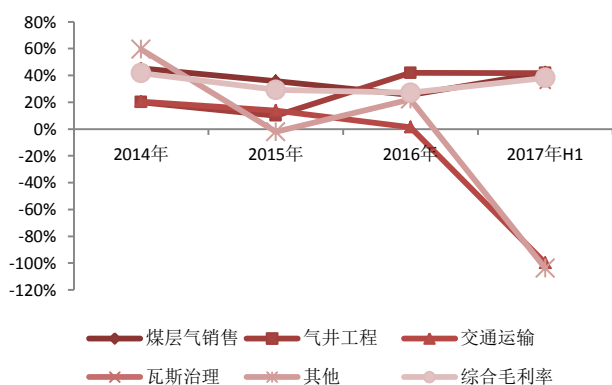
数据来源：公司公告，西南证券整理。注：图中 2014、2015 年数据为蓝焰煤层气数据

图 5：2017 年 H1 主营业务结构


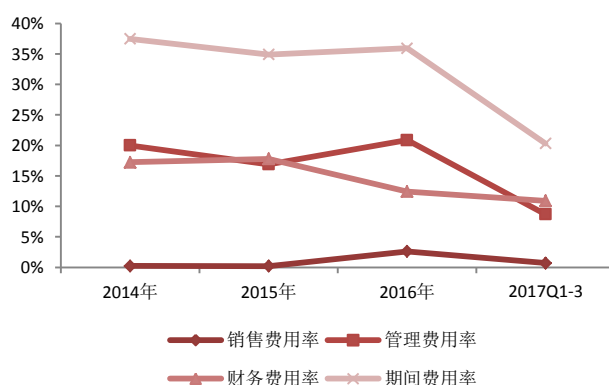
数据来源：公司公告，西南证券整理

公司盈利能力：以蓝焰煤层气为统一口径，2014-2016 年公司毛利率分别为 41.71%、29.22%和 27.04%。其中煤层气销售业务毛利率分别为 45.27%、35.79%和 25.47%，毛利率下降主要系近三年排空率升高（2014-2016 年排空率 39.06%、47.03%和 51.02%）、管输气价格下降（2014-2016 年公司管输气销售平均价格为 1.40、1.38 和 1.26 元/立方米）所致。2017 年上半年，煤层气管输价格回升至 1.4 元/立方米带动煤层气销售业务毛利率回升至 40%，带动公司整体毛利率水平回升至 38.23%。2017 年前三季度公司整体毛利率稳定在 37.23%，考虑到“煤改气”推动的“缺气”背景带来的气价提升、2016 和 2017 年 H1 气井工程业务毛利率稳定在 40%左右、2017H1 新增瓦斯治理业务毛利率为 33.86%等方面因素，公司后续毛利率有望维持在 35%以上。

期间费用率方面，2014-2016 年期间费用率为 37.48%、34.91%和 35.92%，2017 年前三季度为 20.32%，公司加强日常费用管理效果显著。

图 6：公司主营业务毛利率情况


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 7：公司期间费用率情况


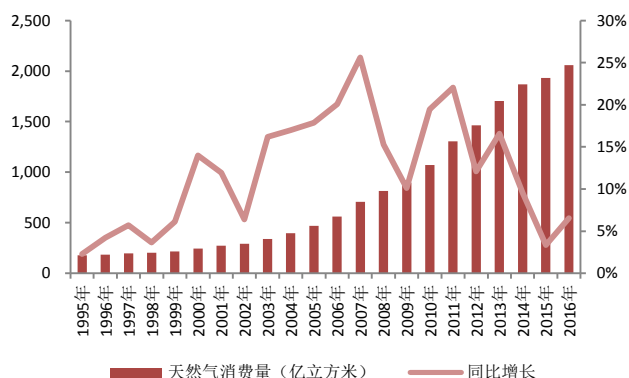
数据来源：公司公告，西南证券整理

2 燃气需求持续向上，煤层气地位突出

2.1 清洁能源属性，燃气消费需求正处于快速上升期

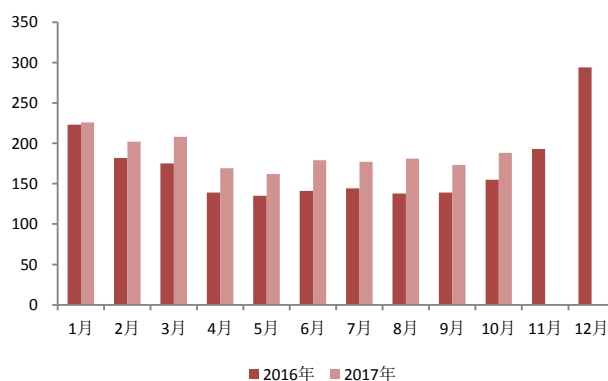
天然气主要成分为甲烷，燃烧不产生硫化物和烟尘，二氧化碳和氮氧化物产生量仅为煤炭的 1/2 和 1/5 左右，为一次能源中的清洁燃料。2000 年以来西气东输等天然气主干线管网和供气基础设施建设持续推进，全国天然气消费量由 2000 年的 245 亿方增长至 2013 年的 1705 亿方，复合增速 16.3%，燃气消费快速增长；2014-2016 年受经济新常态、脱硫脱硝除尘等大气污染防治落实和价格调整不及时等因素影响，天然气消费量分别为 1869、1932 和 2058 亿方，同比增长 9.6%、3.4% 和 6.6%，需求增速有所放缓；2017 年在环保压力下“煤改气”快速推进，1-10 月全国天然气消费量 1865 亿方，同比增长 18.7%，天然气消费需求再次快速上升。

图 8：天然气消费量增长情况



数据来源：统计局，西南证券整理

图 9：2016 和 2017 年各月份燃气消费对比（亿方）



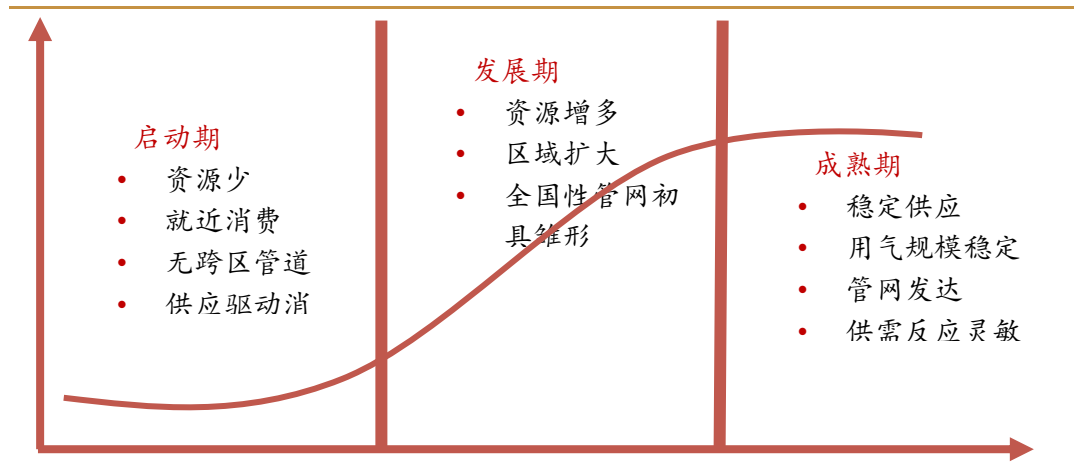
数据来源：发改委，西南证券整理

我们从短、中、长期研判未来我国天然气消费将持续保持较高增速。

（1）发展规律佐证，我国燃气消费将长期处于快速上升阶段

纵观世界各国天然气发展基本需要经历启动期、发展期和成熟期三个阶段。其中启动期以就近消费为主；快速发展期用气区域扩大，管网建设初具规模；成熟期供应量和消费规模稳定、管网发达、供需反应灵敏。2000 年以来我国“西气东输”等主干管网建设持续推进，用气区域逐步扩大，截至 2015 年我国天然气管道里程 6.4 万公里，初步建成了“西气东输、川气东送、海气登陆、就近供应”的管网格局，处于快速发展期。但目前我国每万平方千米陆地面积对应管道里程约 70 千米，仅相当于美国的 12%，地下储气库形成工作气量 64 亿方，仅占消费量的 3.1%，远低于世界 10% 的平均水平。同时，截至 2016 年底尚有 20% 的地级行政单位，约 30% 的县级行政单位尚未接通管道气，距离成熟期存在较大差距。从美、日、英等发达国家经历了长达约 30 年的发展期经验来看，我国未来 10 年天然气消费仍将处于快速上升阶段。

图 10: 天然气发展规律



数据来源: 西南证券

表 3: 典型国家天然气快速发展阶段

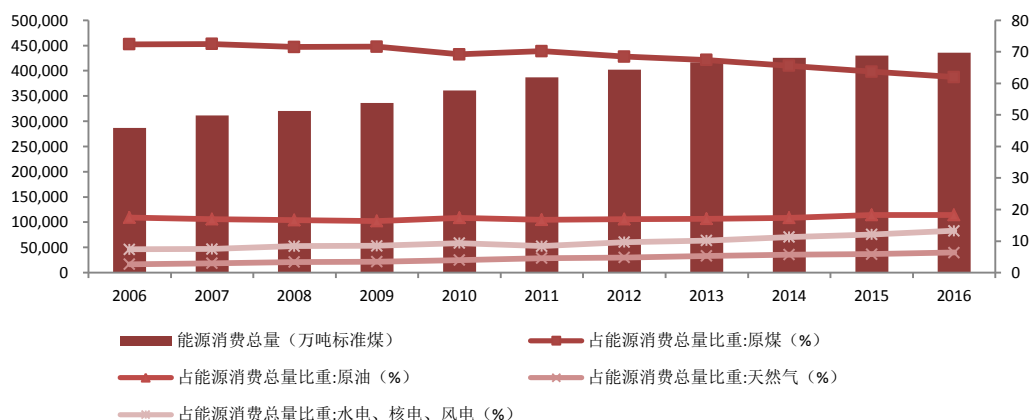
国家	快速发展期	时间 (年)	年增量 (亿方)	增速
美国	1945-1970	25	194	7.1%
俄罗斯	1950-1992	42	95	10.2%
英国	1970-2000	30	29	7.4%
日本	1969-2000	31	26	9.6%

数据来源: 世界典型国家天然气发展历程及对中国的启示 (中国石油规划总院), 西南证券整理

(2) 政策规划奠定未来五年燃气消费快速增长基础

国家政策对天然气发展起到主导作用, 2016 年 12 月发布的天然气发展“十三五”规划明确提出“以提高天然气在一次能源消费结构中的比重为发展目标, 大力发展天然气产业, 逐步把天然气培育成主体能源之一, 构建结构合理、供需协调、安全可靠的现代天然气产业体系。”2017 年 6 月发改委、能源局印发的《加快推进天然气利用的意见》再次提到“加快推进天然气在城镇燃气、工业燃料、燃气发电、交通运输等领域的大规模高效科学利用, 产业上中下游协调发展, 促进天然气在一次能源消费中的占比显著提升。”政策推动力度空前。

“十三五”规划、《加快推进天然气利用的意见》和《中长期油气管网规划》等政策要求: 2020 年天然气占一次能源消费比例力争达到 10%, 气化人口达到 4.7 亿人, 城镇天然气气化率达到 57%; 管道里程数 2020 年计划达到 10.4 万公里, 2025 年计划达到 16.3 万公里, 50 万人口以上城市天然气管道基本接入。政策大力推动奠定了燃气消费快速发展的主旋律。

图 11：能源消费比重


数据来源：统计局，西南证券

表 4：天然气规划目标

指标	2015 年	2020 年	年均增速
累计探明储量（常规气，万亿方）	13	16	4.3%
产量（亿方/年）	1350	2070	8.9%
天然气占一次能源消费比例 (%)	5.9	10	—
气化人口（亿人）	3.3	4.7	10.3%
城镇人口天然气气化率 (%)	42.8	57	—
管道里程（万公里）	6.4	10.4	10.2%
管道一次运输能力（亿立方米）	2800	4000	7.4%
地下储气库工作气量（亿立方米）	55	148	21.9%

数据来源：天然气发展“十三五”规划、《加快推进天然气利用的意见》，西南证券整理

（3）“煤改气”等助力我国燃气消费加速增长

2017 年 3 月《京津冀及周边地区 2017 年大气污染防治工作方案》出台以来，“煤改气”工作快速推进，截至目前京津冀“2+26”个城市完成“煤改气/电”超 300 万户，禁煤区建设、小燃煤锅炉“清零”、燃煤窑炉电炉气炉改造得到有效落实。考虑到京津冀“煤改气”的深入推进；东北、长三角、珠三角“煤改气”的实施；调峰燃气电厂建设；交通领域气化工程推广，后续燃气消费有望加速增长。

表 5：天然气规划加速发展促进因素

项目	具体内容
煤改气	推进京津冀、长三角、珠三角、东北地区煤改气，京津冀地区居民“煤改气”预计剩余约 2000 万户。
工业燃料升级	工业企业要按照各级大气污染防治行动计划中规定的淘汰标准与时限，在“高污染燃料禁燃区”重点开展 20 蒸吨及以下燃煤燃油工业锅炉、窑炉的天然气替代；鼓励玻璃、陶瓷、建材、机电、轻纺等重点工业领域天然气替代和利用。
燃气电厂	借鉴国际天然气发展经验，提高天然气发电比重，2020 年天然气发电装机规模达到 1.1 亿千瓦以上，占发电总装机比例超过 5%。
交通领域气化工程	积极支持天然气汽车发展，鼓励在内河、湖泊和沿海发展以天然气(LNG)为燃料的运输船舶。2020 年气化各类车辆约 1000 万辆，配套建设加气站超过 1.2 万座，船用加注站超过 200 座。

数据来源：天然气发展“十三五”规划，西南证券整理

综合上述发达国家发展经验、政策推动力度、“煤改气”等催化因素，根据 2020 年燃气消费占一次能源消费比例的 10%、保守估算 2020 年能源消费总量 46 亿吨标准煤进行测算，2020 年天然气消费量有望达到 3680 亿方，复合增速达 15.6%。

表 6：2020 年天然气消费量估算

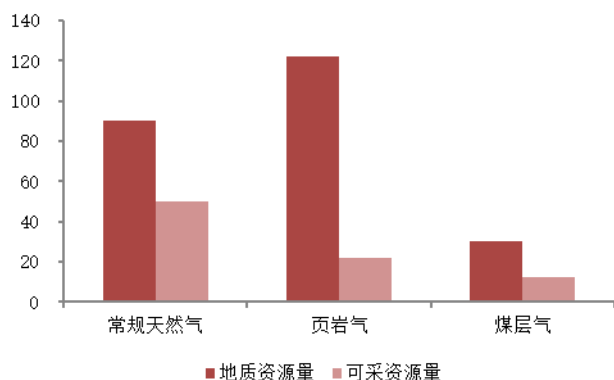
项目	测算
一次能源消费量	46 亿吨标准煤（2016 年为 44 亿吨标准煤）
天然气消费占比	10%（政策推动）
天然气消费量	4.6 亿吨标准煤（46*10%）
天然气消费量	3680 亿方（1 吨标准煤对应约 800 方天然气）

数据来源：西南证券

2.2 “贫气”背景下本地气源稀缺，为供给端最先消化部分

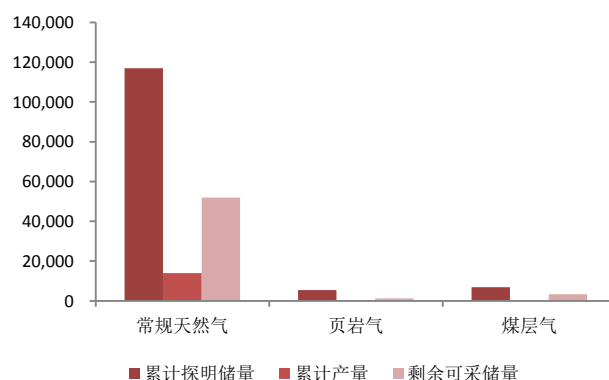
根据《中国天然气发展报告 2017》和能源局数据，我国常规天然气、页岩气和煤层气地质储量合计约 242 亿方，可采资源量合计约 84 亿方，截至 2016 年底，全国累计探明的常规天然气、页岩气、煤层气分别约为 12 万亿方、5441 亿方和 6928 亿方，累计产量分别为 1.4 万亿方、136 亿方和 241 亿方，现处于天然气勘探开采的早期。

图 12：天然气地质资源量和可采资源量（万亿方）



数据来源：《中国天然气发展报告 2017》，西南证券整理

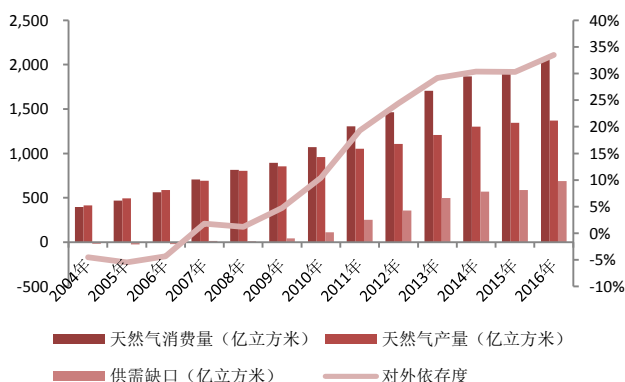
图 13：天然气探明储量、累计产量和剩余可采储量（亿方）



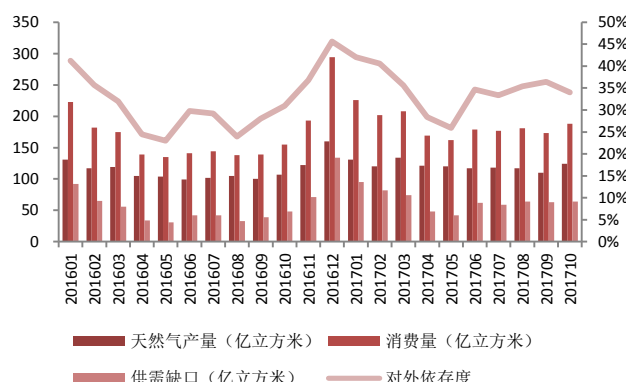
数据来源：《中国天然气发展报告 2017》，西南证券整理

2000 年以来，我国天然气消费量由 2000 年的 245 亿方增长至 2016 年的 2058 亿方，复合增速达到 14.2%，但天然气产量却仅从 2000 年的 272 亿方提升到了 2016 年的 1369 亿方，复合增速为 10.6% 小于消费增速，供需缺口持续放大。其中 2016 年供需缺口达到 689 亿立方米，对外依存度 33.5%。2017 年 1-10 月供需缺口达到 653 亿方，对外依存度达到 35.0%，对外依存度处于快速攀升阶段。

我们认为当前天然气消费需求快速攀升，国产燃气“供不应求”的状态或将持续较长时间，最终形成“国产燃气为主、进口为辅”的供给格局。在此期间本地气源较为稀缺，为供给端最先被消化的部分，最为受益燃气需求提升。

图 14：天然气供需情况（按年）


数据来源：统计局，西南证券整理

图 15：天然气供需情况（按月）


数据来源：统计局，西南证券整理

2.3 煤层气地位突出，山西“一马当先”，政策扶持下开采加速

煤层气俗称“瓦斯”，主要成分为甲烷，热值与天然气相当，可以与天然气混输混用，属于非常规天然气资源。根据《中国矿产资源报告 2016》，我国埋深 2000 米以浅煤层气地质资源量 30 万亿立方米，是常规天然气储量的 1/3，储量位居世界前列；可采资源量 12.5 万亿立方米，是常规天然气的 1/4，为天然气资源的重要补充，战略地位突出。

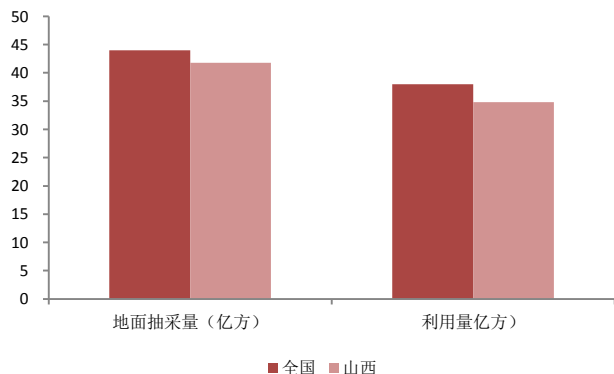
表 7：煤层气基础概念

项目	具体内容
主要成分	甲烷，热值与常规天然气相当
我国储量	地质资源量 30 万亿立方米，是常规天然气储量的 1/3；可采资源量 12.5 万亿立方米，是常规天然气的 1/4
抽采方式	1、地面抽采：采煤前抽采；2、煤矿瓦斯抽采：采煤过程以及采空区收集
运输方式	主要为管输、压缩、液化三种方式

数据来源：西南证券整理

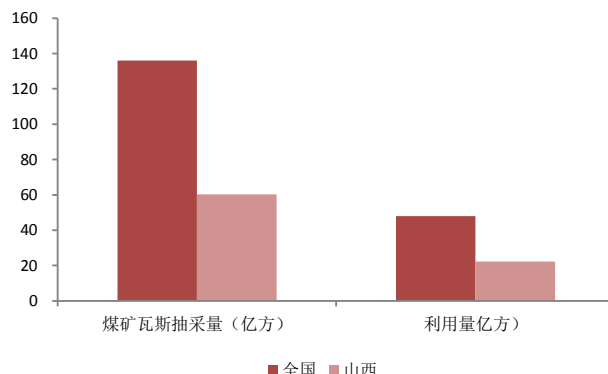
截至 2016 年底，全国累计探明煤层气地质储量 6928.3 亿立方米，累计产量仅为 241.1 亿立方米，剩余可采储量 3344.0 亿立方米，煤层气勘探开采尚处于初期。截至 2015 年底山西省累计探明煤层气地质储量 5784.01 亿立方米，约占全国的 88.0%；2015 年山西煤层气抽采量 102 亿方、利用量 57 亿方，分别占全国的 56.1%、66.4%，其中地面抽采量和利用量 41.77 亿方和 34.78 亿方，分别占全国的 94.93%、91.53%，煤矿瓦斯抽采量和利用量 60.2 亿立方米、利用量 22.3 亿立方米，分别占全国的 41.65%、46.46%。山西省煤层气勘探开采走在全国前列，为煤层气主要开发利用区域。

图 16: 全国和山西省煤层气地面抽采量对比



数据来源: 统计局, 西南证券整理

图 17: 全国和山西省煤层气煤矿瓦斯抽采量对比



数据来源: 统计局, 西南证券整理

目前国内天然气供需缺口持续放大, 政策大力推动本地气源开采背景下。一方面煤层气作为非常规气源可与天然气混输混用, 另一方面煤层气的有效开采、收集能够显著降低煤矿瓦斯安全事故(煤层气抽采能有效降低煤矿瓦斯爆炸率将 70%到 85%), 其经济性和社会意义突出, 成为政策扶持加速开采利用的重中之重。具体来看:

- **中央+地方规划, 煤层气前景明朗。**“十三五”规划明确提出到 2020 年新增煤层气探明地质储量 4200 亿立方米, 煤层气抽采量达到 240 亿立方米。其中地面煤层气产量 100 亿立方米, 利用率 90%以上; 煤矿瓦斯抽采 140 亿立方米, 利用率 50%以上, 地面煤层气抽采年均增速达 17.8%。同时, 山西省提出“气化山西”战略, 计划建设两大煤层气基地, 实施煤矿瓦斯抽采全覆盖工程, 完善“三纵十一横”管网布局等发展方向, 到 2020 年力争山西煤层气新增探明地质储量 5000~8000 亿立方米, 力争煤层气抽采量达到 200 亿立方米, 煤层气勘探、抽采、运输、转化全产业链条产值达到 1000 亿元左右。中央+地方规划均指明煤层气开采和利用加速发展前景。

表 8: “十三五”主要发展目标

发展指标	2015 年	2020 年	年均增速[期末比期初增长]
新增探明地质储量 (亿立方米)	3504	4200	3.7%
煤层气产量 (亿立方米)	44	100	17.8%
煤层气利用量 (亿立方米)	38	90	18.8%
煤层气利用率 (%)	86.4	90	[3.6]
煤矿瓦斯抽采量 (亿立方米)	136	140	0.58%
煤矿瓦斯利用量 (亿立方米)	48	70	7.8%
煤矿瓦斯利用率 (%)	35.3	50	[14.7]

数据来源: 煤层气 (煤矿瓦斯) 开发利用“十三五”规划, 西南证券整理

表 9：山西省“气化山西”发展方向

发展方向	内容
建设两大煤层气基地	建设沁水、河东两大煤层气基地，推进河曲—保德、临县—兴县、三交—柳林、永和—大宁—吉县、沁南、沁北等 6 个煤层气片区勘探开发，到 2020 年，全省煤层气总产能力争达 400 亿立方米。
实施煤矿瓦斯抽采全覆盖工程	对煤炭规划区、准备区和生产区达到瓦斯抽采条件的煤层全部开展瓦斯抽采，做到采前、采中、采后和井上井下全覆盖立体化抽采，实现应抽尽抽、以用促抽、抽采达标，保障煤矿安全生产。方案对瓦斯治理做出了强制性的要求，“煤层气（煤矿瓦斯）抽采工程必须严格按照设计施工，保证瓦斯抽采工程质量。瓦斯抽采工程竣工后，必须按照规定进行严格验收。瓦斯抽采工程验收不合格，不得投入正式运行。”
完善“三纵十一横”管网布局	依托国家主干管网和煤层气产业基地，建成连接主要煤层气田的山西“三纵十一横”输气主干管网和支线输气管网，打通煤层气外输通道，加快煤层气产业化发展。大力推进燃气管网及配套站点建设。加快下游市场利用步伐，改造各县（市、区）城市燃气工程，加强民用和工业燃气利用及煤层气压缩、液化等工程建设，积极探索煤层气多通道、多途径利用。2020 年气化人口基本实现全覆盖。

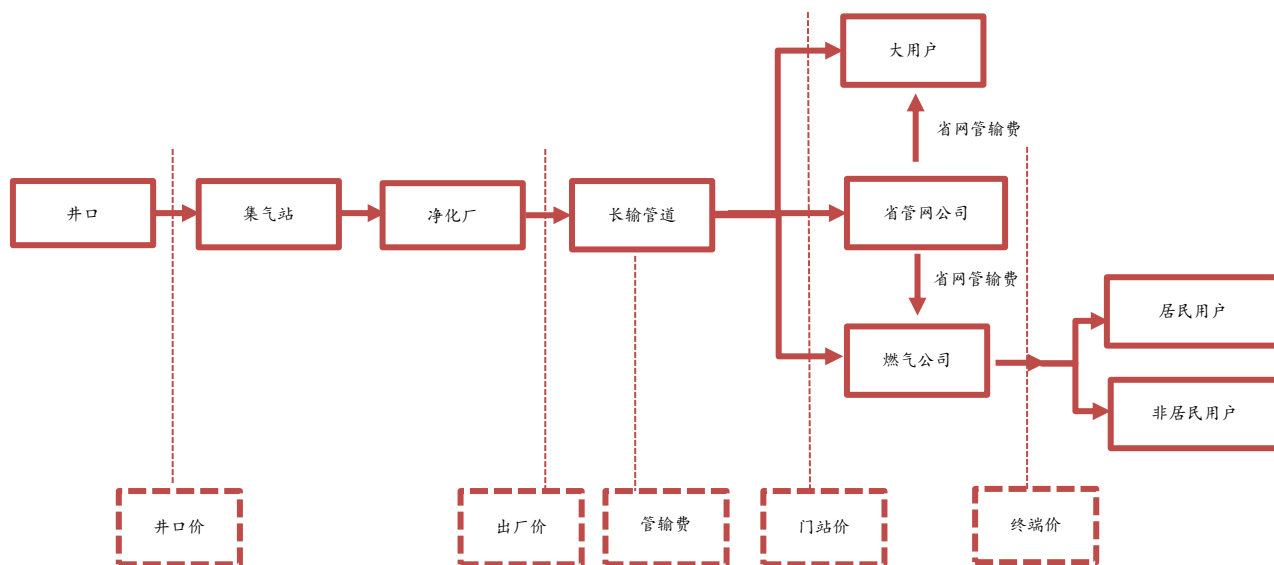
数据来源：山西省“十三五”综合能源发展规划、山西省煤矿瓦斯抽采全覆盖工程实施方案，西南证券整理

- **探矿权下发，多项政策有效解决采煤权和采气权重叠痛点。**2016 年 4 月国土资源部发布《国土资源部关于委托山西省国土资源厅在山西省行政区域内实施部分煤层气勘查开采审批登记的决定》，将煤层气开采审批登记等权利下放至山西省，在全国首次实现了气权和煤矿权由同一级政府审批处理，有利于协调和解决因煤气分置而造成的纠纷。2016 年 12 月，山西省国土资源厅已经出台了加快煤层气产业发展的四项新政，为解决采煤权和采气权重叠问题提供政策支持和行为准则。
- **国家补贴实质助力勘探开采。**2016 年 2 月，国务院印发《关于“十三五”期间煤层气（瓦斯）开发利用补贴标准的通知》，“十三五”期间，煤层气（瓦斯）开采利用中央财政补贴标准从 0.2 元/立方米提高到 0.3 元/立方米。同时山西省政府在 2015 年印发《山西省煤矿瓦斯抽采全覆盖工程实施方案的通知》，提高煤层气（煤矿瓦斯）开发利用补贴的标准，在现有中央财政补贴、省财政补贴 0.05 元/立方米的基础上，省级财政补贴标准在三年瓦斯抽采全覆盖工程实施期间再提高 0.05 元/立方米，达到省级财政补贴 0.1 元/立方米，山西省煤层气企业的煤层气销售价格将累计享受 0.4 元/立方米的补贴，实质助力勘探开采。

2.4 “管住中间，放开两头”，定价机制有望理顺

天然气价格主要分为井口价、出厂价、门站价和终端价，根据我国现有政策，可以从用户端将天然气价格分为居民用气价格、城市工商业等非居民用气价格、直供大用户价格、化肥企业用气价格和 LNG 价格等。

图 18：天然气价格构成



数据来源：西南证券

2013 年以来，发改委、国务院出台多项天然气价格政策（详细梳理见表 10），天然气价格机制经历了存量气和增量气并轨、门站价格管理、天然气输配价格监管等阶段，政策梳理后，我们将现阶段价格政策整理为 4 个关键点：

- 居民用气门站价格基本锁定，2013 年以来未作调整；
- 非居民用气价格实行基准门站价格管理，即以基准门站价格为基础最高上浮 20%，最低下浮不限，2015 年非居民用气基准门站价格实行以来，非居民用气累计调整 2 次，其中 2015 年 11 月下调 0.7 元/方，2017 年 1 月下调 0.1 元/方；
- LNG 价格、化肥企业用气价格、直供气大用户价格放开，为市场化定价。
- 天然气价改方向为“管住中间、放开两头”，目的为降低工业企业用气成本、市场化定价。

表 10：我国天然气气价改革政策

时间	相关政策	政策内容
2013.6	《关于调整天然气价格的通知》	天然气价格按存量气和增量气分别定价，其中增量气按照两广的市场净回值法定价，存量气价格适当提升。将天然气价格管理由出厂环节调整为门站环节。
2014.3	《关于建立健全居民生活用气阶梯价格制度的指导意见》	决定在全国范围内推行居民阶梯气价制度。国家此次居民阶梯气价制度改革是将用气量划分为三个阶梯，实行不同的价格。超过基本用气需求的部分，用气量越大，气价越高。
2015.2	《关于理顺非居民用天然气价格的通知》	增量气最高门站价格每千立方米降低 440 元，存量气最高门站价格每千立方米提高 40 元。
2015.10	《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》	到 2017 年，竞争性领域和环节价格基本放开；到 2020 年，市场决定价格机制基本完善。
2015.11	《关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》	非居民用气最高门站价格每千立方米降低 700 元。将非居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理。降低后的最高门站价格水平作为基准门站价格，供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮 20%

时间	相关政策	政策内容
2016.9	《关于加强地方天然气输配价格监管降低企业用气成本的通知》	全面梳理天然气各环节价格、降低过高的省内管道运输价格和配气价格、减少供气中间环节、整顿规范收费行为、建立健全监管长效机制。
2016.10	天然气管道运输价格管理办法（试行）和《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》	固定资产净值和无形资产净值通过成本监审确定，营运资本按运行维护费的 20% 确定。准许收益率按管道负荷率（实际输气量除以设计输气能力）不低于 75% 取得税后全投资收益率 8% 的原则确定。
2017.6	《关于加强配气价格监管的指导意见》	配气的准许收益按照有效资产乘以准许收益率计算确定，准许收益率为税后全投资收益率，不超过 7%。
2017.8	《关于核定天然气跨省管道运输价格的通知》	对中石油北京天然气管道有限公司等 13 家跨省管道运输企业进行了定价成本监审，并据此核定了相关管道运输价格。
2017.8	《关于降低非居民用天然气基准门站价格的通知》	非居民用气基准门站价格每千立方米降低 100 元。自 2017 年 9 月 1 日起实施。

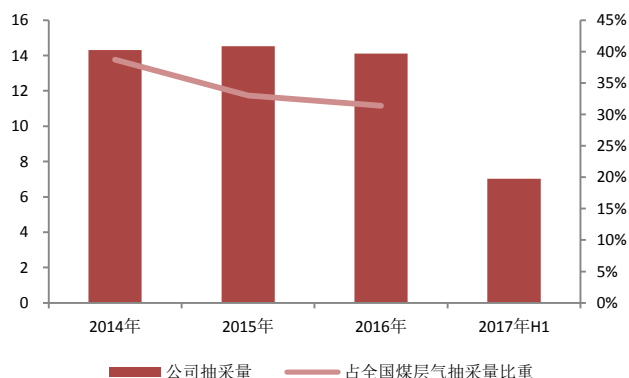
数据来源：发改委，国务院，西南证券整理

综合近年来天然气价格改革政策来看，管住中间具备天然垄断优势的管网环节，逐步放开出厂价和终端价，实现按供需格局市场化定价为未来大势所趋。煤层气作为非常规天然气，其价格基本跟随常规天然气价格，考虑到煤层气抽采还肩负着煤矿安全生产的重任，政府适当补贴促进煤层气开采企业积极性的状态或长期存在，煤层气在未来市场竞争中或具备一定成本优势。

3 坐拥山西煤层气资源，多点开花助力公司业绩高增

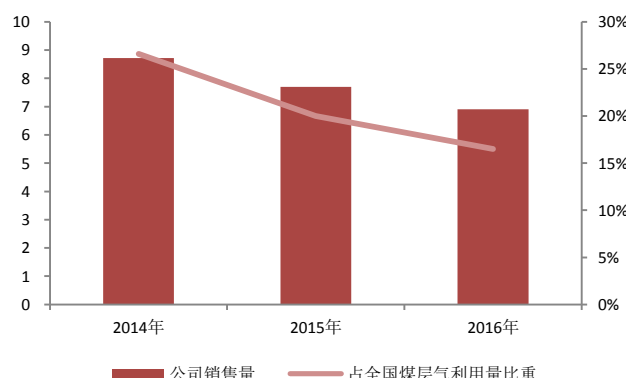
公司地处山西，背靠山西五大煤炭集团之一的晋煤集团，为国内较早进行煤层气开采技术研发的企业之一，先后起草 5 项行业标准，拥有 19 项技术专利。截至 2016 年 6 月末，公司运营的煤层气井 3430 口，其中本部和子公司拥有 2064 口井（其中 585 口为在建），租用晋煤集团及下属子公司 1366 口井，形成了年抽采能力 215 亿方的生产规模。2016 年公司煤层气抽采量 14.11 亿方，占全国地面煤层气抽采量的 30% 以上，市场份额较高，行业地位突出，是煤层气开采利用领域的龙头企业，A 股唯一煤层气标的。

图 19：公司煤层气抽采量情况（亿方）



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 20：公司煤层气销售量情况（亿方）



数据来源：公司公告，西南证券整理

表 11：蓝焰煤层气技术实力情况（截至 2016 年 12 月 31 日）

项目	数量 / 内容
高新技术企业	1
技术专利	19 项
起草标准	5 项（3 项国家、2 项地方）
国家级、省级科研项目	11 项
研究所、博士后科研工作站	煤层气开发工程产学研基地山西省煤层气开发利用工程技术研究中心、博士后科研工作站
技术重点实验室	瓦斯综合治理示范基地；国家能源煤与煤层气共采技术重点实验室

数据来源：公司公告，西南证券整理

表 12：蓝焰煤层气井分布情况（截至 2016 年 6 月末）

项目	井数（口）	矿区	备注
自有			
蓝焰煤层气	672	成庄矿、东曲矿、赵庄矿、寺河矿、马兰矿、沁城矿、屯兰矿、原相矿、东曲矿、杜儿坪矿、马兰矿等	其中 223 口气井处于在建
左权蓝焰	206	正明矿、正行矿、正太矿、宏远矿	其中 153 口气井处于在建
西山蓝焰	331	马兰矿、屯兰矿、西铭矿、东曲矿	-
漾泉蓝焰	631	寺家庄矿、阳煤五矿	其中 73 口井处于在建
吕梁蓝焰	204	贺西矿、沙曲矿	其中 136 口井处于在建
美锦公司	20	东于矿	-
小计	2,064	-	585 口在建
租赁			
晋煤集团	744	寺河矿、郑庄矿	-
蓝焰煤业	511	成庄矿、胡底矿	-
长平煤业	45	-	-
晋煤集团赵庄煤业	66	-	-
小计	1,366	-	-
合计	3,430	-	-

数据来源：公司公告，西南证券整理

当前天然气国内资源稀缺，政策大力支持本土气源开发，燃气价改持续推进有望带动价格机制理顺，气源方景气度持续提升。煤层气作为非常规天然气，战略地位突出，兼具开采利用的经济效益和大幅降低矿井安全事故的社会效益，是政策大力推动的重中之重。公司地处山西得天独厚，技术优势足，借助此轮燃气消费旺盛趋势和政策重推煤层气开采春风，1) 积极投标探矿权、高投入推进老井改造和新井建设、推行管网合作降低排空率，长、短期煤层气产销量均有望持续增长；2) 利用专业资质拓展气井工程建造业务；3) 试水瓦斯治理业务。后续业绩有望多点开花，助理业绩高增。

（1）煤层气销售业务：公司积极投标探矿权、高投入推进老井改造和新井建设，长期产销量有望持续增长，同时公司开展管网合作降低排空率，紧抓冬季供需缺口加强下游合作，短期业绩增量可观。

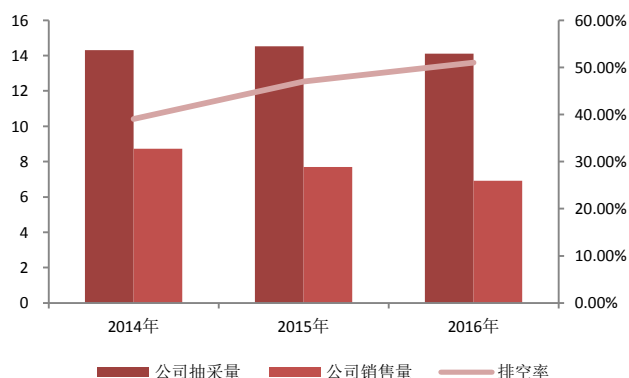
- **新获优质矿区。**为促进山西省煤层气勘查开发，2016 年 4 月国土资源部将过去直接受理审批的山西省行政区域内的煤层气勘查开采审批事项部分委托下放至山西省，试点时限至 2022 年。2017 年 8 月国土资源部委托山西省国土资源厅承办柳林石西等 10 个煤层气勘查区块公开招标，总面积约 2043 平方千米，预测总资源量 4300 亿立方米。公司独揽和顺横岭区块、柳林石西区块、和顺西区块、武乡南区块 4 个区块勘探权，探矿期 3 年。4 个区块均位于煤层气国家规划矿区，是国家和山西省煤层气勘查开发的重点区域。按照惯例和合同约定，探明储量后公司将大概率取得相应区块的煤层气采矿权，扩大煤层气产量。同时，根据新华社报道，2018 年山西将继续深化煤层气矿业权审批改革试点，力争全年公开出让 15 个以上煤层气勘查区块，公司作为山西煤层气龙头，有望斩获更多煤层气资源。
- **持续推进老井改造、新井建设。**老井改造方面，2017 年公司采用锁价 6.90 元/股向特定对象非公开发行股份募集资金，其中 8.2 亿元拟投向晋城矿区低产井改造提产项目，建设期两年。目前，低产井改造提产项目的压裂设备已履行招标采购程序，正进行钻机设备市场调研。若改造顺利，公司预测每年新增销量 2.8 亿立方米。新井建设方面，截至 2016 年 6 月，公司在建新井 585 口，占自有矿井数量的 28%。后续老井改造、新井建设有望为公司煤层气产销提供持续增量。

表 13：老井增产改造项目方式

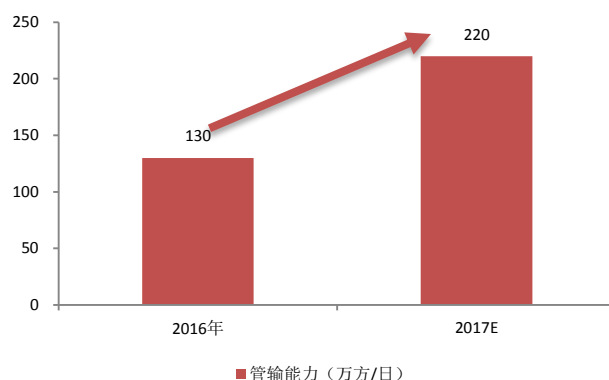
增产改造项目	郑庄矿	赵庄矿	长平矿	合计
低产井数量（口）	100	100	100	300
改造方式	二次压裂式		L 型井	
改造数量（口）	150		150	

数据来源：公司公告，西南证券整理

- **推行管网合作降低排空率。**公司煤层气气井较多，但当地输气管道建设相对较慢，公司煤层气虽产量较大但销量占比较低，排空率较高。以 2016 年为例，公司煤层气产量 14.11 亿方，销量 6.91 亿方，排空率高达 51%。公司不从事煤层气长输管道的建设，目前只拥有一条“沁水县—泽州县—晋城城区”长输管线，主要为晋城市居民供气。其他外输管道由第三方所有，目前与公司管网相联外输煤层气管道共 3 条，累计日供气能力 130 万方。为解决排空率问题，公司分别与山西国化能源、国新能源、通豫煤层气输配公司达成一致协议，预计新增 90 万方/日外输能力，目前通豫、国化管线已实现通气，公司煤层气利用率有望显著提升。

图 21: 公司排空率情况 (左轴: 亿方)


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

图 22: 公司管输能力变化


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

表 14: 公司相关管线运输能力

管线	具体细节
现有管线	
西气东输管道 (融资租赁租入)	现日供气 80 万方, 主要供应晋城市、长治市居民以及晋城天煜新能源有限公司
“端氏—晋城—博爱煤层气输气”管道	现日供气 30 万方, 通往河南
沁水县城方向的管道	现日供气 20 万方
拓展管线	
“胡底-固县”管道	与山西国化能源签署了框架协议, 连通“胡底-固县”管道, 可以汇入山西国化能源的“临汾-长治”线, 将具备向邯郸、太原方向供气条件, 初步约定的供气能力为 30 万方/日, 现已通气。
“端氏—晋城—博爱煤层气输气”管道	与山西通豫煤层气输配有限公司已初步沟通, 将在“端氏—晋城—博爱煤层气输气”管道现有日供气 30 万方的基础上再每日增加 30 万方。
连接沁水县城的管线 与山西省国新能源公司的管网联接	推动连接沁水县城的管线与山西省国新能源股份有限公司的管网联接, 预计将增加每日 30 万方的外输能力。

数据来源: 公司公告, 西南证券整理

- **紧抓冬季供需缺口加强下游合作。**受煤改气影响, 今年冬季出现较为严重的“气荒”现象, LNG 价格持续飙升, 公司抓住机遇加强下游企业合作促进煤层气销售, 仅从关联交易来看, 因下游需求旺盛预计增加的煤层气销售额 1.3 亿元, 业绩增量可观。

表 15：公司煤层气销售相关关联交易额

关联方	交易内容	2017 年 1-11 月 20 日发生额(未经审计)(万元)	2017 年预计发生额		本次调整 额(万元)	调整原因
			本次调整 前(万元)	本次调整后 (万元)		
山西晨光物流有限公司沁水分公司	压缩煤层气销售	0.00	0.00	220.00	220.00	下游需求旺盛，售气量增加
山西铭石煤层气利用股份有限公司	管输煤层气销售	8,254.29	10,950.00	13,000.00	2,050.00	
晋城天煜新能源有限公司	管输煤层气销售	7,794.87	10,850.00	11,870.00	1,020.00	
山西三晋新能源发展有限公司	管输和压缩煤层气销售	5,273.44	7,381.00	8,124.00	743.00	
晋城市得一工贸有限公司	管输煤层气销售	49.93	40.00	60.00	20.00	
山西能源煤层气有限公司	管输煤层气销售	314.20	0.00	450.00	450.00	煤层气需求旺盛，拓展下游销售用户
山西沁东能源有限公司	管输煤层气销售	0.00	0.00	100.00	100.00	
太原煤炭气化(集团)有限责任公司嘉乐泉煤矿	压缩和液化煤层气销售	0.00	0.00	189.00	189.00	
太原煤炭气化(集团)有限责任公司炉峪口煤矿	压缩和液化煤层气销售	0.00	0.00	114.00	114.00	
山西晋城无烟煤矿业集团有限责任公司林业分公司	管输煤层气销售	0.00	1.00	3.00	2.00	受“煤改气”和冬季供暖影响，居民用气需求增加
晋城铭安新能源技术有限公司	压缩煤层气销售	0.00	0.00	35.00	35.00	
山西晋煤集团赵庄煤业有限责任公司	液化煤层气销售	0.00	0.00	136.00	136.00	
太原天然气有限公司	液化煤层气销售	0.00	100.00	8,000.00	7,900.00	保障太原市居民冬季用气，紧急增加供气量
小计		21686.73	29322	42301	12979	

数据来源：公司公告，西南证券整理

此外，山西省正积极推行“一省一网一主体”的总体布局，2017 年 11 月，有关媒体报道“山西燃气集团即将成立，注册资本 50 亿”，报道称山西省国有资产监督管理委员会拟筹组成立山西燃气集团股份有限公司，并将公司控股股东晋煤集团所属燃气产业板块的资产和人员、山西省国新能源发展集团有限公司 100% 国有股权整合划转至该公司。随后公司与国新能源同时发布公告称“经与山西省国资委核实，确实已召开相关会议审议上述事项，山西省国资委筹组山西燃气公司情况属实，但国新能源集团/晋煤集团目前尚未收到此次整合方案的相关正式文件，亦未获悉具体的实施方案，且该方案内容不涉及上市公司。”若上述集团层面整合得以推行，公司有望再度加强与下游管网合作，实现煤层气利用率的进一步提高。

(2) 气井建造工程和瓦斯治理：山西省推行煤矿瓦斯抽采全覆盖工程，背靠集团+专业资质+丰富经验助力业务量大幅增长。

2015 年 7 月，山西省印发《煤矿瓦斯抽采全覆盖工程实施方案》。明确提出“在煤层瓦斯含量大于 16 立方米/吨的煤炭规划区，采取地面先打钻井抽采瓦斯，待煤层瓦斯含量降到 16 立方米/吨以下，再建煤矿；在煤层瓦斯含量为 8-16 立方米/吨的煤炭准备区，强化瓦斯

抽采，煤层瓦斯含量降到 8 立方米/吨以下，再开拓部署；在煤层瓦斯含量为 8 立方米/吨以下的生产区，在原有井上、井下预抽基础上，井下采掘工作面继续强化抽采，待瓦斯抽采指标达到《煤矿瓦斯抽采达标暂行规定》要求后，方可进行回采。”若政策得到严格执行，气井建造工程和瓦斯治理市场空间巨大。

表 16：《煤矿瓦斯抽采全覆盖工程实施方案》详细内容

项目	具体内容
煤炭规划区实行“先抽后建”	在煤层瓦斯含量大于 16 立方米/吨的煤炭规划区，采取地面先打钻井抽采瓦斯，待煤层瓦斯含量降到 16 立方米/吨以下，再建煤矿，实施“先采气、后采煤”，做好采气采煤有效衔接。
煤炭准备区实行“先抽后掘”	在煤层瓦斯含量为 8-16 立方米/吨的煤炭准备区，采取地面钻井抽采与井下长距离钻孔及穿层钻孔预抽相结合的方法，强化瓦斯抽采，待煤层瓦斯含量降到 8 立方米/吨以下，再开拓部署。
煤炭生产区实行“先抽后采”	在煤层瓦斯含量为 8 立方米/吨以下的生产区，在原有井上、井下预抽基础上，井下采掘工作面继续强化抽采，待瓦斯抽采指标达到《煤矿瓦斯抽采达标暂行规定》要求后，方可进行回采，实现先抽后采、抽采达标。

数据来源：《煤矿瓦斯抽采全覆盖工程实施方案》，西南证券整理

公司拥有气井建造专业资质和施工队伍，气井建造经验丰富，背靠晋煤集团持续承接内部分井工程，同时积极拓展非关联方业务。2014-2016 年分别实现收入 1.42 亿元、1.55 亿元和 1.74 亿元，2017 年上半年实现收入 1.4 亿元，根据最新的 2017 年关联交易预告显示，预计全年气井工程业务关联交易额度为 6.4 亿元，该项业务短期有望实现大幅增长，长期上有望走出晋煤集团大面积拓展非关联方业务。此外，2017 年上半年公司新增瓦斯治理业务，实现营收 1.41 亿元，目前业主主要为晋煤集团，全年关联交易预计 2.84 亿元，后续同样有望全面走向市场。

4 盈利预测与评级

关键假设：

假设 1：假设公司新增关联管网通气顺利，排空率持续降低，募投项目顺利推进，2017-2019 年煤层气销量 8 亿方、10 亿方、13 亿方，销售价格维持当前水平；

假设 2：假设公司现有气井工程业务、瓦斯治理业务订单推进符合预期；

假设 3：煤层气补贴维持 0.4 元/方水平，假设增值税返还政策持续；

假设 4：公司提高管理水平，精简管理费用，前三季度效果良好，假设后续效果持续，管理费用率有所降低。

表 17：公司业务分析

百万元	2014A	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
合计						
营业收入	1541.02	1532.94	1250.96	2029.5	2307.0	2716.5
yoy		-0.52%	-18.39%	62.2%	13.7%	17.8%
营业成本	898.20	1085.01	912.69	1234.0	1400.8	1646.7
毛利率	41.71%	29.22%	27.04%	39.2%	39.3%	39.4%
煤层气销售						

百万元	2014A	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
收入	1253.35	1185.85	1029.32	1317.5	1581.0	1976.3
yoy		-5.39%	-13.20%	28.0%	20.0%	25.0%
成本	685.96	761.43	767.15	790.5	948.6	1185.8
毛利率	45.27%	35.79%	25.47%	40.0%	40.0%	40.0%
气井工程						
收入	141.13	154.78	173.86	660.7	673.9	687.4
yoy		9.67%	12.33%	280.0%	2.0%	2.0%
成本	112.88	139.35	101.08	396.4	404.3	412.4
毛利率	20.02%	9.97%	41.86%	40.0%	40.0%	40.0%
瓦斯治理						
收入				2.8	2.9	3.0
yoy					2.0%	2.0%
成本				1.9	1.9	2.0
毛利率				34.0%	34.0%	34.0%
交通运输						
收入	102.59	75.93	34.94	35.6	36.4	37.1
yoy		-25.99%	-53.98%	2.0%	2.0%	2.0%
成本	81.51	65.41	34.46	34.9	35.6	36.3
毛利率	20.55%	13.85%	1.37%	2.0%	2.0%	2.0%
其他业务						
收入	43.94	116.39	12.83	12.8	12.8	12.8
yoy		164.88%	-88.98%	0.0%	0.0%	0.0%
成本	17.84	118.82	9.98	10.3	10.3	10.3
毛利率	59.39%	-2.09%	22.19%	20.0%	20.0%	20.0%

数据来源: WIND, 西南证券

预计公司 2017-2019 年 EPS 分别为 0.58 元、0.71 元和 0.86 元, 对应 PE 分别为 30X、24X 和 20X, 公司作为 A 股唯一煤层气标的, 长短期均有持续业绩增量, 首次覆盖给予“买入”评级。

5 风险提示

煤层气政策落地或不及预期, 募投项目进展或不及预期, 增量气田勘探或不及预期, 天然气价格波动风险。

附表：财务预测与估值

利润表 (百万元)	2016A	2017E	2018E	2019E	现金流量表 (百万元)	2016A	2017E	2018E	2019E
营业收入	1250.96	2029.51	2307.00	2716.52	净利润	379.54	558.73	678.08	821.17
营业成本	912.68	1233.99	1400.76	1646.75	折旧与摊销	309.13	198.93	198.93	198.93
营业税金及附加	42.36	68.73	78.13	92.00	财务费用	155.64	170.35	165.00	164.65
销售费用	32.81	53.23	60.51	71.25	资产减值损失	14.86	40.00	60.00	60.00
管理费用	260.85	243.54	265.31	339.57	经营营运资本变动	-3324.13	-334.64	-46.22	-68.39
财务费用	155.64	170.35	165.00	164.65	其他	3005.29	-40.04	-60.02	-60.02
资产减值损失	14.86	40.00	60.00	60.00	经营活动现金流净额	540.32	593.33	995.77	1116.34
投资收益	0.00	0.00	0.00	0.00	资本支出	5134.08	0.00	0.00	0.00
公允价值变动损益	0.00	0.04	0.02	0.02	其他	-5028.61	5.01	0.02	0.02
其他经营损益	0.00	420.00	500.00	600.00	投资活动现金流净额	105.47	5.01	0.02	0.02
营业利润	-168.25	639.71	777.32	942.34	短期借款	-869.00	-300.00	0.00	0.00
其他非经营损益	605.91	4.59	4.59	4.59	长期借款	-910.43	0.00	0.00	0.00
利润总额	437.66	644.30	781.92	946.93	股权融资	-452.71	1448.67	0.00	0.00
所得税	58.12	85.56	103.84	125.75	支付股利	-150.00	-76.89	-113.19	-137.37
净利润	379.54	558.73	678.08	821.17	其他	1621.74	-1426.20	-165.00	-164.65
少数股东损益	-4.92	-7.24	-8.78	-10.63	筹资活动现金流净额	-760.40	-354.43	-278.19	-302.02
归属母公司股东净利润	384.46	565.97	686.86	831.81	现金流量净额	-114.60	243.92	717.59	814.35
资产负债表 (百万元)	2016A	2017E	2018E	2019E	财务分析指标	2016A	2017E	2018E	2019E
货币资金	316.23	560.15	1277.74	2092.09	成长能力				
应收和预付款项	1418.82	2292.93	2606.36	3068.93	销售收入增长率	-24.41%	62.24%	13.67%	17.75%
存货	100.85	136.36	154.79	181.97	营业利润增长率	91.50%	480.22%	21.51%	21.23%
其他流动资产	27.86	37.14	42.22	49.71	净利润增长率	118.48%	47.21%	21.36%	21.10%
长期股权投资	0.00	0.00	0.00	0.00	EBITDA 增长率	129.19%	240.28%	13.11%	14.43%
投资性房地产	0.00	0.00	0.00	0.00	获利能力				
固定资产和在建工程	4132.47	3938.41	3744.35	3550.28	毛利率	27.04%	39.20%	39.28%	39.38%
无形资产和开发支出	65.67	62.32	58.97	55.63	三费率	35.92%	23.02%	21.27%	21.18%
其他非流动资产	164.23	162.71	161.19	159.67	净利率	30.34%	27.53%	29.39%	30.23%
资产总计	6226.14	7190.01	8045.62	9158.28	ROE	25.54%	16.37%	17.05%	17.61%
短期借款	300.00	0.00	0.00	0.00	ROA	6.10%	7.77%	8.43%	8.97%
应付和预收款项	1021.91	1422.00	1614.56	1898.63	ROIC	-0.29%	17.85%	20.53%	24.78%
长期借款	1133.50	1133.50	1133.50	1133.50	EBITDA/销售收入	23.70%	49.72%	49.47%	48.07%
其他负债	2284.71	1221.38	1319.54	1464.33	营运能力				
负债合计	4740.12	3776.88	4067.60	4496.46	总资产周转率	0.13	0.30	0.30	0.32
股本	776.62	967.50	967.50	967.50	固定资产周转率	0.21	0.64	0.77	0.97
资本公积	-131.67	1127.12	1127.12	1127.12	应收账款周转率	1.79	1.54	1.32	1.34
留存收益	723.70	1212.78	1786.44	2480.88	存货周转率	4.17	10.40	9.62	9.78
归属母公司股东权益	1372.05	3306.40	3880.06	4574.50	销售商品提供劳务收到现金/营业收入	86.98%	—	—	—
少数股东权益	113.97	106.73	97.95	87.32	资本结构				
股东权益合计	1486.02	3413.13	3978.01	4661.82	资产负债率	76.13%	52.53%	50.56%	49.10%
负债和股东权益合计	6226.14	7190.01	8045.62	9158.28	带息债务/总负债	30.24%	30.01%	27.87%	25.21%
					流动比率	0.60	1.41	1.67	1.88
					速动比率	0.57	1.35	1.61	1.82
					股利支付率	39.02%	13.59%	16.48%	16.51%
					每股指标				
					每股收益	0.40	0.58	0.71	0.86
					每股净资产	1.42	3.42	4.01	4.73
					每股经营现金	0.56	0.61	1.03	1.15
					每股股利	0.16	0.08	0.12	0.14
业绩和估值指标	2016A	2017E	2018E	2019E					
EBITDA	296.51	1008.99	1141.25	1305.91					
PE	43.49	29.54	24.34	20.10					
PB	12.19	5.06	4.31	3.65					
PS	13.36	8.24	7.25	6.15					
EV/EBITDA	52.75	16.97	14.38	11.94					
股息率	0.90%	0.46%	0.68%	0.82%					

数据来源: Wind, 西南证券

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，报告所采用的数据均来自合法合规渠道，分析逻辑基于分析师的职业理解，通过合理判断得出结论，独立、客观地出具本报告。分析师承诺不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接获取任何形式的补偿。

投资评级说明

公司评级

买入：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在 20%以上
增持：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 10%与 20%之间
中性：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于-10%与 10%之间
回避：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在-10%以下

行业评级

强于大市：未来 6 个月内，行业整体回报高于沪深 300 指数 5%以上
跟随大市：未来 6 个月内，行业整体回报介于沪深 300 指数-5%与 5%之间
弱于大市：未来 6 个月内，行业整体回报低于沪深 300 指数-5%以下

重要声明

西南证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券投资咨询业务资格。

本公司与作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告仅供本公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本公司或关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行或财务顾问服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，本公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本报告版权为西南证券所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“西南证券”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

西南证券研究发展中心

上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴东路 166 号中国保险大厦 20 楼

邮编：200120

北京

地址：北京市西城区金融大街 35 号国际企业大厦 B 座 16 楼

邮编：100033

重庆

地址：重庆市江北区桥北苑 8 号西南证券大厦 3 楼

邮编：400023

深圳

地址：深圳市福田区深南大道 6023 号创建大厦 4 楼

邮编：518040

西南证券机构销售团队

区域	姓名	职务	座机	手机	邮箱
上海	蒋诗烽	地区销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	黄丽娟	机构销售	021-68411030	15900516330	hlj@swsc.com.cn
	邵亚杰	机构销售	02168416206	15067116612	syj@swsc.com.cn
	张方毅	机构销售	021-68413959	15821376156	zfyi@swsc.com.cn
	郎珈艺	机构销售	021-68416921	18801762801	langjiayi@swsc.com.cn
	欧阳倩威	机构销售	021-68416206	15601822016	oyqw@swsc.com.cn
北京	蒋诗烽	地区销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	王雨珩	机构销售	010-88091748	18811181031	wyheng@swsc.com.cn
	陈乔楚	机构销售	18610030717	18610030717	cqc@swsc.com.cn
	路剑	机构销售	010-57758566	18500869149	lujian@swsc.com.cn
广深	张婷	地区销售总监	0755-26673231	13530267171	zhangt@swsc.com.cn
	刘宁	机构销售	0755-26676257	18688956684	liun@swsc.com.cn
	王湘杰	机构销售	0755-26671517	13480920685	wxj@swsc.com.cn
	熊亮	机构销售	0755-26820395	18666824496	xl@swsc.com.cn
	刘雨阳	机构销售	0755-26892550	18665911353	liuyuy@swsc.com.cn
	刘予鑫(广州)	机构销售	0755-26833581	13720220576	lyxin@swsc.com.cn