

行业研究/年度策略

2017年11月28日

行业评级:

公用事业 增持(维持)  
燃气II 增持(维持)

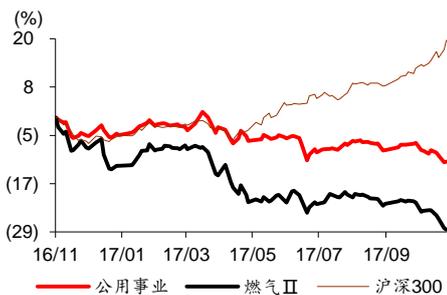
**王玮嘉** 执业证书编号: S0570517050002  
研究员 021-28972079  
wangweijia@htsc.com

**张雪蓉** 021-38476737  
联系人 zhangxuerong@htsc.com

相关研究

- 1《公用事业: PPP 管控趋严, “量变” 转向 “质变”》2017.11
- 2《百川能源(600681,买入): 收购荆州天然气落地, 异地扩张加速》2017.11
- 3《清新环境(002573,买入): 工业环保大平台初露峥嵘》2017.11

一年内行业走势图



资料来源: Wind

# 气化中国大有可为, 掘金正当时

## 天然气产业 2018 年投资策略

### 天然气定位主体能源, 十三五景气度持续高涨

十三五期间, 中国天然气消费受益于经济发展、城市化推进、环保政策趋严等因素, 我们预测天然气消费量增速高达 13%, 略高于十二五。在政府强力推广天然气利用的背景下, 上游资源尤为可贵。我们预测中国天然气对外依存度将从 2016 年的 34% 上升到 2020 年的 45%, 对应国内 LNG 接收站优先受益。从能源安全角度出发, 本土非常规气尚处于起步阶段, 页岩气和煤层气发展空间广阔。消费领域, 受益于城市化进程持续推进和煤改气政策落地, 我们看好居民端放量 and 工业端天然气发电。

### 上游气源: 进口放量利好 LNG 站, 能源安全助推本土非常规气

根据天然气十三五规划, 我们预测 2020 年天然气来源中本土常规气/非常规气/进口气分别占比 43%/12%/45%。本土气经过数十年开发, 常规气增产潜力有限; 非常规气中煤层气矿权问题持续取得进展 (2016-2020 年 CAGR13%), 页岩气生产成本快速下行, 经济性初步显现 (2016-2020 年 CAGR40%)。进口气占比从 2006 的 0% 提升至 2016 年的 34%, 其中 17% 以海上 LNG 的形式登陆中国, 直接利好稀缺的 LNG 接收站资产。建议关注蓝焰控股 (煤层气直接受益标的)、深圳燃气 (公司公告 LNG 站 2017 年下半年有望投产)、中天能源 (江阴 LNG 站公司预计 2018 年投产)。

### 下游分销: 供给充足保障天然气消费持续放量, 看好燃气分销

我们从行业发展逻辑和政府规划两个角度测算 2020 年中国天然气消费量将达 3700 亿方, 根据我国天然气供给来源测算 2020 年天然气供应量约 3800-4300 亿方。供需对比, 我们预计 2020 年天然气供给充足是大概率事件, 有力保障天然气消费。在环保政策落实力度加大、政府积极推动天然气消费利用的背景下, 我们看好十三五期间天然气消费放量, 利好燃气分销商, 推荐百川能源 (煤改气受益标的, 特许经营区分布于京津冀黄金地带), 建议关注贵州燃气 (贵州燃气龙头, 预计十三五期间贵州天然气消费增长 270%)、金鸿能源、深圳燃气。

### 消费端: 看好燃气消费和分布式发电

通过分析 1994-2015 年天然气消费数据, 我们发现过去 20 余年燃气&发电用气占比增幅最大, 我们认为十三五期间支撑燃气&发电用气持续增长的驱动力依旧存在。受益于城市化进程稳步推进、环保政策持续收紧、工业用气价格走低等利好, 燃气消费将继续放量, 我们建议关注迪森股份 (煤改气受益标的)。此外, 工业气价走低对天然气分布式能源发展利好明显, 叠加从中央到地方各类政策利好频出, 我们看好十三五期间天然气分布式能源的发展机遇, 建议关注派思股份。

风险提示: 环保政策落地风险; 气价趋势性走高。

## 正文目录

天然气产业链投资逻辑：蓝天保卫战，能源攻坚战 .....	4
天然气产业链一览 .....	5
纵向比较：十三五政策推进力度强，天然气消费增长快，占比持续提升 .....	5
2017 年煤改气政策落地加快，推动天然气消费进一步增长 .....	8
横向比较：对标海外成熟市场，空间广阔 .....	9
上游气源：十三五天然气推广政策趋强，上游供气资源稀缺 .....	10
消费量激增，自主供给缺口不断扩大 .....	10
能源安全要求大力推进本土非常规气开发 .....	11
页岩气储量丰富&技术成熟推动经济性初现，2020 年规划产量 300 亿方 .....	12
煤层气安全&环保效益突出，2020 年规划利用量达到 160 亿方 .....	15
下游分销：供给充足保障下游消费放量，利好燃气分销商 .....	19
上游供应未来数年大概率充裕，下游客户无缺气之忧 .....	20
天然气消费端：看好燃气消费和天然气分布式发电 .....	23
20 年天然气消费结构演化：燃气&发电用气增幅最大，化工用气降幅明显 .....	23
城市化进程+环保约束强化+价改利好，燃气迎来蓝海 .....	24
工业气价走低驱动天然气分布式发电行业回暖 .....	25
风险提示 .....	30

## 图表目录

图表 1：1985 年-2020 年我国天然气产量、销量及对外依存度演化趋势 .....	4
图表 2：天然气产业链 .....	5
图表 3：天然气在我国能源消费中占比持续增加 .....	6
图表 4：天然气、原油、煤炭三类一次能源燃烧排放物对比 (Kg) .....	6
图表 5：我国天然气产业纲领性规划文件一览：十三五期间加强天然气推广利用 .....	7
图表 6：大气污染地区气化工程+天然气发电+交通气化为十三五期间推进天然气消费的重点领域 .....	7
图表 7：2016 年华北地区 13 城市环境空气质量综合指数及主要污染物 .....	8
图表 8：2017 年各地煤改气政策不断落地 .....	8
图表 9：从美国天然气发展历程看我国天然气产业：我国消费量仅相当于 20 世纪 50 年代的美国 .....	9
图表 10：我国天然气供应成本曲线（2013 年） .....	10
图表 11：2016 年进口气在我国天然气消费总量中占比达到 34% .....	10
图表 12：进口气量持续增加 .....	10
图表 13：目前我国投产、在建、拟建的 LNG 接收站 .....	11
图表 14：我国常规气产量增长趋缓 .....	12
图表 15：全球主要国家页岩气开采潜力 .....	12

图表 16: 从我国页岩气产业发展历程看页岩气产量 (亿方) .....	13
图表 17: 截至 2016 年 12 月我国主要页岩气探井分布图 .....	14
图表 18: 2015 年中美页岩气井开采成本构成对比 .....	14
图表 19: 2020 年我国页岩气规划产量 300 亿方 .....	15
图表 20: 我国煤层气利用量持续增长 .....	16
图表 21: 煤层气开采方式对比 .....	16
图表 22: 十三五期间我国地面煤层气抽采量有望实现高增长 .....	17
图表 23: 地下煤层气抽采量步入稳定期 .....	17
图表 24: 2017 年山西省煤层气勘察区块矿权中标情况 .....	18
图表 25: 天然气产业链 .....	19
图表 26: 2015 年-2020 年各省天然气消费增幅 .....	19
图表 27: 我国天然气供给能力分析 .....	20
图表 28: 2020 年我国天然气供给能力情景模拟 .....	21
图表 29: 2016 年进口气在我国天然气消费总量中占比达到 34% .....	21
图表 30: 进口气量持续增加 .....	21
图表 31: 特朗普访华期间中美两国达成的天然气领域协议 .....	22
图表 32: 我国天然气下游细分领域消费量演化趋势 .....	23
图表 33: 我国天然气下游细分领域消费结构演化趋势 .....	23
图表 34: 居民燃气消费核心驱动逻辑 .....	24
图表 35: 二十世纪九十年代以来我国城市化率稳步提升 .....	24
图表 36: 2015 年以来我国各地工业气价持续走低 (元/方) .....	25
图表 37: “集中式+分布式”为未来能源供给的主流模式 .....	25
图表 38: 天然气分布式发电能源利用效率突出 .....	26
图表 39: 燃气发电污染排放远低于燃煤发电 .....	26
图表 40: 2015 年中美欧天然气消费结构对比: 我国天然气发电尚有待进一步发展 .....	27
图表 41: 我国气电装机容量走势 .....	27
图表 42: 天然气分布式发电 2012 即受鼓励, 十三五期间更受推动 .....	28
图表 43: 从中央到地方各级推进天然气分布式发电政策纷至沓来 .....	28
图表 44: 江西华电九江分布式能源站工程项目设计参数 (2010 年) .....	29
图表 45: 江西华电九江分布式能源站工程项目运行参数 (2010 年) .....	29
图表 46: 采用工业电价测算的全国各省天然气分布式能源项目 IRR 分布图 (2017 年 6 月数据) .....	30

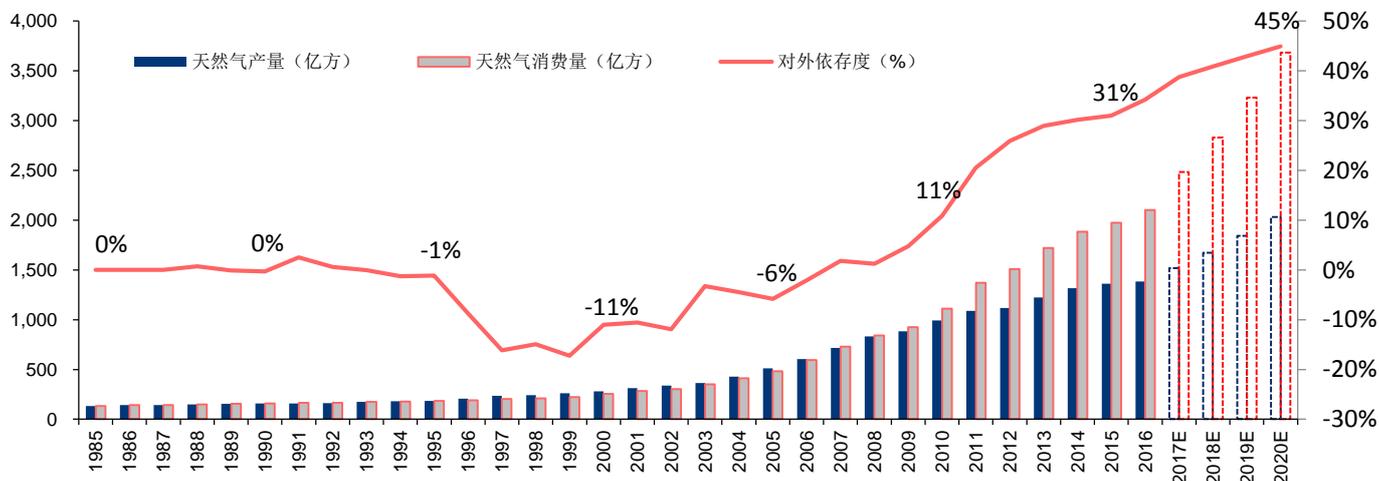
## 天然气产业链投资逻辑：蓝天保卫战，能源攻坚战

我们认为，天然气产业链的投资机会源于我国 1) 节能减排的迫切需求和 2) 降低能源对外依存度的艰巨使命，基于此，天然气产业链投资机会主要在上游和下游。

上游：我国天然气供应由本土常规气、本土非常规气、进口气三部分构成。本土常规气经过数十年开发后进入瓶颈期，产量后续增长潜力有限，本土非常规气尚处于起步阶段，体量偏小，因此大幅增加进口气成为支撑下游消费放量的关键，LNG 接收站优先受益，建议关注深圳燃气（根据公司公告，LNG 站大概率年内投产）、中天能源（江阴 LNG 站公司预计 2018 年投产）。此外，2016 年天然气对外依存度达到 34%，能源安全问题促使我国必须大量发展非常规气，目前页岩气开采成本迅速降低，部分气井已经显现出经济性，煤层气矿权问题持续取得进展，预计后续开发有望加速迅速，建议关注蓝焰控股（煤层气纯正标的）。

下游：十三五期间我国强力推动天然气推广应用，叠加进口气量持续增加，天然气供应充裕可期，下游燃气消费放量可期，看好 A 股燃气分销商，重点推荐百川能源（直接受益煤改气推进，燃气特许经营范围分布京津冀黄金地带），建议关注金鸿能源（管道资源丰富，拥有 28 个城市的燃气特许经营权）、贵州燃气（贵州省燃气龙头，根据贵州省能源发展十三五规划测算十三五期间贵州省天然气消费量有望增长 270%）、深圳燃气（LNG 接收站投产有望降低公司气源成本）。天然气消费领域，受益于城市化进程持续推进和煤改气政策落地，我们看好燃气消费领域，建议关注迪森股份（煤改气落地受益标的），此外受益于工业气价走低和多个省市十三五规划政策推进，天然气分布式能源景气度攀升，建议关注派思股份。

图表1：1985 年-2020 年我国天然气产量、销量及对外依存度演化趋势



注：2017 年全年天然气销量和消费量增速依据国家能源局公布的 2017 年 1 月-10 月外推得到；2020 年天然气产量依据天然气发展十三五规划得到，2020 年天然气消费量依据能源发展十三五规划测算得到，即 2020 年我国能源消费总量要低于 50 亿吨标煤，如果假设 2020 年能源实际消费量约为 49 亿吨，叠加天然气消费占比达到 10% 的规划目标，按照标煤与天然气之间的折算系数为 13.3 吨标煤/万方天然气，则可测算出 2020 年天然气消费总量约为 3684 亿方。

资料来源：Wind，华泰证券研究所

## 天然气产业链一览

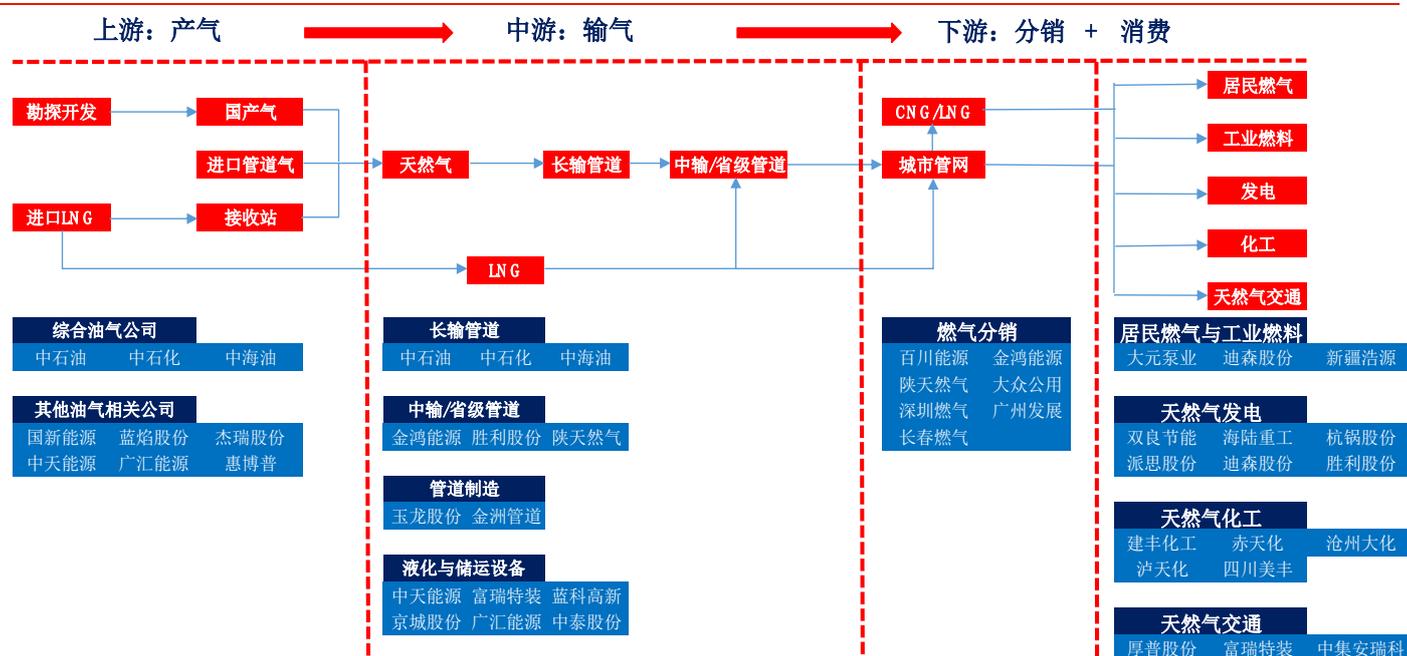
天然气产业链是指以天然气及其副产品的产出、输送或投入作纽带所形成的上下关联衔接的产业集合。根据盈利模式和主要产出的不同，天然气产业链可作如下划分：

**上游勘探生产：**主要指天然气的勘探开发，相关资源集中于中石油、中石化和中海油。此外，还包括 LNG 海外进口部分。

**中游运输：**包括通过长输管网、省级运输管道、LNG 运输船和运输车等。我国的天然气中游也呈现垄断性，中石油、中石化和中海油居于主导地位。

**下游分销：**常规的燃气分销公司主要涵盖三块业务：燃气接驳、燃气运营和燃气设备代销。城镇化率、燃气覆盖人口、煤改气等环保政策落地进度是促进上述三块业务发展的核心。

图表2：天然气产业链



资料来源：华泰证券研究所

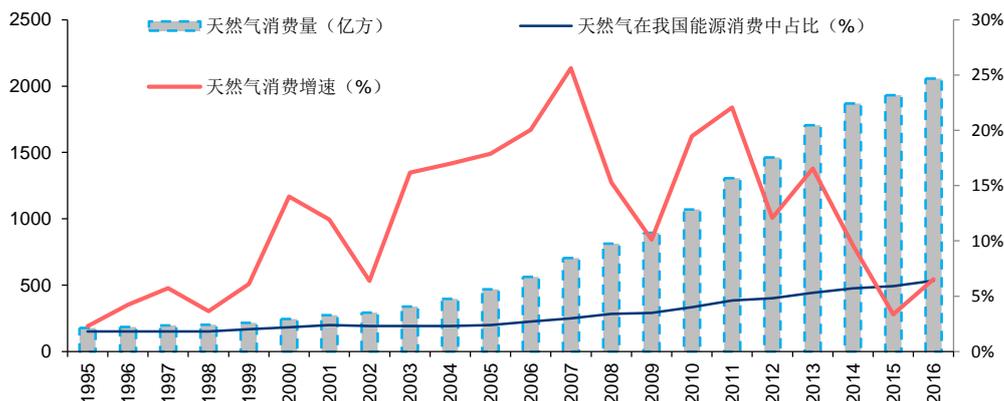
## 纵向比较：十三五政策推进力度强，天然气消费增长快，占比持续提升

本世纪以来天然气消费持续高增长，2000年-2016年天然气消费量 CAGR 高达 14.1%。天然气消费驱动因素多种多样，既有经济体量增长、城市化进程等宏观因素，也有不同能源品种价差、政策导向等微观因素。

**(1) 从宏观层面看：**本世纪以来，我国宏观经济持续高增长，根据国家统计局数据，按照不变价计算，2016年 GDP 高达 73.5 万亿，较 2001 年增长 577%，年均复合增速为 13.6%；城市化进程持续稳健推进，根据联合国公布的统计数据，2000 年我国城市化率为 35.9%，2014 年跃升至 54.4%，平均每年增加 1.3pct。

**(2) 从微观层面看：**本世纪以来油气价差涨跌互现，2016 年以来，油气价差开始拉大，一方面由于全球天然气供给宽松，我国进口天然气持续放量，同时天然气市场化改革稳步推进，天然气价格呈现稳步走低态势，另一方面由于 OPEC 达成减产协议，叠加下游原油需求复苏等因素，原油价格震荡走高，截至 2017 年 11 月 19 日，ICE 原油价格攀升至 62.5 美元/桶，相较于 2016 年初仅 30 美元/桶左右的价格，涨幅高达 108%；此外，我国近年来推出煤改气政策治理华北地区大气污染，进一步催生天然气消费需求增长。

**图表3： 天然气在我国能源消费中占比持续增加**



资料来源：国家统计局，华泰证券研究所

我国能源资源禀赋为富煤缺油，煤炭在能源消费中一直居于高位，占总量的 60% 以上。而我国煤炭中含灰分和硫分较高，这就导致在我国一些大中城市和工业经济较发达的地区，形成了以煤烟尘、SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>x</sub> 为主的雾霾污染，二氧化硫和空气中的水蒸气反应导致酸沉降而形成酸雨，同时因燃烧矿物燃料产生的大量 CO<sub>2</sub> 导致了温室效应，使全球气候变暖，这些给我国生态环境带来危害。根据环保部测算，我国每年排放的二氧化碳在 7 亿吨以上，二氧化硫在 2000 万吨以上，烟尘在 1000 吨以上，其中烟尘排放量的 70%，SO<sub>2</sub> 排放量的 90%，NO<sub>x</sub> 排放量的 60% 都来自煤炭燃烧，严重恶化了我国的生态环境。

相比之下，天然气的环保性突出。天然气主要成分为甲烷，经脱硫、脱二氧化碳、脱杂质等处理后，除具有含 C、N、CO 量低和几乎不含 S 等特性外，同时还具有燃烧及使用效率高优点。用天然气代替煤和石油，将会大大减少我国 CO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、CO 及有害粉尘的排放量。

同时，用天然气作燃料还有其他优点，如容易燃烧、燃烧稳定、清洁无灰渣、发热量大、燃烧效率高等优势，是目前最清洁的高能优质一次性燃料。

**图表4： 天然气、原油、煤炭三类一次能源燃烧排放物对比 (Kg)**

燃烧排放物	一吨原油	一吨原油当量煤炭	一吨原油当量天然气
CO <sub>2</sub>	3100	4800	2300
SO <sub>2</sub>	20 (未脱硫)	6 (脱 80% 硫)	无
NO <sub>2</sub>	6 (工业用)	11 (工业用)	4 (工业用)
CO	6-30	4.5-20	0.5-3
未燃产物	0.5	0.3	0-0.45
灰质	无	220	无
飞灰	无	1.4	无

资料来源：《江西能源》，华泰证券研究所

十三五推进政策力度强，2020 年规划天然气在能源消费中占比达到 10%。2016 年以来，我国相继出台《能源发展十三五规划》、《天然气发展十三五规划》、《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》、《加快推进天然气利用的意见》等多项国家层面纲领性文件助推天然气推广利用，十三五期间政策力度强。

根据国家统计局统计数据，十一五期间（2006 年-2010 年）天然气在能源消费总量中占比从 2.4% 增加至 4%，十二五期间（2011 年-2015 年）天然气在能源消费总量中占比从 4% 增加至 5.9%，十三五期间（2016 年-2020 年）则从 5.9% 增加至规划的 10%，三个五年规划期间天然气消费占比增加幅度分别为 1.6%、1.9%、4.1%，天然气在能源消费中占比增速呈加快态势。按照能源发展十三五规划，2020 年我国能源消费总量要低于 50 亿吨标煤，如果假设 2020 年能源实际消费量约为 49 亿吨，叠加天然气消费占比达到 10% 的规

划目标，按照标煤与天然气之间的折算系数为13.3吨标煤/万方天然气，则可测算出2020年天然气消费总量约为3684亿方，2016年-2020年复合增速高达15%。

图表5：我国天然气产业纲领性规划文件一览：十三五期间加强天然气推广利用

出台时点	出台政策	政策细节
2014.11	能源发展战略行动计划（2014-2020）	提高天然气消费比重，到2020年，非化石能源占一次能源消费比重达到15%，天然气比重达到10%以上。
2016.6	能源技术革命创新行动计划（2016-2030年）	重点发展液化天然气船舶；突破天然气水合物勘探开发基础理论和关键技术。
2016.12	能源发展十三五规划	逐步降低煤炭消费比重，提高天然气和非化石能源消费比重，2020年天然气消费比重达到10%。
2017.1	天然气发展十三五规划	要求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，逐步将天然气培育成主体能源之一。
2017.5	关于深化石油天然气体制改革的若干意见	有序放开油气勘探开采机制，允许引进非公有制经济主体参与；加大对国内外油气资源利用能力；推进非居民用气价格市场化改革，深化油气产业链下游竞争性环节改革。
2017.6	加快推进天然气利用的意见	未来逐步将天然气培育成为我国现代清洁能源体系的主体能源之一，到2020年，天然气在一次能源消费结构中的占比力争达到10%左右，到2030年，力争将天然气在一次能源消费中的占比提高到15%左右。

资料来源：国家发改委官网，华泰证券研究所

上述政策内涵在后续规划文件中得到进一步的细化和强化。

2017年4月份，国务院召开常务会议，将天然气产业链增值税降低2pct，从13%调低至11%，仅测算井口价与终端售价之间的流转阶段，此次税率下调为天然气产业减税50亿元以上。

2017年6月份，发改委、科技部、工信部、财政部、国土部、环保部、住建部、交通部、国资委、能源局等部委共同制定《加快推进天然气利用的意见》，要求加大推进天然气利用。文件要求，未来逐步将天然气培育成为我国现代清洁能源体系的主体能源之一。到2020年，天然气在一次能源消费结构中的占比力争达到10%左右，到2030年，力争将天然气在一次能源消费中的占比提高到15%左右。

图表6：大气污染地区气化工程+天然气发电+交通气化为十三五期间推进天然气消费的重点领域

重点工程	实施领域/地区	政策实施重点	我们的看法
大气污染治理重点地区气化工程	京津冀等大气污染重点治理区域	1) 推进重点城市“煤改气”工程，扩大城市高污染燃料禁燃区范围，大力推进天然气替代步伐； 2) 加快城市燃气管网建设，提高天然气城镇居民气化率； 3) 实施军营气化工程，重点考虑大型军事基地用气需求。	“雾霾”在手，壮士断腕，城市气化工程是治理大气污染的一大举措，确定性高，2017年煤改气政策加快落地印证了规划要求。
天然气发电及分布式能源工程	发电	1) 鼓励发展天然气分布式能源等高效利用项目，有序发展天然气调峰电站，因地制宜发展热电联产； 2) 2020年装机规模达到1.1亿千瓦以上，占发电总装机比例超过5%。	工业气价走低，天然气发电经济性恢复，总体发展可期。
交通领域气化工程	客运&货运交通	1) 积极支持天然气汽车发展，包括城市公交车、出租车、物流配送车、载客汽车、环卫车和载货汽车等以天然气为燃料的运输车辆，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； 2) 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。	政策力度加强，同时天然气重卡等天然气交通设备经济性突出，2017年以来销量持续高速增长，未来发展前景确定。
节约替代工程	天然气全产业链	鼓励低浓度瓦斯、通风瓦斯发电或热电联供；天然气厂商要采取措施加强油田伴生气回收利用；天然气运输企业要研究采取措施减小放空量，避免浪费；优化大口径长输管道燃气轮机运行方式，降低燃气消耗。	倡导性政策，但该政策的实施有助于提高天然气产业链运行效率。

资料来源：天然气发展十三五规划，华泰证券研究所

## 2017 年煤改气政策落地加快，推动天然气消费进一步增长

华北地区大气污染严重，环保压力巨大。2017 年 6 月 5 日环保部发布《2016 中国环境状况公报》，公报显示，按照环境空气质量综合指数评价，重点地区 74 城市环境空气质量相对较差的 10 个城市依次是衡水、石家庄、保定、邢台、邯郸、唐山、郑州、西安、济南和太原，其中前六位城市都位于河北地区，廊坊市位列第 12 位。京津冀地区 13 个城市优良天数比例平均为 56.8%，比 2015 年上升 4.3 个百分点，但京津冀及周边地区仍是大气污染最重区域，环保压力仍然巨大。燃煤污染，尤其是散烧煤污染，是雾霾形成的重要原因之一。“煤改气”可削减燃煤用量，减少二氧化硫和烟粉尘的排放，对所在区域的空气质量改善起到积极作用，是治霾的重要手段之一。

图表7：2016 年华北地区 13 城市环境空气质量综合指数及主要污染物

排名	城市	综合指数	最大指数	主要污染物
74	衡水	10.44	3.43	PM2.5
73	石家庄	9.3	2.83	PM2.5
72	保定	9.05	2.66	PM2.5
71	邢台	8.85	2.49	PM2.5
70	邯郸	8.56	2.34	PM2.5
69	唐山	8.27	2.11	PM2.5
64	沧州	7.13	1.97	PM2.5
63	廊坊	7.11	1.89	PM2.5
61	北京	6.81	2.09	PM2.5
59	天津	6.65	1.97	PM2.5
53	秦皇岛	5.87	1.31	PM2.5
36	承德	5.17	1.16	PM10
22	张家口	4.5	1.19	PM10

资料来源：2016 中国环境状况公报，华泰证券研究所

煤改气成为治理大气污染的政策着力点。根据环保部数据，17 年京津冀上半年平均优良天数比例同比下降 7.1%，PM2.5 浓度上升 14.3%。面对严峻的大气污染痼疾，“煤改气”成为改善我国大气质量的重要举措，自 2013 年 9 月《大气污染防治行动计划》发布以来，京津冀地区“煤改气”等相关政策频出，范围不断扩大、补贴加码、目标明确，彰显出政府诊治京津冀地区大气污染问题的坚定决心。

图表8：2017 年各地煤改气政策不断落地

政策	时间	主要内容
河北省天然气发展十三五规划	2017.1	重点推进保定、廊坊市“禁煤区”气代煤工程，加快推进“气化河北”工程，早日实现“县县通气”。
湖南省十三五节能规划	2017.2	发展清洁低碳能源，降低煤炭消费比重。以长株潭城市群为重点，辐射岳阳、郴州、娄底等传统产业地区，加快实施“气化湖南”，有序推进煤改气、煤改电、工业副产天然气制备可燃气体，利用可再生能源、天然气、电力等优质能源替代煤炭。
2017 年廊坊市气代煤和电代煤工程实施意见	2017.2	2017 年 10 月底前，完成全市禁煤区内散煤清洁化替代；同时进一步扩大区域，完成荣乌高速以南霸州、文安、大城县农村区域散煤清洁化替代，实现全市域散煤“清零”。完成 10 个县（市、区）2509 个村街 70 万户散煤替代。
京津冀及周边地区 2017 年大气污染防治工作方案	2017.3	北京、天津、廊坊、保定市 10 月底前完成“禁煤区”建设任务，并进一步扩大实施范围，实现冬季清洁取暖。其他城市于 10 月底前，每个城市完成 5 万-10 万户以气代煤或以电代煤工程。
关于强力推进大气污染综合治理的意见	2017.4	全省村镇气代煤、电代煤完成 180 万户以上，县城及以上城市集中供暖和清洁能源供暖率达到 75% 以上。全省村镇气代煤、电代煤完成 600 万户以上，县城及以上城市集中供暖和清洁能源供暖率达到 95% 以上。
天津市 2017 年大气污染防治工作方案	2017.4	全面完成武清区“无煤区”建设，对 610 个村、18.7 万户实行清洁能源替代，对 218 家燃煤设施实施“电代煤”“气代煤”。

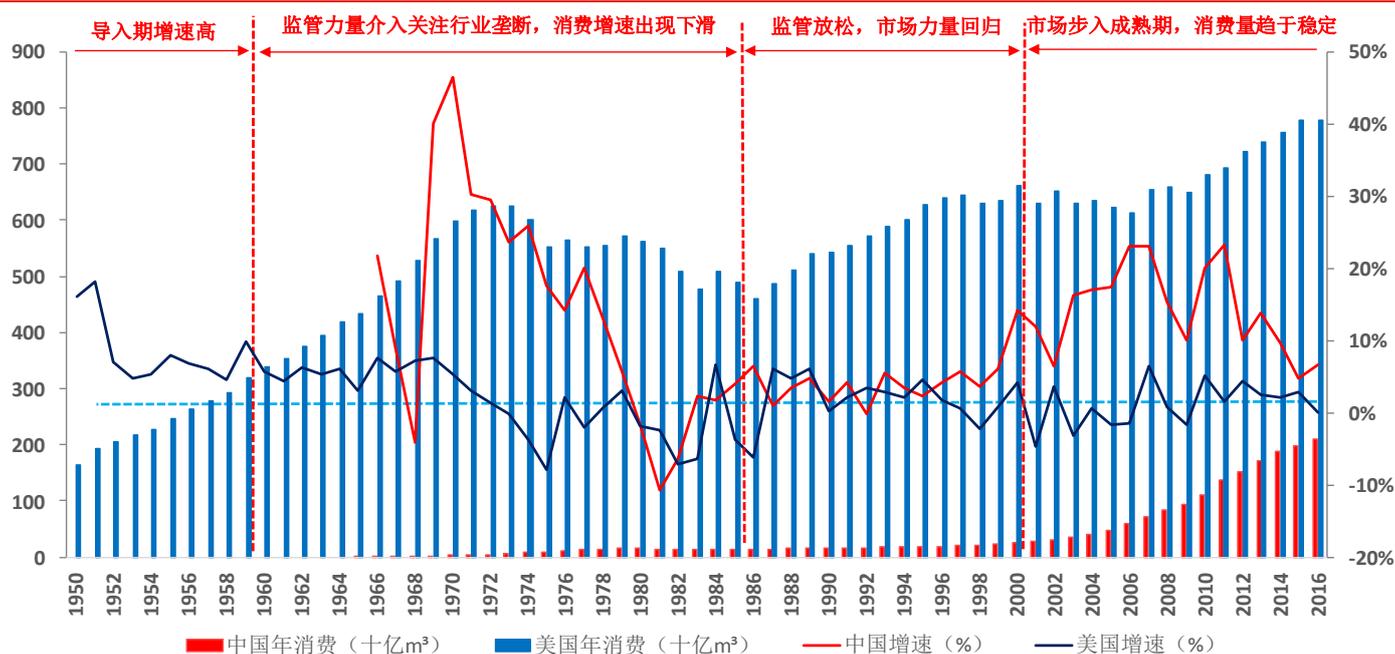
资料来源：各级政府官方网站，华泰证券研究所

## 横向比较：对标海外成熟市场，空间广阔

对标海外，成熟的天然气市场需要经历四个阶段。从美国天然气产业发展历程来看，可以划分为四个阶段：1) **导入期**，这一阶段是天然气产业从无到有、走入寻常百姓家的孕育阶段，行业发展呈现竞争激烈、扩张迅速、受监管程度低等特点；2) **监管期**，导入期进入末阶段时，行业格局呈现寡头垄断特点，为规范行业发展，监管层开始发力；3) **市场主导期**，这一阶段重在治理由于监管过多导致的市场发育畸形等问题，政府逐步放松对天然气产业的监管，市场力量回归有助气价反映供需基本面，激发下游消费潜力，这一阶段天然气消费增速总体较监管期有所回升；4) **成熟期**，经历了无序发展-监管发展-市场力量回归三个阶段后，上游产气商、中游分销商、下游终端用户渐趋成熟，行业格局较为稳定，消费总量大致保持稳定。

我国天然气产业正向市场主导阶段转型，消费量仅相当于 20 世纪 50 年代的美国，未来发展空间广阔。我国天然气产业自 20 世纪 90 年代后期才进入快速发展期，1990 年—1995 年中国天然气消费年均增长 3.1%，1995 年—2000 年年均增长 6.7%，2000 年-2016 年年均增长 14.1%，2016 年，我国天然气消费量达到新高，达到 2103 亿立方米。根据 Marketline 数据，2011 年中国天然气市场规模为 215 亿美元，2014 年则迅速攀升至 349 亿美元，2016 年达到 466 亿美元，2017 年将超过 500 亿美元，2011 年-2016 年五年增长幅度达到 117%，我们认为在经济体量持续高增长、供给充裕、环保政策趋严等多重利好条件下，我国天然气产业未来发展空间可观。

图9：从美国天然气发展历程看我国天然气产业：我国消费量仅相当于 20 世纪 50 年代的美国



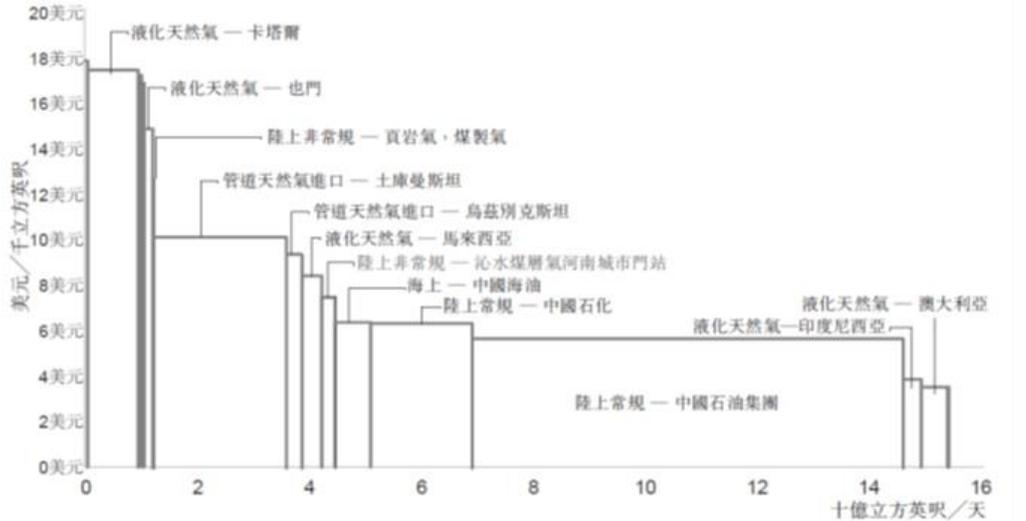
注：图表上方蓝色字体是对美国天然气发展历程的划分

资料来源：《美国天然气产业发展的经验与启示》，国家统计局，BP，华泰证券研究所

## 上游气源：十三五天然气推广政策趋强，上游供气资源稀缺

我国天然气供给构成包括三部分：本土常规气、本土非常规气（包括页岩气和煤层气）、进口气（包括进口管道气和进口LNG）。根据国家统计局和国家能源局公布的数据，2016年，我国天然气消费2103亿方，其中本土常规气供给约1215亿方，占比约58%；本土非常规气供给约169亿方，占比约8%，其中煤层气利用量约90亿方，占比约4.3%，页岩气供给约79亿方，占比约3.7%；进口气约724亿方，其中进口LNG供给约349亿方，占比约16.6%，进口管道气供给约375亿方，占比约17.8%。

图表10：我国天然气供应成本曲线（2013年）



资料来源：亚美能源招股书，华泰证券研究所

## 消费量激增，自主供给缺口不断扩大

天然气进口放量，对外依存度迅速增加。近年来，我国加大对天然气的推广应用应用，天然气进口量不断加大，2016年天然气进口总量达到761.7亿方，同比增长22%，其中进口LNG为2605万吨，进口管道气为2797万吨，天然气对外依存度攀升至34%。但考虑到十三五天然气发展规划要求2020年天然气在一次能源中占比达到10%，而本土常规气产量增长有限，非常规气体量依旧偏小，我们预计未来我国天然气进口量尚有较大增长空间。

图表11：2016年进口气在我国天然气消费总量中占比达到34%



资料来源：Wind、华泰证券研究所

图表12：进口气量持续增加



资料来源：Wind、华泰证券研究所

进口持续增加，看好 LNG 接收站。进口气进入边境口岸，需存储于 LNG 接收站，近年来伴随进口气持续放量，LNG 接收站建设和投产速度也在加快。通过统计 2006-2022 年投产/拟投产的 LNG 接收站，可以看出主要接收站资源掌握在中石油、中石化、中海油等国有企业，民营企业不多。建议关注中天能源（江阴 LNG 站公司预计 2018 年投产），以及深圳燃气，深圳燃气 2013 年发行可转债募投资金建设“深圳市天然气储备与调峰库工程项目”，根据公司公告，预计将于 2017 年下半年建设完毕并投产，我们认为这一项目将为公司带来大量低价进口气，利好公司燃气运营成本管控。

图表13：目前我国投产、在建、拟建的 LNG 接收站

接收站	地址	运营方	建设状态	投产时间	前期产能 (亿方)	完全产能 (亿方)
大鹏	广东	中海油	已运行	2006	51	93
莆田	福建	中海油	已运行	2009	41	82
洋山	上海	中能	已运行	2009	41	41
如东	江苏	中石油	已运行	2011	48	90
大连	辽宁	中石油	已运行	2012	41	82
红梅	东莞	九丰集团	已运行	2012	21	21
宁波	浙江	中海油	已运行	2012	41	82
天津	天津	中海油	已运行	2013	30	80
珠海	广东	中海油、广东粤电	已运行	2013	48	48
唐山	河北	中石油	已运行	2013	87	87
海南	海南	中海油	投产	2014	41	41
青岛	山东	中石化	投产	2014	41	41
揭阳	广东	中海油	在建	2015	28	28
迭福	广东	中海油、深能等	在建	2015	55	55
北海	广西	中石化	投产	2016	41	41
天津	天津	中石化	2017 年底投产	2017	41	136
启东	江苏	广汇能源、壳牌	投产	2017	8	41
盐城	江苏	中海油	获批	2017E	41	41
江阴	江苏	中天能源	获批	2018E	28	41
舟山	浙江	新奥能源	获批	2018E	41	124
连云港	江苏	中石化	获批	2018E	41	41
温州	浙江	中石化	获批	2018E	41	136
漳州	福建	中海油	在建	2022E	41	41
舟山	江苏	湖北能源	审批中	/	41	124
投产总产能	/	/	/	/	699	/
规划总产能	/	/	/	/	1014	1665

资料来源：中天能源公司公告，北极星电力网，燃气在线，《LNG 接收站系列—明哲专稿》，华泰证券研究所

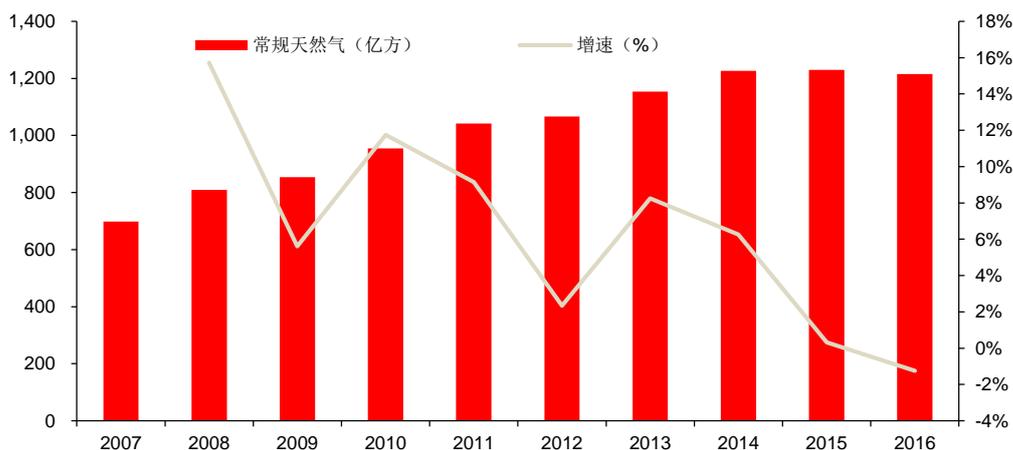
注：投产总产能经考虑一期产能

## 能源安全要求大力推进本土非常规气开发

天然气对外依存度迅速攀升，能源安全要求我国必须大力推动开拓非常规气领域。2007 年我国本土天然气供应开始出现缺口，我国成为天然气净进口国。2013 年天然气进口量超过 500 亿立方米，同比增长 25%，对外依存度突破 30%。2014-2015 年中国进口天然气量基本维持在 590 亿立方米左右，对外依存度稳定在 30% 左右，进入 2016 年则进一步大幅增加至 34%。根据海关总署统计数据，目前中国的管道气与 LNG 进口比重约为 3:2，其中管道天然气进口主要来源于土库曼斯坦、缅甸、乌兹别克斯坦及哈萨克斯坦，而 LNG 进口主要来自卡塔尔、澳大利亚、印度尼西亚、马来西亚等国。

国产天然气供应能力明显不足，叠加能源安全的战略考虑，需要尽量将天然气对外依存度控制在合理范围之内，而本土常规气经过数十年的开发，难有新的突破，生产增速趋缓，因此必须加强非常规天然气开采。

图表14: 我国常规气产量增长趋缓



注：我国常规气产量=我国天然气产量-页岩气产量-煤层气利用量，其中煤层气利用量包括地下煤层气和地面煤层气两部分构成  
资料来源：Wind，华泰证券研究所

### 页岩气储量丰富&技术成熟推动经济性初现，2020 年规划产量 300 亿方

我国页岩气开采潜力可观。根据《中国页岩气资源政策研究》一书数据显示，截止 2016 年我国页岩气探明地质储量高达 5441.3 亿立方米，按可采储量计算目前可达世界第一，截至 2016 年 12 月，包括增列在内，全国页岩气矿业权 54 个，共 17 万平方公里。从技术可采资源量来看，根据 EIA2013 年统计数据，我国页岩气技术可采资源量高达 31.6 万亿立方米，仅次于美国 (32.9 万亿立方米)，全球排名第二，在全球主要页岩气资源储藏国家中的占比 17%。

图表15: 全球主要国家页岩气开采潜力

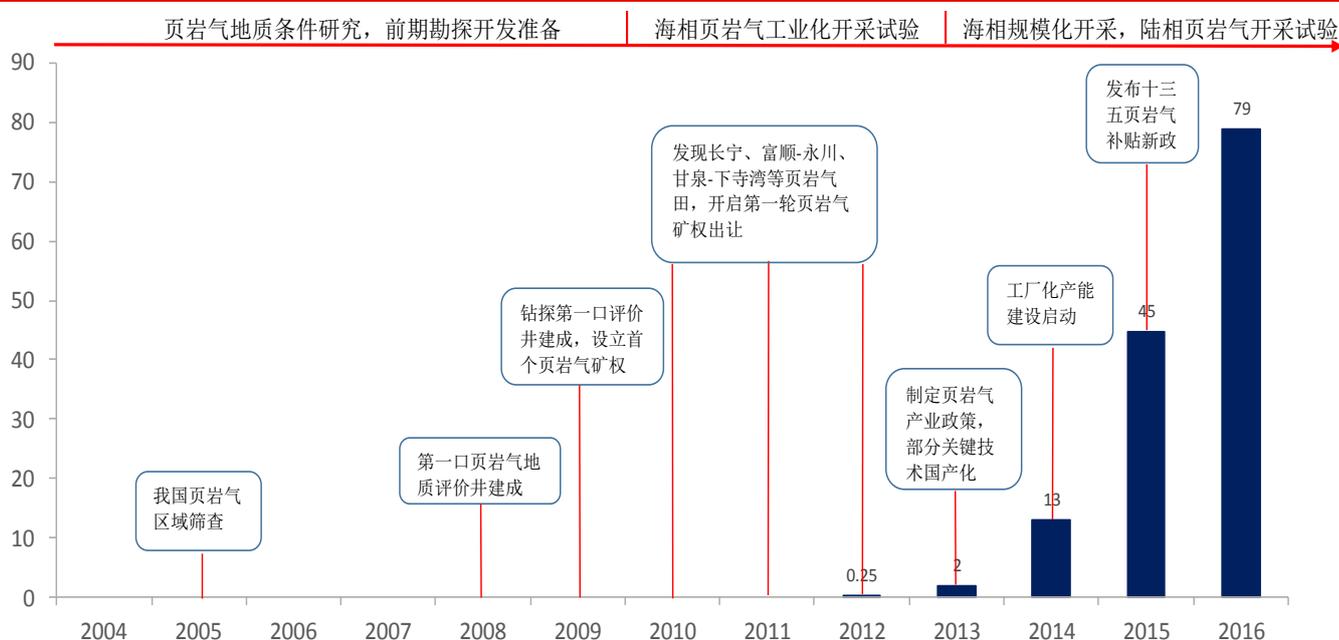


资料来源：EIA，华泰证券研究所

我国页岩气开发起步晚但发展快，是继美加之后全球第三个形成规模和产业的国家，产能有望在 2017 年达到百亿立方米级别。自 2010 年中国产出第一立方米页岩气起，中国的页岩气开发就已经驶入了快车道。根据国家能源局公布的数据，2012 年我国页岩气产量为 0.25 亿立方米，2014 年为 13 亿立方米，2015 年攀升至 45 亿立方米，截至 2016 年底，我国页岩气产量达到 79 亿立方米，仅次于美国、加拿大，位于世界第三位，实现了量和质的飞跃。

根据国土资源部地质勘探司的统计数据，截止 2017 年 8 月，我国累计探明页岩气地质储量 7643 亿立方米，其中重庆涪陵页岩气田累计探明地质储量 6008 亿立方米，成为北美之外最大的页岩气田，尤其值得注意的是，6008 亿方的资源量，相当于六个千万吨级的大油田，根据中国石化的规划进度，2017 年底有望建成年产能 100 亿立方米。

图表 16: 从我国页岩气产业发展历程看页岩气产量 (亿方)



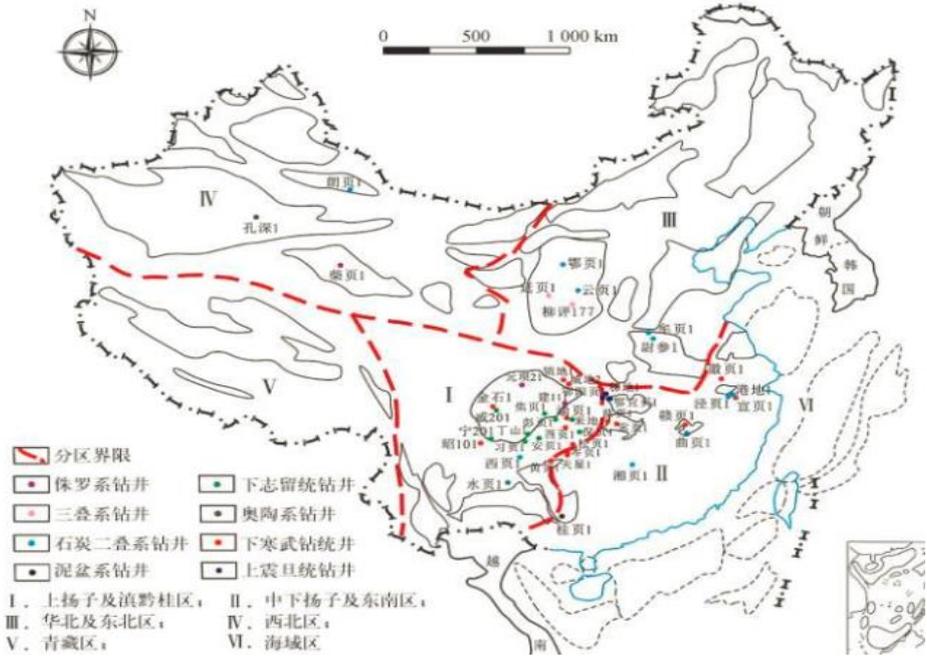
资料来源: 国土资源部, 国家能源局, 《国际石油经济》, 华泰证券研究所

技术积累可观，基本掌握 3500 米以浅（部分地区达到 4000 米）海相页岩气勘探开发主体技术。十二五期间，我国持续强化页岩气科技攻关支持力度，设立了国家能源页岩气研发（实验）中心，在“大型油气田及煤层气开发”国家科技重大专项中设立“页岩气勘探开发关键技术”研究项目，在“973”计划中设立“南方古生界页岩气赋存富集机理和资源潜力评价”和“南方海相页岩气高效开发的基础研究”等项目，广泛开展各领域技术探索。中石化、中国石油等综合油气公司也加强各层次联合攻关，在山地小型井工厂、优快钻完井、压裂改造等方面进行技术创新，并研制了 3000 型压裂车等一批具有自主知识产权的装备。通过“十二五”攻关，目前我国已经基本掌握 3500 米以浅（部分地区达到 4000 米）海相页岩气勘探开发主体技术，有效支撑了我国页岩气产业健康发展。

此外，根据页岩气发展十三五规划，2016 年-2020 年我国将着力完善成熟 3500 米以浅海相页岩气勘探开发技术，突破 3500 米以深海相页岩气、陆相和海陆过渡相页岩气勘探开发技术，十四五及十五五期间，海相、陆相及海陆过渡相页岩气开发将会获得突破，新发现一批大型页岩气田，并实现规模有效开发。

根据 2015 年国土资源部资源评价最新结果，全国页岩气技术可采资源量 21.8 万亿立方米，其中海相 13.0 万亿立方米、海陆过渡相 5.1 万亿立方米、陆相 3.7 万亿立方米，伴随着技术的持续突破，我们看好页岩气的开发潜力。

图表17: 截至2016年12月我国主要页岩气探井分布图

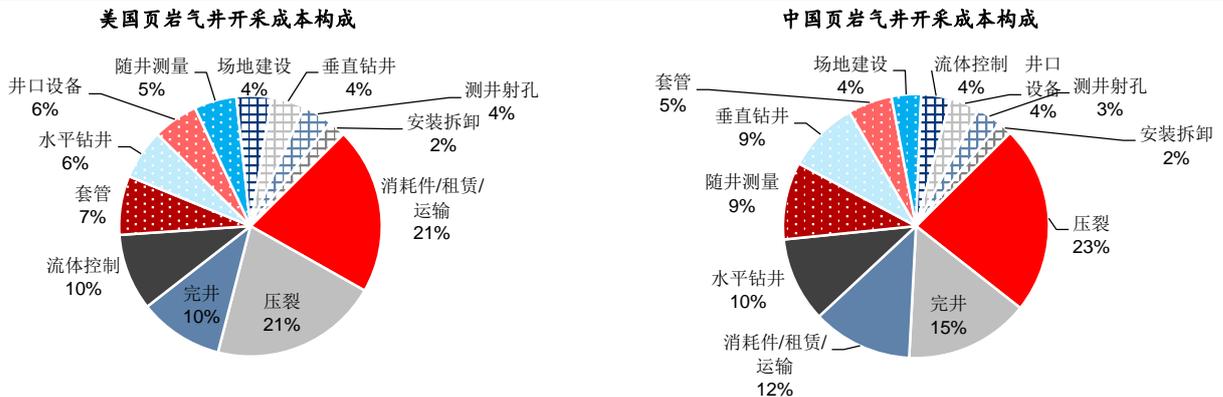


资料来源:《中国页岩气地质》, 华泰证券研究所

根据中国地质大学经管学院杨树旺教授的统计测算, 在美国成熟的页岩气井开采过程中, 消耗件/租赁/运输、压裂、完井服务和流体控制的成本约占总成本的60%。而在我国页岩气开采环节中, 关键技术及服务的成本所占比重很大, 基本集中在压裂、完井、水平井、随井测量等, 目前虽已基本掌握关键技术但仍需进一步的吃透, 我们看好后续开采中伴随技术持续进步带来的成本迅速降低趋势。

从页岩气井开采的动态演化来看, 我们认为页岩气开采成本正处于快速降低通道。根据中国地质大学经管学院杨树旺教授发布的页岩气调研数据显示, 2014年-2015年我国页岩气单口水平井的平均成本已经控制在一亿元以下, 部分气井达到7000万元-8000万元。2016年, 根据国家能源页岩气研发(实验)中心董大忠高工等人的统计数据, 我国海相页岩气工业化生产示范区已初步实现规模化开发, 单口水平井的平均成本在2015年降低至6000万元-7500万元(2010年高达1亿元)。此外, 根据中石油采集的数据, 威远区块的页岩气单井成本2017年进一步降至5000万元。在中石油与四川能源投资集团等成立的国内首家企地合资的页岩气勘探开发公司——四川长宁天然气开发有限责任公司, 该公司2016年实现税后净利润近3.5亿元, 全部页岩气投产井的内部收益率达到13.9%。

图表18: 2015年中美页岩气井开采成本构成对比

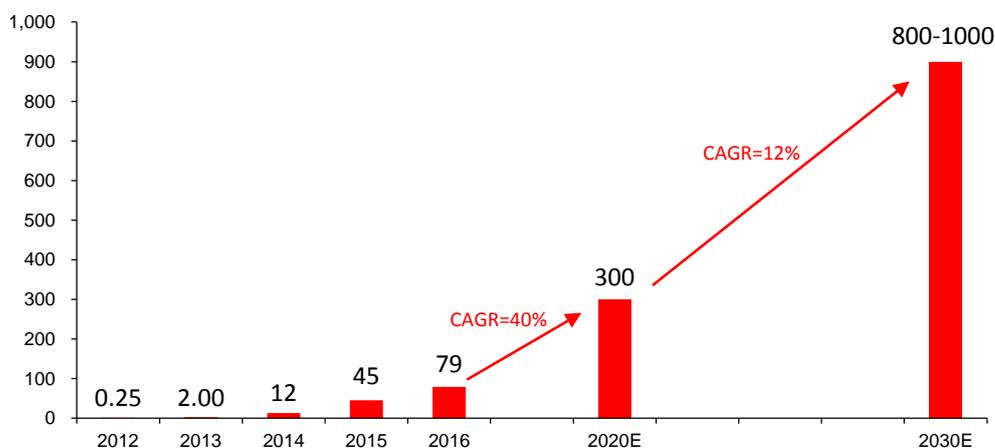


资料来源:《中国页岩气开采成本及金融支持策略》, 华泰证券研究所

**页岩气 2020 年规划产量 300 亿方，2030 年规划产量 800-1000 亿方。**根据页岩气发展十三五规划，2016 年-2020 年我国着力完善成熟 3500 米以浅海相页岩气勘探开发技术，突破 3500 米以深海相页岩气、陆相和海陆过渡相页岩气勘探开发技术，2020 年力争实现页岩气产量 300 亿立方米。2020 年-2030 年，我国将持续发力推进页岩气产业加快发展，海相、陆相及海陆过渡相页岩气开发均获得突破，新发现一批大型页岩气田并实现规模开发，2030 年实现页岩气产量 800-1000 亿立方米。

从国家层面的能源发展十三五规划来看，2020 年我国能源消费总量要低于 50 亿吨标煤，如果假设 2020 年能源实际消费量约为 49 亿吨，叠加天然气消费占比达到 10% 的规划目标，按照标煤与天然气之间的折算系数为 13.3 吨标煤/万方天然气，则可测算出 2020 年天然气消费总量约为 3684 亿方。按照 2020 年页岩气产量 300 亿方测算，页岩气在我国天然气消费中占比达到 8.1%，成为我国天然气供应的重要一环。

**图表19： 2020 年我国页岩气规划产量 300 亿方**



资料来源：页岩气十三五发展规划，华泰证券研究所

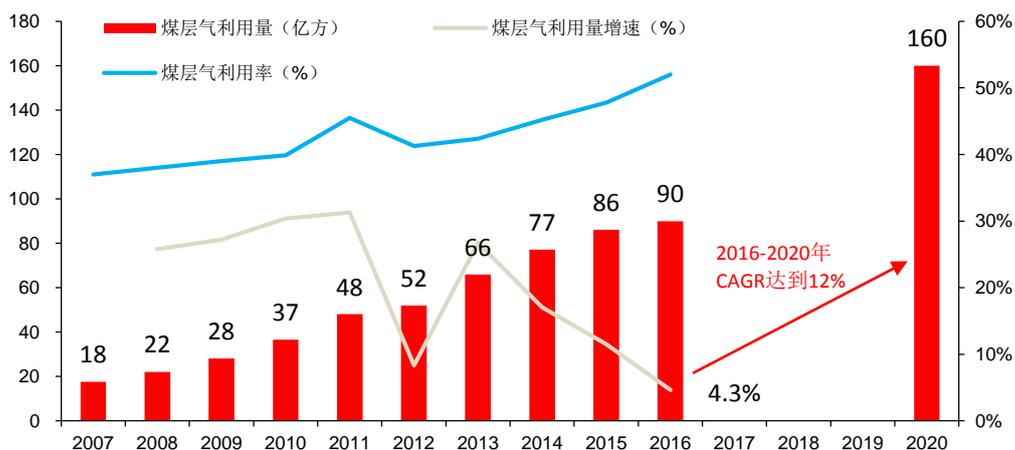
### 煤层气安全&环保效益突出，2020 年规划利用量达到 160 亿方

**2010 年-2015 年煤层气利用量翻倍，煤矿瓦斯事故减少 69%，减排二氧化碳 5.1 亿吨。**在煤炭生产中，煤层气俗称“瓦斯”，当瓦斯空气浓度达到 5%~16% 时，遇明火就会爆炸，这是煤矿瓦斯爆炸事故的根源。煤层气若直接排放到大气中，其温室效应约为二氧化碳的 21 倍，对生态环境破坏性极强。如果在采煤之前如果先开采煤层气，煤矿瓦斯爆炸率将降低 70%~85%，所以通过抽采煤层气并加以利用，可变危为宝，并减少煤炭使用量，达到减排效果。

根据国际能源局统计数据，2010 年-2015 年，煤层气抽采量从 92 亿方跃升至 180 亿方，利用量则从 37 亿方攀升至 86 亿方，同比增长 135%。根据页岩气十三五发展规划，2020 年煤层气规划抽采量达到 240 亿方，利用量达到 160 亿方。

**煤层气的大量应用带来显著的安全效益和环保效益。**根据国家能源局煤炭司发布的数据，与 2010 年相比，2015 年煤矿瓦斯事故总量下降 69%、死亡人数减少 72.6%，重大瓦斯事故下降 66.7%、死亡人数减少 68.9%，煤炭百万吨死亡率下降 78.4%。煤层气广泛应用在发电、居民用气、汽车燃料等领域，五年累计利用煤层气（煤矿瓦斯）340 亿立方米，相当于节约标准煤 4080 万吨，减排二氧化碳 5.1 亿吨。

**图表20: 我国煤层气利用量持续增长**



注：2007年-2012年煤层气产量数据依据中国能源报《煤层气产量数据“打架”之感》一文获得，2013年-2016年煤层气产量数据则采用国家能源局发布的统计数据，2010年-2016年煤层气利用率根据能源局统计数据测算得到，2007年-2009年则依据煤层气产业发展趋势结合2010年利用率数据通过合理假设得到，在此技术上，测算出2007年-2009年煤层气利用量数据，2010年-2016年煤层气利用量数据依据国家能源局统计数据测算得到。

资料来源：国家能源局，中国能源报《煤层气产量数据“打架”之感》，页岩气十三五发展规划，华泰证券研究所

**煤层气根据开采方式不同可以分为地面开采和地下开采。**地下开采是指在煤炭开采过程中，在煤层中掘进专门的抽采巷道，在本煤层、邻近煤层和采空区钻孔抽采，地下煤层气甲烷含量浓度较低，一般低于30%；地面开采则与油气资源开采类似，通过地面钻井获取煤层气，甲烷浓度较高，一般高于90%。

**图表21: 煤层气开采方式对比**

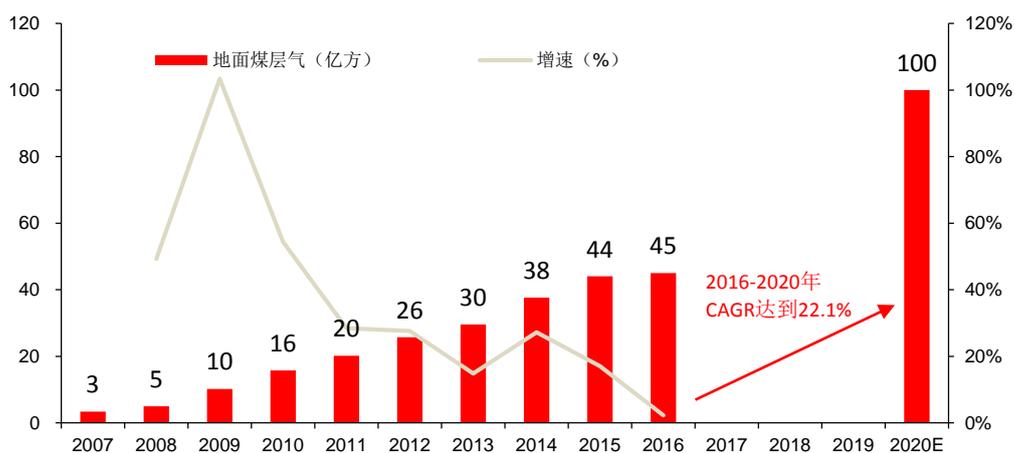
对比维度	地下开采	地面开采
甲烷浓度	浓度低，大部分不足30%	浓度高，一般高于90%
利用难度	难度大，利用率呈下滑态势	利用难度地，可与常规天然气混输混用
开采方式	开采技术相对简单，在开采的煤层附近钻孔抽采	开采技术复杂，开采成本高
规模化潜力	抽采量受煤炭开采限制，难以实现规模化开采	可规模化开采，目前已有成功实践经验

资料来源：前瞻产业研究院，华泰证券研究所

**地面煤层气开采颇具增量，预计2016年-2020年抽采量CAGR达到22.1%。**自2007年国家出台煤层气利用相关优惠政策后，我国煤层气地面抽采规模不断扩大，煤层气的开发进入了一个相对快速的发展阶段。进入2015年后，由于国际油价持续低迷，天然气应用经济性不突出，受此影响，根据国家能源局发布的数据，2016年地面煤层气抽采量为45亿方，同比增长仅2%，达到2007年以来的最低增速。

能源发展十三五规划要求2020年天然气占一次能源消费的比重提高至10%，鼓励大力发展煤层气，煤层气开发利用十三五规划提出2020年地面煤层气产量达到100亿方，利用率90%以上，2016年-2020年抽采量CAGR达到22.1%。

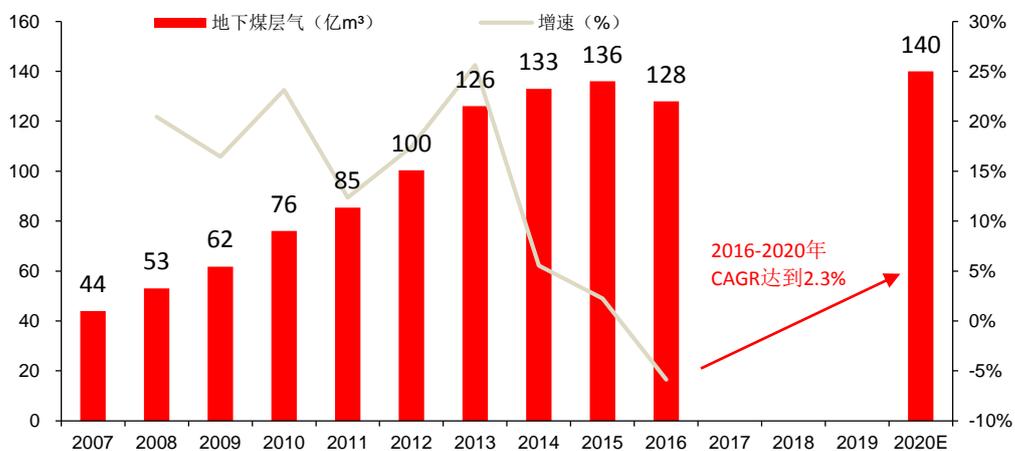
**图表22： 十三五期间我国地面煤层气抽采量有望实现高增长**



资料来源：国家能源局，中国能源报《煤层气产量数据“打架”之感》，页岩气十三五发展规划，华泰证券研究所

**地下煤层气产量步入平稳期，2020年规划抽采量140亿方。**受供给侧改革、环保政策收紧等因素影响，近年来我国原煤产量增速放缓，根据国家统计局统计数据，全国原煤生产总量稳定在35亿吨左右（2014年-2016年分别为38.7亿吨、37.5亿吨、33.6亿吨），考虑到全国煤层平均含气量约为9.8m<sup>3</sup>/吨，按照目前井下抽采采收率为30%-43%计算，测算得到每年有100-144亿方煤层气可以实现地下抽采，2016年我国地下开采煤层气128亿方，逼近天花板，后续增产潜力有限。

**图表23： 地下煤层气抽采量步入稳定期**



资料来源：国家能源局，中国能源报《煤层气产量数据“打架”之感》，页岩气十三五发展规划，华泰证券研究所

我们看好天然气消费端放量带来的对煤层气开采的驱动效应，建议关注蓝焰控股。山西省是我国产煤大省，煤层气资源丰富，根据山西省煤层气资源勘查开发规划（2016—2020年），2020年山西省力争煤层气抽采量达到200亿立方米，地面开采产能建设达到300-400亿立方米/年。

此外，山西省煤层气矿权市场改革自 2016 年不断取得进展，2016 年 4 月 6 日，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》，明确将山西省境内部分煤层气探矿权、占用储量中型以下采矿权、煤层气试采审批权以及日常监管权，正式委托山西国土厅行使，2017 年 8 月山西省国土资源厅对 10 个煤层气勘察区块进行公开招标，以此为起点，我们预计山西省煤层气市场将步入快速发展阶段。

**图表24： 2017 年山西省煤层气勘察区块矿权中标情况**

区块	地点	面积（平方千米）	中标企业
柳林石西	柳林县	50.5	蓝焰控股
和顺横岭	和顺县、榆社县	271.2	蓝焰控股
和顺西	和顺县、左权县	91.2	蓝焰控股
武乡南	武乡县、襄垣县、沁县	203.2	蓝焰控股
介休	介休市、平遥县、孝义市	235.9	美锦能源
平遥南	介休市、平遥县	182.3	平遥煤化
榆社东	榆社县、左权县	237.2	国新能源
古县永乐北	古县、安泽县	292.1	乾通新能源
古县永乐	古县、安泽县	298.5	山西安鑫煤业
安泽南	古县、安泽县、浮山县	181.5	山西尚道实业

资料来源：山西省国土资源厅，华泰证券研究所

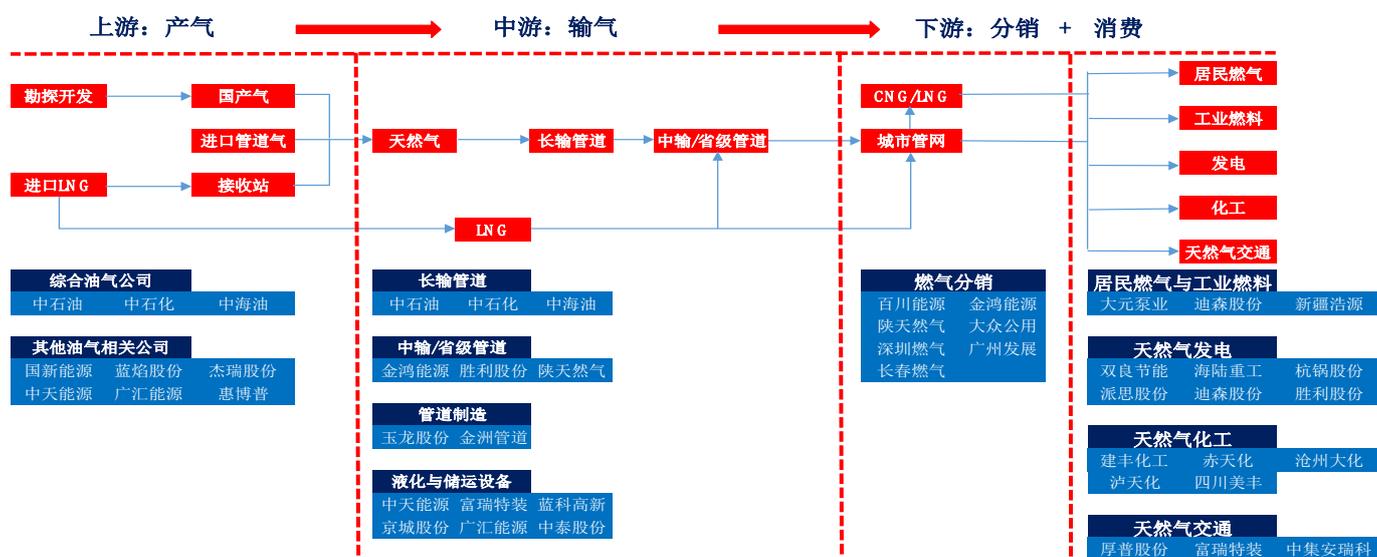
**蓝焰控股地处山西，坐拥地利之便，煤层气业务发展迅速。**根据公司公告，截止 2016 年底，公司形成煤层气年抽采能力 15 亿方的生产规模，日均利用量 250 万方，2016 年公司煤层气产量为 14 亿方，利用量为 10 亿方，分别占全国总量的 32%、27%。2017 年 8 月，山西省国土资源厅对 10 个煤层气勘察区块进行招标，蓝焰控股及下属子公司中标 4 个区块，总面积 616 平方千米，并于 2017 年 11 月完成签约，伴随上述区块的勘查开发，公司有望受益。

## 下游分销：供给充足保障下游消费放量，利好燃气分销商

燃气分销商盈利驱动因素可以简单分为量和价。所谓量，是指下游客户购买的天然气的量，下游客户分为工业用户和居民用户，工业用户用气驱动因素主要为油气价差、环保政策等，居民用户以城市居民为主，此外 2017 年以来煤改气政策持续落地，大量农村居民也开始大范围使用燃气；所谓价，包括向上游气源供应商购买天然气的价格，乘以购气量即构成燃气分销商的成本端，以及向下游消费端分销天然气的销售价格，乘以购气量即构成燃气分销商的营收端。

常规的燃气分销公司主要涵盖三块业务：燃气接驳、燃气运营和燃气设备代销。城镇化率、燃气覆盖人口、煤改气等环保政策落地进度是促进上述三块业务发展的核心。

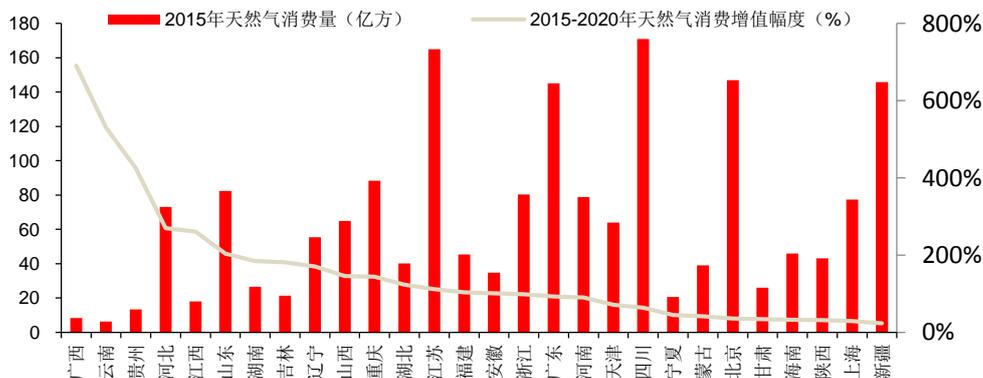
图表25：天然气产业链



资料来源：华泰证券研究所

我们预测 2015 年-2020 年全国天然气消费量 CAGR 高达 13%，利好燃气分销。根据天然气发展十三五规划，2020 年天然气在能源消费占比达到 10%，根据我们测算，消费量约为 3684 亿方，较 2015 年增长 89%，复合增长率达到 13%。下游消费量高增长，利好燃气分销，建议关注贵州燃气（贵州省燃气分销龙头，十三五期间贵州省天然气消费量有望增长 270%）、深圳燃气（公司公告称公司 LNG 站 17H2 投产，料将降低公司气源成本）。

图表26：2015 年-2020 年各省天然气消费增幅



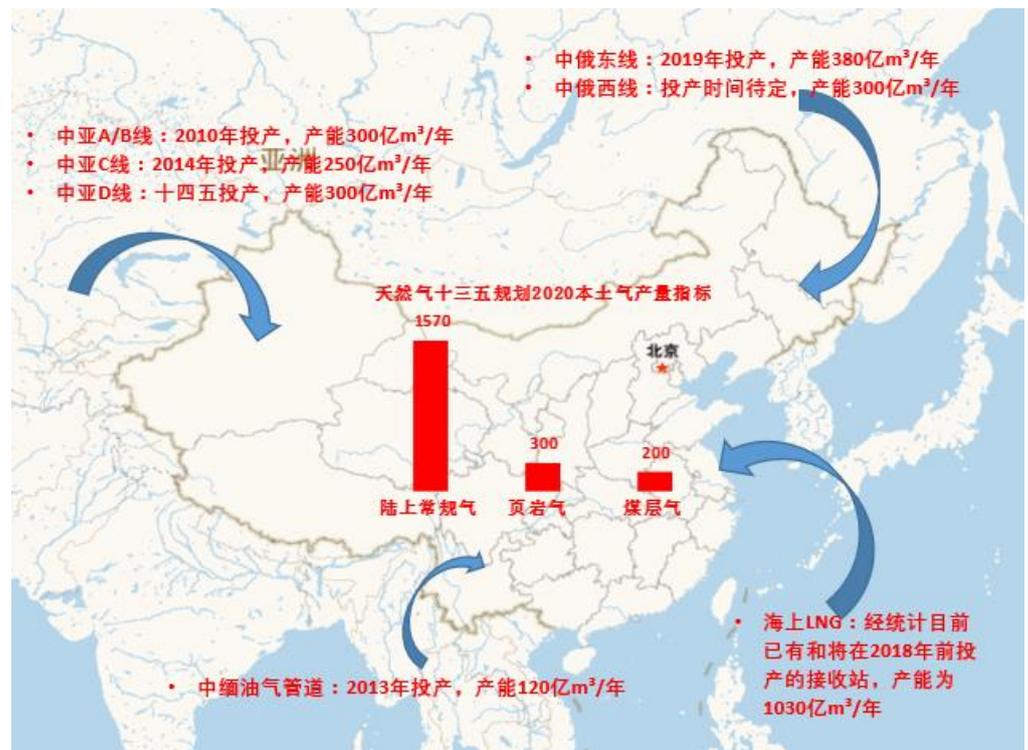
注：青海、西藏缺乏相应数据

资料来源：Wind，各省天然气十三五规划，华泰证券研究所

## 上游供应未来数年大概率充裕，下游客户无缺气之忧

我们预计 2020 年我国天然气供给充足。根据供给来源划分，我国天然气供给可以分为三个方面：(1) 本土产气，包括本土常规气、本土非常规气，本土非常规气又可以分为页岩气和煤层气，根据天然气十三五规划，2020 年我国本土将实现生产陆上常规气 1570 亿方、页岩气 300 亿方、煤层气 200 亿方；(2) 进口管道气，包括中亚管道气 A/B/C 线、中亚管道气 D 线（预计十四五投产）、中缅管道气、中俄管道气东线（预计 2019 投产）、中俄管道气西线（投产时点待定），2020 年进口量将达到 1050 亿方；(3) 进口 LNG，2012 年以来我国沿海 LNG 接收站进入投产高峰期，仅考虑目前已投产及规划 2018 年将实现接受产能 1030 亿方（大鹏、莆田、如东三个 LNG 站二期产能在 2018 年前投产）。

图表27：我国天然气供给能力分析



资料来源：天然气十三五规划，燃气在线，北极星电力网，华泰证券研究所

**天然气供给端分析：**通过情景模拟，我们假设仅根据当下投产或短期内将投产的天然气供应渠道来看，根据三种不同的情景分析，可以测算出 2020 年我国天然气供应总量达 3783 亿立方米-4320 亿立方米（未考虑 2019-2020 年期间可能增加的 LNG 接收站产能）；

**天然气消费端分析：**十一五、十二五期间我国天然气年均复合增速分别为 18.0%、12.6%，2016 年天然气消费增速为 6.6%，进入 2017 年，由于煤改气强力推进，1-9 月天然气消费增速攀升至 18.4%。

天然气消费量主要取决于经济增速、产业结构、城市化进程、环保政策等要素。从宏观角度来说，十三五期间我国 GDP 增速维持在 6%-7% 左右，明显低于十一五和十二五。从城市化率来看，目前推进速度与过去十余年相差不大，城市化率每年提升约 1.3-1.4pct。而环保政策则是当中较大的不确定性，从目前来看，2017 年是煤改气政策落实的一年，受此影响，前三季度天然气消费增速为 18.4%，我们预计全年增速约在 20% 上下，但是随着煤改气对燃气消费拉动边际效应的减弱，我们预计进入 2018 年后天然气消费增速将出现回落。

基于上述分析，**消费端**：在2016年消费量为2103亿方的情况下，假设2017年我国天然气消费增速为20%，2018年-2020年消费增速分别为12%、14%、16%，2020年我国天然气消费总量达到3546亿方、3740亿方、3940亿方。

此外，从政府十三五规划文件角度分析**消费端**：若从各个省份天然气十三五规划着手分析，各省2020年规划天然气消费量总和约为3800亿方（缺少青海、西藏数据情况下，其他省市2020年规划消费总和约为3723亿方）。若从国家层面的能源发展十三五规划来看，2020年我国能源消费总量要低于50亿吨标煤，如果假设2020年能源实际消费量约为49亿吨，叠加天然气消费占比达到10%的规划目标，按照标煤与天然气之间的折算系数为13.3吨标煤/万方天然气，则可测算出**2020年天然气消费总量约为3684亿方**。

对比供需两方力量，我们认为到**2020年天然气供给充足是大概率事件**。

图表28：2020年我国天然气供给能力情景模拟

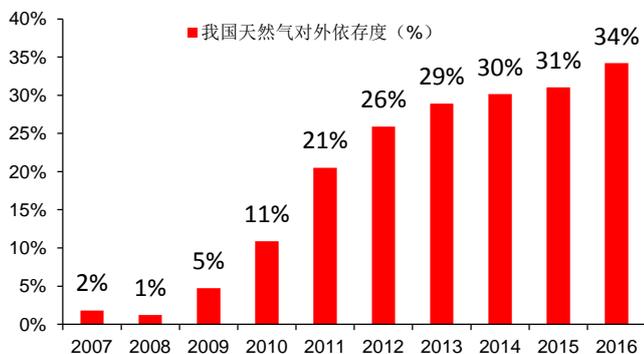
2020年供给分析	乐观预期（自产及进口量达到规划目标）		中性预期（自产及进口量低于规划目标）		悲观预期（自产及进口量远低于规划目标）	
	年产量（亿方）	实现比例	年产量（亿方）	实现比例	年产量（亿方）	实现比例
<b>自产天然气</b>						
常规天然气	1570	100%	1570	100%	1570	100%
页岩气	300	100%	240	80%	180	60%
煤层气	200	100%	160	80%	120	60%
<b>进口天然气</b>						
中亚A/B/C线	550	100%	550	100%	550	100%
中缅油气管道	120	100%	108	90%	96	80%
中俄东线	380	100%	342	90%	304	80%
进口LNG	1200	116%	1070	104%	963	93%
<b>合计</b>	<b>4320</b>		<b>4040</b>		<b>3783</b>	

资料来源：华泰证券研究所

注：根据上文对我国LNG接受站的统计，2020年我国投产LNG接收站前期产能总量达到1030万方，其中鹏、莆田、如东三个LNG站完全产能在2020年前实现，其他接收站经考虑2020年前实现的前期产能。

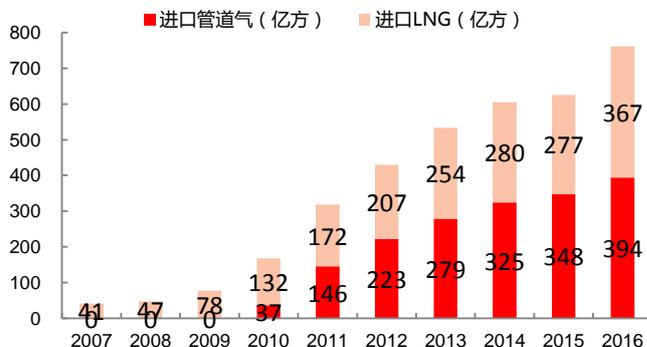
**进口气量持续增加，进一步保障我国天然气供应**。近年来，我国加大对天然气的推广应用，天然气进口量不断加大，2016年天然气进口总量达到761.7亿方，同比增长22%，其中进口LNG2605万吨，进口管道气2797万吨，天然气对外依存度攀升至34%。但考虑到十三五天然气发展规划要求2020年天然气在一次能源中占比达到10%，而本土常规气产量已达到瓶颈，非常规气体量依旧偏小，我们预计未来我国天然气进口量尚有较大增长空间。

图表29：2016年进口气在我国天然气消费总量中占比达到34%



资料来源：Wind、华泰证券研究所

图表30：进口气量持续增加



资料来源：Wind、华泰证券研究所

中美强化天然气贸易，特朗普访华期间签订总价值 1377 亿美元天然气合同。早在 2017 年 5 月份发布的中美经济合作百日计划便提到中美天然气贸易，该计划称美国欢迎中国，和其他美国贸易伙伴，自美进口液化天然气，在液化天然气出口许可上，美国给予中国的待遇将不低于美国给予其他非自贸协定贸易伙伴的待遇。进入 11 月份，在美国总统特朗普访华的两天内，中美企业签署了双边经贸合作史的创纪录大单，合同金额高达 2535 亿美元，其中天然气相关协议金额占一半以上，总额为 1377 亿美元。

对中国而言，多元化进口可保障天然气供应安全，降低天然气利用成本。2016 年我国 65% 的液化天然气进口来自澳大利亚和卡塔尔，从美国进口的量较少，只占进口总额的 1%，伴随着中美天然气贸易的逐步扩大，将有利于我国天然气多元化进口。

美国 LNG 进入亚洲市场后，将与卡塔尔、澳大利亚、印尼等国 LNG 出口形成竞争，而美国本土天然气互相竞争形成的气价也将为我国天然气进口商提供更多计价选择，在国际 LNG 市场总体宽松的情况下，中国作为买方可获得更多灵活性和选择权。

**图表31： 特朗普访华期间中美两国达成的天然气领域协议**

协议	交易对手方	合同金额 (亿美元)
液化天然气长约谅解备忘录	中石油与切尼尔公司	110
页岩气全产业链开发示范项目框架协议	国家能源投资公司与西弗吉尼亚州	837
阿拉斯加液化天然气联合开发协议	中石化、中国银行、中投和阿拉斯加州政府	430

资料来源：中国能源报，华泰证券研究所

## 天然气消费端：看好燃气消费和天然气分布式发电

### 20年天然气消费结构演化：燃气&发电用气增幅最大，化工用气降幅明显

我国天然气消费端可以分为五个部分：燃气（城市燃气、工业燃气）、化工用气、发电用气、自用气以及其他用气。其中，城市燃气包括居民燃气和交通用气，工业燃气为制造业用气，化工用气指作为化工原材料的天然气，发电用气为电力热力生产用气，自用气为石油天然气公司自身消费的天然气，其他用气则包括开采过程中天然气耗损等部分。

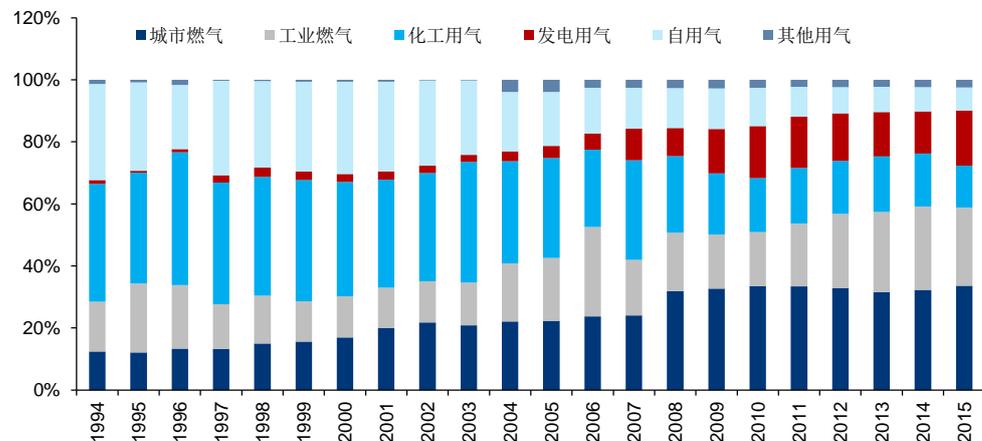
图表32：我国天然气下游细分领域消费量演化趋势



资料来源：国家统计局，华泰证券研究所

伴随着我国天然气消费量逐步扩大，下游各个子领域的天然气消费量亦有所增加，但是结构出现明显的分化。1) 发电用气占比增长最明显，1995年、2005年、2015年占比分别为1%、4%、18%；2) 城市燃气消费持续扩大，1995年、2005年、2015年占比分别为12%、22%、34%，工业燃气占比也稳步增加，1995年、2005年、2015年占比分别为22%、20%、25%；3) 化工用气占比降幅最大，1995年-2015年，在天然气消费总量中占比从36%降至13%。

图表33：我国天然气下游细分领域消费结构演化趋势

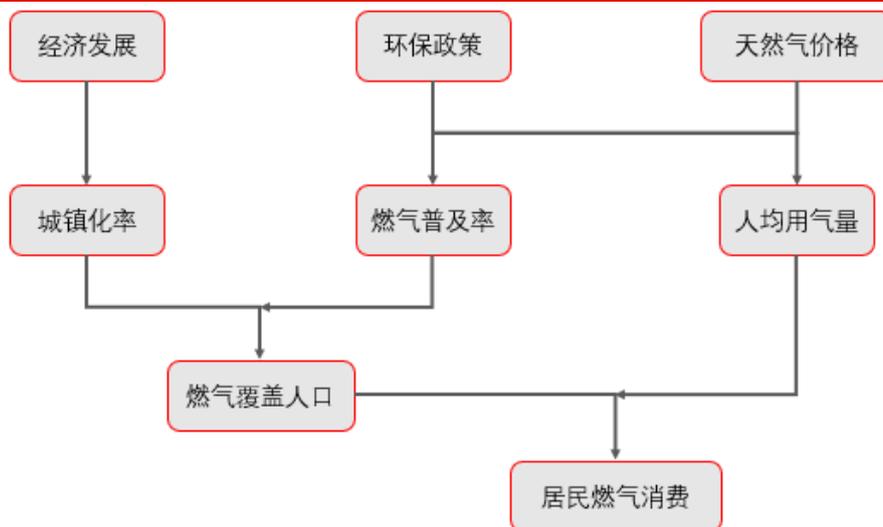


资料来源：国家统计局，华泰证券研究所

### 城市化进程+环保约束强化+价改利好，燃气迎来蓝海

居民燃气消费核心驱动逻辑在于城镇化水平、环保政策。居民燃气消费量等于燃气覆盖人口乘以人均用气量。燃气覆盖人口取决于管道铺设覆盖的区域和该区域的城市人口，背后共同的驱动因素是城镇化水平。人均用气量的高低则取决于用气家庭的自身考量（如能源使用便利性等）和环保政策实施力度。

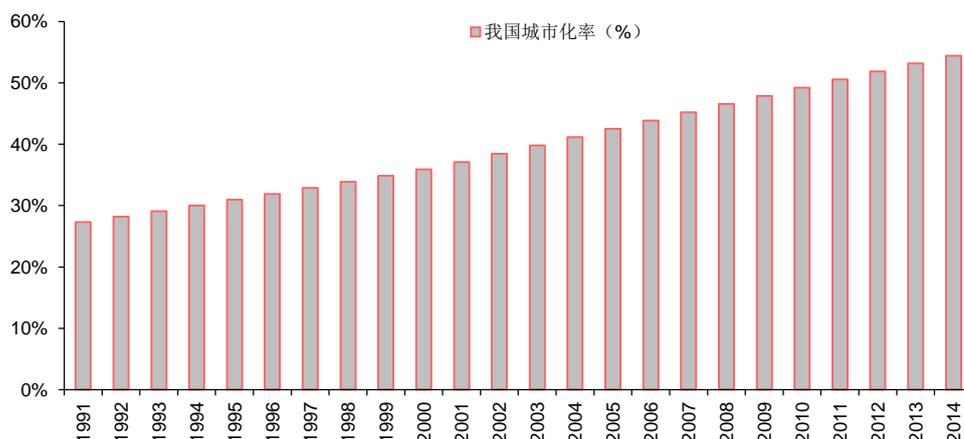
图表34：居民燃气消费核心驱动逻辑



资料来源：华泰证券研究所

城镇化持续推进利好居民燃气消费放量。我国居民能源消费中，主要分为燃煤、电力和燃气三大类。随着城市发展和环境保护的需要，电力和天然气利用迅速扩大，在城市中，居民用煤的比例大幅下降，但居民燃煤在中小城镇和农村仍然普遍。伴随着我国经济持续发展，城镇化率稳步提升，未来居民燃气市场规模料将持续扩大。

图表35：二十世纪九十年代以来我国城市化率稳步提升

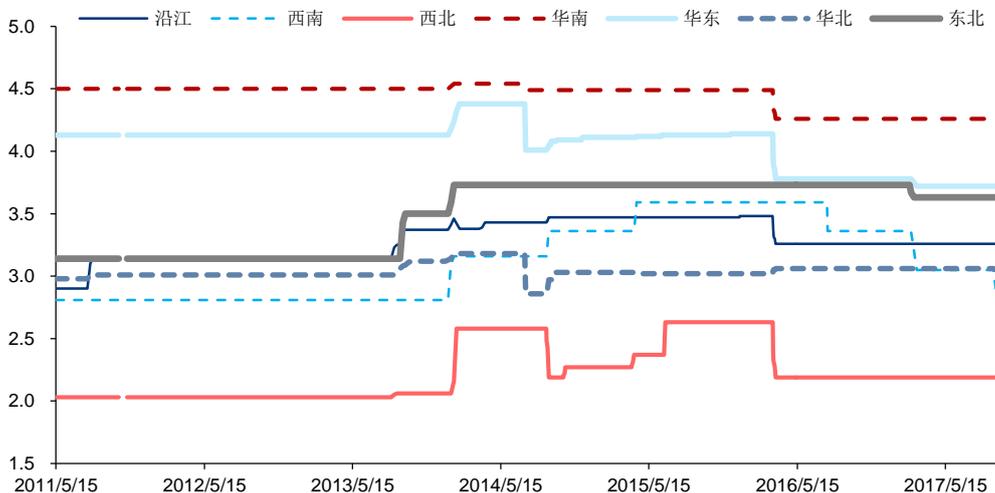


资料来源：Wind，华泰证券研究所

从经济性来看，我国居民用气价格总体保持稳定，居民用气成本变动不大，在煤改气等环保政策强力推动及城市化水平持续提升的背景下，我们预计未来居民燃气产业空间广阔。我们推荐百川能源（特许经营区覆盖京津冀核心地带，煤改气受益标的），建议关注迪森股份（受益煤改气政策落地）。

**工业气价走低+环保力度加强，工业燃气未来发展可期。**上个世纪下半叶至本世纪初，受制于本土天然气产量有限，我国天然气供应优先满足居民端，工业端燃气消费受到一定抑制。进入本世纪第二个十年，天然气工业消费的环保型好、经济性凸显等优势日益受到人们的认可，叠加天然气市场化定价机制改革的推进，工业燃气消费持续增加，我们认为未来工业燃气产业发展可期，**建议关注金鸿能源。**

**图表36： 2015年以来我国各地工业气价持续走低（元/方）**



资料来源：Wind，华泰证券研究所

### 工业气价走低驱动天然气分布式发电行业回暖

天然气分布式能源是指分布在用户端的，以天然气为能量来源的能源综合利用系统。按照国际能源工程学界的看法，“技术进步+追求能源利用效率极大化”推动人类能源供给模式从住户式/分布式发展至集中式，而后进阶至集中式+分布式。

**图表37：“集中式+分布式”为未来能源供给的主流模式**



资料来源：华泰证券研究所

天然气分布式能源系统综合利用效率可达到**70%以上**。作为一种新的能源利用系统，天然气分布式能源体系可以根据用户需要利用工质余热进行制热和制冷，从而实现能源的梯次利用。例如，该系统在夏季利用冬季采暖所消耗的抽汽或热水来制冷，致使热电厂在生产供应电能和热能的同时也可以生产冷水，用于空调及其他工艺过程的冷却，充分利用了一次能源。

根据华北电力大学谭忠富教授等人的统计测算，目前发达国家能源利用效率高达 52%-55%，世界的平均水平为 43%，而我国仅为 33.4%。分布式能源系统的利用效率最高接近 90%，一般也在 70%-80%之间，而传统的大型燃煤超临界发电机组的效率最高不超过 45%，燃气轮机联合循环热效率也不超过 57%。

**图表38： 天然气分布式发电能源利用效率突出**

对比维度	普通凝汽式发电站	联合循环电站	天然气分布式发电系统
能源利用率 (%)	40	55	70-80
输配电线路损耗率 (%)	6-7	6-7	2-3

资料来源：《分布式发电定价机制与实证研究》，华泰证券研究所

**环保性突出。**天然气发电具有低碳、低排放的良好环保效益。根据中国电力企业联合会规划与统计信息部的实证计算，与传统的 600 兆瓦燃煤火电机组相比，同等装机容量天然气发电机组的环境价值约为 17.04 分/千瓦时。细分来看，天然气发电的环保型包括三个方面：

- (1) 采用天然气为燃料可以减少污染物排放总量；
- (2) 为减少高压输电线路的线路走廊面积和相应的征地面积，以及弱化高压输电线的电磁污染，采用分布式发电可以减少大量远距离的高压输电线实现就近供电；
- (3) 天然气分布式能源可以实现能源梯次利用，能效高达 70%-80%，为燃煤火电机组的一倍多，减少占地面积和耗水 60%以上，排放的 SO<sub>2</sub> 和固体废弃物几乎为 0，TSP 减少 95%，NO<sub>x</sub> 减少 80%以上。

**图表39： 燃气发电污染排放远低于燃煤发电**

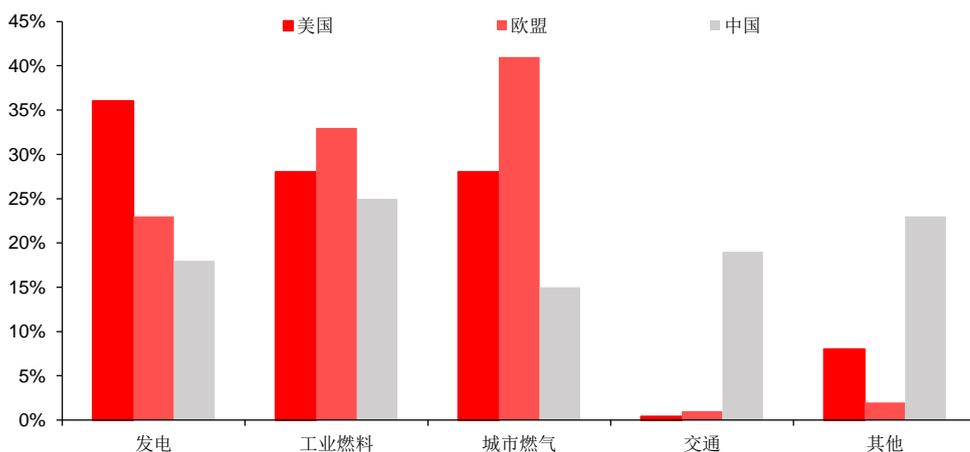
发电类型	各类污染物排放率 (克/GJ)					
	二氧化硫	氮氧化物	一氧化碳	TSP	灰质	残渣
燃煤发电	81.0	273	8.7	13.6	3753	1024
燃气发电	0.3	174	0	6.7	0	0

资料来源：《电力系统自动化》，华泰证券研究所

**2016-2030 年天然气在一次能源消费中的占比将从 6.4%增加至 15%。**由于我国能源资源禀赋为多煤缺油少气，致使能源供应结构中煤炭占据主体地位，2015 年煤炭在一次能源消费中占比为 63%，石油占比 18%，天然气占比 8%，其他可再生能源占比 11%。受制于越发严重的环境问题，并考虑到能源利用的可持续性问题，我国《能源发展战略行动计划 2014-2020》指出，到 2030 年，传统石化能源消费占比将下降至 68%，而清洁能源占比将从 19%升至 32%，其中天然气在能源消费中占比力争达到 15%。

**细分来看，天然气发电将是天然气消费增加的一大增长极。**长期来看，对比中美欧天然气消费结构，发电、燃气和工业燃料是重点，目前我国天然气发电耗气量在天然气消费总量中占比 18%，显著低于美国 (36%)、欧盟 (23%)，我们认为未来中国天然气发电发展空间很大。

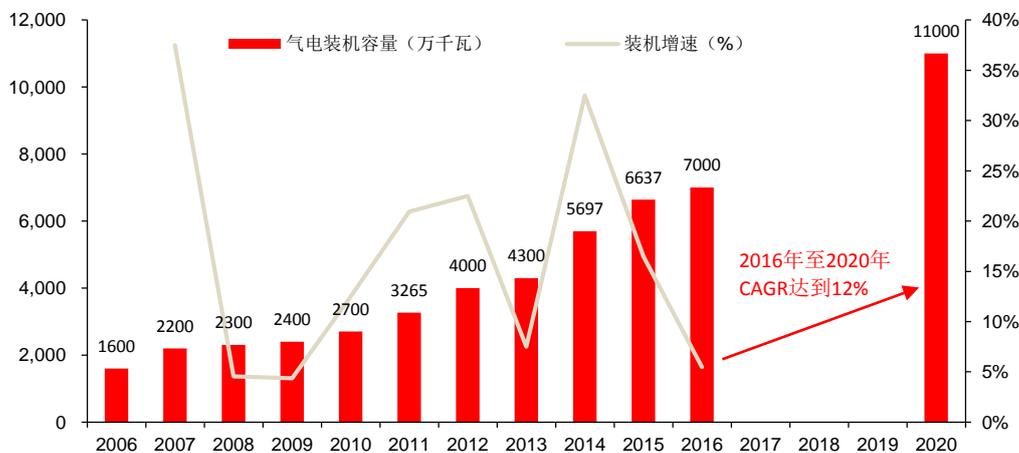
**图表40： 2015 年中美欧天然气消费结构对比：我国天然气发电尚有待进一步发展**



资料来源：IEA，国家统计局，华泰证券研究所

十二五期间气价走高致使天然气分布式发电发展态势走弱。2012 年，发改委发布《天然气利用政策》，积极推进天然气分布式能源发展，并规划十二五期间建设 1000 个天然气分布式能源项目。2013 年-2015 上半年，受天然气价格高企的影响，从 2014 年开始，部分新建分布式能源项目陷入停滞状态，已建成项目也多处于停运，市场发展遭受打击。主要原因就是高气价导致天然气分布式能源的经济性大幅降低，企业投资的收益率无法保证，用户无法承受较高的天然气价格，大部分项目均不具备经济性。

**图表41： 我国气电装机容量走势**



资料来源：能源发展十三五规划，中电联，国家能源局，华泰证券研究所

2015 年下半年开始，以重新启动的电力体制改革和天然气价格下调 0.7 元/立方米为标志，天然气分布式能源市场开始复苏。“放开两头、管住中间”的油气体制改革思路，为分布式能源的发展扫清了制度障碍；推进“互联网+”智慧能源行动，通过互联网促进能源系统扁平化，推进能源生产和消费模式革命，为天然气分布式能源提供了新的发展契机。在新的发展环境和机遇下，天然气分布式能源市场开始复苏。

进入十三五以来，承继天然气分布式发电产业复苏的东风，政策扶持再度发力。国家层面相继发布《能源发展十三五规划》、《天然气发展十三五规划》、《关于加快推进天然气利用的意见》等纲领性文件，提出要扩大天然气消费总量，提高天然气发电比重，并鼓励发展天然气分布式能源等高效利用项目，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%。

图表42： 天然气分布式发电 2012 即受鼓励，十三五期间更受推动

2012 天然气利用政策取向			十三五天然 气政策取向
优先级	下游领域	涵盖范围	
优先级	城市燃气	城镇居民生活用气、公共服务设施用气、集中采暖等	✓
	天然气交通	各类 LNG 车船	✓
	天然气发电	天然气分布式能源	✓
	工业燃料	工业领域中中断用户燃料用气以及天然气制氢项目	✓
允许级	城市燃气	分布式采暖	✓
	工业燃料	工业领域气代油代煤、以气为燃料项目、工业锅炉燃料等	✓
	天然气发电	用于调峰和储备的小型天然气发电设施等	✓
限制类	天然气发电	非重要用电负荷中心建设利用天然气发电项目	×
	天然气化工	天然气制合成氨厂的改扩建、天然气制氮肥项目	×
禁止类	天然气发电	陕蒙晋皖等十三个煤炭基地燃气发电项目	×
	天然气化工	天然气制甲醇新建扩建项目	×

资料来源：发改委，国家能源局，华泰证券研究所

国家层面鼓励叠加行业形势好转的背景下，越来越多的地方政府着力发展天然气分布式能源。山东、上海、广东、江苏等地方政府鼓励发展分布式天然气多联供集中供热项目，陕西、四川等地放开了分布式天然气发电上网电价，上海、青岛更是对新建分布式能源项目分别给予直接补贴。

图表43： 从中央到地方各级推进天然气分布式发电政策纷至沓来

政策级别	发布时间	名称	核心内容
国家层面	2017.11	关于开展分布式发电市场化交易试点的通知	通知明确了分布式发电的装机规模、交易模式、交易组织、“过网费”标准、相关政策支持和试点工作组织 6 个方面内容。市场化交易实际上取消了分布式发电项目上网“燃煤标杆电价+补贴”锁定，“过网费”标准将降低交易成本。此外，我国将在 2018 年 2 月启动首批分布式发电市场化交易试点。
	2017.6	关于加快推进天然气利用的意见	将北方地区冬季清洁取暖、工业和民用“煤改气”、天然气调峰发电、天然气分布式、天然气车船作为推进天然气利用的工作重点。
	2016.12	天然气发展十三五规划	十三五要抓好大气污染治理重点地区等气化工程、天然气发电及分布式能源工程、交通气化等四大工程，天然气占能源消费比重提高到 10% 左右。
	2016.12	能源发展十三五规划	加快建设天然气分布式能源项目和天然气调电站，2020 年气电装机规模达到 1.1 亿千瓦。
行业层面	2014.10	天然气分布式能源示范项目实施细则	就天然气分布式能源示范项目的申报、评选、实施、验收、后评估、激励政策等做了一系列规定，旨在完善天然气分布式能源示范项目管理。文件更强调地方政府在落实推进天然气分布式示范项目中的自主权，把大量工作下放到地方，强调发挥地方政府推动天然气分布式发展的主观能动性。
	2017.4	江苏省十三五能源规划	鼓励发展天然气分布式供能系统，重点在峰谷差大、煤炭消费基数高、气源有保障的地区有序适度建设天然气调峰电站，2020 年天然气发电装机超过 2000 万千瓦，占比提高到 15% 左右。
地方层面	2017.2	山东省加快推进天然气利用发展的指导意见	大力发展天然气三联供分布式能源项目，力争到 2018 年，省内天然气发电装机实现“零”的突破；到 2020 年，天然气发电装机达到 400 万千瓦左右，天然气发电用气规模 40 亿立方米左右。
	2017.2	长沙市促进天然气分布式能源发展办法	天然气分布式能源项目优先列入市、区县（市）重大项目投资计划；市本级财政对全市行政区域内建设的天然气分布式能源项目安排专项资金。
	2017.1	上海市天然气分布式供能系统和燃气空调发展专项扶持办法	对天然气分布式供能项目，按照 1000 元/千瓦给予设备投资补贴。对年平均能源综合利用效率达到 70% 及以上且年利用小时在 2000 小时及以上的天然气分布式供能项目，给予 2000 元/千瓦的节能补贴；对年平均能源综合利用效率达到 80% 及以上且年利用小时在 3000 小时及以上的天然气分布式供能项目，再给予 500 元/千瓦的节能补贴。
	2015.7	广东省关于加快我省清洁能源建设的实施方案	到 2017 年底，建成天然气发电（含热电联产、调峰电源、分布式电源）约 2000 万千瓦（新增装机容量约 650 万千瓦）。
	2015.1	青岛市加快清洁能源供热发展若干政策	对新建天然气分布式能源供热项目，按照 1000 元/千瓦的标准给予设备投资补贴，年平均能源综合利用效率达到 70% 及以上的再给予 1000 元/千瓦的补贴。以现行非居民类管道天然气销售价格 4.45 元/立方米（政府定价）为基准，天然气分布式能源供热项目每立方米用气补贴 1.32 元。

资料来源：各级政府官方网站，华泰证券研究所

气价走低驱动天然气分布式能源经济性向好，国内新开工的天然气分布式能源项目数量增多。根据华北电力大学谭忠富教授等人的统计测算，天然气燃料成本约占生命周期总成本76%，随着2015年以来，发改委持续下调工业气价，天然气分布式能源经济效益提升。此外，2015年11月新电改配套文件发布，明确提出向社会资本开放售电业务，售电侧市场的放开标志着我国传统的电网公司单一售电模式将被打破，天然气分布式能源并网将不再成为问题。

我们选用江西华电九江分布式能源站项目为测算标的，该项目总装机容量为77MW，配置有两台燃气轮机、两台余热锅炉、一台汽轮机以及其他的一些配套设备。项目旨在满足当地工业园区热需求，多余电量则接入当地的低压电网，用于出售。

**图表44：江西华电九江分布式能源站工程项目设计参数（2010年）**

序号	项目	单位	数据
1	额定出力	MW	77.2
2	天然气低位发热量	kJ/Nm <sup>3</sup>	33285
3	燃气轮机出力	MW	25.5x2
4	燃气轮机热耗率	kJ/kWh	12776
5	汽轮机出力	MW	17.3
6	总出力	MW	68.3
7	年运行小时数	h/a	5500
8	年发电量	MWh/a	375490
9	厂用电率	%	2.9
10	年供电量	MWh/a	364488
11	年供热量	GJ/a	876473
12	天然气耗量	万 Nm <sup>3</sup> /a	10744

资料来源：江西省华电九江分布式能源站工程可行性研究报告，华泰证券研究所

我们以该项目为测算标的，设定运营期为20年，以此为基础编制了跨度20年的现金流量表，在此基础上测算该项目的内部收益率。

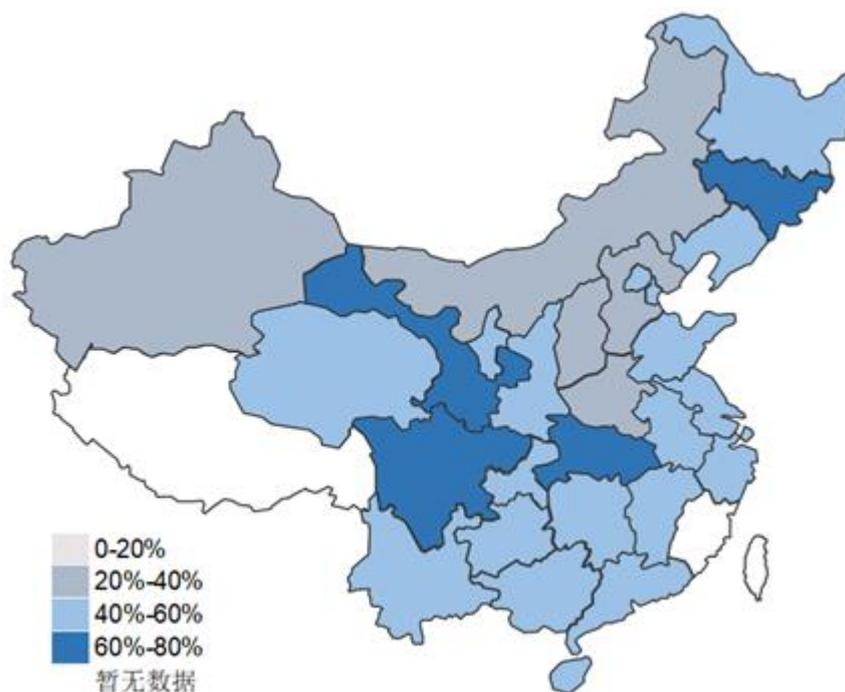
**图表45：江西华电九江分布式能源站工程项目运行参数（2010年）**

序号	项目	单位	数据
<b>一</b>	<b>项目运营参数</b>		
1	项目经营期	年	20
2	年运行小时	小时	5500
3	年发电量	MWh	375490
4	年供热量	GJ	876473
5	年天然气消耗量	万立方米	10744
<b>二</b>	<b>生产运营参数</b>		
6	综合厂用电率	%	2.93%
7	发电气耗	Nm <sup>3</sup> /MWh	216
8	供热气耗	Nm <sup>3</sup> /GJ	30.04
9	天然气价	元/Nm <sup>3</sup>	输入变量
10	上网电价	元/kWh	输入变量
11	热价	元/GJ	80
12	发电耗水量	万t/年	110
13	水费	元/t	1.26
14	定员	人	20
15	工资	万元/（人年）	6
<b>三</b>	<b>折旧摊销</b>		
16	固定资产形成比例	%	100%
17	残值率	%	5%
18	折旧		15年直线折旧
<b>四</b>	<b>融资条件</b>		
19	国内贷款偿还		10年本金等额
20	贷款比例	%	70%

资料来源：江西省华电九江分布式能源站工程可行性研究报告，华泰证券研究所

采用 2017 年 6 月各个省市的天然气门站价为天然气分布式能源气源价，并采用相应的工业电价为销售电价，测算该项目的 IRR 全部分布图如下所示，表明全国绝大部分省市均有着良好的经济性。

图表46：采用工业电价测算的全国各省天然气分布式能源项目 IRR 分布图（2017 年 6 月数据）



资料来源：华泰证券研究所

## 风险提示

目前来看，天然气行业发展的主要风险因素有两条：

- 1) 天然气价格风险。气价决定着天然气终端消费的经济性，从燃气消费角度来看，工业燃气客户与居民燃气客户在是否选择天然气为燃料的问题上，需要考虑天然气价格成本，尤其需要将天然气、煤炭、原油进行价格比对。目前原油价格和煤炭价格虽然有所复苏，但不排除因消费端需求减弱或者供给端供给增加等因素带来价格再度走跌。此外，天然气价格自身走势也需要积极跟进，如果天然气价格相对于其他能源出现价格明显走高，将会影响天然气产业链终端需求。
- 2) 环保政策落地风险。2017 年受益于京津冀等地区各级政府大力推进煤改气政策落地，居民端和工业端燃气需求大为放量，带动我国天然气消费大幅增加。展望 2018 年，如果相关后续政策落地低于预期，将会对燃气产业造成一定冲击。

## 免责声明

本报告仅供华泰证券股份有限公司（以下简称“本公司”）客户使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。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。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成所述证券的买卖出价或征价。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本公司及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为之提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本公司的资产管理部、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权力。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：Z23032000。全资子公司华泰金融控股（香港）有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格，经营许可证编号为：AOK809

©版权所有 2017 年华泰证券股份有限公司

## 评级说明

### 行业评级体系

一报告发布日后的 6 个月内的行业涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅为基准；

一投资建议的评级标准

增持行业股票指数超越基准

中性行业股票指数基本与基准持平

减持行业股票指数明显弱于基准

### 公司评级体系

一报告发布日后的 6 个月内的公司涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅为基准；

一投资建议的评级标准

买入股价超越基准 20% 以上

增持股价超越基准 5%-20%

中性股价相对基准波动在 -5%~5% 之间

减持股价弱于基准 5%-20%

卖出股价弱于基准 20% 以上

## 华泰证券研究

### 南京

南京市建邺区江东中路 228 号华泰证券广场 1 号楼/邮政编码：210019

电话：86 25 83389999/传真：86 25 83387521

电子邮件：ht-rd@htsc.com

### 深圳

深圳市福田区深南大道 4011 号香港中旅大厦 24 层/邮政编码：518048

电话：86 755 82493932/传真：86 755 82492062

电子邮件：ht-rd@htsc.com

### 北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同 28 号太平洋保险大厦 A 座 18 层

邮政编码：100032

电话：86 10 63211166/传真：86 10 63211275

电子邮件：ht-rd@htsc.com

### 上海

上海市浦东新区东方路 18 号保利广场 E 栋 23 楼/邮政编码：200120

电话：86 21 28972098/传真：86 21 28972068

电子邮件：ht-rd@htsc.com