

# 管网公司成立在即，非常规气源大有可为

## ——燃气行业 2019 年下半年投资策略

行业中期报告

◆**国家油气管网公司成立推动天然气行业良性发展。**在现有天然气行业纵向一体化的体制背景下，垄断性与竞争性业务混合经营，纵向一体化公司利用垄断环节维持竞争业务的优势，将严重影响天然气产业链的运营效率，不利于天然气资源的合理调配（尤其是保供期间）和天然气产供储销体系的建设，亦阻碍了天然气市场化改革的推进。管网公司的成立将成为解决上述问题的现实方案。2019年以来，国家石油天然气管网公司的组建渐行渐近，仅2019年3月，多条重要官方渠道确认了国家油气管网公司组建的信息。国家管网公司成立是深化体制改革的必然要求，也是推动天然气价格改革的重要路径。国家管网公司的组建，将有利于油气行业基础设施的资源整合和优化配置，提升运行调率。从“提质增效”的角度考虑，国家管网公司的成立契合国企改革加速推进的背景；管网公平开放将有效激活能源市场竞争，还原油气能源的商品属性；通过引入社会资本等方式拓宽管网建设资金来源，管网建设有望全面提速。

◆**2019年国内供需预测：“气荒”难现。**2019年，我们预计需求方面，我国城镇燃气和天然气发电燃气的需求仍将维持高速增长（总体消费量+10.9%至3142亿立方米）；供给方面，产量稳定增长（+10%至1763亿立方米），进口力度进一步加大（+14%至1414亿立方米），整体供给的增速有所放缓（+12.09%至3177亿立方米），对外依存度将进一步提升（44.5%），整体供需仍将维持紧平衡，“气荒”难现。

◆**投资建议：**我们认为在当前市场环境下需要重点关注**国家油气管网公司成立对主题性行情的引发，同时也需要进一步关注油价、中美贸易摩擦、LNG价格以及燃气季/月度消费量数据。**从基本面角度，我们认为，管网公司的成立对上中下游均有好处，但逻辑不尽相同，相关受益领域以及受益顺序：（1）管道及勘探开采设备工程公司；（2）非常规天然气公司；（3）省网及城燃公司。维持燃气子行业“买入”评级，推荐**新天然气、蓝焰控股、陕天然气、天伦燃气（H）、深圳燃气**，建议关注**沃施股份**。

◆**风险分析：**管网公司成立进度不及预期，中美贸易摩擦进一步恶化，天然气销售量低于预期，接驳费用超预期下调，输气、配气费率下行、购气成本提升，天然气价格改革进展低于预期等。

证券代码	公司名称	股价(元)	EPS (元)			PE (X)			投资评级
			18A	19E	20E	18A	19E	20E	
603393.SH	新天然气	24.32	2.09	2.73	3.48	12	9	7	买入
000968.SZ	蓝焰控股	12.80	0.70	0.77	0.86	18	17	15	增持
002267.SZ	陕天然气	7.99	0.36	0.37	0.48	22	22	17	增持
1600.HK	天伦燃气	7.93	0.58	0.97	1.37	12	7	5	买入
601139.SH	深圳燃气	5.58	0.36	0.38	0.47	16	15	12	买入

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为2019年6月5日（注：港股股价为港元，其余单位均为人民币，1 HKD=0.88 CNY）

### 燃气：买入（维持）

#### 分析师

王威（执业证书编号：S0930517030001）

021-52523818

[wangwei2016@ebsecn.com](mailto:wangwei2016@ebsecn.com)

殷中枢（执业证书编号：S0930518040004）

010-58452063

[yinzs@ebsecn.com](mailto:yinzs@ebsecn.com)

于鸿光（执业证书编号：S0930519060001）

021-52523819

[yuhongguang@ebsecn.com](mailto:yuhongguang@ebsecn.com)

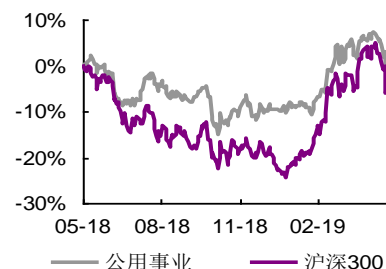
#### 联系人

郝霁

021-52523827

[haoqian@ebsecn.com](mailto:haoqian@ebsecn.com)

行业与上证指数对比图



资料来源：Wind

#### 相关研报

与其苟延残喘，不如从容燃烧——公用事业2019年度投资策略

..... 2018-12-26

A、H股燃气行业复盘报告：从1到10——天然气行业系列报告（六）

..... 2018-09-16

天然气：该出手时就...出不出手？——天然气行业系列报告（五）

..... 2018-08-28

## 投资聚焦

### 研究背景

天然气行业管输与配送主体的核心资产为天然气管网，具备强规模效应与沉没成本，自然垄断特性突出；而天然气生产与销售环节的竞争特性明显。在天然气行业纵向一体化的体制背景下，严重影响天然气产业链的运营效率，不利于天然气资源的合理调配和天然气产供储销体系的建设，亦阻碍了天然气市场化改革的推进。2019年以来，国家石油天然气管网公司的组建渐行渐近，仅2019年3月，多条重要官方渠道确认了国家油气管网公司组建的信息。本文基于此背景，分析国家油气管网公司成立对行业的影响，同时对2019年下半年投资策略进行演绎。

### 我们的创新之处

- (1) 全面分析了国家油气管网公司成立的意义和对天然气产业链上中下游的影响；
- (2) 全面分析了2019年我国天然气行业供需整体及各细分情况。

### 投资建议

我们认为在当前市场环境下需要重点关注国家油气管网公司成立对主题性行情的引发，同时也需要进一步关注油价、中美贸易摩擦、LNG价格以及燃气季/月度消费量数据。从基本面角度，我们认为，管网公司的成立对上中下游均有益处，但逻辑不尽相同，相关受益领域以及受益顺序：(1) 管道及勘探开采设备工程公司；(2) 非常规天然气公司；(3) 省网及城燃公司。维持燃气子行业“买入”评级，推荐新天然气（收购亚美能源参与煤层气业务）、蓝焰控股（山西煤层气龙头）、陕天然气（陕西省网公司、管输费调整落地）、天伦燃气（河南煤改气项目积极扩张）、深圳燃气（LNG项目渐行渐近），建议关注沃施股份（收购中海沃邦布局非常规天然气领域）。

# 目 录

1、 2017-18 年燃气股复盘.....	4
2、 2019 年重要事件——国家管网公司成立 .....	7
2.1、 国企改革：打破垄断，提质增效.....	7
2.2、 油气管网建设亟待加速 .....	15
2.3、 管网独立推动天然气市场化定价.....	17
3、 国家管网公司成立，投资机会几何？ .....	19
3.1、 上游：非常规天然气及勘探开发设备及类公司有望受益 .....	19
3.2、 中游：促进互联互通，管网投资建设类公司优先受益.....	21
3.3、 下游：量增逻辑延续.....	22
4、 2019 年国内供需预测：气荒难现.....	23
4.1、 供给：增速放缓，对外依存度进一步扩大 .....	23
4.2、 需求：城燃&发电用气需求维持高增长.....	31
5、 投资建议.....	35
5.1、 新天然气（603393.SH） .....	35
5.2、 蓝焰控股（000968.SZ） .....	36
5.3、 陕天然气（002267.SZ） .....	38
5.4、 天伦燃气（1600.HK） .....	39
5.5、 深圳燃气（601139.SH） .....	40
5.6、 沃施股份（300483.SZ） .....	41
6、 风险分析.....	41

## 1、2017-18 年燃气股复盘

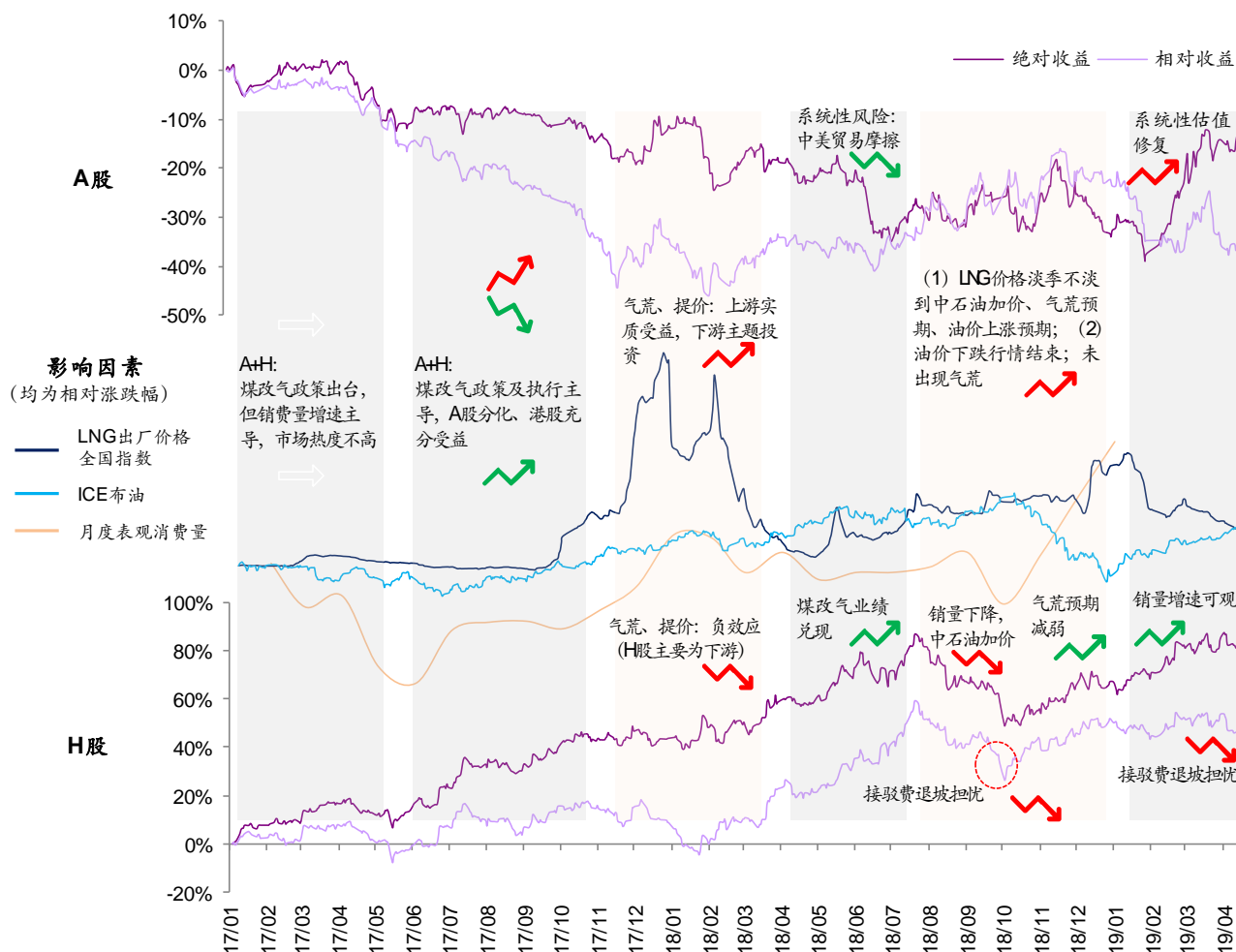
受益于环境约束和能源结构调整，天然气行业发展加速，2017 年起二级市场对于燃气股的关注度显著提升。“煤改气”、“气荒”，这些贯穿行业发展以及影响股价的因素在 2017-2018 年行情中体现的尤为显著。整体上看，影响天然气行业股价因素较多，我们选取天然气相关重要指标对 2017-2018 年 A/H 燃气股二级市场表现的扰动进行因素分析，并对行业投资逻辑进行回顾：

表 1：A+H 天然气行情影响因素剖析

项目	明细	主要影响因素	对行业的影响	对股价影响方向及强度	
				2017-2018	2019E
行业政策 &事件	煤改气推进	环境约束	促进天然气消费，间接导致“气荒”	正影响强	待定
	接驳费调整（主要是预期和局部区域）	管网公司利润率，气化率	影响下游利润	A 股：负影响中 H 股：负影响强	A 股：负影响中 H 股：负影响强
	煤改气以气定改	“气荒”	煤改气理性推进	A 股：负影响中 H 股：负影响强	待定
	储气调峰	供需格局，“气荒”	调节天然气供需缺口	设备公司正影响强	设备公司正影响强
	上游提价	进口气倒挂，供需格局	提升上游利润，增加下游购气成本	A 股：上游正影响强、 对下游负影响强； 下游主题性正影响强 H 股：负影响强	A 股：上游正影响强、 对下游负影响强；下游 主题性待定 H 股：负影响强
	配气费限制（推进速度较平和）	价格改革	短期降低毛差，长期促进消费	暂无影响	暂无影响
	管网公司成立	“气荒”管网利用率不高、 管网建设不足	市场化程度提升	暂无影响	预计正影响强
监测指标	LNG 价格	油价，天然气供需	提升上游盈利，增加下游购气成本	A 股：上游正影响强 对下游负影响强； 下游主题性正影响强 H 股：负影响强	A 股：上游正影响强 对下游负影响强；下游 主题性影响待定 H 股：负影响强
	天然气消费量	经济，城镇化水平，政策	推动能源结构转型	正影响强	正影响强
	天然气产量	天然气价格，边际利润，政策	保障能源安全和天然气稳定供应	上游正影响强	上游正影响强
	天然气进口量	天然气供需，配套基础设施	调节天然气供需缺口	正影响中	待定
外部因素	油价上行	供需格局、地缘政治等	潜在影响天然气价格的次重要因素	A 股：上游正影响强 下游主题性正影响强 H 股：负影响强	A 股：上游正影响强； 下游主题性待定 H 股：负影响强
	中美贸易摩擦	大国博弈	LNG 进口结构变化	A 股：系统性风险下跌	待定
基本面	销售量（上、下游）	气源供给及下游需求	提升消费能力	正影响强	正影响强
	上游价格	气价、油价	利好上游、利空下游	对上游正影响强 对下游负影响强	对上游正影响强 对下游负影响强
	下游毛差	顺价能力	增加下游盈利能力	正影响强	正影响强
	业绩（上、下游）	接驳与销售业务利润		正影响强	正影响强

资料来源：光大证券研究所

图 1：2017-18 年 A+H 燃气股复盘

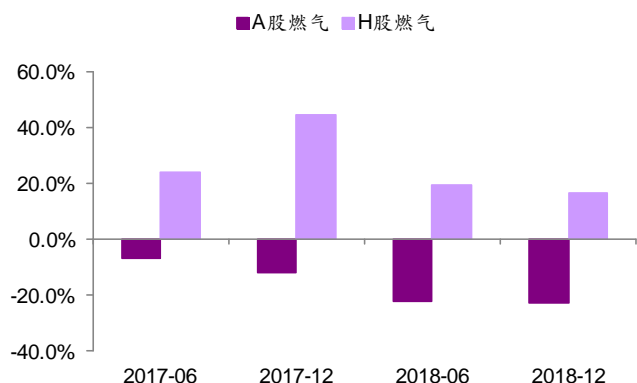


资料来源：Wind，光大证券研究所整理

2017、2018 年，A 股燃气行业年度累计收益分别为-12.4%、-22.8%，相对沪深 300 的收益分别为-34.2%、2.5%；相比而言，H 股燃气行业年度累计收益分别为 44.3%、16.1%，相对恒生指数的收益分别为 8.3%、29.8%。总体而言，A 股燃气行业年内累计收益为负，H 股燃气行业同期获得正收益。我们认为，A、H 燃气股在二级市场的驱动力差异如下：

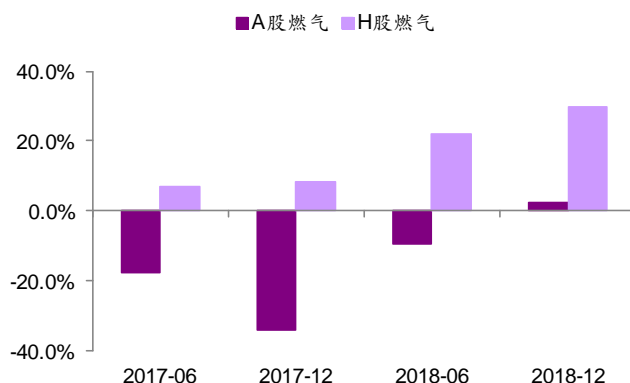
**(1) 基本面引领 H 股行情：**从 2017 年到 2018 年上半年，“煤改气”量增、消费量提升到业绩的兑现，都有助于 H 股城燃公司股价上涨，而 2017 年底的气荒和天然气销量增速下滑则会使股价受到影响；2018 年 8 月起，中石油上游加价、接驳费退坡的担忧预期、销量增速下滑则使股价形成长时间的下跌趋势，因为这些因素会导致业绩产生下滑。

图 2：A、H 燃气股年内累计绝对收益



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 3：A、H 燃气股年内累计相对收益



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：A、H 燃气股分别以沪深 300、恒生指数为基准计算相对收益）

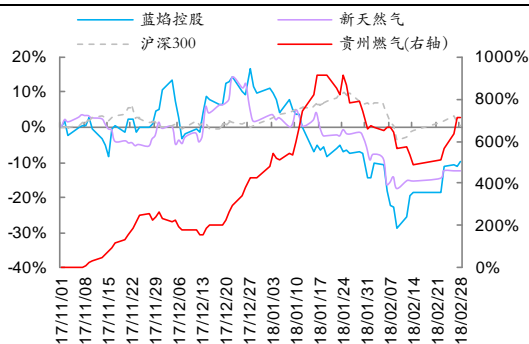
**(2)在特定时间段主题因素引领 A 股行情:即 2017/11-2018/02 和 2018/09-2018/10。**

1) 2017.11-2018.2: “煤改气”进度超预期与中亚管道气违约减供是“气荒”的两大直接原因,调峰储气能力欠缺亦是重要原因。此前,市场对于“气荒”和 LNG 价格突然上涨并无预期,其认知是:直接逻辑是价格提升利好上游,但实际本轮更多体现的是主题行情(如下游贵州燃气股价表现)。

2) 2018.9-2018.10: 市场对于 2018 年“气荒”担忧不断且 LNG 价格淡季不淡是市场主要的关注点,学习效应所致,多数人认为燃气股依然会有机会,而点燃行情的是中石油天然气售价上调,以及原油价格上涨。后期,市场反复论证“气荒”和 LNG 价格暴涨的可能性,但国家确实在调峰储气、需求侧管理已经做了充足准备,随着价格的平稳过渡,市场逐渐接受了出现气荒的可能性越来越低这一现实,而 10 月油价的下跌导致了本次行情的结束。

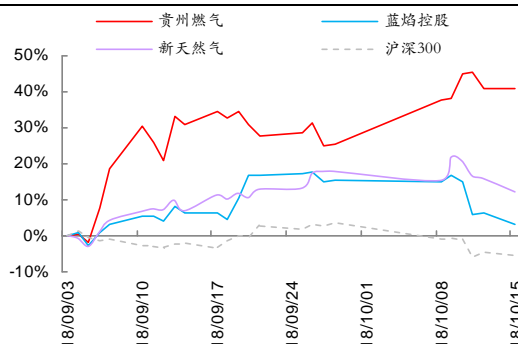
3) 2018 年 12 月,虽然中亚气供给再一次出现问题,LNG 价格上涨,但是持续时间并不长,燃气股的行情没有再次发动。总体而言,主题性机会需要强有力的催化剂和足够的市场热度。

图 4：2017.11-2018.2，重点 A 股燃气股复盘



资料来源：Wind

图 5：2018.9-2018.10，重点 A 股燃气股复盘

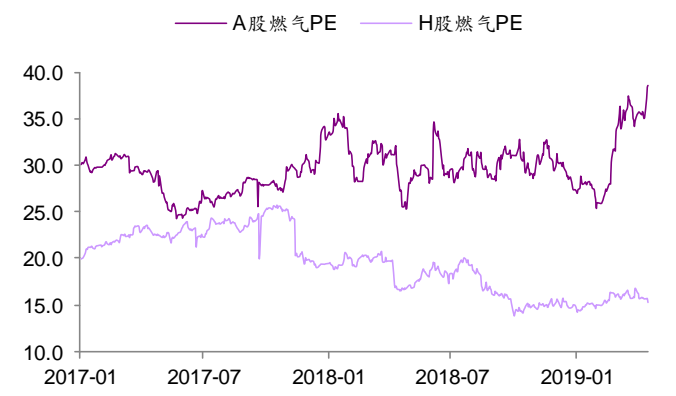


资料来源：Wind



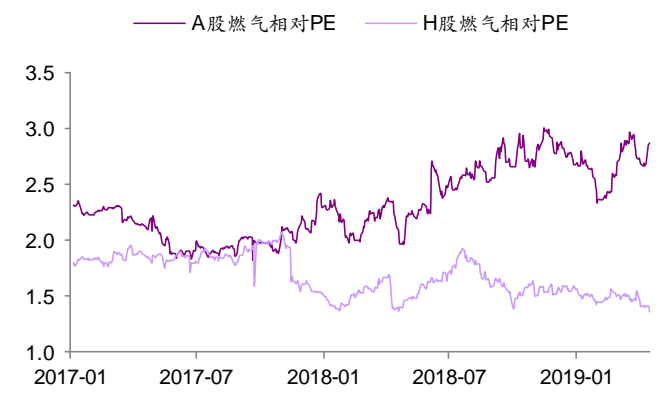
**A+H 燃气股估值怎么看？** 2017 年至今，A、H 股燃气板块 PE 中枢分别为 30、19 倍，相对 PE 中枢分别为 2.3、1.7。A 股的相对 PE 提升在于 2017 年底超预期“气荒”和 2018 年“气荒”预期演绎及去杠杆、中美贸易摩擦等因素；H 股的相对 PE 的提升在于 2017 年煤改气政策落地，以及 2018 年初行业销量增速较好及业绩的兑现；影响盈利的因素如“气荒”及“接驳费”退坡预期都会对 H 股估值有所影响。

图 6：A、H 燃气股 PE-TTM



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 7：A、H 燃气股相对 PE



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：A、H 燃气股分别以沪深 300、恒生指数为基准计算相对收益）

## 2、2019 年重要事件——国家管网公司成立

### 2.1、国企改革：打破垄断，提质增效

#### 2.1.1、管网公平开放由来已久，2019 年深化落实

天然气行业管输与配送主体的核心资产为天然气管网，具备强规模效应与沉没成本，自然垄断特性突出；而天然气生产与销售环节的竞争特性明显。在天然气行业纵向一体化的体制背景下，垄断性与竞争性业务混合经营，纵向一体化公司**利用垄断环节维持竞争优势**，将严重影响天然气产业链的运营效率，不利于天然气资源的合理调配（尤其是保供期间）和天然气产供储销体系的建设，亦阻碍了天然气市场化改革的推进。在此背景下，分离天然气行业垄断性与竞争性业务为大势所趋。

为提高天然气管网设施利用效率，保障天然气安全稳定供应，促进天然气行业良性发展，早在 2014 年国家就发布了《油气管网设施公平开放监管办法（试行）》。

表 2：管网公平开放及互联互通相关政策

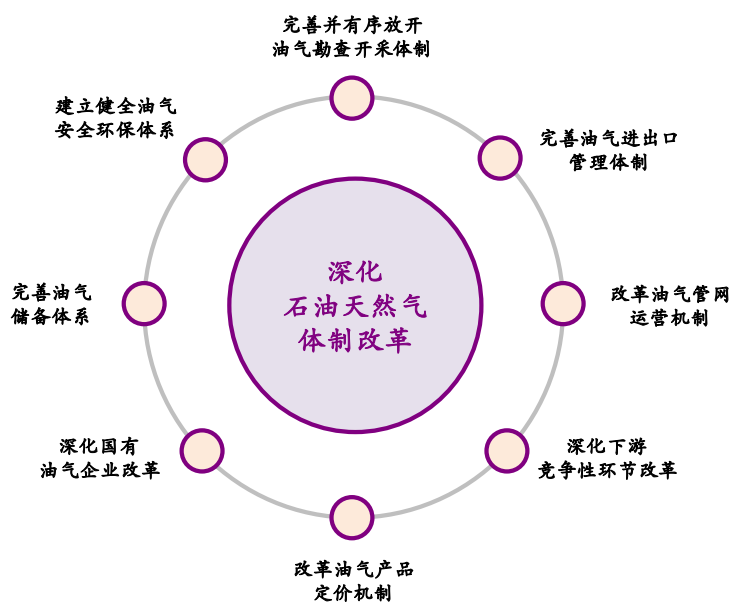
时间	发布单位	政策名称	相关内容
2014-02	国家能源局	《油气管网设施公平开放监管办法（试行）》	油气管网设施运营企业应在互惠互利、充分利用设施能力并保障现有用户现有服务的前提下，按签订合同的先后次序向新增用户 <b>公平、无歧视地开放使用油气管网设施</b> 。
2016-12	国家发改委	《天然气发展“十三五”规划》	推动 <b>天然气管网运输和销售分离</b> ，大力推进天然气基础设施向第三方市场主体开放。
2017-05	国家发改委 国家能源局	《中长期油气管网规划》	统一全国天然气入网标准，实现天然气管网运行互联互通，油气资源合理流动和配置。管网企业为所有用户提供 <b>公平公正</b> 的高效输送服务。
2017-05	中共中央 国务院	《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》	改革油气管网运营机制，提升集约输送和公平服务能力。分步推进国有大型油气企业 <b>干线管道独立，实现管输和销售分开</b> 。完善油气管网 <b>公平接入</b> 机制，油气干线管道、省内和省际管网均向第三方市场主体 <b>公平开放</b> 。
2018-02	国家发改委	《关于加快推进 2018 年天然气基础设施互联互通重点工程有关事项的通知》	加快 2018 年天然气基础设施 <b>互联互通</b> 重大工程建设进度。
2018-04	国家发改委 国家能源局	《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》	基础设施尚有剩余能力，且存在第三方需求时，基础设施运营企业应以可中断、不可中断等多样化服务合同形式， <b>无歧视公平开放</b> 基础设施并可获得合理收益。
2018-05	国家发改委 办公厅	《关于统筹规划做好储气设施建设运行的通知》	中石油、中石化、中海油要签订协议落实天然气 <b>互联互通</b> 商务模式，在保供期间确保跨省长输管道在具有剩余能力的情况下 <b>相互开放</b> 、LNG 接收站实现对各方 LNG 资源的全国调度与联保联供。
2018-08	国家发改委	《油气管网设施公平开放监管办法（公开征求意见稿）》	国家鼓励和支持油气管网设施 <b>互联互通</b> 和 <b>公平接入</b> ，逐步实现油气资源在不同管网设施间的灵活调配。 在保障现有用户现有服务并具备剩余能力的前提下，油气管网设施运营企业应 <b>无歧视地</b> 与符合 <b>开放</b> 条件的用户签订服务合同，按照合同约定向用户提供油气输送、储存、气化、装卸、转运等服务。
2018-09	国务院	《国务院关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》	加快天然气管道、LNG 接收站等项目建设，集中开展管道 <b>互联互通</b> 重大工程。 抓紧出台油气管网体制改革方案，推动天然气管网等基础设施向第三方市场主体 <b>公平开放</b> 。
2019-03	国务院	2019 年《政府工作报告》	深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行 <b>网运分开</b> ，将竞争性业务全面推向市场。

资料来源：中国政府网、国家发改委等，光大证券研究所

2017 年 5 月，中共中央、国务院印发了《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，强调体现能源商品属性，保障国家能源安全，确保产业链各环节安全，确保油气供应稳定可靠，更好发挥政府作用，促进油气资源高效利用。本轮石油天然气体制改革思路为“管住中间、放开两头”。作为八方面重点改革任务之一，油气管网运营机制的改革成为本轮石油天然气体制改革的关键环节。《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》提出，“分步推进国有大型油气企业干线管道独立，实现管输和销售分开。完善油气管网公平接入机制，油气干线管道、省内和省际管网均向第三方市场主体公平开放”。



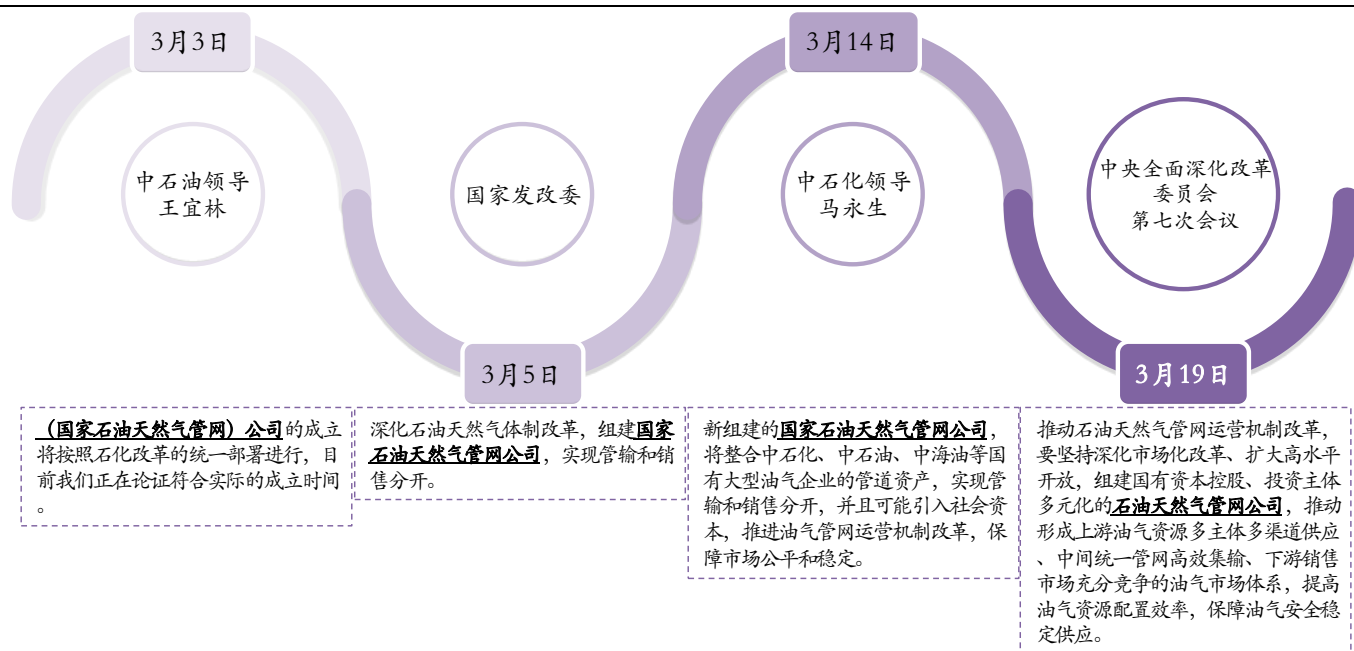
图 8: 《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》重点改革任务



资料来源：中共中央、国务院《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，光大证券研究所

2017-2018 年，北方采暖季期间的“气荒”问题亦暴露了气源紧张条件下天然气管网互联互通的不足、管网运用效率低下的问题。在天然气产供储销体系大力推进的背景下，天然气管网设施公平开放和互联互通的重要性进一步提升。

图 9: 2019 年 3 月国家油气管网公司相关信息



资料来源：中国政府网、中国人大网等，光大证券研究所

2019年以来，国家石油天然气管网公司的组建渐行渐近。仅2019年3月，多条重要官方渠道确认了国家油气管网公司组建的信息。根据中石化经济技术研究院《2019中国能源化工产业发展报告》的预测，国家油气管网公司将从管资产向管资本转变，预计分三阶段进行：

- (1) 中国石油、中国石化及中国海油将旗下管道资产及员工剥离，并转移至新公司，再按各自管道资产的估值厘定新公司的股权比例；
- (2) 新管网公司获注入资产后，拟引入约50%社会资本，包括国家投资基金及民营资本，新资金将用于扩建管网；
- (3) 新管网公司将寻求上市。

### 2.1.2、国企改革视角：深化体制改革的必然要求

2019年国企改革的推进节奏有望提升。2015年9月发布的《中共中央、国务院关于深化国有企业改革的指导意见》提出：“对自然垄断行业，实行以政企分开、政资分开、特许经营、政府监管为主要内容的改革，根据不同行业特点实行网运分开、放开竞争性业务，促进公共资源配置市场化”。

燃气行业亦是传统的资本密集型产业，国企是推动燃气行业发展的中坚力量。然而，国企管理制度、运营效率、盈利能力等问题突出。近年来，国企改革一直是政府工作的重点之一。以政府工作报告为例，“十一五”以来，历年政府工作报告的工作内容均涉及国企改革。2019年政府工作报告提出“加快国资国企改革”（2018年为“推动国资国企改革”），“深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行网运分开，将竞争性业务全面推向市场”。

表3：2011年2019年政府工作报告国企改革内容梳理

政策名称	国企改革相关内容
2011年政府工作报告	鼓励和引导民间资本重组联合和参与 <b>国有企业改革</b> 。
2012年政府工作报告	<b>深化国有企业改革</b> 。启动实施电网主辅分离改革重组以及上网电价和非居民用电价格调整方案。
2013年政府工作报告	<b>深化国有企业改革以及重点行业改革</b> 。
2014年政府工作报告	增强各类所有制经济活力。 制定非国有资本参与中央企业投资项目的办法，在金融、石油、电力、铁路、电信、资源开发、 <b>公用事业</b> 等领域，向非国有资本推出一批投资项目。
2015年政府工作报告	<b>深化国企国资改革</b> 。准确界定不同国有企业功能，分类推进改革。加快国有资本投资公司、运营公司试点，打造市场化运作平台，提高国有资本运营效率。 <b>有序实施国有企业混合所有制改革</b> ，鼓励和规范投资项目引入非国有资本参股。加快 <b>电力、油气</b> 等体制改革。多渠道解决企业办社会负担和历史遗留问题，保障职工合法权益。完善现代企业制度，改革和健全企业经营者激励约束机制。要加强国有资产监管，防止国有资产流失，切实提高国有企业的经营效益。
2016年政府工作报告	深化投融资体制改革，继续以市场化方式筹集专项建设基金，推动地方融资平台转型改制进行市场化融资，探索基础设施等 <b>资产证券化</b> ，扩大债券融资规模。 <b>大力推进国有企业改革</b> 。今明两年，要以改革促发展，坚决打好国有企业提质增效攻坚战。更好激发非公有制经济活力。大幅放宽电力、电信、交通、石油、天然气、市政公用等领域市场准入，消除各种隐性壁垒， <b>鼓励民营企业扩大投资、参与国有企业改革</b> 。
2017年政府工作报告	<b>深入推进国企国资改革</b> 。要以提高核心竞争力和资源配置效率为目标，形成有效制衡的公司法人治理结构、灵活高效的市场化经营机制。今年要基本完成公司制改革。 <b>深化混合所有制改革</b> ，在 <b>电力、石油、天然气、铁路、民航、电信、军工</b> 等领域迈出实质性步伐。抓好 <b>电力和石油天然气</b> 体制改革，开放竞争性业务。 促进企业盘活存量资产， <b>推进资产证券化</b> ，支持市场化法治化债转股，发展多层次资本市场，加大股权融

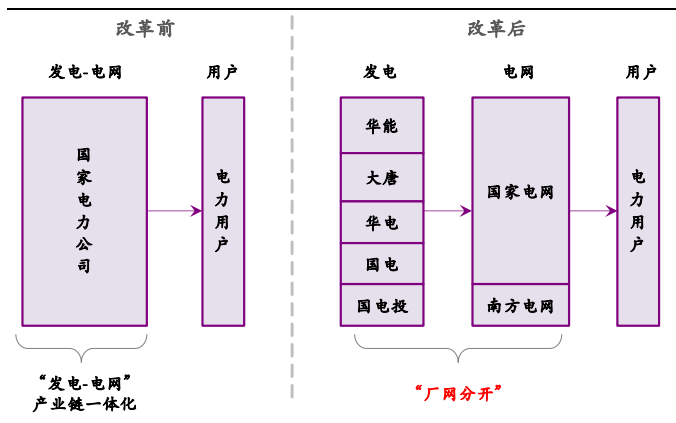
	资力度，强化企业特别是国有企业财务杠杆约束，逐步将企业负债降到合理水平。
2018 年政府工作报告	<p><b>推进国资国企改革。</b></p> <p>继续推进国有企业优化重组和央企股份制改革，加快形成有效制衡的法人治理结构和灵活高效的市场化经营机制，持续瘦身健体，提升主业核心竞争力，推动国有资本做强做优做大。</p> <p><b>积极稳妥推进混合所有制改革。</b></p>
2019 年政府工作报告	<p><b>加快国资国企改革。</b></p> <p><b>积极稳妥推进混合所有制改革。</b></p> <p>深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行网运分开，将竞争性业务全面推向市场。</p>

资料来源：中国政府网，光大证券研究所整理

公用事业天然具备自然垄断属性，但并非产业链的全部环节均具备垄断性。电力与燃气产业链各环节类似，两个行业具备可比性。以电力行业为例，发电、售电环节具备竞争属性，而输电、配电环节的垄断属性明显。2002 年电力体制改革前，电力行业纵向一体化的经营特征亦十分明显，国家电力公司垄断了电力产业链上下游环节。

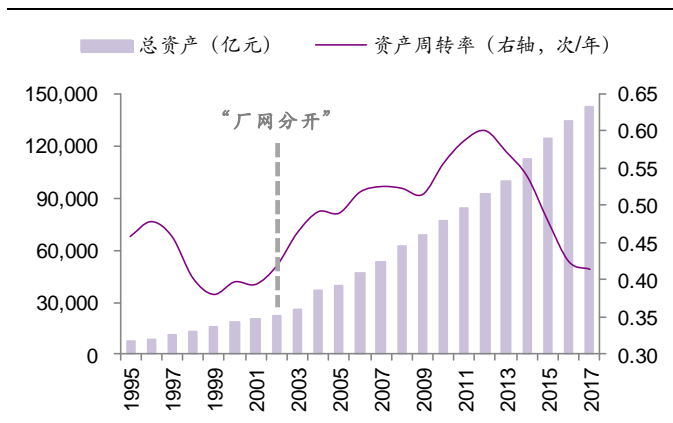
2002 年 2 月，国务院发布《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》（国发〔2002〕5 号），提出“厂网分开”任务，按照发电和电网两类业务划分，重组国有电力资产。原国家电力公司的发电资产重组为五大发电集团（华能、大唐、华电、国电、国电投），电网资产重组为两大电网公司（国家电网、南方电网）。“厂网分开”执行后，电力行业的资产规模和运营效率进一步提升。

图 10：2002 年电力体制改革“厂网分开”示意图



资料来源：国务院，光大证券研究所

图 11：电力行业总资产与资产周转率



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：电力行业指电力、热力的生产和供应业，资产周转率=主营业务收入/平均总资产）

从电力行业国企改革的过往经验看，“去纵向一体化”是改革的大势所趋，即分拆上游生产商与中游管输运营商的资产和职能，剥离垄断性和竞争性环节。

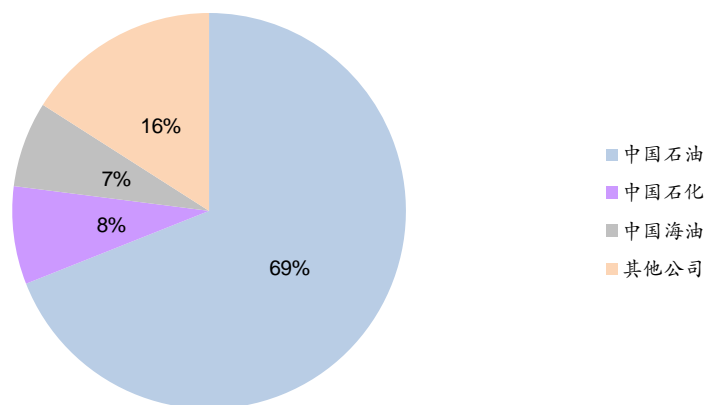
目前我国基于天然气管网主要包括西气东输系统、陕京系统、川气东送系统及联络线等。截至 2017 年底，我国天然气长输管道总里程 7.7 万公里。其中，中国石油、中国石化、中国海油分别占比 69%、8%、7%，中国三大石油公司合计市场份额 84%。

表 4：我国骨干天然气管网（2017 年）

管网系统	管网名称	管网起点	管网终点	总长度 (公里)	干线长度 (公里)	设计输气量 (亿立方米)	投产年份	运营商
西气东输系统	西气东输一线	新疆轮南	上海	3,839		170	2004	中石油
	西气东输二线	新疆霍尔果斯	广东广州	4,918	1,158	300	2012	中石油
	西气东输三线	新疆霍尔果斯	福建福州	5,220		300	2014	中石油
陕京系统	陕京一线	陕西靖边	北京		846	30	1997	中石油
	陕京二线	陕西靖边	北京	980		170	2005	中石油
	陕京三线	陕西榆林	北京	1,000		150	2013	中石油
	陕京四线	陕西靖边	北京	1,098		250	2017	中石油
川气东送系统	川气东送	四川普光	上海	1,700		120	2010	中石化
	忠武线	重庆忠县	湖北省武汉	719		30	2004	中石油
联络线	冀宁线	陕京二线 安平分输站	西气东输系统 青山分输站	886		90	2005	中石油
	兰银线	涩宁兰管道 河口分输站	宁夏银川	401		35	2007	中石油
	中贵线	宁夏中卫	贵州贵阳	1,613		150	2013	中石油
	中靖线	宁夏中卫	陕西靖边	377		300	2017	中石油

资料来源：王小强等《我国长输天然气管道现状及发展趋势》，光大证券研究所

图 12：天然气跨省长输管道份额（2017 年）

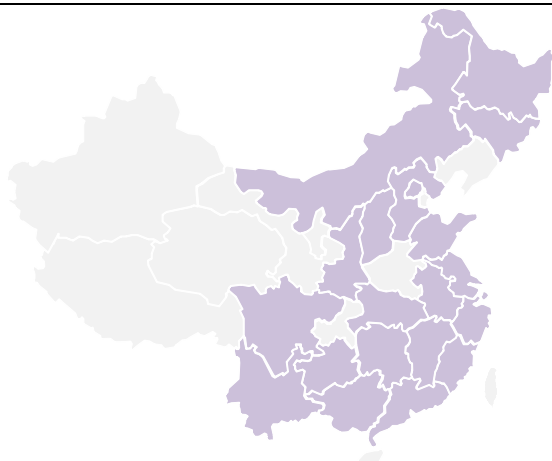


资料来源：王小强等《我国长输天然气管道现状及发展趋势》，光大证券研究所

我国跨省天然气长输管线主要由中国石油、中国石化等下属 13 家管道公司经营。根据天然气价格改革中的管输费改革措施，上述公司的管输价格均已核定。

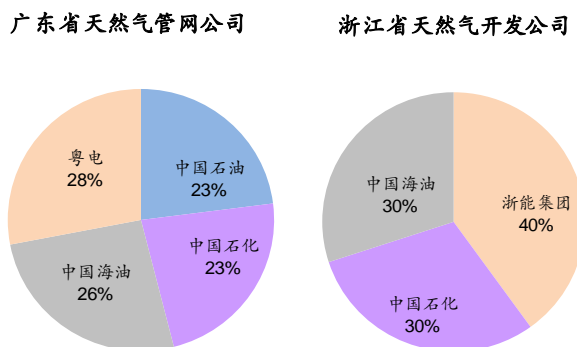
除跨省天然气长输管道外，省内天然气管网亦承担了天然气管输职能。截至 2018 年底，我国广东、上海、浙江等 21 个省（市、区）成立了省级天然气管网公司；其中，湖南、江西、山东等省还成立了多家省级管网公司。我国天然气省网公司大多由当地能源集团或投资集团控股，部分管网公司有天然气上游供应商参股。我国区域管网的典型运营模式包括统购统销、允许代输和开放型运营模式，其中前两者目前在我国天然气市场占据主导地位。

图 13：我国省网公司分布图



资料来源：段兆芳、樊慧《区域管网运营模式对中国天然气市场的影响》等，光大证券研究所（注：截至 2018 年底）

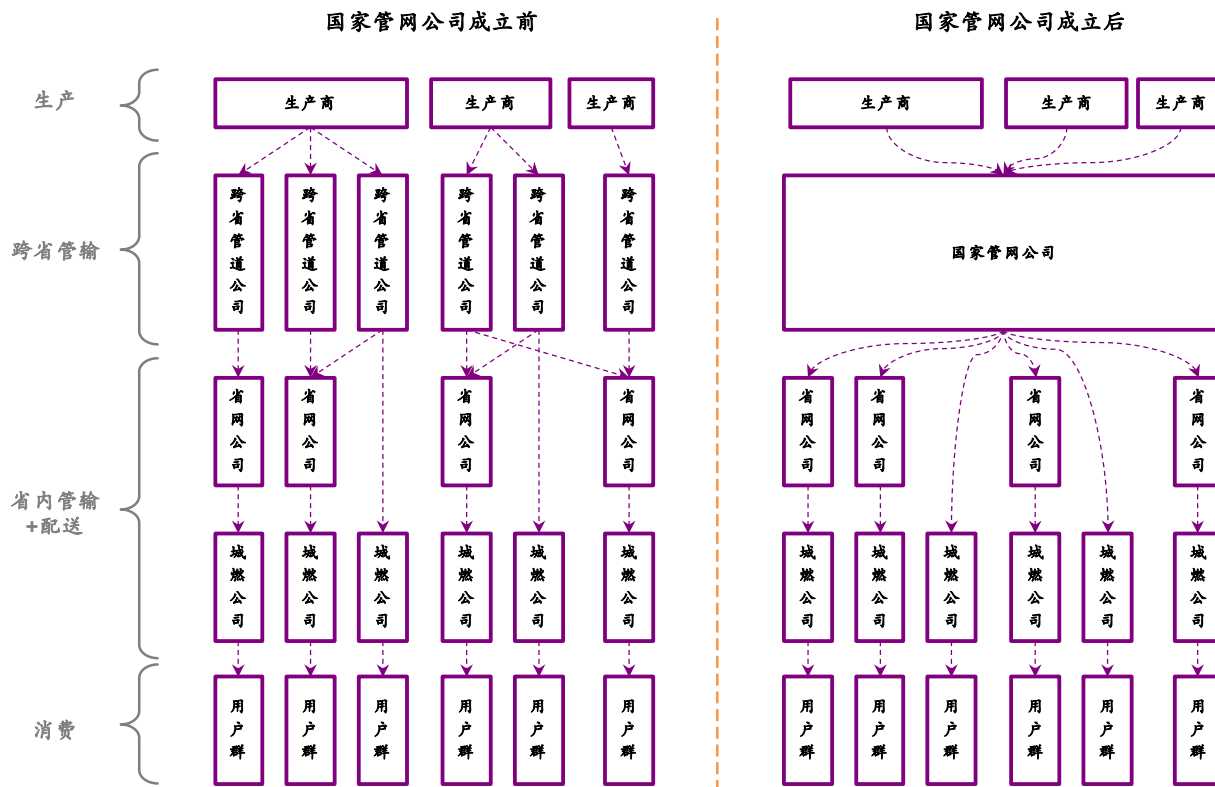
图 14：典型省网公司股东结构（2017 年）



资料来源：段兆芳、樊慧《区域管网运营模式对中国天然气市场的影响》，光大证券研究所

国家管网公司的组建，将有利于油气行业基础设施的资源整合和优化配置，提升运行调率。从“提质增效”的角度考虑，国家管网公司的成立契合国企改革加速推进的背景；管网公平开放将有效激活能源市场竞争，还原油气能源的商品属性；通过引入社会资本等方式拓宽管网建设资金来源，管网建设有望全面提速。

图 15：国家管网公司成立前后天然气行业运行流程图



资料来源：光大证券研究所



### 2.1.3、国际比较视角：放开准入促进平衡发展

我国天然气发展起步较晚，天然气市场运营机制矛盾需要理顺。世界天然气成熟市场经验对于我国天然气行业发展具有积极的指导和借鉴意义。

从美国、英国、欧盟的发展经验看，天然气管网设施的公平开放是天然气发展成熟市场的必经之路。中游管道运输与上游生产、下游输配和销售密不可分，因此管输业的监管政策也随着整个天然气行业监管的变革而调整。就天然气管网运行管理模式而言，总体趋势为强制开放，并为此制定监管的法律法规，保障公开公平准入和费率公平。

图 16：美国、英国、欧盟关于天然气管网政策的历史



资料来源：郜峰等《美国天然气市场发展历程及启示》、周淑慧等《国外天然气管网设施开放政策演变与启示》，光大证券研究所

借鉴发达国家和地区天然气管道和市场化改革的相关经验，当前时点我国管网独立改革已具备如下基础条件：

- (1) 下游参与主体培育效果显著；
- (2) 气源多样化格局逐步形成；

(3) 全国性管网骨架初步搭建完成；

(4) 天然气改革力度增强。

参照西方发达国家和地区的发展历程，实现天然气运销分离和管网公平开放是我国天然气市场步入成熟阶段的关键步骤之一。总体来看，我国已迎来实施天然气管网独立改革的最佳时机，而**成立国家管网公司是完成天然气管网独立改革的现实方案**。

## 2.2、油气管网建设亟待加速

能源安全和稳定供应是我国油气产业发展的第一要务。近年来，伴随我国油气消费量和进口量增长，油气管网规模不断扩大。我国正着力扩大大陆上通道输送能力，拓展新的进口通道，实现油气进口“海陆、东西、南北”整体协调平衡，有效降低外部风险，确保油气资源供应稳定。

目前我国油气管网遇到的问题包括：

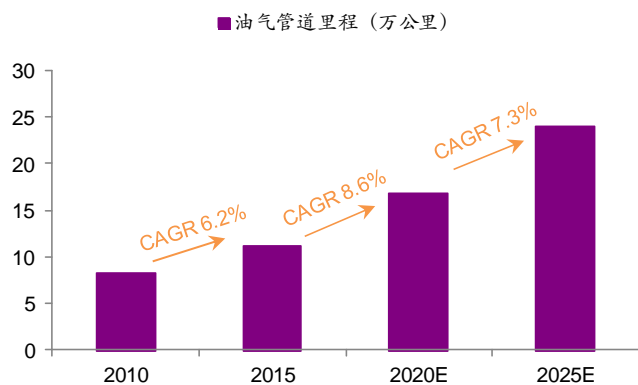
(1) 总体规模偏小、我国单位油气消费和单位国土面积对应的管网里程与发达国家相比差距较大；

(2) 布局结构不合理、东北、西北、西南地区除进口通道外，管道整体偏少，网格化程度低，联络线和区域管网发展缓慢；

(3) 建设难度不断加大，体制机制难以适应，投资主体较少，设备进入难度较大，设施各自独立，互联互通需要进一步加强，公平准入存在困难，区域垄断特征显现。

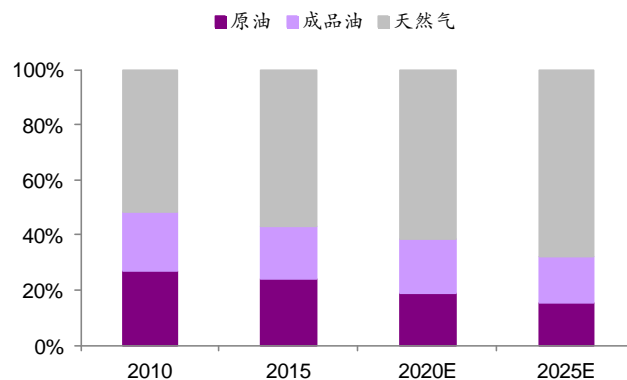
按照我国经济发展及能源安全战略，管网建设仍在路上。根据《中长期油气管网规划》，到2020、2025年，全国油气管网里程分别为16.9、24.0万公里，“十三五”、“十四五”期间油气管道里程年均复合增速分别为8.6%、7.3%；天然气管道里程分别为10.4、16.3万公里，“十三五”、“十四五”期间天然气管道里程年均复合增速分别为10.2%、9.4%。

图 17：油气管道里程（万公里）



资料来源：《中长期油气管网规划》预测，光大证券研究所

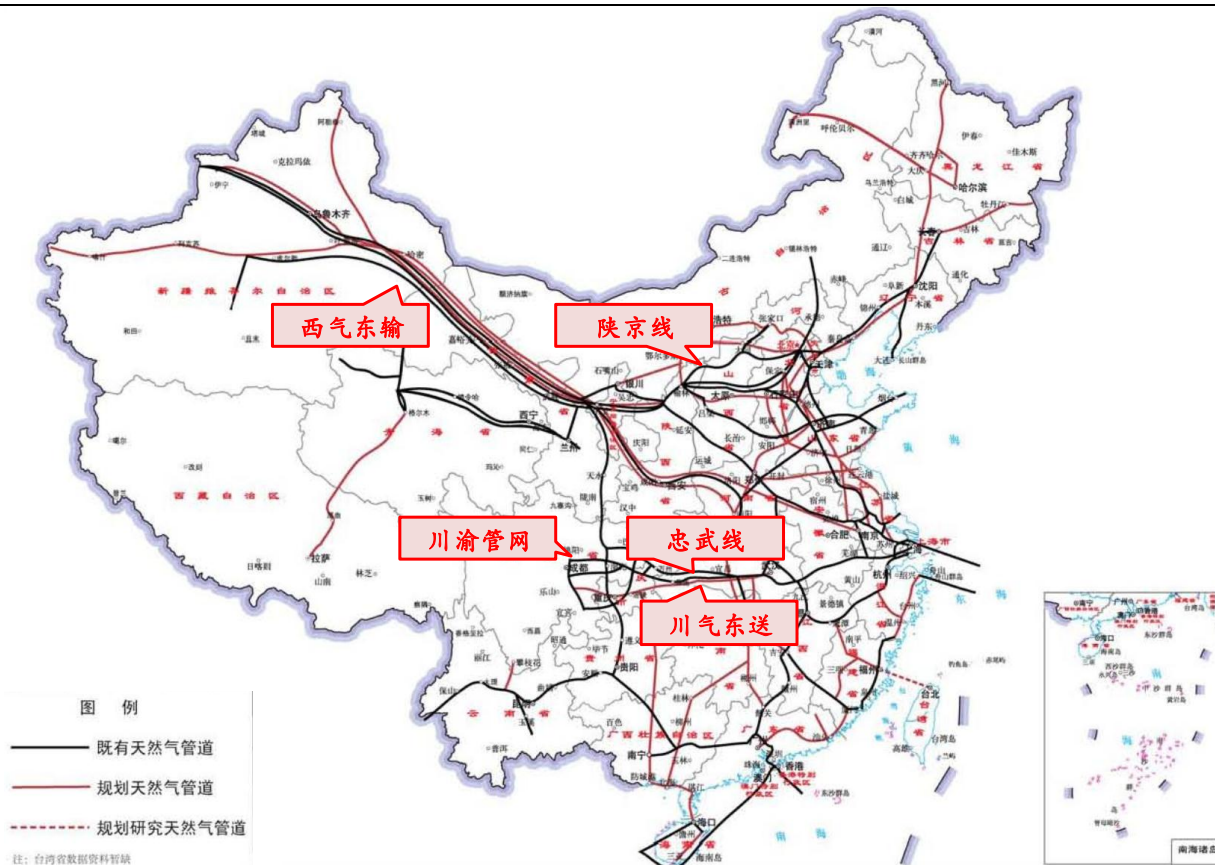
图 18：油气管道里程结构（%）



资料来源：《中长期油气管网规划》预测，光大证券研究所

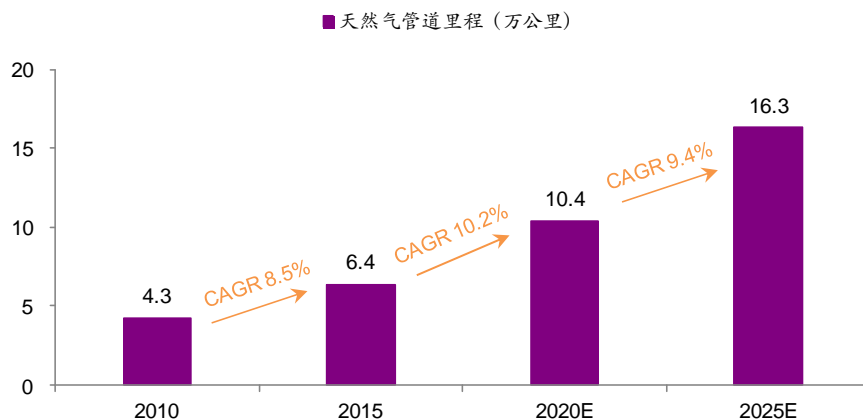
2004 年，西气东输管道建成标志着我国油气管道建设进入快速发展期。我国陆续建成了西气东输、陕京管道系统、川气东送等长距离、大输量主干管道，天然气需求广泛分布、点多面广、跨区调配等需要，需加快启动新一轮天然气管网建设，到 2025 年逐步形成“主干互联、区域成网”的全国天然气基础网络。

图 19：中国天然气管网情况



资料来源：国家发改委，光大证券研究所

图 20：我国天然气管道里程规划



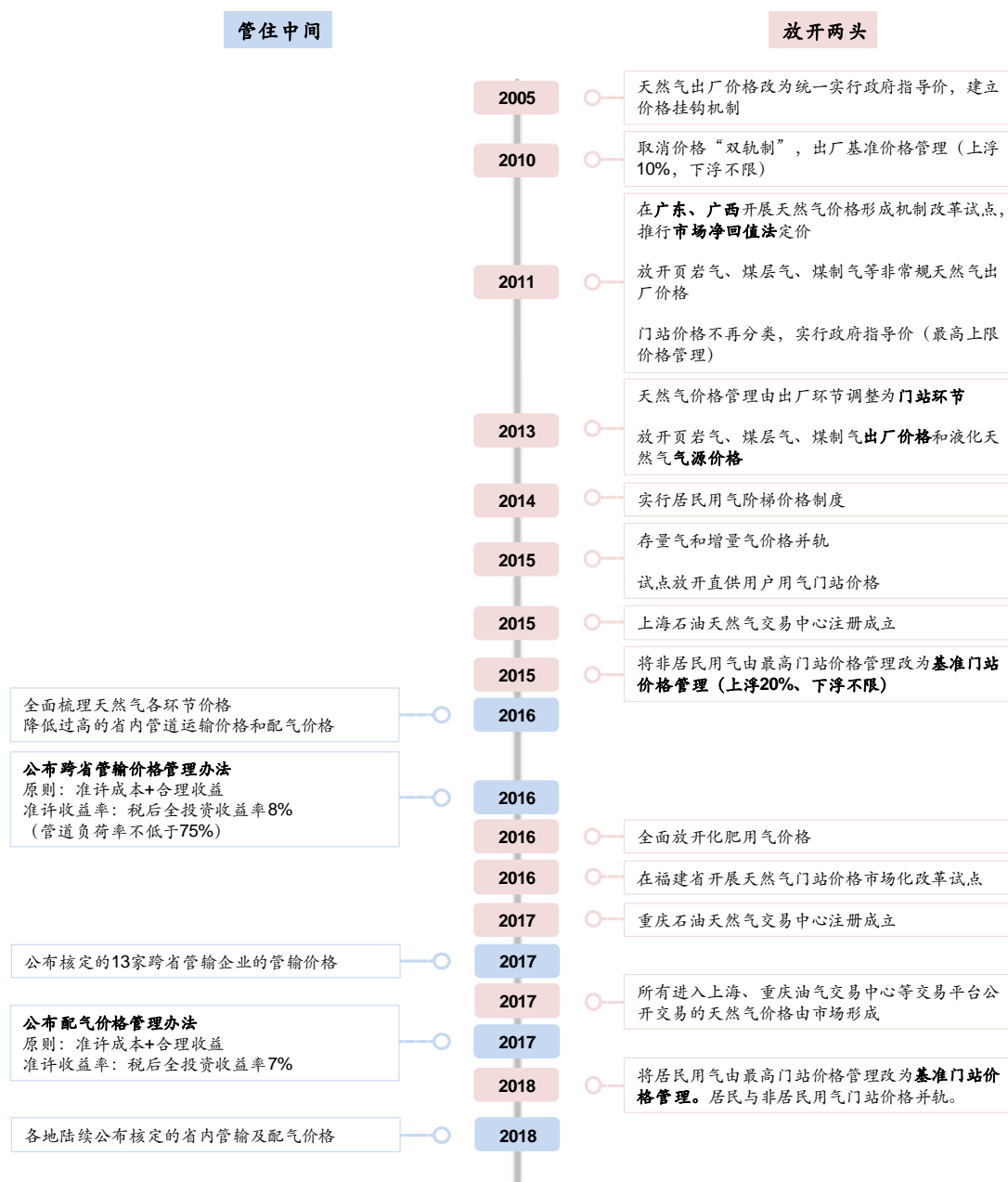
资料来源：《中长期油气管网规划》预测，光大证券研究所

一直以来，中国油气管网的建设都滞后于经济社会的发展，中国三大石油公司等上游公司各自建设油气管网，客观上造成油气管网的重复投资，同时纵向垄断有碍于市场公平和效率提升。国家管网公司成立后，进入国家投资基金及民营资本，拓宽管网建设的资金来源，释放管网投资建设的巨大潜力。

### 2.3、管网独立推动天然气市场化定价

改革油气产品定价机制，有效释放竞争性环节市场活力。天然气价格改革是体制改革的重要抓手，天然气价格改革的推进将改善价格扭曲局面，还原天然气商品属性。

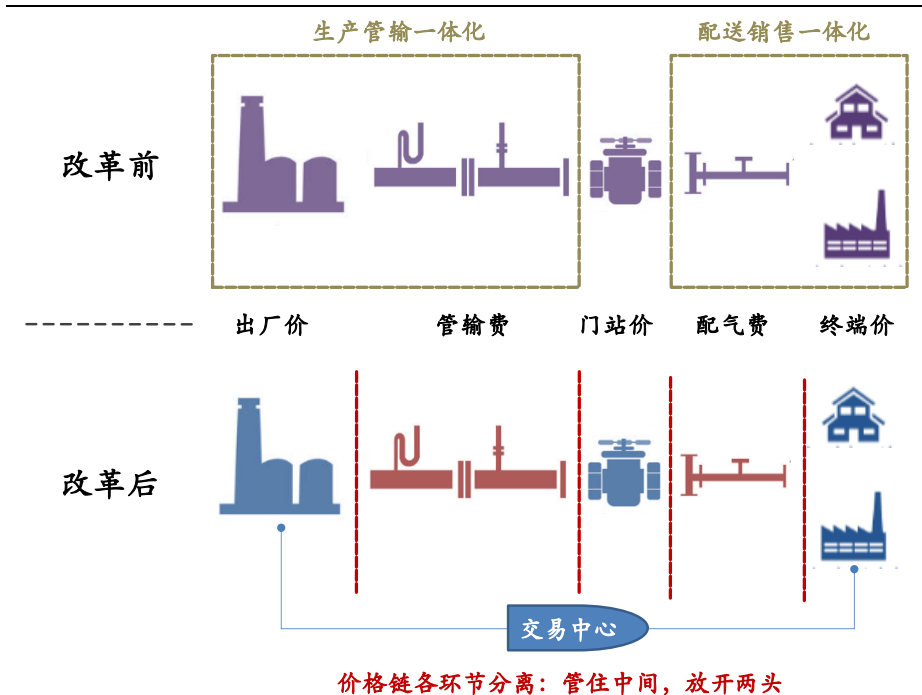
图 21：天然气价格改革重要事件



资料来源：国家发改委等，光大证券研究所

本轮天然气价格改革的总体思路为：“管住中间、放开两头”，即加强“输配气成本和价格”监管，加快放开“天然气气源”和“销售”价格；政府只对属于网络型自然垄断环节的管网输配价格进行监管，气源和销售价格由市场形成。

图 22：天然气价格改革示意图



资料来源：光大证券研究所整理

当前，“管住中间、放开两头”已初见成效。本轮天然气价格改革与体制改革思路契合，通过天然气价格链的“去纵向一体化”操作，分离竞争和垄断环节价格，最终实现竞争环节的价格市场化及上下游价格动态联动。

(1) 从天然气价格改革进程来看，目前跨省管道公司管输价格已核定并公布，各省省内管输价格和配气价格的核定工作尚在进行，总体来看天然气价格改革“管住中间”环节已近完成。

(2) 对于天然气市场化“放开两头”的环节，目前价格体系已基本理顺。页岩气、煤层气、煤制气、LNG 等非常规气源价格已放开，市场化改革的前期工作进展可观。

表 5：2017 年 9 月至今天然气跨省管道运输价格情况

企业名称	主要经营管道	管道运输价格 (元/千立方米·公里)	
		2017/9/1~ 2019/3/31	2019/4/1 起
中石油北京 天然气管道有限公司	包括陕京系统 (陕西靖边、榆林-北京) 等	0.2857	0.2805
中石油管道联合 有限公司	包括西一线西段 (新疆轮南-宁夏中卫)，西二线西段 (新疆霍尔果斯-宁夏中卫)，涩宁兰线 (青海涩北-甘肃兰	0.1442	0.1416



	州) 等		
中石油西北联合管道有限责任公司	包括西三线(新疆霍尔果斯-福建福州, 广东广州) 等	0.1224	0.1202
中石油东部管道有限公司	包括西一线东段(宁夏中卫-上海)、西二线东段(宁夏中卫-广东广州), 忠武线(重庆忠县-湖北武汉), 长宁线(陕西长庆-宁夏银川) 等	0.2429	0.2386
中石油管道分公司	包括秦沈线(河北秦皇岛-辽宁沈阳)、大沈线(辽宁大连-沈阳), 哈沈线(沈阳-长春), 中沧线(河南濮阳-河北沧州) 等	0.4678	0.4594
中石油西南管道分公司	包括中贵线(宁夏中卫-贵州贵阳)、西二线广南支干线(广东广州-广西南宁) 等	0.3961	0.389
中石油西南管道有限公司	中缅线(云南瑞丽-广西贵港)	0.4109	0.4035
中石油南油气田分公司	西南油气田周边管网	0.15 *	0.14 *
中石化川气东送天然气管道有限公司	川气东送管道(四川普光-上海)	0.3894	0.3824
中石化榆济管道有限责任公司	榆济线(陕西榆林-山东济南)	0.4443	0.4363
内蒙古大唐国际克什克腾煤制天然气有限责任公司	内蒙古克什克腾旗至北京煤制气管道	0.9787	0.9611
山西豫豫煤层气输配有限公司	山西沁水至河南博爱煤层气管道	3.5047	3.4416
张家口应张天然气有限公司	应张线(山西应县-河北张家口)	2.0304	1.9938
增值税税率(%)		11%	9%

资料来源: 国家发改委, 国家税务总局, 光大证券研究所 (注: \*中石油南油气田分公司的管道运输价格单位为元/千立方米)

### 3、国家管网公司成立，投资机会几何？

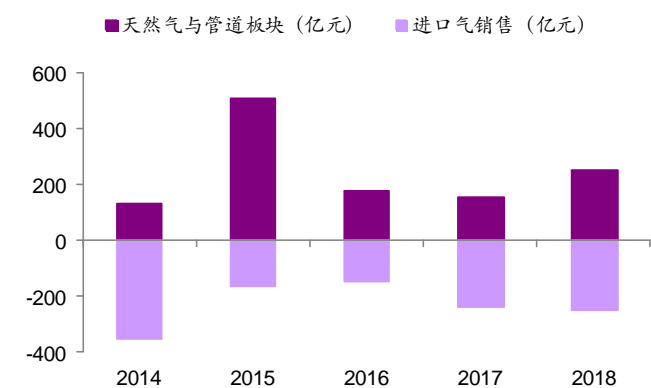
#### 3.1、上游：非常规天然气及勘探开发设备及类公司有望受益

(1) 剥离后上游价格：短期价格上涨概率高，长期价格需关注国家能源战略及产业链平衡

我国天然气供需整体为紧平衡，价格受季节性因素影响较强。油气改革整体思路在于“管住中间、放开两头”，定价更具市场化。

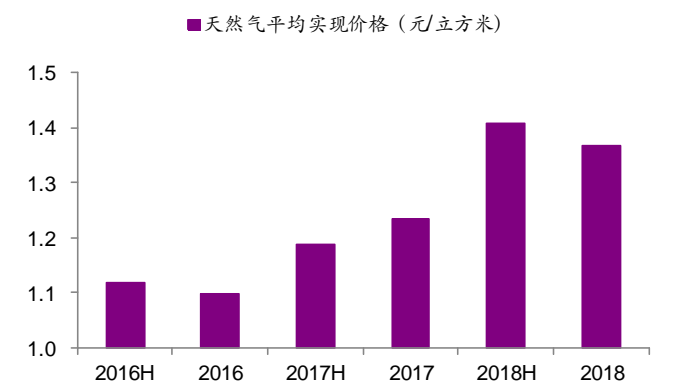
以上游代表公司中石油为例，近年来中石油进口气销售持续亏损。

图 23：中石油天然气与管道板块经营利润



资料来源: 中国石油公司公告

图 24：中石油天然气平均实现价格



资料来源: 中国石油公司公告

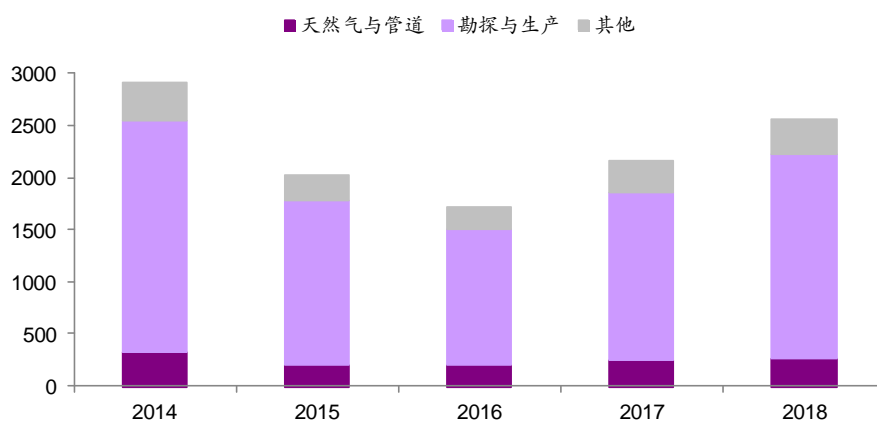
管网资产剥离后，**短期内**：中石油等上游公司依然主导且承担了能源安全的重要责任，具有较强的议价能力。剥离盈利资产后，我们认为，中石油存在通过提高销售价格（如 2018-2019 年采暖季天然气保供合同策略）等方式部分对冲管网资产剥离损失的动机。**中长期内**：管网资产剥离有利于国家推动上游企业参与竞争的积极性，推进天然气市场化改革进程，但长期价格需要整体考量国家经济与能源政策下产业链不同主体的利益平衡。

### (2) 上游放开竞争，资本性支出更倾向于勘探开采，设备公司受益。

中国石油近年来资本性支出结构中，天然气与管道占比约 10-11%，勘探与生产占比约 75-78%。随着管道业务剥离，我们认为中国石油的天然气生产商角色更加清晰，资本性支出计划有望向勘探与生产方向倾斜，进而增加天然气产量，也契合《国务院关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》对于加大天然气生产的相关要求。

我们认为，在上游企业加大勘探、开采的背景下，**从事该类业务的设备工程公司将受益。**

图 25：中国石油资本性支出（亿元）



资料来源：中国石油年报，光大证券研究所

### (3) 管网建设、开发力度增加、公平准入，均使非常规天然气企业受益。

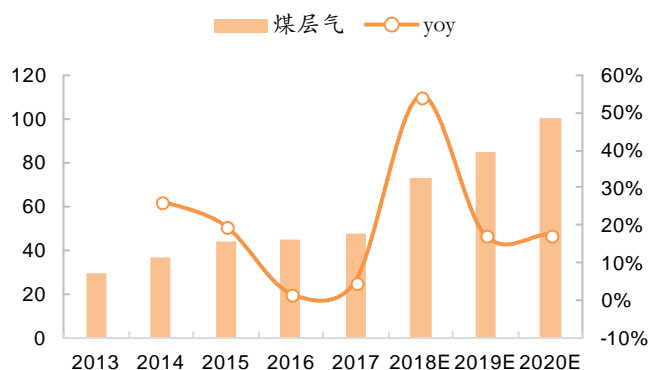
近年来，以煤层气和页岩气为代表的非常规天然气产量增速显著。

**煤层气近年的开发力度和产量均不及页岩气。**虽然煤层气开发起始时间较早，资源量也超过页岩气，但我国煤层气近年来的开发力度和产量均不及页岩气。

我们认为，主要原因为**管网利用率不及预期**：

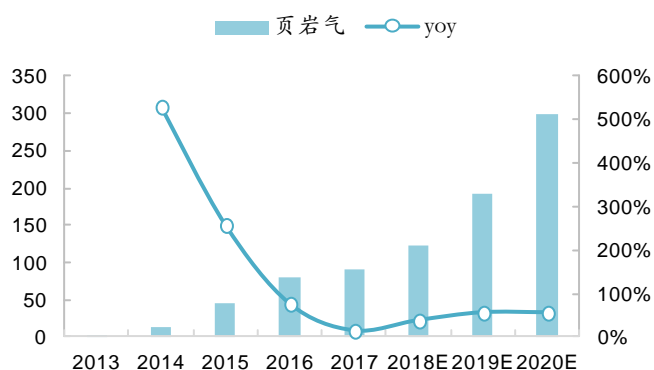
- 1) 煤层气开发区域缺乏输气管道，
- 2) 无法输送至下游用户而被迫排空，影响了企业扩大生产的积极性；
- 3) 煤层气开发不公平准入情况一直存在。

图 26：煤层气产量有望完成“十三五”目标



资料来源：全国石油天然气资源勘查开采情况通报，《天然气“十三五”规划》，光大证券研究所预测 左轴：亿立方米

图 27：页岩气产量有望完成“十三五”目标



资料来源：全国石油天然气资源勘查开采情况通报，《天然气“十三五”规划》，光大证券研究所预测 左轴：亿立方米

2019年3月，山西省人民政府办公厅发布《促进天然气（煤层气）协调发展的实施意见》（晋政办发〔2019〕14号），提出以加快天然气（煤层气）产供储销体系建设为目标，扩大资源有效供给、提升输配保障能力、提升储气调峰能力，促进消费结构优化。

#### 重点领域及改革问题包括：

- (1) 有序放开煤层气勘查开采准入，实行勘查区块竞争出让制度和更加严格的退出机制；
- (2) 建立上下游天然气（煤层气）价格联动机制，推行季节性差价、可中断气价等差别化价格政策；
- (3) 建立省内管网向第三方市场主体公平开放机制和监管体系，完善管网公平接入机制；
- (4) 有序推进相关企业战略性重组，培育燃气行业旗舰龙头企业。

从增加勘探开采水平、提升管网建设以及公平准入角度，我们认为管网公司成立，非常规天然气及勘探开发设备类公司有望受益。

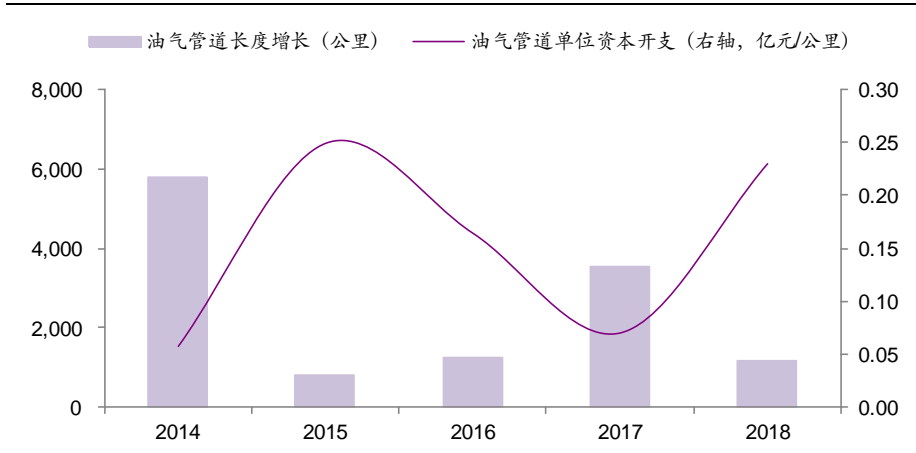
### 3.2、中游：促进互联互通，管网投资建设类公司优先受益

国家管网公司成立后，跨省管输业务建设及运营将主要由国家管网公司承担，管网建设的责任主体将更为明确。根据我国《中长期油气管网规划》：到2025年逐步形成“主干互联、区域成网”的全国天然气基础网络的目标，建设进度低于预期的可能性将降低。

中石油一直以来是我国油气生产、进口和管网建设的核心部门，近5年油气管道单位资本开支平均值约0.15亿元/公里。根据《中长期油气管网规划》指引，“十四五”期间我国油气管道里程增长7.1万公里，按油气管道单位

资本开支平均值约 0.15 亿元/公里测算，预计“十四五”期间我国年均管道投资年均资本开支约 2000 亿元/年。

图 28：中石油管道资本开支



资料来源：中国石油年报，光大证券研究所

管网公司成立后，管网建设的责任主体将更为明确，采用政府把控的管输费作为未来收益来源作为融资基础，其经济测算将更清晰，项目执行进度将更可靠。

### 3.3、下游：量增逻辑延续

#### (1) 量增逻辑延续

从环保及长期能源战略角度，提升天然气消费比重为长期趋势。2017 年 6 月发布的《加快推进天然气利用的意见》（发改能源 [2017] 1217 号）提出，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，并明确至 2020 年和 2030 年、天然气在一次能源消费结构中的占比力争达 10% 和 15% 左右的目标。

我国目前天然气供需形势仍然偏紧，我们认为，管网公司成立后：

- 1) 管网的公平开放和第三方无歧视接入有望实质性突破，可增加气源的补充，扩大各类气源开采，增强供给；
- 2) 天然气市场活力的提升将有利于提升管网负荷及输气量，保障下游需求能力；
- 3) 建设多层次管网体系，城市燃气管网建设密度也提升。

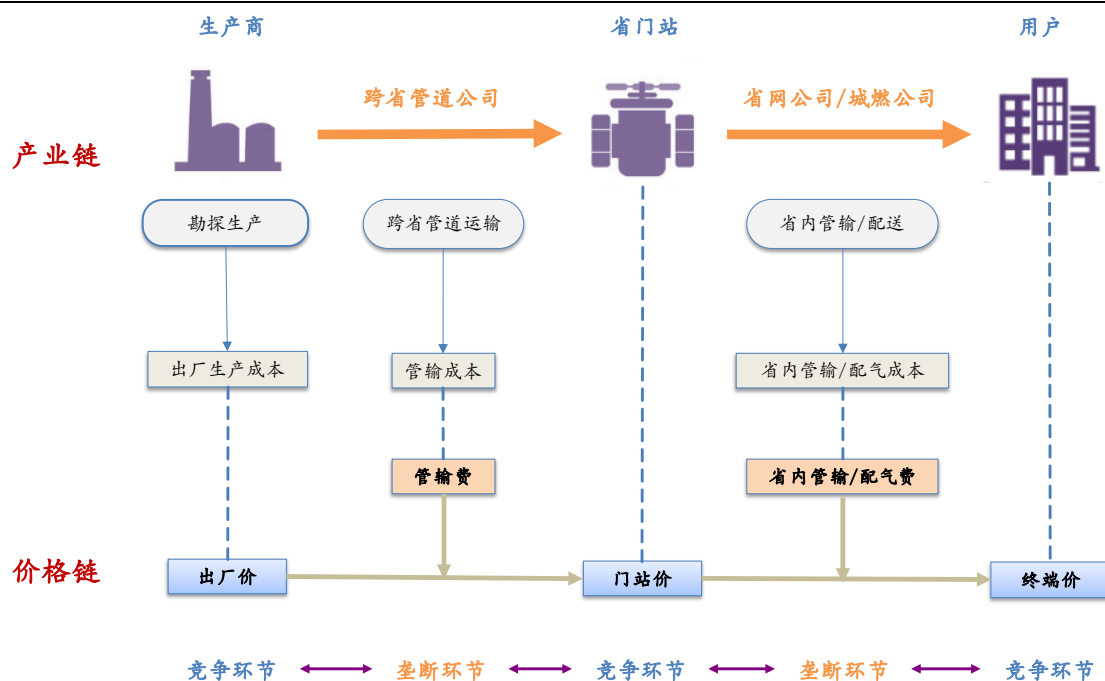
此外，进口 LNG 以及中俄气的开工也会增加整体供给能力。在天然气产供储销体系逐步完善的情况下，天然气消费量稳步提升，量增逻辑延续。

#### (2) 配气费受严格管控

在本轮天然气价格改革前，下游城市燃气公司的配气费通常由购销价差形成，并未独立核定。本轮天然气价格改革中，配气费作为价格的中间环节，将受严格管控，各地亦将陆续公布配气费核定结果。

我们认为，管网公司成立后，天然气价格改革将加速推进，长期来看随着上下游价格联动机制的确立，下游公司在配气环节将享受稳定收益，而获取气源和顺价能力较强的城市燃气公司优势明显。

图 29：天然气行业产业链及价格链



资料来源：光大证券研究所

## 4、2019 年国内供需预测：气荒难现

### 4.1、供给：增速放缓，对外依存度进一步扩大

#### 4.1.1、国内自产

##### (1) 常规气 (含致密气)

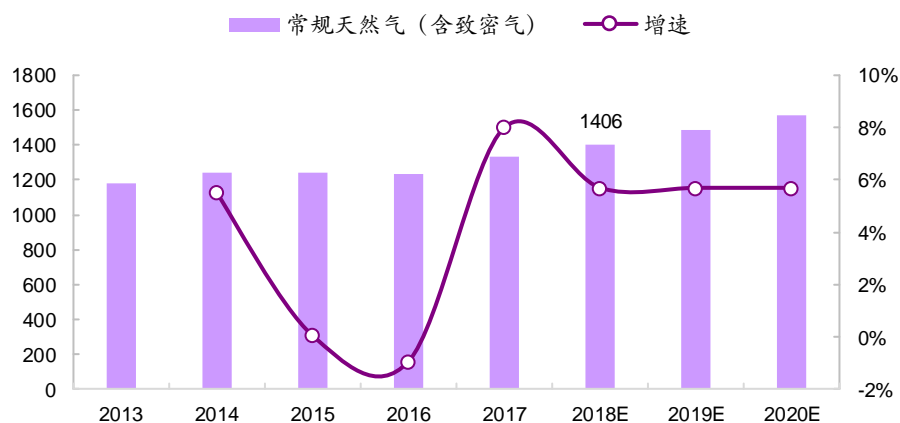
我国常规天然气的生产在 2011 年产量破千亿方后，开发难度随着开采消耗而逐步增加，增速也有所放缓，2016 年在油价持续低迷的情况下，生产量甚至呈现负增长态势。但在 2017 年，在“大气十条”收官之年的环保压力，以及“煤改气”工程的拉动之下，企业和居民天然气消费大幅走高，带动常规天然气产量强势反弹，2017 年产量达 1330 亿立方米，同比增长 7.98%，是 2013 年以来的最大增幅。其中，中石油 2017 年国内天然气产量首次突破千亿大关达 1033 亿立方米，是中国天然气生产的最大贡献来源。

2017 年的大幅反弹主要因环保压力和超预期煤改气所致，所以我们认为近 8% 的生产增速恐较难持续。根据《天然气发展“十三五”规划》指引，我国 2020 年常规天然气产量目标为 1570 亿立方米，预计 2018-2020 年常规



天然气产量年均复合增速 5.68%，我们测算 2018、2019 年常规天然气产量分别为 1406、1486 亿立方米。

图 30：我国常规天然气（含致密气）产量预测情况



资料来源：全国石油天然气资源勘查开采情况通报，光大证券研究所预测  
左轴：亿立方米

## （2）非常规天然气

**煤层气：**国家支持力度加大，“十三五”规划目标完成可期

我国早在 1990 年便开始了煤层气抽采和利用的试验研究。随着国家支持煤层气开发利用的政策陆续出台，我国煤层气产业蓬勃发展，到 2015 年已建成了沁水、鄂尔多斯、阳煤等 10 个煤层气产业示范工程项目基地，煤层气开发技术有了长足进步，利用模式也逐步向民用燃气、煤矿瓦斯发电等领域多元化发展，“十三五”规划中也对煤层气的未来发展有了较为明确的目标。

表 6：煤层气“十三五”规划中各类目标

发展指标	单位	2010	2015	2020E
新增探明地质储量	亿立方米	1980	3504	4200
煤层气产量	亿立方米	15	44	100
煤层气利用量	亿立方米	12	38	90
煤层气利用率	%	80	86.4	90
煤矿瓦斯抽采量	亿立方米	76	136	140
煤矿瓦斯利用量	亿立方米	24	48	70
煤矿瓦斯利用率	%	31.6	35.3	50

资料来源：《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十三五”规划》

我们在 2018 年 8 月发布的报告《天然气：该出手时就...出不出手？——天然气行业系列报告（五）》中提出，利用率低是我国煤层气发展的最大制约因素，且国家在 2017 年对于煤层气和页岩气的开发力度也并未回到 2015 年时的巅峰水平。但随着 2018 年国家陆续发布支持煤层气发展的有关政策：（1）2018 年 9 月发布《国务院关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》，要求力争 2020 年底前国内天然气产量达到 2000 亿立方米以上；（2）2019

年3月发布《关于取消和下放一批行政许可事项的决定》，取消石油天然气（含煤层气）对外合作项目总体开发方案审批，我国煤层气开发迎来新的发展机遇，**2018年我国规模以上工业企业生产煤层气达72.6亿立方米**，超出我们之前的预期。如果未来我国煤层气开发力度持续，将有大概率完成“十三五”规划中的煤层气产量要求。

#### **页岩气：中石油&中石化开发力度持续加大，已成天然气产量重要组成部分**

页岩气是继煤层气、致密砂岩气后最重要的非常规天然气资源之一，具有开采寿命长、生产周期长、烃类运移距离较短及含气面积较大等特点。我国页岩气产业经过近十年的发展，已初步形成了四大特点：

**一是资源潜力巨大。**EIA 2015年的全球页岩气评估结果显示我国拥有全球最多的页岩气技术可采资源量，未来资源潜力无穷；

**二是国产化程度高。**我国目前在钻井、井下工具等常规领域的设备已初步实现国产化，在勘探开发新技术研发方面也处于世界领先水平；

**三是配套管网齐备。**我国的页岩气配套管网建设和综合利用项目均随着页岩气的勘探发展适时实施，初步实现了勘探开发、管网建设和综合利用的纵向一体化结合；

**四是政策标准逐步完善。**我国在国家 and 地方层面不断出台指导规划和政策指引，资源评价和勘察开发标准体系也在逐步完善。

目前尚未有官方的2018年页岩气产量数据，但中石化的涪陵页岩气田和中石油在四川的页岩气田产量均有显著增长（涪陵2018年产量为60.2亿立方米，中石油在川页岩气产量达42.7亿立方米），且中石油和中石化在持续加大页岩气的开发力度，因此我们维持原判断，认为页岩气“十三五”规划中2020年产量达300亿立方米的目标有较大概率完成。

综上，我国非常规天然气在近几年的发展是成功的，煤层气和页岩气产量分别从2013年的29和2亿立方米增长到2017年的47和90亿立方米，增速显著，开发投入和开发井数量在2016年低迷过后也重回增长轨道。根据《天然气发展“十三五”规划》中要求，我国2020年煤层气和页岩气的产量分别需达到100和300亿立方米，根据目前发展情况，我们认为煤层气和页岩气均有望完成“十三五”目标，**我们预计2018年煤层气和页岩气的产量分别为72.6和124亿立方米，2019年可进一步增长至85和193亿立方米。**

**表7：我国煤层气及页岩气开发投入情况**

	2015	2016	2017
<b>页岩气</b>			
开发投入(亿元)	134.77	87.9	92.5
完钻探井(口)	108	50	34
完钻开发井(口)	187	92	106
<b>煤层气</b>			
开采投入(亿元)	25.61	15.91	24.19
钻井(口)	274	184	629

资料来源：《全国石油天然气资源勘查开采情况通报》

综上所述，在 2018 年我国天然气总产量达 1602 亿立方米的基础上，我们预计 2019 年我国天然气产量将达 1763 亿立方米（常规天然气 1486 亿立方米，煤层气 85 亿立方米，页岩气 193 亿立方米），同比增速有望突破 10%。

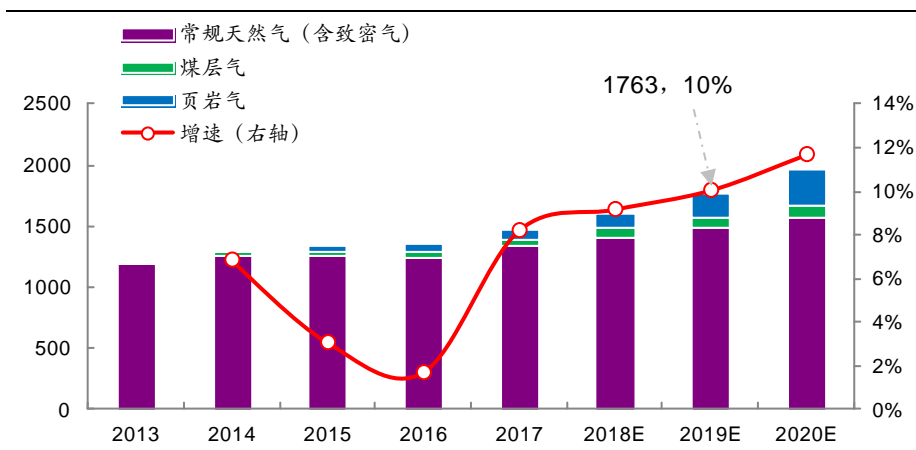
表 8：我国天然气产量

项目	2016	2017	2018E	2019E	2020E
总产量	1355.49	1467.06	1602.00	1763.43	1970.00
YOY	1.72%	8.23%	9.20%	10.08%	11.71%
常规天然气	1231.72	1330.07	1405.67	1485.56	1570.00
YOY	-0.95%	7.98%	5.68%	5.68%	5.68%
煤层气	44.95	47.04	72.60	85.21	100.00
YOY	1.58%	4.65%	54.34%	17.36%	17.36%
页岩气	78.82	89.95	123.73	192.66	300.00
YOY	76.29%	14.12%	37.56%	55.71%	55.71%

资料来源：Wind，全国石油天然气资源勘查开采情况通报，《天然气“十三五”规划》，光大证券研究所预测，单位：亿立方米

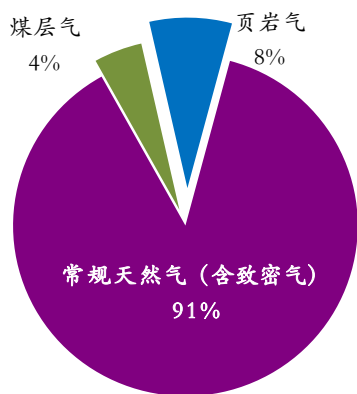
注：2018 年总产量为披露数据，各细分产量为光大证券研究所预测，下同

图 31：我国天然气产量走势及预测



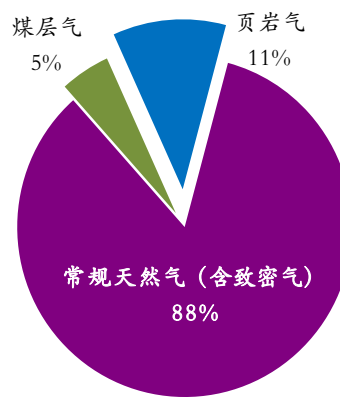
资料来源：《全国石油天然气资源勘查开采情况通报》，光大证券研究所预测  
左轴：亿立方米

图 32：2018 年天然气产量来源构成预测



资料来源：光大证券研究所测算

图 33：2019 年天然气产量来源构成预测

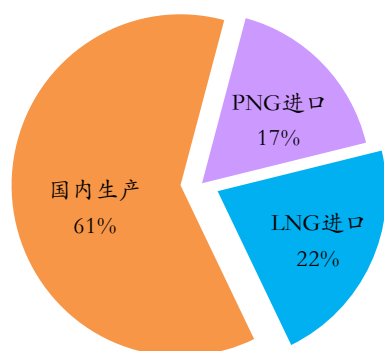


资料来源：光大证券研究所测算

#### 4.1.2、国际进口

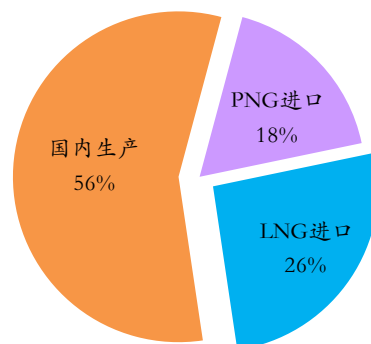
近年来，我国天然气供给主要由国产气组成，国内天然气主要由中石油、中石化、中海油等三家公司生产。我国自 2006 年起进口液化天然气 (LNG)，2010 年起进口管道天然气 (PNG)。近年来随着我国天然气行业的发展和天然气需求的提升，进口天然气在天然气供给中的比重逐步增长，在保障供应方面作用渐显。2018 年，我国天然气供给体系中，进口 LNG 和进口 PNG 的占比从 2017 年的 21.6% 和 17.0% 进一步提升到 2018 年的 25.9% 和 17.6%，天然气对外依存度已达 43.5% 的高位。

图 34：我国天然气供给结构（2017 年）



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

图 35：我国天然气供给结构（2018 年）



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

#### (1) PNG：2019 年增速放缓，未来中俄东线&中亚 D 线投产后贡献增量

PNG 进口方面，截至 2018 年底，我国在运管道线主要包括中亚 A、B、C 线及中缅管线，设计供气能力约 670 亿立方米/年。根据 2018 年 PNG 进口量测算，2018 年度管道负荷率约达 74%，较 2017 年的 62% 已有明显增长。

我们预计中俄东线有望于 2019 年底投运，中亚 D 线有望在 2020 年投运，在 2019 年我国设计供气能力并未有明显提升的情况下，进口 PNG 量仍将保持增长但增量有限；随着未来两条线路的投产，2020-2022 年进口 PNG 将迎来新一波增长高峰期。

表 9：我国 PNG 进口路线（截至 2018 年底）

管道线	资源地	管道长度 (km)	设计供气能力 (亿立方米/年)	(预计) 建成时间
中亚 A 线	土库曼斯坦, 乌兹别克斯坦等	1833	150	2009
中亚 B 线	土库曼斯坦, 乌兹别克斯坦等	1833	150	2010
中亚 C 线	土库曼斯坦, 乌兹别克斯坦等	1830	250	2014
中亚 D 线	土库曼斯坦	1000	300	2020E
中缅线	缅甸	2520	120	2013
中俄东线	俄罗斯	3968	380	2019E

资料来源：中国石油官网，光大证券研究所整理

进一步从各进口国分析，土库曼斯坦作为我国最重要的 PNG 进口来源国，从 2010 年起进口量逐年稳步增长，虽然 2018 年年初出现了“限气”事件，但我们认为这并不会改变土库曼斯坦和我国良好的贸易关系，我们预计 2019 年从土库曼斯坦进口的 PNG 数量仍将维持 5% 的增速，总量达到 362 亿立方米。哈萨克斯坦自与我国合作以来，每年的出口量一直维持在 4 亿立方米左右，2017 年 10 月，哈萨克斯坦正式履行之前与我国新签订的一份年出口量高达 50 亿立方米的合同（资料来源：中国石油新闻中心），2018 年哈萨克斯坦对我国出口量大幅提升至 65 亿立方米。而根据中国驻哈萨克斯坦大使馆经济商务参赞处报道，国有天然气管道运营商哈萨克斯坦国家天然气运输公司（KazTransGaz）表示，已与中石油签署新的协议，将把对华天然气供应量提高到 100 亿立方米/年，而中石油也已同意从 2019 年 1 月起将来自哈萨克斯坦的天然气翻一番，因此我们预计，2019 年哈萨克斯坦对我国出口 PNG 量有望进一步增长至 100 亿立方米。乌兹别克斯坦和缅甸作为我国进口 PNG 的重要贸易伙伴，我们预计 2019 年两国对我国的出口仍将稳定在 2018 年的水平，分别为 60 和 30 亿立方米。

俄罗斯东线即将于 2019 年底通气，未来将成为我国新的 PNG 进口重要增量，但 2019 和 2020 年仍处于管道负荷率的爬坡期，保守估计，2019 和 2020 年来自俄罗斯 PNG 的进口量分别为 5 和 50 亿立方米。

表 10：中亚各国对我国的 PNG 进口量情况

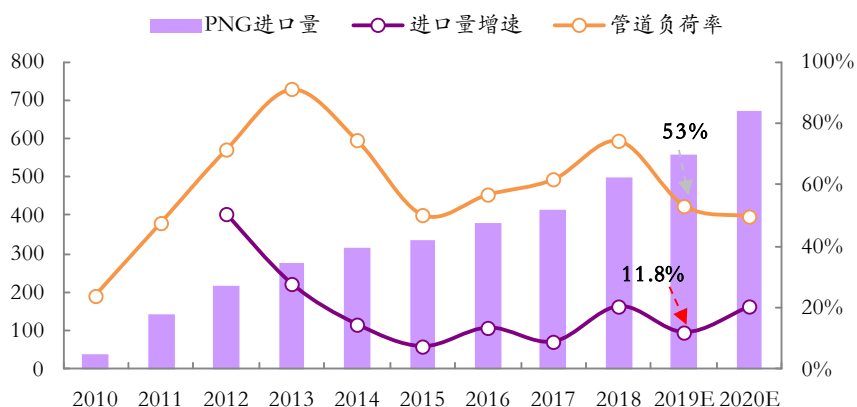
年份	土库曼斯坦	乌兹别克斯坦	哈萨克斯坦	缅甸	俄罗斯	合计
2014	255	24	4	30		313
2015	277	15	4	39		335
2016	294	43	4	39		380
2017	333	34	11	33		411
2018	344	65	58	30		498
2019E	362	60	100	30	5	557
2020E	430	60	100	30	50	670

资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》，GIIGNL，光大证券研究所预测，单位：亿立方米

综上所述，我们预计我国 2019 年的 PNG 进口仍将持续增长，但增速有望放缓，在 2018 年 497.88 亿立方米的基础上同比增长 11.8% 达 556.70 亿立方米，已有管道的负荷率仍将进一步提升，但因 2019 年底中俄东线投产，因此整体的管道负荷率将回落到 53% 的水平。



图 36：我国 PNG 进口量情况



资料来源：Wind，《BP 世界能源统计年鉴》，光大证券研究所预测，左轴：亿立方米

## (2) LNG：接收站利用率可能成为未来制约因素

LNG 进口方面，截至 2018 年底，我国在运 19 座 LNG 接收站，均位于沿海地区，总接卸周转能力 6730 万吨/年。根据 EIA 的统计，LNG 接收站的年均利用率 2013-2016 年为 50%，而根据我们的测算，2013-2016 年 LNG 接收站的平均利用率分别为 56%、52%、44%、47%，基本和 EIA 的统计吻合。2018 年我国共进口 LNG 734.69 亿立方米，同比增速 39.58%，较 2017 年的 53.43% 增速相比有所下降但仍处高位，接收站年均利用率也从 2017 年的 68% 进一步增长至 2018 年的 80%。

进一步从主要各进口国分析，2018 年对我国出口 LNG 总量超过 10 亿立方米的国家仍为传统六国，即澳大利亚、卡塔尔、马来西亚、印度尼西亚、巴布亚新几内亚以及美国，6 国 LNG 出口量占我国总进口量有小幅下滑，为 88.8%，但未来随着澳大利亚、卡塔尔、美国等地加大 LNG 出口力度，我们认为上述国家的 LNG 出口占我国 LNG 进口量仍将维持在 90% 以上的高位，基本可以决定我国 LNG 进口量的增长幅度。

澳大利亚在 2014 年超越卡塔尔成为我国第一 LNG 进口国之后，LNG 出口量高速增长，年均增速近 50%。2018 年随着 Wheatstone LNG 项目（雪佛龙），以及 2019 年 Prelude LNG 项目等陆续投产，我们认为 2019 年澳大利亚对我国出口增速仍有望维持在 30%；卡塔尔在日本因核能重启而减少天然气用量后，重新加大了对我国的出口，2018 年出口 LNG 总量达到 126 亿立方米，同比增速达 20.81%。受美国和澳大利亚天然气产量大幅增长的影响，卡塔尔决定重启全球最大油田的开发，同时也在积极与中国沟通希望可以签订新的 LNG 出口合同，我们预计 2019 年卡塔尔对我国出口 LNG 同比增速同样有望维持在 20%；印度尼西亚、马来西亚、巴布亚新几内亚等三国近年来对我国出口 LNG 增速较为稳定，我们预计 2019 年增速将稳定在 15%。

美国自 2016 年成为我国的 LNG 进口国以来，双方 LNG 贸易量逐年增长，我们预计 2019/20 年美国对我国的 LNG 出口量增速维持在 50%，但中美贸易摩擦是影响源自美国 LNG 进口量的不确定因素。

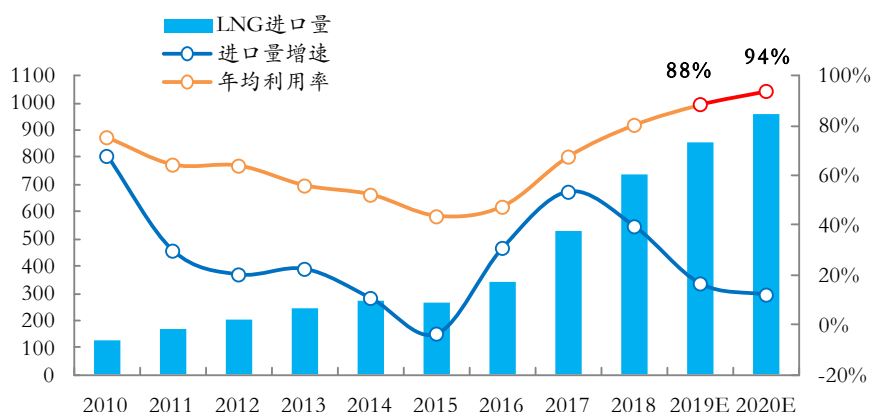
表 11: 各国对我国的 LNG 贸易量情况

年份	澳大利亚	卡塔尔	印度尼西亚	马来西亚	巴布亚新几内亚	美国	6 国合计
2015	72	65	39	44	21		241
2016	157	65	37	34	29	3	325
2017	242	105	43	57	28	19	493
2018	315	126	67	81	34	29	653
2019E	409	152	77	94	39	44	814
2020E	450	167	84	103	43	66	913

资料来源:《BP 世界能源统计年鉴》, GIIGNL, 光大证券研究所预测 单位: 亿立方米

总结来看, 我们预计我国 2019 年的 LNG 进口增速将维持回落态势, 总进口量达 857 亿立方米, 同比增长 16.7%。但是需要注意的是, 我国 2018 年 LNG 接收站的年均利用率已达到 80% 的高位, 未来如果按照 GIIGNL 的预测, 2019-2020 年我国分别仅有 400 万吨/年的 LNG 接收规模投产, 则 2020 年我国的接收站利用率将进一步攀升至 94% 的水平, 如此高的利用率在一定程度上可能影响我国未来 LNG 的进口。

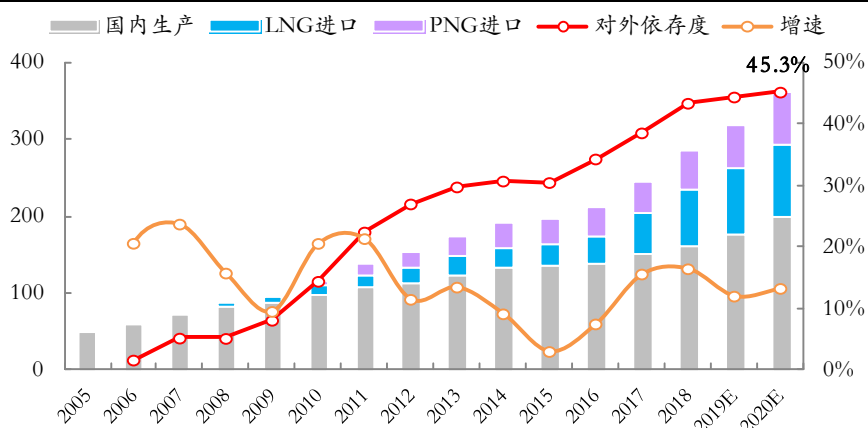
图 37: 我国 LNG 进口量情况



资料来源:《BP 世界能源统计年鉴》, GIIGNL, 光大证券研究所预测 左轴: 亿立方米

综上所述, 我们预计我国 2019 年天然气进口总量将达 1414 亿立方米 (其中 PNG、LNG 进口量分别为 557、857 亿立方米), 同比增速为 14%; 2020 年天然气进口总量达 1631 亿立方米, 同比增速小幅回升至 15.4%。而从我国整体天然气供给角度来看, 2019/20 年我国天然气整体供给有望达到 3177 和 3601 亿立方米 (同比增速分别为 12.1% 和 13.3%), 而对外依存度仍将进一步增加, 2020 年有望突破 45%。

图 38：中国天然气供给情况及预测



资料来源：Wind，《BP 世界能源统计年鉴》，光大证券研究所测算，左轴：十亿立方米

## 4.2、需求：城燃&发电用气需求维持高增长

天然气的应用领域主要包括城镇燃气、天然气发电、工业燃料、化工用气，其中城镇燃气和工业燃料对天然气消费的贡献较大。国家发改委等多部委在《加快推进天然气利用的意见》（发改能源〔2017〕1217号）中提出，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、天然气车船作为重点”。下文将从上述四个领域对需求增量进行测算。

2018 年我国天然气表观消费量 2833 亿立方米，同比增长 18.3%，与 2017 年同比增速（14.7%）相比有进一步提高。和我们在《天然气：该出手时就... 出不出手？——天然气行业系列报告（五）》中对 2018 年天然气消费量（保守）预测相比，2018 年的表观消费量超出我们预期（我们的保守预测值为 2695 亿立方米），我们也根据 2018 年的最新情况更新了我们的预测。我们认为，2018 年天然气消费的主要增量来自“煤改气”通气后供暖燃气需求的提升，以及燃气电厂的全面投运，因此，城镇燃气和天然气发电等两个领域的天然气消费仍维持了较高增速；燃煤锅炉替代加速推进，也促使工业燃料用气有所回暖，而化工用气的增速相对平稳。

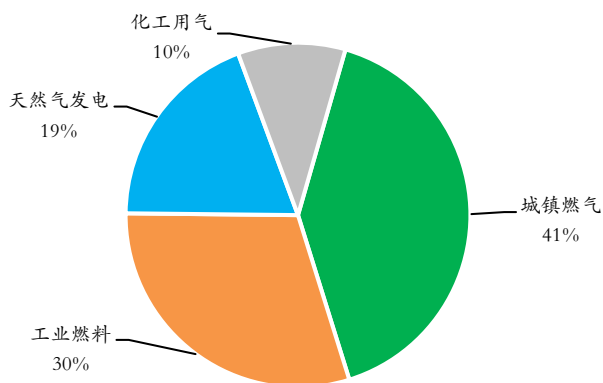
表 12：2018 年天然气需求量测算更新情况

类别	原预测	新预测	差值
城镇燃气	1098	1118	20
工业燃料	808	851	43
天然气发电	517	555	38
化工用气	272	272	0
汇总：	2695	2796	101

资料来源：光大证券研究所，单位：亿立方米

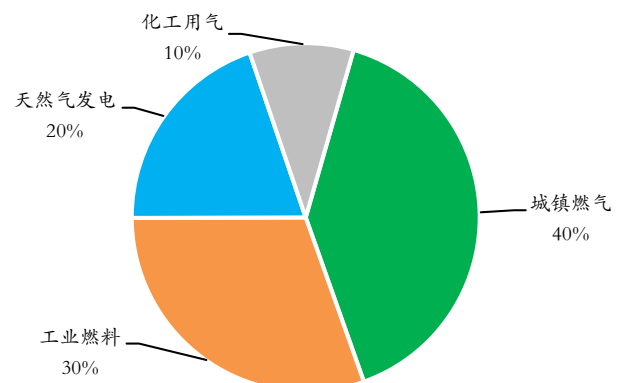
注：我们对 2018 年天然气消费量的预测与实际的表现消费量仍有小幅差距（约 40 亿立方米），差值可能来自工业燃料用气和城镇燃气

图 39：原测算中 2018 年各领域用气分布



资料来源：光大证券研究所

图 40：新测算中 2018 年各领域用气分布



资料来源：光大证券研究所

#### 4.2.1、城镇燃气

城镇燃气的需求增量主要来自四个部分：**城镇化人口增加带来的一般生活用气量提升**；**城镇“煤改气”项目增加带来的集中供热用气量提升**；**乡村“煤改气”项目带来的壁挂炉用气量提升**；**LNG 重卡/CNG 客车保有量提升带来的车用天然气用气量提升**等四个方面。

回顾 2018 年各季度天然气消费量，在第四季度同比增速（19.9%）超出全年平均（18.3%），我们认为主要原因是因为在扩大“煤改气”区域范围后，城镇天然气在冬季供暖需求提升而带来的增量。因此我们上调原预测中对城镇天然气供暖的测算，预计 2018 年我国城镇燃气消费量增量为 181 亿立方米；同时随着“煤改气”范围的进一步扩大，以及高油价情况下天然气汽车的相对经济优势提升，我们假设 19-20 年我国城镇燃气消费量将保持相同的增量。

表 13：2018 年城镇燃气端新增天然气消费量测算（亿立方米）

类别	原测算增量	新测算增量
一般生活用气	36	46
城镇天然气供暖	30	40
乡村“煤改气”	40	40
车用天然气	55	55
<b>城镇燃气总增量：</b>	<b>161</b>	<b>181</b>

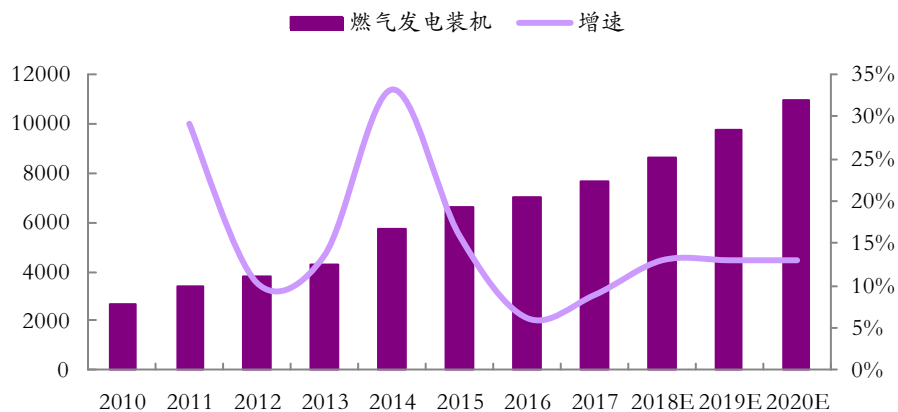
资料来源：《中国天然气发展报告》，光大证券研究所

#### 4.2.2、天然气发电

根据《能源发展“十三五”规划》和《加快推进天然气利用的意见》，天然气发电领域将主要着眼于天然气分布式能源、天然气调峰电站和天然气热电联产。2018 年按照《能源发展“十三五”规划》中 2020 年燃气发电装机规模 1.1 亿千瓦的目标，假设未来三年天然气发电装机容量平稳增长，2018-2020 年燃气发电装机年均复合增速为 13%，较 2017 年 8.9% 的增速有明显提升。

回顾 2018 年各季度天然气消费量，二季度同比增速显著超出全年平均（27.17% vs 18.3%），呈现“淡季不淡”的特点，我们认为其主要原因是一季度“压非保民”后，工业和发电用气显著释放带来的结果。因此，我们预计 2018 年天然气发电的天然气消费量将较 2017 年有显著增长，增速或达 30%；而 2019-2020 年随着天然气发电装机的稳步增长，消费量增速回落至 15%/10%。

图 41：我国天然气发电装机容量增长情况



资料来源：中电联，国家发改委，光大证券研究所预测 左轴：万千瓦

#### 4.2.3、工业燃料&化工用气

工业燃料主要包括两个方面，一是工业企业将天然气作为燃料使用气量，二是城市中锅炉、窑炉的使用气量。工业燃料用气量相对平稳，主要的增量来自于燃煤锅炉替代。根据《能源发展“十三五”规划》中的相关要求，以京津冀及周边地区、长三角、珠三角、东北地区为重点，推进重点城市“煤改气”工程，替代燃煤锅炉 18.9 万蒸吨。2017 年 8 月，环保部等多部委印发《京津冀及周边地区 2017-2018 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》（环大气[2017]110 号），提出 2017 年 10 月底前，纳入 2017 年度淘汰清单中的 4.4 万台燃煤锅炉全部“清零”，燃煤锅炉替代空间共计 61582 蒸吨。假设 2017 年燃煤锅炉替代工作顺利完成，而未来燃煤锅炉的替代工作仍将进一步加大，18-20 年每年替代燃煤锅炉 6.5/6/6 万蒸吨；替代的燃煤锅炉中，假设“煤改气”占比达 80%，每小时每吨蒸汽消耗天然气 50 立方米，锅炉年利用小时数由 2017 年的 3000 小时提升至 2018-20 年的 3500 小时。

我们测算工业燃料在 18-20 年的增量分别为 91/84/84 亿立方米，增速分别为 10.0%/9.9%/9.0%，带动工业燃料天然气消费量从 2017 年的 760 亿立方米增长至 2020 年的 1019 亿立方米。

表 14：燃煤锅炉“煤改气”增量预测

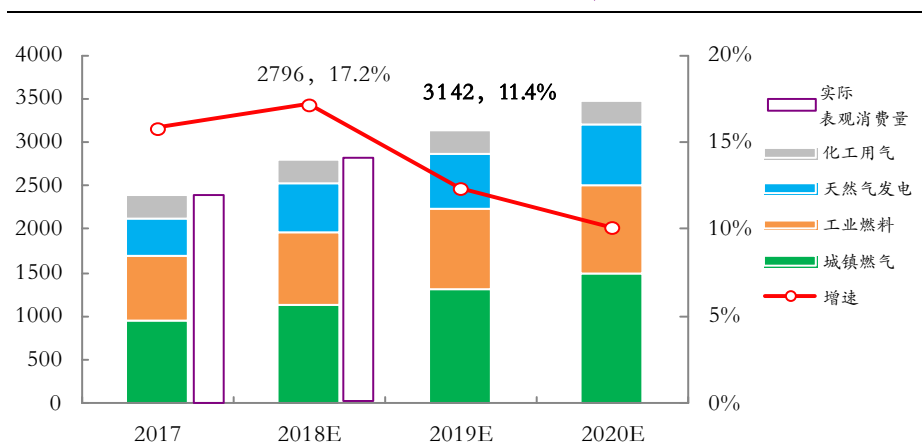
年份	燃煤锅炉替代量 (万蒸吨)	“煤改气”锅炉增量 (万蒸吨)	天然气需求增量 (亿方)
2017	6.2	4.96	74
2018E	6.5	5.2	91
2019E	6	4.8	84
2020E	6	4.8	84

资料来源：《能源发展十三五规划》，《京津冀及周边地区 2017-2018 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》，光大证券研究所预测

化工用气方面，化工下游产品的价格高企以及资源供应的制约的两方面作用使得化工用气整体需求较为平稳，我们认为 2018 年仍将维持 10 亿立方米的增量；但随着价格未来回归正常，以及资源供应的持续制约，我们预计 2019 年的需求将保持平稳，2020 年的需求将有 10 亿立方米的回落。

综上所述，我们认为 2019-20 年我国天然气消费量仍将持续增长，但是增速较 2018 年相比将会放缓。我们预计 2019 年我国天然气消费量将达 3142 亿立方米，同比增速为 10.9%，同比有所放缓。

图 42：我国天然气消费情况预测（2018-2020 年）



资料来源：《中国天然气发展报告》，光大证券研究所预测，单位：亿立方米  
注：图中标出的数据均为我们的预测数据，不是实际表观消费量数据和增速

**2019 年国内供需预测：供需高增长，整体紧平衡，“气荒”难现。**2018 年，在我国天然气需求进一步增长的情况下，通过提升国内自产力度、加大 PNG&LNG 进口，以及天然气长输管线和储气库等储气调峰设施建设的长足进步，18/19 年供暖季“气荒”并未出现。2019 年，我们预计需求方面，我国城镇燃气和天然气发电燃气的需求仍将维持高速增长（总体消费量+10.9%至 3142 亿立方米）；供给方面，产量稳定增长（+10%至 1763 亿立方米），进口力度进一步加大（+14%至 1414 亿立方米），整体供给的增速有所放缓（+12.1%至 3177 亿立方米），对外依存度将进一步提升（至 44.5%），整体供需仍将维持紧平衡，“气荒”难现。



## 5、投资建议

综上所述，国家油气管网公司成立利好天然气行业全产业链发展。国家油气管网公司成立是深化体制改革的必然要求，也是推动天然气价格改革的重要路径。国家管网公司的组建，将有利于油气行业基础设施的资源整合和优化配置，提升运行调率。从“提质增效”的角度考虑，国家管网公司的成立契合国企改革加速推进的背景；管网公平开放将有效激活能源市场竞争，还原油气能源的商品属性；通过引入社会资本等方式拓宽管网建设资金来源，管网建设有望全面提速。

我们认为在当前市场环境下需要重点关注国家油气管网公司成立对主题性行情的引发，同时也需要进一步关注油价、中美贸易摩擦、LNG 价格以及燃气季/月度消费量数据。从基本面角度，我们认为，管网公司的成立对上中下游均有益处，但逻辑不尽相同，相关受益领域以及受益顺序：（1）管道及勘探开采设备工程公司；（2）非常规天然气公司；（3）省网及城燃公司。维持燃气子行业“买入”评级，推荐新天然气、蓝焰控股、陕天然气、天伦燃气（H）、深圳燃气，建议关注沃施股份。

### 5.1、新天然气（603393.SH）

#### ◆下游业务稳步推进：

受益于天然气需求旺盛，2018 年公司新疆区域天然气销售量 6.5 亿立方米，同比增长 17.8%；天然气供应业务毛利同比增长 13.6%。受上游提价等因素影响，2018 年公司天然气供应业务毛利率 26.5%，同比下滑 1.4 个百分点。此外，公司天然气接驳业务发展稳健，2018 年用户安装户完成 3.1 万户，该业务毛利同比+11.1%。

#### ◆布局上游业务，亚美能源并表贡献业绩增量：

2018 年公司成功收购煤层气公司亚美能源（2688.HK）50.5% 股权，布局上游业务。截止到 2018 年末，因行权稀释，公司持有亚美能源 49.93% 股权。亚美能源于 2018 年 8 月 31 日并表，我们测算亚美能源 2018 年并表业绩 0.9 亿元，占公司归母净利润的比例为 25.5%。受亚美能源并表等因素影响，公司 2018 年归母净利润 3.4 亿元，同比+26.9%；2019Q1 归母净利润 0.8 亿元，同比+4.8%。

#### ◆看好煤层气业务发展：

随着天然气下游需求高速增长，近年来天然气供应形势偏紧，天然气上游价格亦呈现季节性上涨。作为非常规天然气气源，煤层气将对常规天然气供应形成补充。随着亚美能源潘庄、马必区块项目推进，公司煤层气业务有望实现“量价齐升”，成为公司未来业绩的核心增长点。

#### ◆盈利预测与投资评级：

维持盈利预测，预计公司 2019-2021 年的 EPS 分别为 2.73、3.48、4.33 元，对应 PE 分别为 9、7、6 倍，维持“买入”评级。

#### ◆风险提示：

天然气销售量低于预期，新用户接驳数量下滑或接驳费用降低的风险，购气成本超预期上涨，配气费进一步下行的风险，煤层气开发进度慢于预期，煤层气政策变化的风险，期间费用控制效果不及预期等。

表 15：新天然气业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	1,016	1,632	2,488	2,827	3,323
营业收入增长率	11.1%	60.6%	52.5%	13.6%	17.5%
净利润（百万元）	264	335	437	556	693
净利润增长率	29.7%	26.9%	30.5%	27.5%	24.6%
EPS（元）	1.65	2.09	2.73	3.48	4.33
ROE（归属母公司）（摊薄）	13.6%	14.8%	17.2%	19.2%	20.8%
P/E	15	12	9	7	6
P/B	2.0	1.7	1.5	1.3	1.2

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 6 月 5 日

## 5.2、蓝焰控股（000968.SZ）

### ◆山西省优质煤层气龙头：

蓝焰控股是山西省开发利用煤层气的专业化上市公司。公司前身为太原煤气化，2016 年完成重大资产重组，置入优质资产（蓝焰煤层气 100% 股权），主营业务变更为煤矿瓦斯治理及煤层气勘查、开发与利用。截至 2018 年底，公司大股东和实际控制人均为晋煤集团（持股比例 40.05%）。2018 年公司煤层气产量 14.6 亿立方米，约占全国产量比例 27%。公司 2018 年归母净利润 6.8 亿元，同比+38.7%；2019Q1 归母净利润 1.3 亿元，同比+14.9%。

### ◆天然气供需形势偏紧，煤层气售价提升：

煤层气属于非常规天然气，煤层气出厂价格放开，由供需双方协商确定。由于我国天然气供需形势总体偏紧，公司近年煤层气销售价格提升。2018 年公司煤层气不含税销售单价 1.72 元/立方米，同比+7.4%。

### ◆新区块开发进展顺利，气量增长可期：

2017 年 12 月，公司取得山西省煤层气探矿权公开出让项目的四个区块（和顺横岭、柳林石西、和顺西和武乡南）的煤层气探矿权。2018 年四个区块中有三个已经成功点火出气。2019 年 4 月公司公告，柳林石西、武乡南区块收到试采批准书，试采期限为 1 年。试采过程中产生的煤层气可对外销售，有望贡献售气增量。此外，随着国家管网公司成立，管网设施的公平开放亦有利于上游公司销售量的提升，公司气量有望进入上升通道。

### ◆有望受益于山西燃气集团的重组整合：

2018 年 2 月山西省国资委原则同意公司大股东晋煤集团设立山西燃气集团有限公司。根据山西省国资委印发的山西燃气集团重组整合实施方案规划，燃气集团未来将以煤层气为核心，逐步构建煤层气（燃气）产业上、中、下游全产业链，力争 3-5 年内形成 30-50 亿立方米/年的新增产能，2020 年煤层气抽采规模 143 亿立方米（自身/与央企合作的抽采规模 43/100 亿立方米），实现与中游管网企业的产权合作与业务协同，拓展下游城市燃气市场。公司作为晋煤集团旗下唯一上市平台，公司有望受益于山西燃气集团重组整合。

#### ◆盈利预测与投资评级:

公司主营业务包括煤层气销售、气井建设工程、瓦斯治理服务等，其中核心业务为煤层气销售。考虑到新区块开发进度，我们预计公司气量有望持续增长，假设公司 2019-2021 年的煤层气产量分别增长 3%、6%、6%；短期内天然气供需格局维持偏紧态势，公司煤层气销售价格仍有望小幅提升，假设煤层气不含税销售价格同比增长 0.6%、0%、0%。

我们预计公司 2019~2021 年的营业收入分别为 25.6、27.0、28.5 亿元，同比增长 9.7%、5.4%、5.4%；综合毛利率分别为 36.9%、38.2%、39.4%。

表 16: 蓝焰控股主营业务盈利预测表

项目	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入 (亿元)	19.04	23.33	25.61	27.00	28.46
YoY%	52.2%	22.6%	9.7%	5.4%	5.4%
—煤层气销售	11.21	11.82	12.26	13.00	13.78
—气井建设工程	4.70	8.44	10.12	10.63	11.16
—瓦斯治理服务	2.83	2.82	2.96	3.11	3.26
—其他	0.30	0.26	0.26	0.26	0.26
营业成本 (亿元)	12.56	14.39	16.16	16.68	17.24
—煤层气销售	7.15	6.75	6.96	7.05	7.14
—气井建设工程	3.02	5.05	6.48	6.80	7.14
—瓦斯治理服务	2.05	2.35	2.47	2.58	2.71
—其他	0.34	0.25	0.25	0.25	0.25
毛利率 (%)	34.0%	38.3%	36.9%	38.2%	39.4%
—煤层气销售	36.3%	42.9%	43.2%	45.8%	48.2%
—气井建设工程	35.7%	40.2%	36%	36%	36%
—瓦斯治理服务	27.6%	16.8%	17%	17%	17%
—其他	-12.7%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测

我们预计公司 2019~2021 年的 EPS 分别为 0.77、0.86、0.95 元，对应 PE 分别为 17、15、13 倍。我们选取燃气产业链新天然气、沃施股份、陕天然气、重庆燃气作为可比公司，可比公司 2019 年的 PE 均值为 19 倍。我们看好公司煤层气业务的发展，给予公司 2019 年 18 倍 PE 水平，对应目标价 13.86 元，首次覆盖给予“增持”评级。

表 17: 蓝焰控股可比公司估值表

公司	股价 (元)	EPS (元)			PE (x)		
		2018A	2019E	2020E	2018A	2019E	2020E
新天然气	24.32	2.09	2.15	2.75	12	11	9
沃施股份	36.39	0.09	2.52	3.22	404	14	11
陕天然气	7.99	0.36	0.39	0.46	22	21	17
重庆燃气	6.93	0.22	0.23	0.23	32	30	30
				平均值	117	19	17
蓝焰控股	12.80	0.70	0.77	0.86	18	17	15

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测 (注: 股价选自 2019 年 6 月 5 日收盘价, 除蓝焰控股外其他公司盈利预测来自 Wind 一致预期)

◆风险提示：

煤层气区块开发进度慢于预期，煤层气销售量低于预期，煤层气价格超预期下滑，煤层气补贴等政策变化的风险等。

表 18：蓝焰控股业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	1,904	2,333	2,561	2,700	2,846
营业收入增长率	52.2%	22.6%	9.7%	5.4%	5.4%
净利润（百万元）	489	679	748	832	920
净利润增长率	27.3%	38.7%	10.3%	11.2%	10.6%
EPS（元）	0.51	0.70	0.77	0.86	0.95
ROE（归属母公司）（摊薄）	15.5%	17.7%	16.3%	15.3%	14.5%
P/E	25	18	17	15	13
P/B	3.9	3.2	2.7	2.3	2.0

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 6 月 5 日

### 5.3、陕天然气（002267.SZ）

◆受益于天然气旺盛需求，销气量增速可观：

公司核心业务为长输管道和城市燃气业务。受益于天然气旺盛需求，2018 年公司天然气销气量 61.0 亿方，同比增长 9.2%。分业务看，2018 年公司省内管输和城市燃气销气量分别为 57.2、3.8 亿方，分别同比+8.2%、+27.0%。公司 2018 年归母净利润 4.0 亿元，同比+2.2%；2019Q1 归母净利润 3.0 亿元，同比-3.9%。

◆价格争议解决，管输费调整落地：

2018 年公司与上游供应商的价格争议已解决，冲回前期预计成本约 1.6 亿元。此外，随着天然气价格改革加速推进，2018 年 6 月陕西省重新核定调整了天然气管道运输价格。我们认为本次天然气管输费调整落地将减弱市场对于公司管输费变动的担忧。

◆开拓市场，培育利润增长点：

除深耕省内管输业务外，2018 年起公司加大市场开拓力度。公司年报显示，公司成功收购吴起宝泽天然气公司 100% 股权，并跨省投资设立黑龙江省天然气管网有限公司（持股比例 20%）和秦晋天然气有限责任公司（持股比例 49%）。期待上述项目贡献业绩增量。

◆盈利预测与投资评级：

我们维持盈利预测，预计公司 2019~2021 年的 EPS 分别为 0.37、0.48、0.56 元，当前股价对应 PE 分别为 22、17、14 倍，维持“增持”评级。

◆风险提示：

天然气采购价格大幅上涨的风险，公司天然气供给量低于预期，天然气管输费和配气费进一步下行的风险，天然气下游需求低于预期，公司天然气管道建设进度低于预期等。

表 19: 陕天然气业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入 (百万元)	7,643	8,999	9,734	10,396	10,916
营业收入增长率	6.0%	17.7%	8.2%	6.8%	5.0%
净利润 (百万元)	395	404	407	529	627
净利润增长率	-22.2%	2.2%	0.8%	29.8%	18.6%
EPS (元)	0.36	0.36	0.37	0.48	0.56
ROE (归属母公司) (摊薄)	7.1%	7.2%	6.9%	8.4%	9.3%
P/E	22	22	22	17	14
P/B	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测, 股价时间为 2019 年 6 月 5 日

## 5.4、天伦燃气 (1600.HK)

### ◆燃气销售及接驳业务增长迅速:

燃气销售业务方面, 2018 年公司天然气销量 12.9 亿立方米, 同比+21.5%; 其中住宅用户、工商业用户销气量分别同比+42.2%、+27.8%。2018 年公司燃气销售业务收入 32.3 亿元, 同比+32.9%; 毛利率 15.0%, 同比小幅提升 0.1 ppt。接驳业务方面, 2018 年公司新增用户 62.2 万户, 同比+198%; 接驳收入 7.1 亿元, 同比+13.7%; 受乡镇煤改气较低的接驳毛利率影响, 2018 年公司接驳毛利率 49.7%, 同比降低 11.6 ppt。公司 2018 年归母净利润 5.7 亿元, 同比+40.8%; 扣除货币掉期合同及汇兑损益, 年度核心利润 7.3 亿元, 同比+92.0%。

◆看好河南乡镇煤改气项目发展: 2018 年 6 月, 公司与豫资控股合作成立煤改气投资基金。公司作为基金的投资方之一, 承担河南省煤改气项目的建设运营。该项目 2018 年贡献收入 10.4 亿元, 占公司同期营业收入的 20.4%。公司将受益于“气化河南”推进, 业绩有望维持高速增长。

◆盈利预测与投资评级: 我们维持原盈利预测, 预计公司 2019~2021 年的 EPS 分别为 0.97、1.37、1.86 元, 当前股价对应 PE 分别为 7、5、4 倍, 维持“买入”评级。

◆风险提示: 天然气销售量低于预期, 煤改气项目进度低于预期, 天然气采购成本大幅上涨的风险; 配气费、接驳费进一步下调的风险等。

表 20: 天伦燃气业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入 (百万元)	3,109	5,113	6,176	8,098	10,523
营业收入增长率	15.4%	64.5%	20.8%	31.1%	29.9%
净利润 (百万元)	404	569	961	1,354	1,837
净利润增长率	29.0%	40.8%	68.8%	40.9%	35.7%
EPS (元)	0.41	0.58	0.97	1.37	1.86
ROE (归属母公司) (摊薄)	15.5%	18.9%	26.7%	30.4%	32.7%
P/E	17	12	7	5	4
P/B	2.5	2.1	1.8	1.4	1.1

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测, 股价时间为 2019 年 6 月 5 日 (1 HKD=0.88CNY)



## 5.5、深圳燃气 (601139.SH)

### ◆立足深圳，放眼异地：

深圳燃气是区域型燃气建运营公司，主营天然气、石油气板块，核心业务为管道燃气业务。公司管道燃气业务立足深圳本地，并积极拓展异地市场，规模体量在A股燃气公司中处于领先地位。2018年公司营业收入127亿元，同比+15.2%；归母净利润10.3亿元，同比+16.2%。公司2019Q1营业收入31.1亿元，同比+1.0%；归母净利润2.4亿元，同比-3.4%。

### ◆电厂售气疲软叠加购气成本抬升，2019Q1业绩承压：

2019Q1公司天然气销售量6.3亿立方米，同比-0.6%；其中电厂售气量0.7亿方，同比减少0.4亿立方米(-39.1%)。深圳地区燃气电厂主要以调峰为主，我们认为由于点火价差大幅收窄（电厂用气成本的上涨及上网电价的限制），叠加下游需求的季节性疲软，电厂售气量大幅下滑。此外，受天然气采购成本及用气结构性变化等因素影响，公司2019Q1毛利率20.3%，同比/环比分别+0.3 pct / -0.8 pct。公司2019Q1归母净利润2.4亿元，同比减少0.1亿元(-3.4%)。考虑到华电坪山项目投产及电厂旺季出力等因素，电厂用气有望回暖。此外，城中村改造推进及异地项目培育亦可贡献业绩增量。

### ◆深圳市配气费调整落地，市场担忧减弱

2019年1月，深圳市发改委同日发布《关于我市管道天然气配气价格的通知》（深发改〔2018〕1678号）和《关于调整我市管道天然气非居民用气销售价格的通知》（深发改〔2018〕1679号），约束了深圳市非居民用管道天然气的配气价格和最高限价（详见附表）。随着配气费调整的实质性确立，我们认为市场对于公司配气费进一步调整的担忧消除，公司估值有望修复。

### ◆期待LNG储备调峰项目投产

公司LNG储备调峰项目（周转能力80万吨/年）仍为公司未来业绩的重要增长点。截至2018年底，该项目工程进度99.3%。项目盈利弹性可观，期待年内投产贡献业绩增量。（盈利弹性测算详见我们2018-08的深度报告《城燃业务扩张，静待靴子落地——深圳燃气(601139.SH)投资价值分析报告》）

### ◆盈利预测与投资评级

维持原盈利预测，预计公司2019-2021年的EPS分别为0.38、0.47、0.53元，当前股价对对应PE分别为15、12、10倍，维持“买入”评级。

### ◆风险提示

天然气下游需求增速低于预期，天然气采购成本超预期上涨，配气费进一步下行的风险，石油气价格波动的风险，LNG储备调峰项目投产进度慢于预期等。



表 21：深圳燃气业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	11,059	12,741	14,393	17,482	18,928
营业收入增长率	30.0%	15.2%	13.0%	21.5%	8.3%
净利润（百万元）	887	1,031	1,097	1,341	1,533
净利润增长率	14.9%	16.2%	6.4%	22.2%	14.4%
EPS（元）	0.31	0.36	0.38	0.47	0.53
ROE（归属母公司）（摊薄）	10.5%	11.2%	11.1%	12.3%	12.8%
P/E	18	16	15	12	10
P/B	1.9	1.7	1.6	1.5	1.3

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 6 月 5 日

## 5.6、沃施股份（300483.SZ）

### ◆园艺用品制造商，转型双主业布局：

沃施股份传统主营业务为园艺用品业务，国内最大的园艺用品生产和零售公司之一。2018 年底，公司完成了对中海沃邦的股权收购，涉足天然气开采领域，形成园艺用品和天然气双主业布局。公司 2018 年归母净利润 561 万元，同比-3.5%；2019Q1 归母净利润 3869 万元，同比+568%。

### ◆中海沃邦收购完成，业绩进入上升轨道：

中海沃邦成立于 2007 年，通过签订产量分成合同（PSC），作为合作区块的作业者开展天然气相关业务。中海沃邦拥有天然气储量丰富的合作区块，通过与中油煤合作，获得石楼西区块天然气的勘探、开发和生产经营权。石楼西区块气藏属于致密砂岩气，开采难易程度在非常规天然气开发（煤层气、致密气、高致密、页岩气）种类中属于中等难度开发。截至 2018 年底，石楼西区块经国土资源部备案的天然气地质储 1276 亿方、技术可采储量 610 亿方、经济可采储量 443 亿方。

2018 年公司通过现金购买及发行股份的方式，购买中海沃邦 37.17%的股权，进而控制了中海沃邦 50.50%的股权（支付现金/发行股份购买中海沃邦 27.20%、23.20%的股权），并于 2018 年 12 月 28 日完成股权交割。中海沃邦原股东承诺中海沃邦 2019、2020 年扣非归母净利润分别不低于 4.5、5.6 亿元（公司 2018 年扣非归母净利润 0.01 亿元），由此可见业绩提升空间。

### ◆风险提示：

中海沃邦合作区块天然气产量低于预期，天然气价格超预期下滑等。

## 6、风险分析

系统性风险：中美贸易摩擦升级，政策调整频繁致使市场风险偏好降低。

管网公司进度风险：由于国家管网公司成立时间和具体方案尚未公布，若国家管网公司成立进度慢于预期，或存量管网资产处置进度慢于预期，将导致天然气行业竞争要素的变化滞后。

接驳业务风险：由于接驳业务收费属于高利润的一次性收费，对于收取接驳费的燃气公司而言，新用户接驳数量下滑或接驳费用降低将拖累燃气公司利润。

销售量风险：天然气销售量将直接影响燃气公司盈利，若天然气下游需求低于预期或上游供给低于预期将直接影响天然气销售量的增长，进而影响燃气公司盈利。

价格风险：燃气公司的价格风险主要为天然气采购成本风险和配气费调整风险。天然气采购价格上涨将增加燃气公司成本。配气费调整风险主要为天然气价格改革执行下，燃气公司管输费、配气费进一步下行的风险。

## 行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15% 以上；
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 至 15%；
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差 -5% 至 5%；
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5% 至 15%；
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15% 以上；
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。

**基准指数说明：**A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

## 分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

## 分析师声明

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，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不与、不与，也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

## 特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见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。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。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。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。

光大证券股份有限公司 2019 版权所有。

## 联系我们

上海	北京	深圳
静安区南京西路 1266 号恒隆广场 1 号写字楼 48 层	西城区月坛北街 2 号月坛大厦东配楼 2 层 复兴门外大街 6 号光大大厦 17 层	福田区深南大道 6011 号 NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼