

中国将进入天然气行业发展黄金期

在全球范围内天然气是深具发展潜力的清洁能源

相较于煤和石油两种传统化石能源，天然气具有清洁环保、安全性高、燃烧效率高等特点，近年来发展深受关注，需求增长潜力巨大。根据预测，2030 年之前，天然气消费需求年均增长率有望保持在 2%，而煤和石油年均增长率仅为 0.7%；到 2035 年，天然气占世界一次能源消费的比重有望达到 25%，超过煤和石油。从全球范围来看，储量分布的高度不均衡导致天然气主要消费国与生产国存在错配，由此催生天然气国际贸易的快速发展，2017 年全球天然气消费量达 36804 亿方，全球贸易量达 11341 亿方，其中管道运输 7407 亿方，LNG 运输 3934 亿方，LNG 运输量增速较快。

能源结构升级+环保需求，国内天然气需求量提升是大势所趋

由于“富煤，贫油，少气”的资源禀赋特征，2017 年天然气在中国一次能源消费中的占比仅为 6%，远低于世界 24% 的平均水平；作为空气污染最主要来源的煤炭，在一次能源消费中的比例高达 60%。提高以天然气为代表的清洁能源使用占比，是发达国家大气污染治理的成功经验。近年来，政府方面相关政策高频率落地，从顶层设计层面敦促能源结构升级，提高天然气使用比例，天然气需求增长是大势所趋。

天然气产业链上、中、下游深度解析

1) **上游气源**：2017 年我国天然气消费量达 2426 亿方，同增 15.3%。其中国产气 1480 亿方，+8.2%；进口气 946 亿方，+26.9%，对外依存度由 2015 年的 28% 提升至 37%，未来海外气源将成为需求增长的强有力支撑，LNG 进口发展势头迅猛。

2) **中游运输**：目前中国已经具备初步覆盖全国的天然气管网，作为行业发展的基础设施，管网建设将保持高速增长；LNG 运输方式经济灵活是管网运输的有力补充；储气库建设在加速推进，将成为解决“气荒”的有力措施。

3) **下游消费**：我国天然气下游消费集中在工业燃料、城市燃气、发电、化工、交通运输五大领域，在城市化率稳步提升、能源结构升级强力推进、低成本气源得到保障、燃气管网逐步形成的大背景下，天然气消费将保持强劲增长。

投资建议

未来国内天然气需求提升是大势所趋，整个行业将进入黄金发展时期。标的方面，推荐关注拥有海外天然气资源，集团抢先布局 LNG 接收站的新奥股份；长期布局天然气上游资源的能源行业巨头中国石油、中国石化；煤层气等非常规天然气优势标的蓝焰控股、新天然气；国内 LNG 分销及物流龙头恒通股份。

化学原料

首次评级

买入

罗婷

luoting@csc.com.cn

010-85130437

执业证书编号：S1440513090011

研究助理：于洋

010-86451150

yuyangzgs@csc.com.cn

发布日期：2018 年 07 月 30 日

市场表现



相关研究报告

目录

天然气——深具发展潜力的清洁能源	1
产业链概况	1
全球天然气消费量逐年增长，国际贸易愈加频繁	2
能源结构升级+环保需求，助推中国天然气需求增长	5
价格趋势：与原油价格一致性减弱，市场化定价是大方向	7
上游气源：国内开采量稳步增长，海外进口 LNG 增速较快	14
国内气源：常规天然气开采量稳步提升，非常规天然气带来边际增量	14
进口气源：进口量持续攀升，LNG 进口增速较快	17
中游运输：全国性管网已初步建成，LNG 运输灵活经济	23
管道运输：已经初步形成覆盖全国的天然气主干和省级管网	23
LNG 运输：公路槽车运输经济灵活，铁路、水运尚未放开	27
储气库：储气调峰能力有大幅提升空间	28
下游消费：能源结构升级大势所趋，天然气需求增长势头强劲	30
居民用气：城市化率提升带动天然气消费，“煤改气”带来边际增量	31
工业用气：环保高压之下，燃煤锅炉改造快速推进	35
天然气发电：燃气发电装机规模快速增长，分布式及调峰站是发展方向	36
交通运输：油气价差扩大，助力天然气汽车发展	37
天然气化工：短期内不具备成本优势，保持平稳发展	40
投资建议	44
新奥股份——海外气田与 LNG 接收站布局齐头并进，打开成长想象空间	45
中国石油——国内最重要天然气生产商，同时受益于原油涨价及天然气价改	45
中国石化——国内第二天然气能源巨头，积极扩展 LNG 接收站业务	45
蓝焰控股——纯正煤层气标的，有望高度受益于相关业务量价齐升	46
新天然气——拟收购亚美能源进军煤层气开发，有望打通产业链上下游	46
恒通股份——LNG 分销龙头，有力推进全国布局	46

图表目录

图 1：天然气分类示意图	1
图 2：天然气产业链	2
图 3：历年全球天然气产量与消费量变化（十亿立方米）	3
图 4：2017 年世界一次能源消费结构占比	3
图 5：2017 年底全球常规天然气探明储量（万亿立方米）	3
图 6：2017 年主要天然气生产国占比	4
图 7：2017 年主要天然气消费国占比	4
图 8：2017 年全球分地区天然气消费量与生产量	4
图 9：2017 年主要天然气消费国占比	4
图 10：LNG 和管道运输是天然气国际贸易的主要形式	5
图 11：2017 年全球及主要国家一次能源结构对比	5

图 12: 我国煤炭、石油、天然气储量占世界总量比例	6
图 13: 燃煤造成污染的一般形成机理	6
图 14: 全球天然气定价机制结构	8
图 15: 各地域天然气定价机制结构	8
图 16: 2017 年全球天然气贸易网络示意图 (单位: 十亿立方米)	9
图 17: 近年全球天然气和原油价格走势对比 (元/吨)	10
图 18: 我国天然气价格体系图	11
图 19: 近年国内和进口 LNG 价格走势 (元/吨)	13
图 20: 近年进口管道天然气价格走势 (美元/吨)	13
图 21: 中国天然气产量及增速 (单位: 亿立方米, %)	15
图 22: 中国常规及非常规天然气分布	15
图 23: 我国天然气探明储量及占世界总探明储量的比例	16
图 24: 2017 年国内天然气产量组成	16
图 25: 管输天然气和 LNG 进口量比较 (十亿立方)	17
图 26: 近年来我国天然气进出口数据	18
图 27: 管道进口气不同气源国家占比变化趋势	19
图 28: 2017 管道进口气不同气源国家占比	19
图 29: LNG 接收站分布图	20
图 30: 2017 年中国 LNG 接收站接收能力结构	22
图 31: 西气东输工程示意图	24
图 32: 新粤浙管道工程示意图	24
图 33: 川气东送工程示意图	24
图 34: 陕京管道工程示意图	24
图 35: 中长期天然气主干管网规划示意图	25
图 36: 省级天然气管网公司分布图	26
图 37: LNG 进口产业链示意图	27
图 38: LNG 槽车照片	28
图 39: 铁路 LNG 罐箱	28
图 40: 储气库分布图	29
图 41: 全球天然气消费量将保持持续快速增长	30
图 42: IEA 预测 2017-2023 年全球天然气消费增加量	31
图 43: 2016 年中国天然气消费结构	31
图 44: 燃气普及率增长	32
图 45: 用气人口增长	32
图 46: 城市化率增长	32
图 47: 居民生活用气量增长	32
图 48: 中国历年燃气壁挂炉销量及国产品牌市场占比 (万台)	33
图 49: 2014 年全国锅炉装机量、装机功率及耗煤情况	35
图 50: 2015 年气电装机量占比	36
图 51: 2020 年气电装机量发展目标	36
图 52: 天然气分布式能源示意图	37

图 53: LNG 汽车保有量增长 (万辆)	38
图 54: CNG 汽车保有量增长 (万辆)	38
图 55: 2012-2016 年间生产天然气汽车类型占比	38
图 56: 油价回升, 柴汽比降低, 利好天然气汽车发展	39
图 57: LNG 重卡车产量增长情况	40
图 58: 气头化工产业链示意图	41
图 59: 天然气制合成氨工艺流程	41
图 60: 煤制合成氨工艺流程	42
图 61: 天然气制甲醇工艺流程	43
图 62: 煤制甲醇工艺流程	43
图 63: 相关上市公司在天然气产业链所处位置	45

图表目录

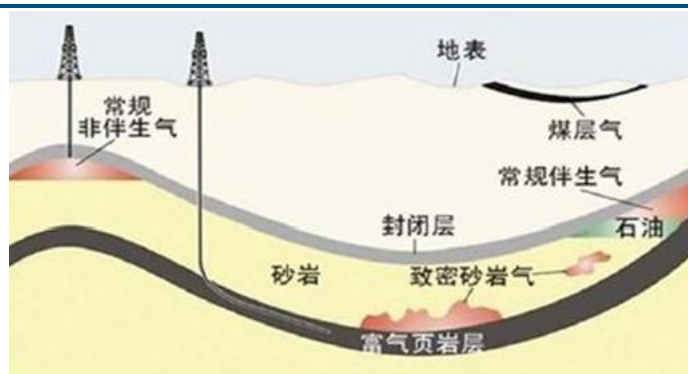
表 1: 近期与天然气有关的主要政府文件	7
表 2: 天然气重要指标发展预期目标	7
表 3: 定价机制分类方法 (依市场化程度从高到低排序)	8
表 4: 国内天然气定价机制简述	10
表 5: 天然气价格改革相关文件	11
表 6: 当前国务院、发改委所规定的管道天然气定价机制	12
表 7: 7 类常规气藏、3 类非常规气藏开发技术体系	16
表 8: 进口天然气项目以及 2017 实际进口量	18
表 9: 各地区已建投产项目以及在建项目	20
表 10: 天然气国内产量以及进口量分布	22
表 11: 长输管线项目情况	23
表 12: 三大油企参股省网情况	26
表 13: 不同供热方式污染物排放量比较	33
表 14: 环京津冀六省农村户数 (2015)	33
表 15: 京津冀 2+26 民用端补贴政策	34
表 16: 燃煤锅炉改造规划文件	36
表 17: 气电与天然气分布式能源增长量及增速	37
表 18: 天然气合成氨成本测算	42
表 19: 煤制合成氨单位成本测算	42
表 20: 天然气制甲醇成本测算	43
表 21: 煤制甲醇成本测算	43
表 22: 不同制氢路线成本测算	44

天然气——深具发展潜力的清洁能源

产业链概况

天然气是存在于地下岩石储集层中以烃为主体的混合气体的统称，主要成分为烷烃，其中甲烷占绝大多数，可广泛用作城市燃气和工业燃料，与煤、石油同属三种最常见的化石能源。1) 按照气源，天然气可分为常规天然气和非常规天然气，前者是指由常规油气藏开发出的天然气，即勘探发现的能够用传统油气生成理论解释的天然气，后者是指难以用传统石油地质理论解释，在地下的赋存状态和聚集方式与常规天然气藏具有明显差异的天然气，比如致密气、煤层气、页岩气、可燃冰等。2) 按照形态，天然气又可分为常规气、LNG 和 CNG，其中常规气呈气态，主要通过管道运输；LNG 呈液态，体积较小，为常规天然气体积的 1/620 左右，便于长距离的运输；CNG 呈压缩状态，可通过常规气加压后至于装置中，通常作为车辆燃料使用。与煤和石油两种传统化石能源相比，天然气具备清洁环保、安全系数高、热值高等优点。

图 1：天然气分类示意图

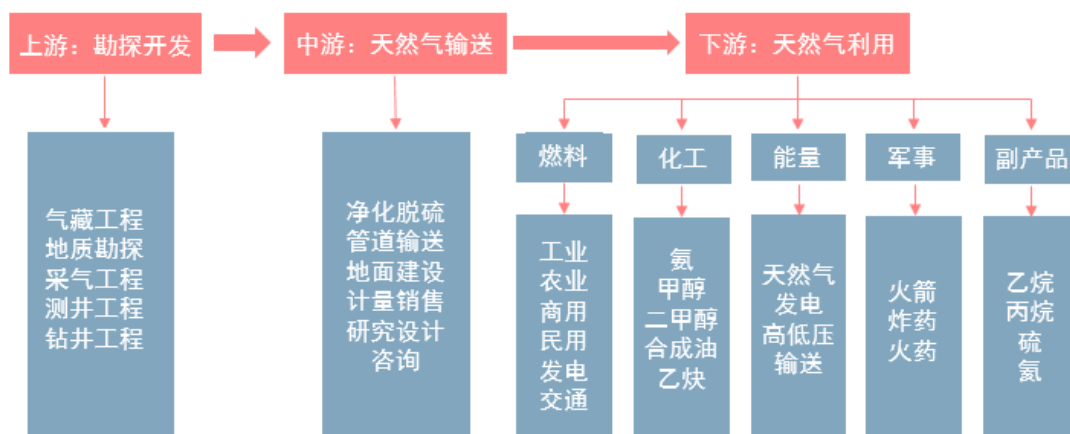


资料来源：网络图片，中信建投证券研究发展部

- **清洁环保：**常用燃煤中除含有碳元素外，还含有硫、氮、磷、砷等有害元素，燃烧产生二氧化硫、氮氧化物、粉尘等有害物质，并残留大量废渣；常用石油产品的主要成分为分子量大的烷烃，常无法完全燃烧，而导致燃烧产生大量油烟，另外汽油中也常含有硫、铅等有害健康的元素。而天然气的主要成分为甲烷，是含碳量最低的烷烃，容易完全燃烧；且所含硫、氮等元素非常少，因此天然气燃烧过程主要生产二氧化碳和水，二氧化硫、氮氧化物等有害物质极少，产生的二氧化碳仅为煤的 40% 左右，燃烧后无废渣、废水产生，清洁环保。
- **能源安全：**一方面，天然气比重轻于空气，一旦泄漏，立即会向上扩散，不易积聚形成爆炸性气体，安全性显著高于比重大于空气、不易散发且爆炸威力巨大的液化石油气；另一方面，天然气的爆炸极限为 5-15%，爆炸范围远远小于煤气，且不含一氧化碳，泄露后不会引起中毒；此外，天然气主要由管道运输，有完善、固定的输送管道和设施，用气点不进行储备，这也进一步提升了天然气的安全系数。
- **热值高：**从燃烧效率来看，石油的平均低位发热量为 41.87MJ/kg，天然气为 38.97MJ/kg，原煤为 20.93MJ/kg。天然气的燃烧发热量略低于石油，但远高于煤炭，并且天然气清洁的燃烧特点能延长设备的使用寿命，也有利于用户减少维修费用的支出。

综合来看，天然气较煤炭、石油而言，在安全性、效率、环保等方面优势明显，许多国家都将在加大天然气产业的发展力度，近年来在环保压力加大和能源结构优化的双重背景下，我国天然气产业链的发展也受到了广泛关注。一般来说，天然气产业链包括上游勘探开发生产、中游运输储存、以及下游销售与利用三个环节（天然气下游利用包括民用天然气、车辆船舶用天然气、工业化工用天然气、以及发电用天然气等）。

图 2：天然气产业链



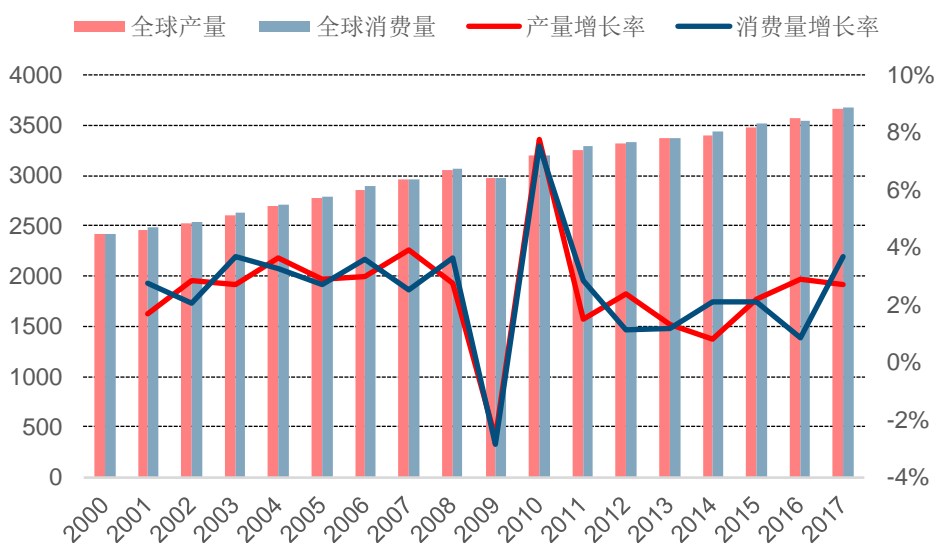
资料来源：中信建投证券研究发展部

全球天然气消费量逐年增长，国际贸易愈加频繁

多因素促进全球天然气消费量持续增长。近年来，受益于广泛的需求、供给的增长、以及 LNG 供应能力的扩张，全球范围内天然气消费增长势头强劲，具体来说新兴亚洲国家和非洲国家工业化程度提高以及电力需求增长、中国煤改气的持续推进，北美和中东地区低成本气源的开拓，都给天然气市场的持续增长带来了有力支撑。2017 年全球天然气消费量达到 36804 亿立方米，相对于 2007 年的 29645 亿立方米，增长 24%，在全球一次能源消费量中，占比约为 23%，低于石油和煤炭，位居第三位。

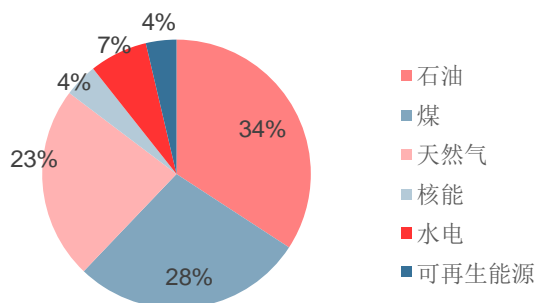
根据埃克森美孚石油公司预测，2030 年前全球天然气消费需求年均增长率将保持在 2.0%，而石油和煤炭需求的年均增长率仅为 0.7%。IEA 发布的天然气中长期需求预测显示，到 2035 年全球天然气需求总量将达到 5.1 万亿立方米，占全球总能源需求的 25%，占世界一次能源消费的比重有望超越石油和煤炭。

图 3：历年全球天然气产量与消费量变化（十亿立方米）



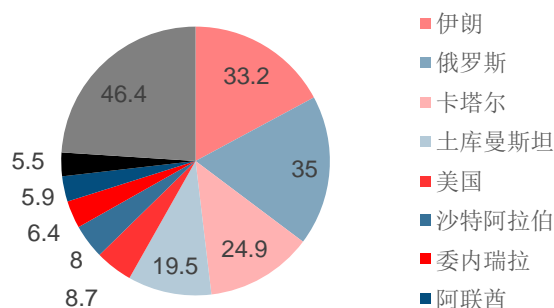
资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

图 4：2017 年世界一次能源消费结构占比



资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

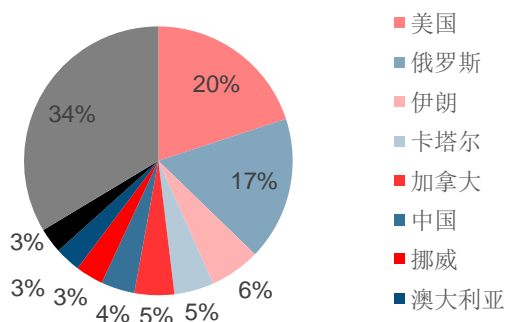
图 5：2017 年底全球常规天然气探明储量（万亿立方米）



资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

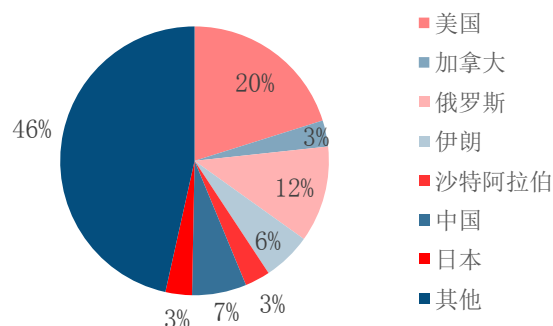
主要消费地和产地错配，促进天然气国际贸易发展。截至 2016 年底，全球常规天然气探明储量为 193.5 万亿立方米，探明储量的全球分布呈现明显的不均衡、区域化特点：主要集中在中东与俄罗斯的远东地区，伊朗、俄罗斯、卡塔尔、土库曼斯坦四国的探明储量占比之和接近全世界的六成。我国的探明储量排名居于世界第九位，约占全球探明储量的 3%。天然气储量的分布不均导致天然气主要消费国与天然气主要生产国存在一定的不匹配性，由此促进国际间天然气贸易的发展。

图 6：2017 年主要天然气生产国占比



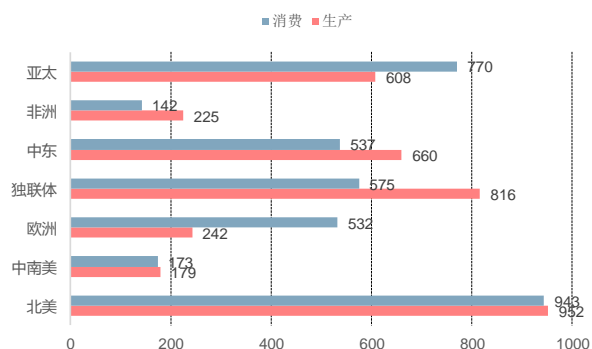
资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

图 7：2017 年主要天然气消费国占比



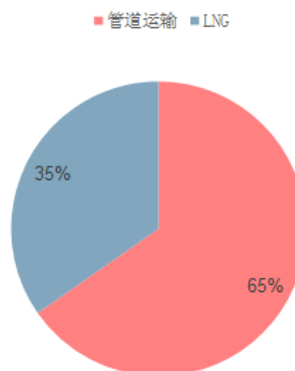
资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

图 8：2017 年全球分地区天然气消费量与生产量



资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

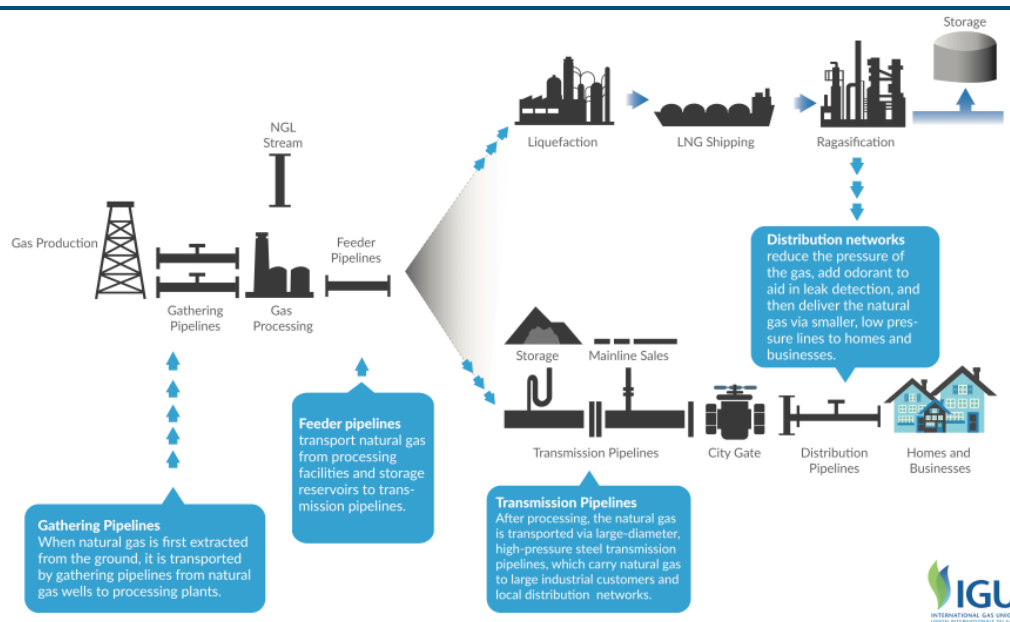
图 9：2017 年主要天然气消费国占比



资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

天然气贸易量快速增长，LNG 占比有望持续提升。从图中可看出，美洲和欧洲天然气的生产量与消费量基本匹配，但非洲和中东地区天然气的产量明显高于消费量，而亚洲则出现天然气供给紧缺的情况，这也与天然气储备的区域分布特点相吻合。受到包括中国、印度在内的亚太地区能源需求快速增长的影响，天然气贸易量近年来不断提升。根据 BP 统计，2017 年天然气贸易总量达 11341 亿立方米，较 2016 年增长 4.6%，增速快于全球天然气产量和消费量的增长。其中管道气运输 7407 亿立方米，LNG 运输量 3934 亿立方米（气化后），LNG 运输量占比尚不足 1/3，但增速快于管道气运输，达到 13.4% 左右，未来在天然气贸易中的占比有望进一步提升。

图 10: LNG 和管道运输是天然气国际贸易的主要形式

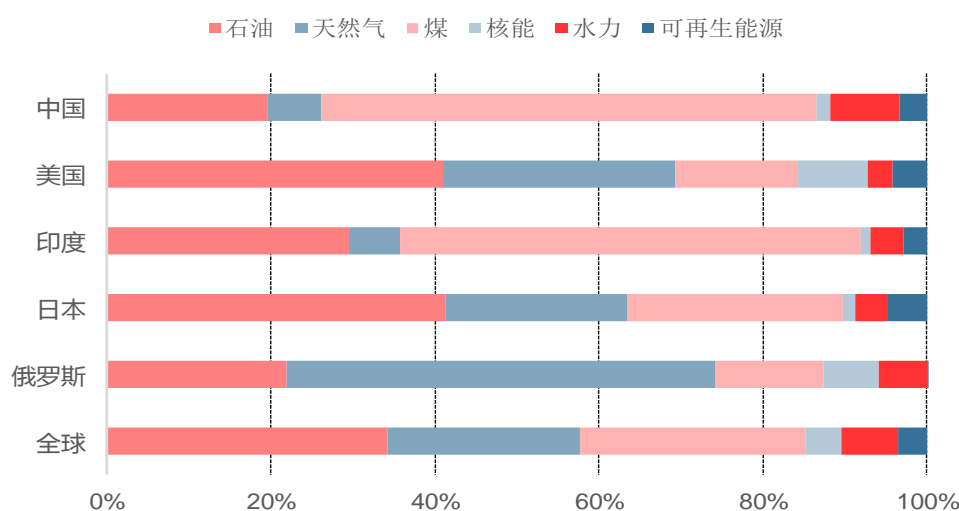


资料来源: IGU, 中信建投证券研究发展部

能源结构升级+环保需求, 助推中国天然气需求增长

中国的能源禀赋具有“富煤, 贫油, 少气”的特点, 这在我国一次能源消费结构上得到印证, 2017 年煤炭在我国一次能源消费中的占比高达 60.4%, 石油占 19.4%, 天然气占比仅为 6.0%。

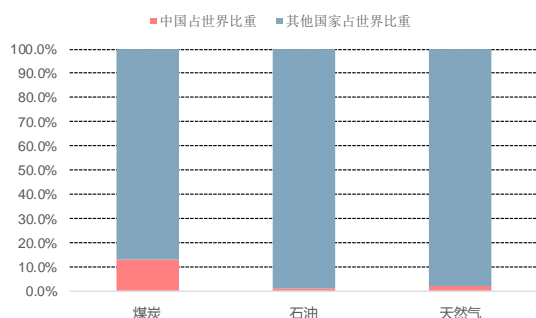
图 11: 2017 年全球及主要国家一次能源结构对比



资料来源: BP, 中信建投证券研究发展部

煤炭并非清洁型的化石能源, 其燃烧时产生的主要污染物包括二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、一氧化碳等, 另外排放的烟尘中有许多无法去除的超细颗粒, 是 PM2.5 的主要来源。另一方面, 煤炭燃烧排放的二氧化硫和

氮氧化物，与空气中其他污染物进行复杂的大气化学反应，形成硫酸盐、硝酸盐二次颗粒，由气体污染物转化为固体污染物，加剧大气污染。近年来各省市环保部门加快了对大气污染源的解析工作，我们对空气质量排名较差的前 10 位城市的 PM_{2.5} 污染来源进行梳理发现，**燃煤造成的污染首当其冲，几乎在所有城市都对 PM_{2.5} 污染“贡献”最多。**

图 12：我国煤炭、石油、天然气储量占世界总量比例


资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

图 13：燃煤造成污染的一般形成机理


资料来源：公开资料，中信建投证券研究发展部

我国能源消费结构与发达国家相比仍有较大差异。与发达国家同期相比，我国煤炭消费比例仍然过高，天然气消费比例则偏低。2017 年煤炭在我国一次能源消费中的占比高达 60.4%，天然气占比仅为 6.0%，远低于世界平均水平 24%，距美国的 32%和俄罗斯的 52%有很大差距，和印度水平相当。加拿大、法国、意大利、英国和瑞士的原煤消耗维持在 10%以下的水平，大多数国家中天然气的消费比例均不低于 15%。

提高以天然气为代表的清洁能源使用占比，是发达国家大气污染治理的成功经验。天然气洁净环保，几乎不含硫、粉尘和其他有害物质，燃烧时产生的二氧化碳和大气污染物少于其他化石燃料，因而能从根本上改善环境质量。其中天然气在工业燃料中 SO₂、NO_x 和烟尘排放分别为煤炭燃烧排放的 1.7%、15.8%和 8.7%，污染物排放量明显少于煤炭。因此使用天然气这一清洁能源在部分消费场合对煤进行替代已经成为大气减排的一项重要途径。部分发达国家在历史上也经历过大气重度污染阶段，其中加大推广以天然气为代表的清洁能源使用占比，进行能源结构调整，是大气污染治理的重要成功经验。

“十三五”规划敦促能源结构升级和天然气供应，推动天然气需求增长。《能源发展十三五规划》及《天然气发展十三五规划》等政策提出调整我国能源消费结构，拟将天然气作为为煤、石油之后的新一代主体能源，2020 年天然气消费量占一次能源消费比例从 2016 年的 6.3%提升到 8%到 10%，煤炭消费比重降低到 58%以下。除此之外，《规划》还对能源供应能力做出规定，要求国内一次能源生产量约 40 亿吨标准煤，其中煤炭 39 亿吨，天然气 2200 亿立方米。“十三五”规划还要求，全面实施散煤综合治理，逐步推行天然气、电力、洁能型煤及可再生资源等清洁能源替代民用散煤，实施工业燃煤锅炉和窑炉改造提升工程，散煤治理取得明显进展。由此可见，提高天然气使用占比已经上升至国家战略高度，将是未来相当长时间的发展趋势。

表 1：近期与天然气有关的主要政府文件

时间	发文单位	文件名称
2017/10/16	国家发改委	国家发展改革委关于做好 2017 年天然气迎峰度冬工作的通知
2017/6/23	国务院多个部委	关于加快推进天然气利用的意见
2017/6/20	国家发改委	关于加强配气价格监管的指导意见
2017/5/21	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
2017/5/19	国家发改委、国家能源局	中长期油气管网规划
2017/2/10	国家能源局	2017 能源工作指导意见
2016/12/26	国家发改委、国家能源局	能源发展“十三五”规划
2016/12/24	国家发改委	天然气发展“十三五”规划
2016/12/10	国家能源局	可再生能源发展“十三五”规划

资料来源：政府官方网站，中信建投证券研究发展部

- 天然气发展“十三五”规划提出，到 2020 年，天然气产量、消费量分别达到 2070、3600 亿立方米；常规天然气、页岩气、煤层气产量分别达到 1670、300、100 亿立方米；气化人口 4.7 亿人；管输里程达到 10.4 万公里，输气能力达 4000 亿立方米。
- 2017 年 5 月，由国家发改委和能源局共同发布的《中长期油气管网规划》对我国天然气产业的发展指定了具体目标，规定了天然气管网总里程、天然气管道进口能力、LNG 卸载能力等天然气行业重要指标。详细的政府文件和政策为我国天然气的发展进一步指明了道路。

表 2：天然气重要指标发展预期目标

指标	2015 年	2025 年	年均增速
天然气管网总里程（万公里）	6.4	16.3	9.80%
天然气管道进口能力（亿立方米）	720	1500	7.62%
LNG 卸载能力（万吨）	4380	10000	8.61%
天然气（含 LNG）储存能力（亿立方米）	83	400	17.03%
城镇天然气用气人口（亿人）	2.9	5.5	6.61%

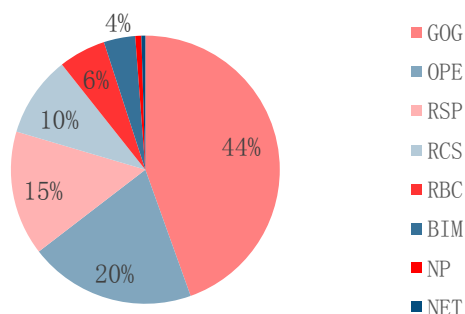
资料来源：国家发改委，国家能源局，中信建投证券研究发展部

价格趋势：与原油价格一致性减弱，市场化定价是大方向

国际天然气定价——市场化交易为主，价格与原油一致性渐弱

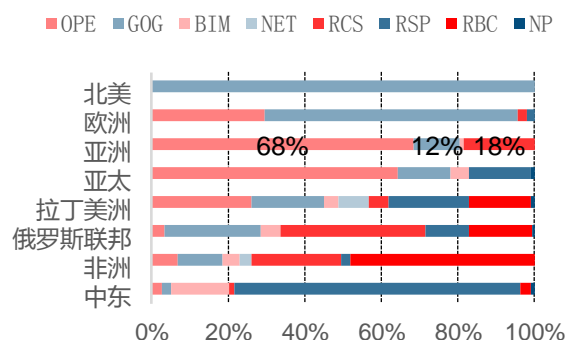
全球天然气贸易定价方式多样，总体市场化程度较高。根据 IGU 的分类，全球天然气定价机制可分为 GOG（气对气竞争定价）、OPE（油价联动定价）、RSP（社会和政治因素定价）等多种，其中 GOG、OPE 模式市场化程度最高，定价过程少有监管力量参与，RCS、RSP、RBC 定价模式则以政府硬性定价为主。天然气在全球范围内以市场化交易为主，GOG、OPE 模式占比合计达 64%。分地区来看，北美、欧洲等地区天然气交易大部分采用 GOG 定价，亚洲地区（中、日、韩为主）则更多是 OPE 定价为主。

图 14：全球天然气定价机制结构



资料来源：IGU，中信建投证券研究发展部

图 15：各地域天然气定价机制结构



资料来源：IGU，中信建投证券研究发展部

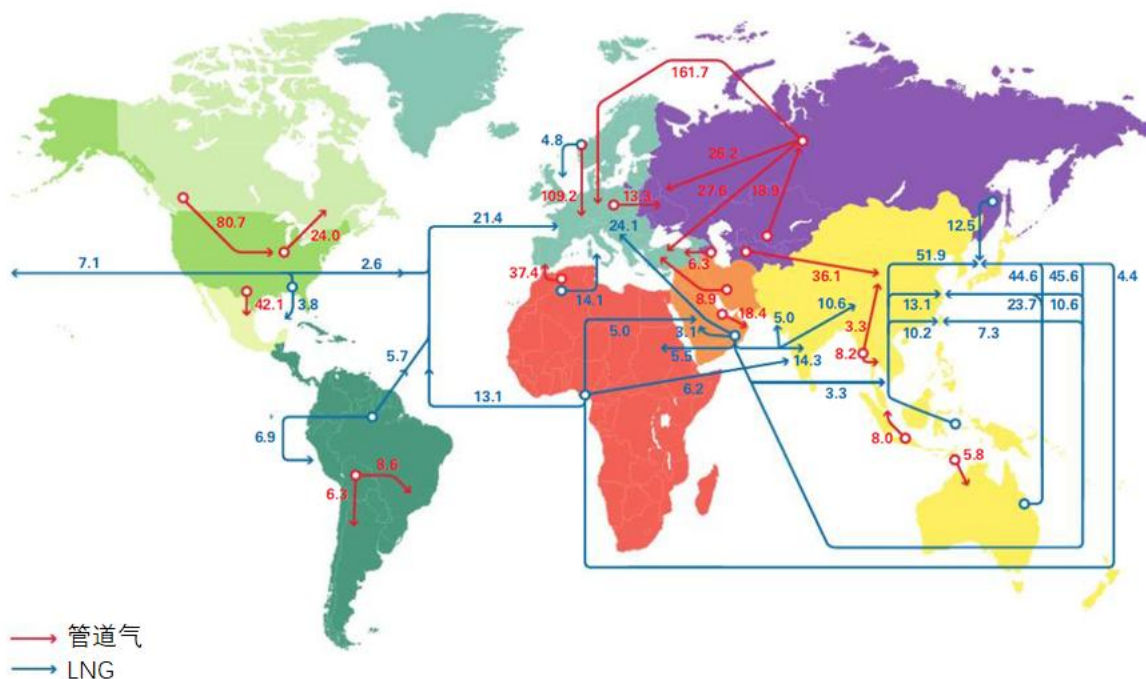
表 3：定价机制分类方法（依市场化程度从高到低排序）

类型	描述
GOG（气对气竞争定价）	天然气价格由供需双方竞争性定价形成，是市场化程度最高的定价机制
OPE（油价联动定价）	供需双方参考当前油价价格为天然气交易定价，油价价格上升 1 美元时天然气上升的价格即为“斜率”，同样属于市场化较高的定价机制
BIM（双边垄断定价）	由有垄断地位的双方（如大型国有企业）、以长约等形式签订的大宗供气价格，市场化程度比 GOG 较低
NET（终端市场净回值定价）	天然气价格参照终端产品价格确定，定价通常既有政府监管、又有市场力量参与
RCS（服务成本定价）	政府监管部门硬性规定天然气价格，且价格可覆盖相关企业成本和固定资产投资，并允许一定的投资收益率，即“准许成本加合理收益”定价
RSP（社会和政治因素定价）	政府监管部门出于社会和政治因素考量硬性规定的天然气价格，且价格通常介于 RCS 和 RBC 之间
RBC（低于成本定价）	政府监管部门硬性规定的天然气价格，且价格低于相关企业成本，并以补贴的形式将亏损弥补给企业
NP（无价格）	即由于天然气生产企业内部消费等，不定价的情况

资料来源：IGU，中信建投证券研究发展部

全球范围内，天然气从北美、中东、东欧流向东亚、西欧，供需关系错配促成“亚洲溢价”。根据 BP 统计，2017 年国际天然气贸易（含管道气和 LNG）的主要净流出地域包括天然气储量丰富的东欧、中东及页岩气产量大增的美国，而东亚、西欧则因人口聚集成为净流入国。尤其是在东亚地区，中国、日本、韩国 2017 年进口天然气总计分别达 92.0、113.9、51.3 亿立方米，占全球天然气贸易的 22.7%。由于国际天然气贸易表现出较高度度的市场化，东亚地区紧张的供需关系促成了独特的“亚洲溢价”，即亚洲（主要是东亚）地区进口天然气的价格高于全球平均水平。如 2017 年，美国 Henry Hub，英国 NBP 及东北亚 LNG（管道气价格稍低）进口均价分别为 2.96、5.8、7.7 美元/百万英热单位，亚洲地区溢价明显。

图 16：2017 年全球天然气贸易网络示意图（单位：十亿立方米）

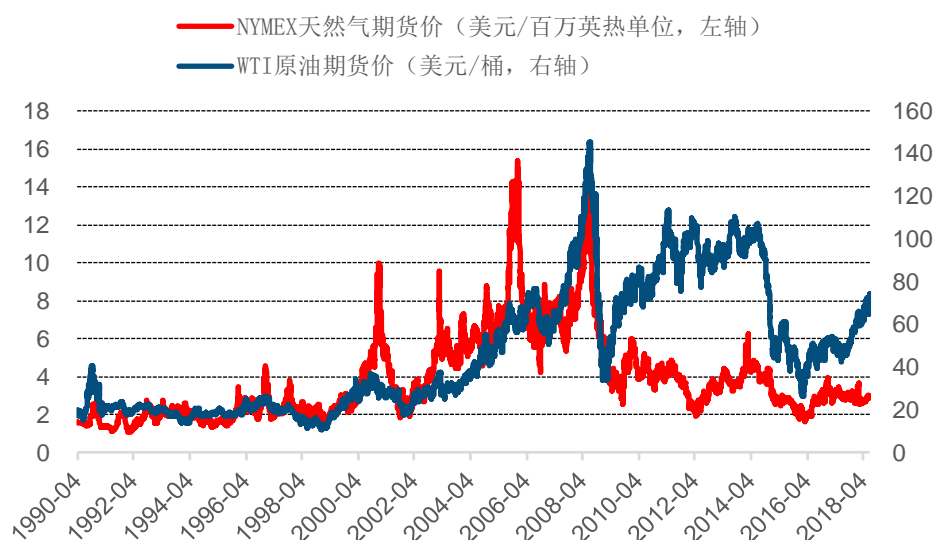


资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

全球油价和天然气相关性较大，但近年来因页岩气等产量大增，二者价格一致性有所减弱。石油和天然气互为替代能源，且多互相伴生，常规天然气与石油在全球的资源分布高度相似。因此全球范围内市场化的石油和天然气价格表现出高度的相关性，以美国纽约天然气期货价和 WTI 原油期货价为例，自 1990 年以来，二者时间序列相关系数达到 0.5 以上，且高峰和低谷期基本吻合。

而自 2010 年左右以来，美国页岩气逐步实现大规模商业化，年页岩气产量从 2005 年的不足 200 亿立方米一路攀升至 2017 年的 4621 亿立方米，占全国天然气总产量的约一半、占全球天然气产量约 12.56%。美国对页岩气的大规模开发改变全球天然气开采格局，并对世界天然气价格走势产生了深刻影响。自 2010 年至今，油价和天然气价格仍保持较高相关性，但价格变化一致性明显变弱，天然气价格波动趋向于缓和，且整体价格相对于石油大幅下降。

图 17：近年全球天然气和原油价格走势对比（元/吨）



资料来源：Bloomberg，中信建投证券研究发展部

国内天然气定价——市场化程度不断提升

国内天然气交易可大致分为四种类型，分别为由国内企业作为供应方的国内管道气交易和国内 LNG 交易；以及由海外企业作为供应方的进口管道气交易和进口 LNG 交易。规模上，国内管道气占据国内天然气供应的最主要部分，LNG 作为补充；进口管道气和 LNG 则作为对国内天然气供需缺口的补充。整体定价机制上，国内管道天然气是大多数工业用户和几乎全部居民用户的气源，关乎国计民生，因此政府调控力度较大，目前门站价、终端价及管输费、配气费均受到较强监管，但也有逐步放开市场化的趋势；国内 LNG、进口管道气及进口 LNG 交易作为国内用气的补充，市场化程度更高，具体定价机制也有所不同。

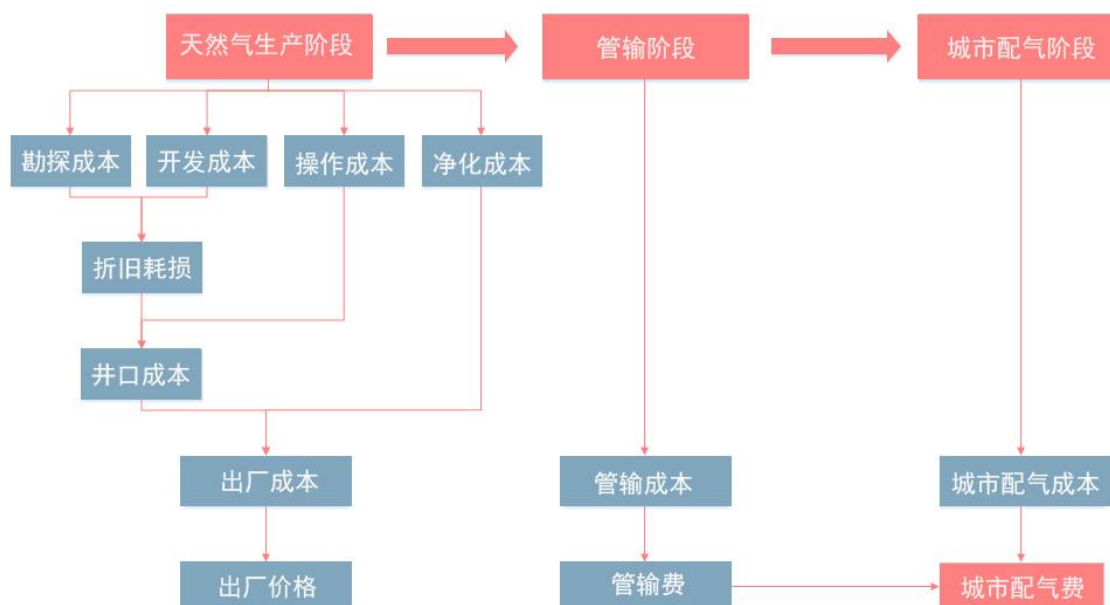
表 4：国内天然气定价机制简述

类型	定价方式
国内管道气	占国内用气主要部分，政府调控力度较大。价格调控形式主要为“管住中间，放开两头”，为门站价规定基准指导价。同时逐步放开市场化定价的趋势明显。
国内 LNG	作为国内用气的补充，几乎全部为现货交易，市场化程度很高
进口管道气	弥补国内供需缺口，定价以交易双方签订长期协议为主
进口 LNG	弥补国内供需缺口，定价包括交易双方签订长协及现货交易，市场化程度比进口管道气高

资料来源：中信建投证券研究发展部

国内管道气价格体系主要包括为“三价两费”，即出厂价、门站价、终端价、管输费、配气费。天然气经生产企业（通常为中石油、中石化）开采出后，经净化后以出厂价售给省级天然气运输管网的运营商（通常为中石油等国企下属子公司），经省级运输管网运输至城市门站。管网运营商在门站以门站价将天然气售给城市燃气运营商（通常为当地国企），门站价与出厂价的差即为管网运营商实际得到的管输费。随后，管网运营商即将天然气经城市管网，以终端价售给居民及非居民用户。终端价与门站价的差即为配送服务商实际获得的配气费。

图 18：我国天然气价格体系图



资料来源：公开资料，中信建投证券研究发展部

管道天然气价格改革方兴未艾，逐渐从高端管制走向市场化定价。建国以来，我国政府对管道天然气定价的监管经历了数个阶段，总体的趋势是根据经济社会形势的变化寻求更灵活有效的监管方式，并逐步放松监管力度、放开市场化：

1) 1949-1978，计划经济时代：天然气价格由政府执行统一定价方法，其中出厂价执行全国统一价，管输和配气的数量、价格均由国家统一制定，因此整条产业链所有价格都是政府统一制定，无市场化机制。

2) 1978-2011，改革开放至价改之前：国家走出计划经济时代，天然气定价体系也历经多次改革，逐渐引入市场化机制，但出厂价仍由国家规定指导价、终端居民和非居民用气价格仍由国家确定、管输和配气费用则按“一线一价”由政府统一规定。整体而言，产业链仍以政府定价为主导，市场化机制仅为补充。

3) 2011 至今，天然气价格改革逐步推进：2011 年，发改委发布《关于在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点的通知》，明确提出推进天然气价格改革，最终目标是“放开天然气出厂价格，由市场竞争形成，政府只对具有自然垄断性质的天然气管道运输价格进行管理”。随后连续出台多项政策持续推进天然气价格改革。天然气价格可简要概括为“管住中间，放开两头”——1)“放开两头”：出厂价方面，不再把出厂价作为价格监管环节，转而利用市场净回值法管控门站价；终端价方面，通过试点天然气交易中心等方法推进非居民用气市场化，最终目标是实现由供需双方决定价格。2)“管住中间”：在保持对自然垄断的管输和配气环节价格监管的同时，寻求更先进灵活的监管方式，主要包括适应近年来全国天然气管网越发密布、将“一线一价”调整为“一企一率”，采用“准许成本加合理收益”（即上文 RCS，服务成本定价法）为管输和配气费定价。

表 5：天然气价格改革相关文件

时间	发布单位	文件	相关内容
2011/11	发改委	《关于在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点的通知》	提出天然气价改的最终目标是放开天然气出厂价格，由市场竞争形成，政府只对天然气管输价格进行管理。在广东、广西两省试点“市场净回

		点的通知》	值”方法定价，以计价基准点价格为基础确定各省天然气门站价格，实行天然气门站价格的动态调整机制；放开非常规天然气出厂价格，实行市场调节
2013/06	发改委	《关于调整天然气价格的通知》	尽快建立市场化的天然气定价机制，将天然气价格管理由出厂环节调整为门站环节；区分存量气和增量气门站价。
2013/11	中共中央	《中共中央关于全面深化改革若干重大问题的决定》	推进天然气等领域价格改革，放开竞争性环节价格。政府定价范围应主要限定在自然垄断环节。
2014/11	国务院	《关于创新重点领域投融资机制鼓励社会投资的指导意见》	进一步推进天然气价改，15年实现存量气和增量气价格并轨，逐步放开非居民用天然气气源价格
2015/10	国务院	《推进价格机制改革的若干意见》	要尽快全面理顺天然气产业链各环节价格，加快放开天然气气源和销售价格，合理制定天然气管网输配价格。
2016/12	发改委	《关于印发石油天然气发展“十三五”规划的通知》	放开非居民用气价格，进一步完善居民用气定价机制；加强天然气管输价格和成本监审；推动天然气交易中心建设
2017/06	发改委	《加快推进天然气利用的意见》	适时放开气源和销售价格；加强省内天然气管输和配气价格监管；建立天然气用户自主选择资源和供气路径的机制，支持天然气交易中心建设

资料来源：政府官方网站，中信建投证券研究发展部

当前国内天然气价格已逐渐转向“管住中间，放开两头”的模式，而终端价仍有待放开。天然气气改以来，各地政府纷纷出台政策，将管道气价格监管重点转向管输和配气环节，建立“准许成本加合理收益”定价机制，并建立市场净回值为门站价定价的模式。而在两头出厂价和终端价改革还有待继续推进，发改委明确提出价格改革最终要实现终端价由市场供需双方定价，而目前各省市终端无论是居民用气价还是非居民用气价，仍主要由地方政府核定，并依环境变化或一定时间间隔更新。

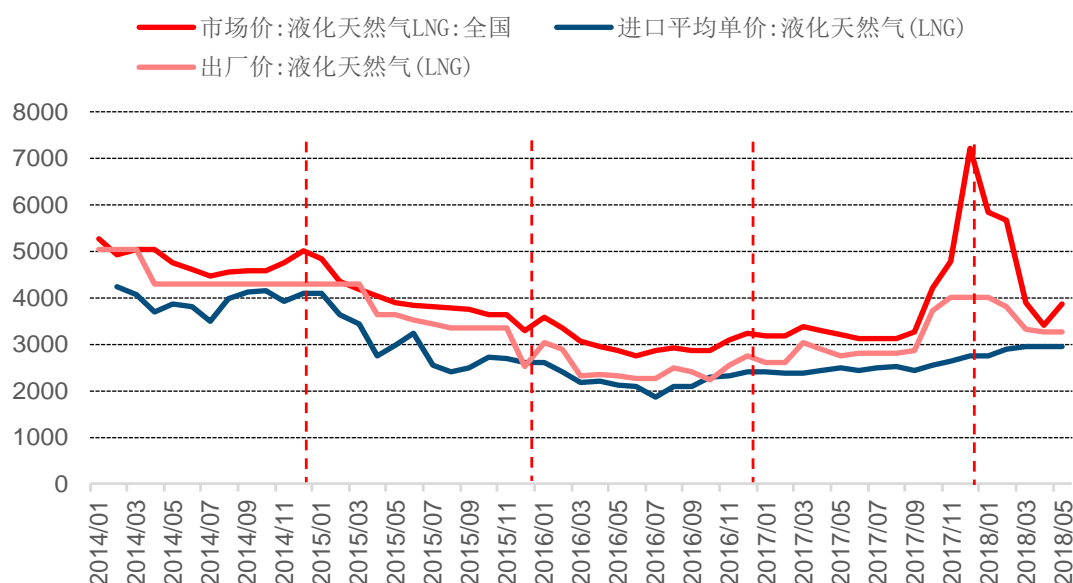
表 6：当前国务院、发改委所规定的管道天然气定价机制

价格	定价机制
出厂价	逐渐放松价格管理，逐渐将价格监管转向门站价环节。同时非常规天然气（煤层气、煤制气、页岩气等）出厂价已完全放开。
管输费	采取“准许成本加合理收益”原则定价，由国家核定运输管道的运价率，以管输企业为价格监管对象。
门站价	居民用气门站价未进行改革；非居民用气门站价已改为基准门站价格管理，政府分别制定各地基准门站价格，供需双方以基准门站价格为基础，在上浮 20%、下浮不限范围内协商确定门站价。
配气费	采取“准许成本加合理收益”原则定价，由国家核定运输管道的运价率，以管输企业为价格监管对象。
终端价	居民用气价和非居民用气价仍均主要由地方政府进行核定。其中，正在通过试点天然气交易中心，推进非居民用气价的市场化交易。

资料来源：政府官方网站，中信建投证券研究发展部

国内 LNG 市场化程度最高，是最能体现国内天然气供需关系的天然气价格，在冬季旺季往往有抬升。国内 LNG 交易几乎全部采取现货交易，且自 2012 年来，国家多次发文要求落实 LNG 出厂价格由供需双方决定、实现市场化交易。国内的 LNG 交易因此成为所有天然气交易中市场化程度最高的类型。目前国内 LNG 供应商逐日提供连续的现货 LNG 报价，价格弹性较大。从历史数据也可以看出，近年国内 LNG 市场价波动比进口 LNG 等更加剧烈，对供需关系的反映更加及时充分。例如每年冬天在全国用气高峰的时候，现货 LNG 价格多有抬升，特别是在去年冬季受气荒影响，全国 LNG 均价一路从约 3000 元/吨上升到峰值 7000 元/吨，相比之下，国内管道气价格受管制较大、进口 LNG 及管道气以长协大单为主，价格波动较为平缓。

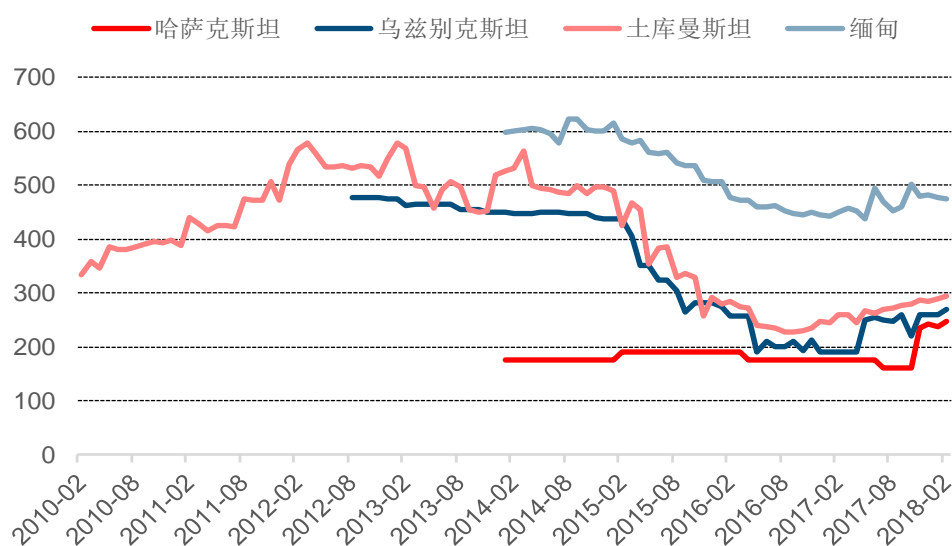
图 19：近年国内和进口 LNG 价格走势（元/吨）



资料来源: Wind, 中信建投证券研究发展部

我国进口管道天然气以双边垄断定价、签订挂钩油价的长协大单为主。中国的进口管道气主要来自中亚哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦、土库曼斯坦三国及俄国，国境线内的长输管道主要由中石油运营，管输价格的确定也主要由中石油等垄断国企与出口国垄断力量（国有企业或政府）直接签订长期供应合约，合约价格通常挂钩油价，每隔一段时间（通常为一年）签订一次。因此进口管道气价格除反映了原油价格变化外，于国际政治经济因素关联性大，通常滞后于国内天然气供需结构的变化。

图 20：近年进口管道天然气价格走势（美元/吨）



资料来源: Wind, 中信建投证券研究发展部

进口 LNG 定价包括现货和长约，较进口管道气市场化程度更高。LNG 进口的形式主要是通过船运将海外

LNG 运载至境内 LNG 接收站，随后由 LNG 接收站运营方以现货形式销售给工业用户。LNG 进口价格部分由 LNG 接收站运营方与海外天然气供应方签订长约合同，价格通常和原油价格挂钩，也有部分是直接进口国际 LNG 现货，定价机制较管道天然气更加灵活。因此进口 LNG 整体市场化程度比管道天然气更高，但仍弱于国内 LNG 交易价格。

未来国内天然气价格市场化有望持续推进

从 2011 年来天然气价改试点以来，如前文所梳理，国务院、发改委接连出台多项相关文件力求持续推进天然气价格改革。且重点明确、思路清晰，政策均围绕“管住中间，放开两头”持续布局。因此我们预期国内天然气价改有望持续推进，市场化程度有望持续提高，具体包括：1) 政府对天然气价格的监管集中在管输费和配气费，各省市均逐渐成熟采用“准许成本加合理收益”定价法；2) 终端配气价和门站价方面，非居民用气价逐渐放开市场化，价格由供需双方确定。3) 天然气交易市场化成都将提升，未来随着页岩气、煤层气等非常规天然气开采逐渐规模化，投入运营的 LNG 接收站数量逐步提升，市场化定价气源的占比将逐步增加。

上游气源：国内开采量稳步增长，海外进口 LNG 增速较快

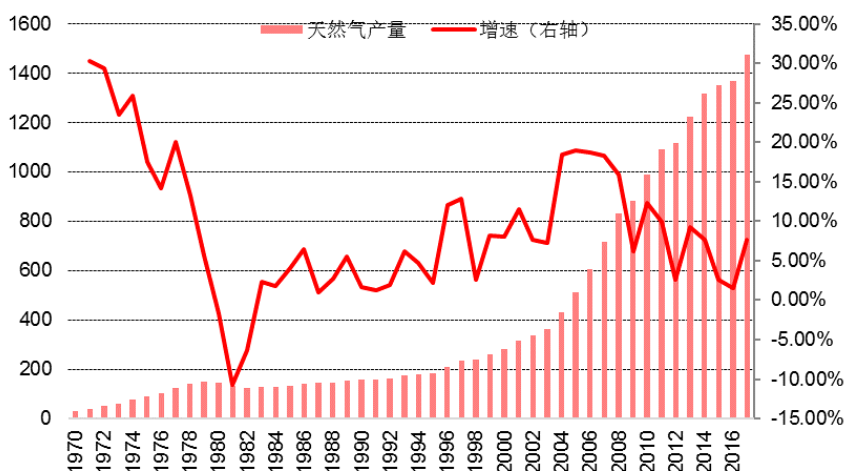
受《加快推进天然气利用的意见》、《京津冀及周边地区 2017 年大气污染防治工作方案》等相关政策以及煤炭消费减量替代工作、工业和民用“煤改气”工程全力推进的影响，2017 年我国天然气消费量达到 2426 亿立方米，同比增长 15.3%。其中，国内天然气产量达 1480 亿立方米，同比增长 8.2%；天然气进口量达 946 亿立方米，比上年大增 26.9%。进口量与国内产量之比由 2012 年的 0.4:1 扩大到 0.6:1。通过上述数据可以看出，在天然气需求高速增长的大背景下，国内气源供给保持相对刚性，国外进口气源成为保障需求增长的强有力支撑。预计未来在海外低成本气源产量增加，LNG 贸易愈加便利的基础之上，中国的天然气对外依存度将进一步提升。

国内气源：常规天然气开采量稳步提升，非常规天然气带来边际增量

随着勘探技术的进步，我国天然气探明储量总体保持上升态势。近 20 年来，天然气探明储量从 1996 年的 1.2 万亿立方米增长到 2016 年的 5.4 万亿立方米，年均增速 7.8%，“十二五”期间储量增长明显加快，2010 到 2015 年年均增速高达 13%。《天然气发展“十三五”规划》指出，“十三五”期间我国天然气探明储量的总体目标是新增探明地质储量 3 万亿立方米，到 2020 年累计探明地质储量 16 万亿立方米。伴随着全国范围内气田的逐步被探明，我国天然气产量逐步增长，整个天然气产业的发展大致经历了三个阶段：

- 发展起步期（1949-1975 年）：年产量从 1000 万立方米增长到 100 亿立方米，四川盆地多个小型气田是产量主体，初步建成川渝输气管网。
- 缓慢增长期（1976-2000 年）：年产量从 100 亿立方米增长到 300 亿立方米，油气工业呈现“重油轻气”特点，发现了一些小型气田，油田伴生气（溶解气）产量增加，占总产量的 40%。
- 快速增长期（2001 年以来）：年产量由 300 亿立方米快速增长到 1300 亿立方米以上，年均增速 10.6%，建成以鄂尔多斯、塔里木、四川和南海四大生产基地为代表的生产格局；油气工业呈现“油气并重”特点，未来将进入“稳油增气”的新时期。

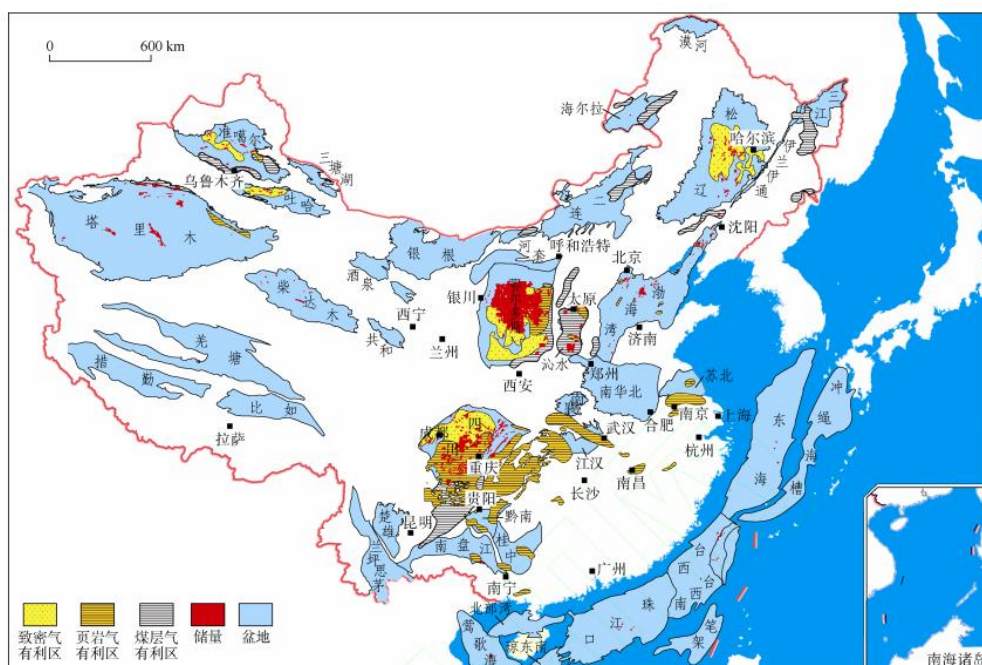
图 21：中国天然气产量及增速（单位：亿立方米，%）



资料来源：BP, Wind, 中信建投证券研究发展部

我国已探明气田主要分布在西南、西北地区。截至 2014 年底，我国常规天然气地质资源量达到 68 万亿立方米，可采资源量达到 40 万亿立方米；截至 2016 年底天然气探明储量为 5.4 万亿立方米，累计探明储量 12.9 万亿立方米，其中常规气 8.2 万亿立方米、非常规气 4.7 万亿立方米。已探明气田主要分布在四川、柴达木、松辽、塔里木、鄂尔多斯以及准噶尔等地。

图 22：中国常规及非常规天然气分布

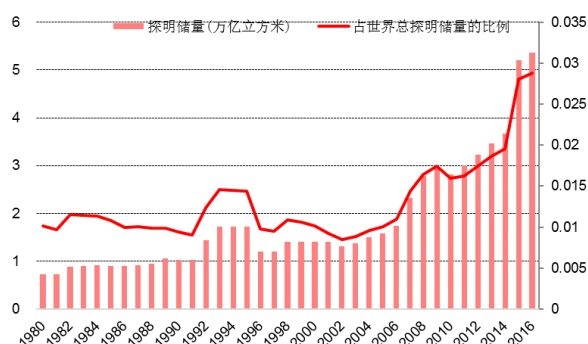


资料来源：CNKI, 中信建投证券研究发展部

我国天然气产量稳步增加。我国常规天然气产量由 1996 年的 208 亿立方米增长至 2017 年的 1474 亿立方米，年均增速为 9.8%。经历了 2015、2016 年增速明显放缓之后，在强劲的需求拉动之下，2017 年的增速有

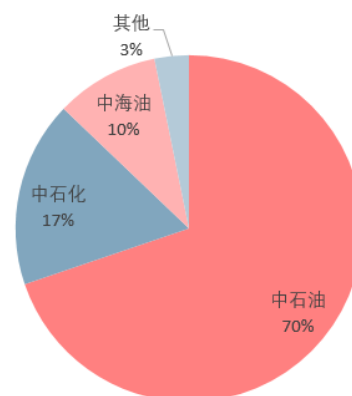
所回升。

图 23：我国天然气探明储量及占世界总探明储量的比例



资料来源：BP，中信建投证券研究发展部

图 24：2017 年国内天然气产量组成



资料来源：Wind，中信建投证券研究发展部

国内天然气开采主要由“三桶油”把控。虽然国家已经逐步放开天然气产业的第三方准入，但由于国内的燃气勘探开采需要通过严格的政府注册和审批、需要投入大量的资金以及技术专长，具有非常高的进入壁垒，因此国内天然气上游开采仍然由三大石油国企牢牢把控。2017 年我国天然气产量为 1480 亿立方米，其中，中石油国内天然气开采量为 1033 亿立方米，占比 70%；中石化国内天然气开采量为 257 亿立方米，占比 17%；中海油国内天然气开采量为 143 亿立方米，占比 10%。“三桶油”合计占据国内天然气总产量的 97%。除三桶油以外的天然气开采则包括延长油田、晋煤煤层气（蓝焰控股）、中海沃邦（致密气开采）、亚美能源（煤层气开采）等国内中小燃气开采商。

关注非常规天然气开采带来的边际增量。近年来，非常规天然气的生产也取得很大进展，但在总产量中的占比仍然偏低。以 2016 年为例，国内天然气产量为 1369 亿立方米，同比增长 1.7%，其中，致密气产量约 330 亿立方米，占比约为 24%；页岩气产量 78 亿立方米，同比增长 72%；煤层气产量约 45 亿立方米。我国非常规天然气储量丰富，随着开采技术进步以及成本降低，非常规气的开采量也在迅速扩大。在天然气消费量快速增长时期，若不想过度依赖进口天然气，在国内常规气开采量相对刚性的情况下，非常规气的开采将非常关键。

表 7：7 类常规气藏、3 类非常规气藏开发技术体系

气藏类型	典型气田	主要特征	主要开发技术	开发模式	2016 年产量/(亿立方米)	
常规气藏	深层高压气藏	塔里木盆地克拉 2、迪那 2	埋藏深、构造复杂、高温高压、普遍存在边底水	复杂构造和裂缝描述、水侵动态和均衡开发	稀井高产	155
	碳酸盐岩气藏	四川盆地石炭系气藏和龙王庙组气藏	发育多种储集体类型、储渗能力差异大、边底水活跃	储渗体刻画、多井型优化配置，酸化酸压、排水采气	控水稳气	216
高含硫气藏	四川盆地普光气田、罗家寨气田	储集层渗透性较好、边底水较活跃	安全钻井与完井、油套管及集输腐蚀控制和净化处理	安全防腐	85	
低渗气藏	鄂尔多斯盆地榆林气田	储集层渗透率相对较低、连通性相对较好	井网一次部署、增压开采	规模化井网	94	

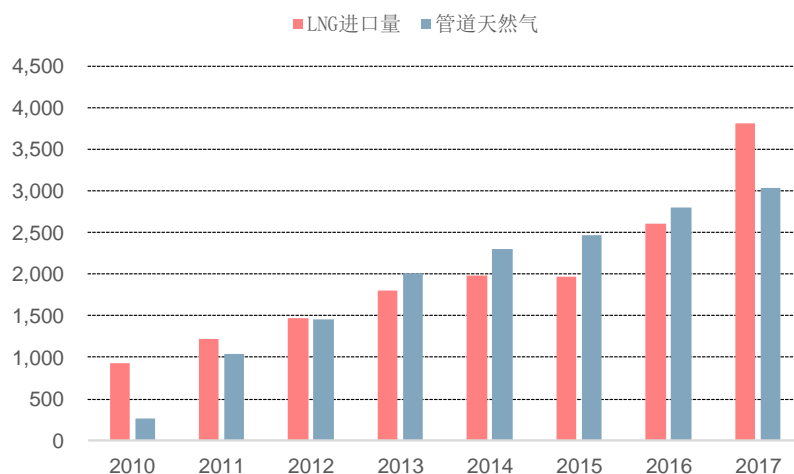
非常规气藏	疏松砂岩气藏	柴达木盆地涩北气田群	地层层数多、层间差异大、存在多套气水系统、地层出砂出水	细分层系、多套井网开发、防砂治水	防砂治水	50
	火山岩气藏	松辽盆地徐深气田、准噶尔盆地克拉玛依美丽气田	结构单元形态、规模差异大、孔洞缝系统复杂、气藏连通性差	火山岩体内幕精细刻画、多井型储集层改造	细分单元	29
	海上气藏	南海陵水、东方气田	储集层物性较好、单井控制储量大	深水钻井平台、水下井口密封、排水采气	深水平台	91
	致密砂岩气	鄂尔多斯盆地苏里格气田和大牛地气田	储集层物性差、致密、大面积分布、有效砂体连续性差、单井产量低	富集区优选、直井分压合采、水平井多段改造、井下节流与中低压集输	多井低产、低成本	330
	煤层气	沁水盆地樊庄和鄂东缘韩城区块	自生自储吸附型、与地层水共存、割理发育	煤岩结构和水文地质描述、U型井和鱼骨井、排采工艺	降压排采	45
	页岩气	蜀南地区涪陵气田、长宁气田	自生自储、大面积分布、多尺度流动、解吸扩散和渗流并存	甜点区(段)优选、大平台水平井钻井、长水平段体积改造、压裂液回收再利用	长水平井+体积压裂	78

资料来源: CNKI, 中信建投证券发展研究部

进口气源：进口量持续攀升，LNG 进口增速较快

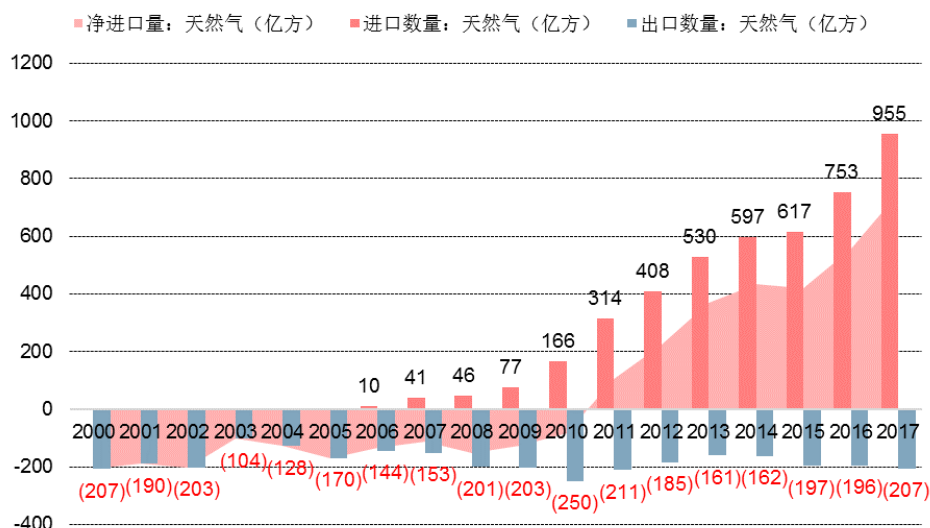
中国目前天然气在一次能源消费中的占比尚不足 7%，但天然气消费量已位居世界第三，产量仅为世界第六，常规天然气探明储量仅为世界第九，随着我国天然气需求量的快速增长，国内天然气产量增速无法全部满足国内需求，进口气源成为国内天然气需求的有力补充。我国从 2006 年开始从国外进口天然气，2011 年开始成为天然气净进口国，进口气源主要分为管道进口气和海外 LNG 进口，以 2017 年为例，全国总共进口天然气 955 亿方，占总消费量 39%，其中进口管道气 425 亿方，进口 LNG 530 亿方，中亚、中缅、中俄管道气和沿海 LNG 四大进口通道发挥了保障作用。

图 25：管输天然气和 LNG 进口量比较（十亿立方）



资料来源: wind, 中信建投证券研究发展部

目前，我国已形成了包括东北（中俄）、西北（中亚）、西南（缅甸）及海上进口 LNG 四大来源通道的天然气进口布局。自 2006 年开始我国开始从国外进口天然气，并且随着需求量增长，国内天然气缺口显著，进口依存度不断攀升，2017 年达到 39%，包括进口管道气和进口 LNG 在内的我国进口天然气总量呈现持续增长的态势。

图 26：近年来我国天然气进出口数据


资料来源：Wind，中信建投证券研究发展部

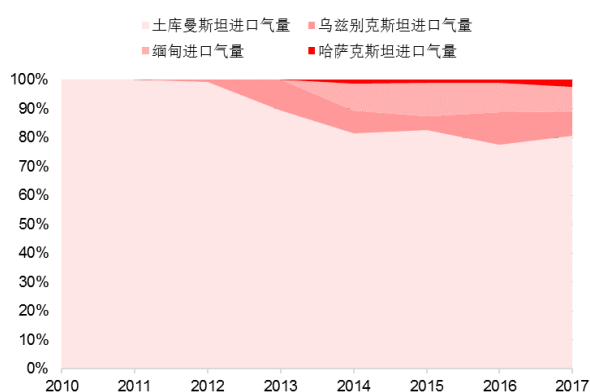
首先，管道气进口量持续增长。主要来源国为土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦和缅甸等。已签订合同中，土库曼斯坦合计每年可向我国供给天然气 650 亿立方米，乌兹别克斯坦 100 亿立方米。除此之外，西南方向中缅油气管道运营能力为 120 亿立方米/年，《中俄东线管道供气购销合同》中规定，从 2018 年开始，俄罗斯开始通过中俄天然气管道东线向中国供气，输气量逐年增长，最终达到每年 380 亿立方米，累计 30 年。从实际进口量来，土库曼斯坦目前是我国管道进口气的第一大来源国，2017 年我国从该国进口管道天然气 341 亿方，占管道气进口总量的 81%。

表 8：进口天然气项目以及 2017 实际进口量

项目	子项目	投产时间	全长	输气能力 (亿方)	气源地	2017 年实际进口 量（亿方）
中亚天然气 管道工程	A 线	2009.12	超 10000 公里	300	土库曼斯坦、 乌兹别克斯坦、 哈萨克斯坦	388
	B 线	2010.10		300		
	C 线	2014.05		250		
	D 线	预计 2020 年		300		
中缅天然气 管道工程		2013.7	干线全长 2520 公 里	120	缅甸若开邦皎漂港 Shwe 气田	35
中俄天然气 管道工程	东线	预计 2018 年	3342 公里	380	俄罗斯	
	西线		2800 公里	300		

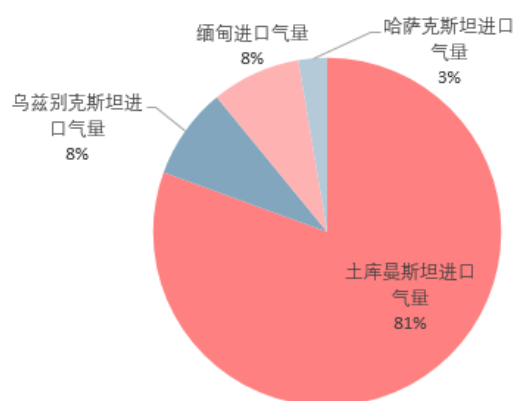
资料来源：中信建投证券研究发展部

图 27：管道进口气不同气源国家占比变化趋势



资料来源：Wind，中信建投证券研究发展部

图 28：2017 管道进口气不同气源国家占比

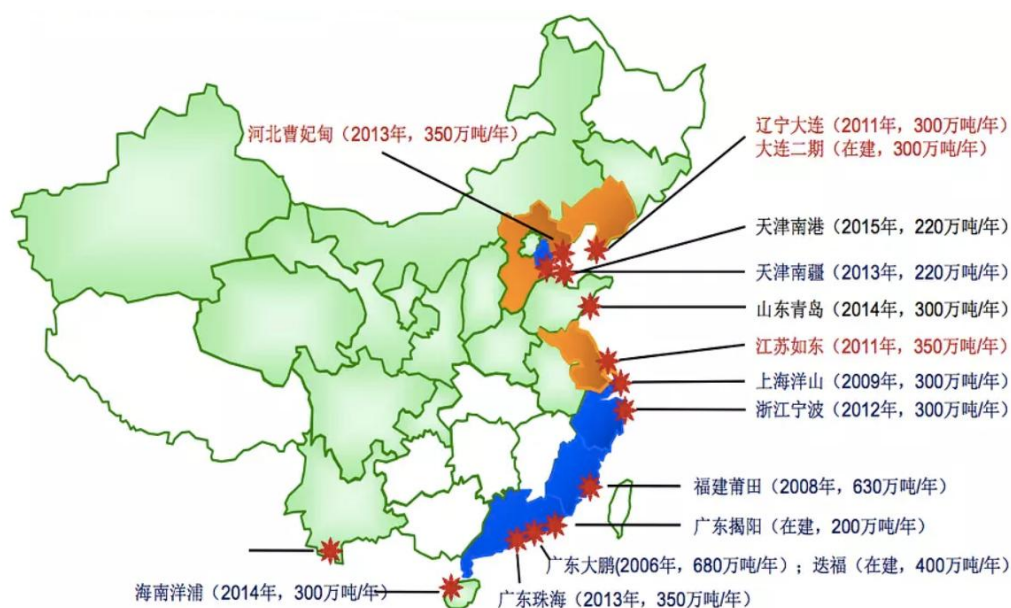


资料来源：Wind，中信建投证券研究发展部

与此同时，LNG 进口量也保持持续增长，且与全球天然气贸易状况相同，近两年 LNG 进口量增速快于管道气进口量。2017 年我国管道气进口量增速为 9%，LNG 进口量增速则达到 46%，LNG 在进口天然气中的占比持续上升。

沿海 LNG 接收站的持续建设和不断投产支撑 LNG 进口量迅猛增长。从位置分布来看，绝大部分接收站分布在东部及东南沿海地区，少数几个接收站位于环渤海地区。大部分接收站都由三大油企及当地国有能源企业控制，极少数民企参与建设。从接受能力上看，以中小型站为主，产能集中在 300 万吨/年，而全球最大的接收站接受能力可达 3000 万吨/年。此外，除天津有一个浮式接收站外，其余皆为陆上接收站。包括中石化天津 LNG 接收站在内，中国大陆地区已建成 LNG 接收站 18 座，分布在沿海 11 个省市；开工建设和工程竣工共 8 座，分布在 5 个省市，总接收能力约为 6000 万吨/年。按照 1 吨 LNG 气化后对应 1400 立方米天然气换算，以体积计的接收能力为 840 亿立方米/年，约等于 2017 年总 LNG 进口量的两倍，接收能力充足。在已投运的项目中，中海油共有 9 座 LNG 接收站，约占全国总接收能力的 54% (3270 万吨/年)，中石油约占 27% (1600 万吨/年)，中石化进入时间较晚，拥有 3 座接收站，接收能力 970 万吨/年，占比 16%。除以上三大国有石油公司以外，民营参与者有东莞九丰（接收能力约 100 万吨/年）、广汇启东（接收能力约 60 万吨/年）。另外，我国目前还有多个接收站在建，按计划到 2020 年将全部投产，总接收能力将达 7700 万吨/年，根据 EIA 预测，中国天然气需求到 2035 年将占到全球天然气需求的五分之一，天然气消费量中的进口份额将达到 43%，其中 LNG 将起到至关重要的作用。

图 29: LNG 接收站分布图



资料来源: 中国石油信息研究院, 中信建投证券研究发展部

表 9: 各地区已建投产项目以及在建设项目

序号	项目名称	投资主体	规模			投产时间		
			1期	2期	3期	1期	2期	3期
已建成投产项目								
1	广东大鹏	中海油, BP, 深圳燃气等	370万吨/年	330万吨/年	300万吨/年	2006年6月	2011年	——
2	福建莆田	中海油和福建投资开发总公司	260万吨/年	240万吨/年	240万吨/年	2008年4月	2013年	——
3	上海洋山	中海油与上海申能	300万吨/年	200万吨/年	300万吨/年	2009年10月	待定	——
4	海南洋浦	中海油与海南省政府	300万吨/年	300万吨/年	待定	2014年8月	待定	——
5	辽宁大连	中石油-昆仑能源	300万吨/年	300万吨/年	1000万吨/年	2011年11月	2016年	——
6	广西北海	中石化和广西壮族自治区政府	300万吨/年	——	300万吨/年	2016年4月	——	——
7	山东青岛	中石化, 中国华能	300万吨/年	——	300万吨/年	2014年12月	规划中	——
8	天津南港	中海油	220万吨/年	300万吨/年	380万吨/年	2013年11月	2016年	——
9	江苏如东	中石油-昆仑能源	350万吨/年	380万吨/年	300万吨/年	2011年7月	2016年	——
10	广东东莞	九丰集团	100万吨/年	300万吨/年	——	2012年12	——	——

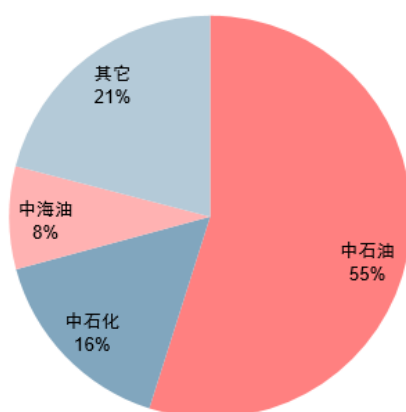
请参阅最后一页的重要声明

	九丰					月		
11	广东粤东	中海油	200 万吨/年	—	—	2017 年		
12	江苏启东	新疆广汇	60 万吨/年	120 万吨/年	—	2017 年	2019 年	
13	河北唐山	中石油-昆仑能源	350 万吨/年	300 万吨/年	300 万吨/年	2013 年 12 月	—	—
14	浙江温州	中海油	300 万吨/年			2012 年		
15	江苏宁波	中海油	300 万吨/年	300 万吨/年	300 万吨/年	2013 年 4 月	2016 年	
16	广东珠海	中海油	350 万吨/年	350 万吨/年	350 万吨/年	2013 年 5 月	2018 年	2020 年
17	上海五号沟	上海申能集团	50 万吨/年	300 万吨/年	—	2008 年 11 月		
18	天津	中石化	300 万吨/年			2018 年		
19	台湾	台湾中油	300 万吨/年			2009 年		
20	澳门黄茅岛	中石化天然气分公司	500 万吨/年			2010 年底		
在建项目								
1	秦皇岛	中海油, 中电投与秦皇岛市人民政府	200 万吨/年	300 万吨/年	—			
2	浙江温州	中海油、温州市政府	300 万吨/年	—	—	2012 年		
3	江苏滨海	中海油与盐城市人民政府	300 万吨/年					
4	广东汕头	中南石油天然气及发电有限公司与汕头市人民政府	250 万吨/年					
5	河北曹妃甸	中石油和北京控股集团	600 万吨/年	400 万吨/年				
6	连云港 LNG	中国石化和江苏省政府	300 万吨/年			建设燃气电厂一座。		
7	新疆液化天然气工程	新疆广汇实业股份有限公司	45.6 万吨/年	45.6 万吨/年				
8	深圳迭福	中石化	300 万吨/年	—	—	2017 年底		
9	浙江舟山	新奥集团	300 万吨/年	500 万吨/年	200 万吨/年	2018 年		
10	江苏江阴	中天能源	200 万吨/年	—	—	2018 年		
11	深圳 LNG 调峰库	深圳燃气	50 万吨/年	—	—	2018 年		
12	广州潮州	中天能源	200 万吨/年	—	—	2019 年		
13	福建漳州	中海油	300 万吨/年	—	—	2020 年		
14	深圳南山	中石油	300 万吨/年	—	—	2019 年		
15	辽宁浮式 LNG	英泰	50 万吨/年					

16	河北沧州	太平洋油气	260 万吨/年
17	山东烟台	中海油	150 万吨/年
18	江苏盐城	中海油	300 万吨/年

资料来源：公开资料，中信建投证券研究发展部

图 30：2017 年中国 LNG 接收站接收能力结构



资料来源：中信建投证券研究发展部

整体来看，在我国天然气的上游气源方面，“三桶油”占据绝对的掌控地位。在国内天然气开采领域，“三桶油”占据整个开采量的 97%，其中中石油的占比达到 70%；在天然气进口领域，我国全部的进口管道气均由中石油运营，在 LNG 进口中，“三桶油”凭借前期积累的 LNG 接收站优势，同样掌握大多数 LNG 的进口权。在可预见的未来，伴随众多民营 LNG 接收站的陆续投运，民营资本参与 LNG 进口的比例将逐渐提升，为行业带来积极促进。

表 10：天然气国内产量以及进口量分布

		2014	2015	2016	2017
中石油	国内产量	955	955	981	1033
	进口管道气	320	343	389	426
	进口 LNG	73	57	68	163
中石化	国内产量	203	207	216	257
	进口 LNG	3	20	47	81
中海油	国内产量	125	143	129	143
	进口 LNG	191	179	224	284
其他	国内产量	19	41	43	47
	进口气量	9	17	23	6
国内产量合计		1302	1346	1369	1480
进口 LNG 总量		276	273	362	534

进口管道气总量	320	343	389	426
国内进口总量	596	616	751	960

资料来源：中信建投证券研究发展部

中游运输：全国性管网已初步建成，LNG 运输灵活经济

管道运输：已经初步形成覆盖全国的天然气主干和省级管网

长输管线发展迅速，初步形成覆盖全国的管网络局。2004 年中国油气管道总里程不到 3 万公里。截至 2016 年底，中国已建成其中天然气管道 6.8 万千米，增长率达 127%。经过十多年的建设与发展，覆盖全国的油气管网已经初步形成，东北、西北、西南和海上四大油气通道战略布局基本完成。我国已经形成了由西气东输一线和二线、陕京线、川气东送为骨架的横跨东西、纵贯南北、连通海外的全国性供气网络，干线管网总输气能力超过 2000 亿立方米/年。“西气东输、川气东送、海气登陆、就近外供”的供气格局已经形成，并形成较完善的区域性天然气管网。

表 11：长输管线项目情况

项目	子项目	投产时间	全长（公里）	设计供气能力（亿立方米/年）	气源	所属公司
西气东输管道工程	西气东输一线	2004.1	4000	170	新疆塔里木轮南油田	中石油
	西气东输二线	2012	8740	300	土库曼克斯坦、哈萨克斯坦、国内补充	
	西气东输三线	2014.8	7378	300	新增土库曼克斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦、国内补充	
	西气东输四线	规划中	2454	300	塔里木盆地	
川气东送工程		2009.6	2170	120	川东北气田	中石化
陕京天然气管道工程	陕京一线	1997.1	1098	33	苏里格气田、子洲-米脂气田、靖边气田、长北气田、克拉 2 气田、涩北气田以及大牛地气田	中石油
	陕京二线	2005.7	935	120		
	陕京三线	2011.1	896	150		
	陕京四线	2017	1272.5	300		
新粤浙管道工程		2015 年开 始环评	8280	300	新疆地区煤制气	-

资料来源：公开资料，中信建投证券研究发展部

“三桶油”在天然气管网建设和运营中处于主导地位。“三桶油”在天然气产业链中具有管道建设和运营管理的先发优势，在长输管线、支线管道建设和运营中处于主导地位。其中，中石油拥有五家子管道公司，天然气管道总程度达 5 万千米，约占全国总量的 78%；中石化在建和运营管网约 4600 千米，在全国总量中占比较少；中海油天然气管道布局主要集中在海南、广东、福建、浙江一带，管道总长约 3100 千米，在全国总量中占比最少。

四大长输管线实现天然气资源科学分配。西气东输工程已建成的长输管线有一线、二线和三线，另有规划建设中的西气东输四线工程，该工程已建成管线总长度 2 万公里，规划中的长度 2450 公里，途径新疆、甘肃、宁夏、山西、陕西、河南、安徽、江苏、上海、浙江、湖北、湖南、广东、广西、福建等 14 个省市区，设计供气能力共 770 亿立方米/年，将新疆气田、青海气田产气，以及哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦、土库曼斯坦等地的进口气输送至中原、华东、长三角地区。**川气东送工程**是我国继西气东输工程后又一项目天然气远距离管网输送工程，该工程西起四川达州普光气田，跨越四川、重庆、湖北、江西、安徽、江苏、浙江、上海 6 省 2 市，管道总长 2170 公里，年输送天然气 120 亿立方米。**陕京天然气管道工程**管线总长 4200 公里，设计输气量 603 亿立方米，主要负责将陕甘宁气区的天然气资源供给京津冀和环渤海地区使用，是我国煤改气规划中气源保障措施的重要干线。**新粤浙管道工程**是规划中的长输管线工程，建成后全长将达 8280 公里，设计输气量 300 亿立方，进一步开发新疆地区煤制气资源。

图 31：西气东输工程示意图



资料来源：中石油网站，中信建投证券研究发展部

图 32：新粤浙管道工程示意图



资料来源：卓创资讯，中信建投证券研究发展部

图 33：川气东送工程示意图



资料来源：新华社网站，中信建投证券研究发展部

图 34：陕京管道工程示意图

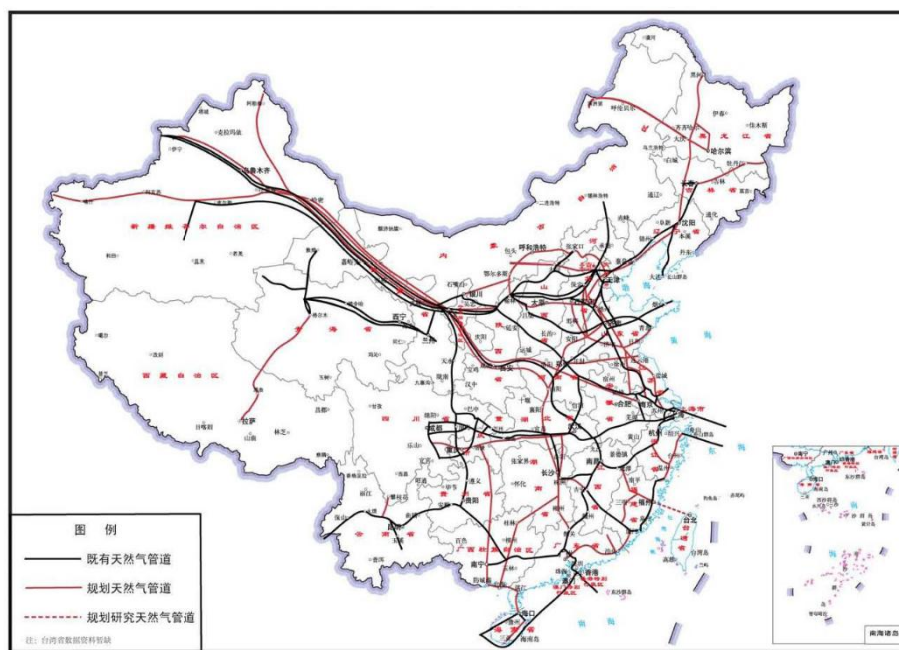


资料来源：北京日报网站，中信建投证券研究发展部

《中长期油气管网规划》设定天然气管网建设高速增长目标。2017 年 5 月，国家发改委、国家能源局联合印发了《中长期油气管网规划》。根据规划，中国四大油气进口战略通道建设将进一步加速，中哈原油管道二期、中亚天然气管道二期即将建设，中俄天然气管道正在规划中；国内油气主干管网将建设西气东输三线、四

线，西气东输、陕京线以及川气东送等骨干天然气管道及联络线进一步建成和完善。到 2025 年，建成天然气管网在总里程达 16.3 万公里，增量达 11.9 万公里，年均增速 9.8%。

图 35：中长期天然气主干管网规划示意图



资料来源：规划文件，中信建投证券研究发展部

全国共 18 个省组建了省级天然气管网公司，便于统一规划、建设、管理。天然气管网具有管道投资大，回收周期长，属于自然垄断的特点，因此在全国性的主干管网之下需要有像省级天然气管网公司这样的机构对省级管网进行统一规划和建设。通过对中国 26 个省市自治区（不含直辖市、港澳台及西藏地区）天然气管网建设情况进行梳理可以看出，目前有 18 个省组建了省级天然气管网公司，主要职责为统一规划、建设及运营管理省内天然气管网及其他天然气相关业务等。目前来看，在这些省级天然气管网公司当中，仅广东省天然气管网有限公司仅承担天然气运输服务，其他均有涉及天然气销售业务。另外还有黑龙江、吉林、云南、河南、新疆、甘肃、青海、宁夏 8 个省没有组建省级天然气管网公司，这些省份的天然气则由上游气源方如中石油、中石化等所属的管道销售公司直接供应。

江西	江西省天然气有限公司	中石化
	江西省投资燃气有限公司	中石化
	江西省天然气投资有限公司	中石油
广东	广东省天然气管网有限公司	中石油、中石化、中海油
湖北	湖北省天然气发展有限公司	中石化
湖南	湖南省天然气有限公司	中石油
福建	福建省天然气有限公司	中石油
内蒙古	内蒙古西部天然气股份有限公司	中石油

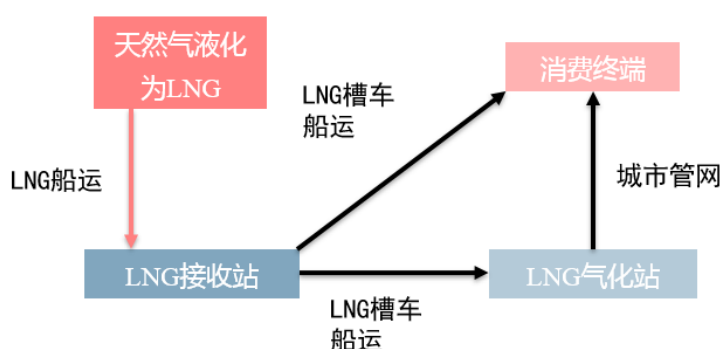
资料来源: Wind, 中信建投证券研究发展部整理

2017年国务院印发的《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》指出,未来中游管网的改革主要有两个方向:1) 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;2) 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。在上、中、下三个层面的改革中,中游管输成本的改革走在最前面。2016年10月,国家发改委印发了《天然气管道运输价格管理办法》和《天然气管道运输定价成本监审办法》,通过准许成本、准许收益和税收等因素制定准许收入,并规定于每年6月1日前,将管网信息于相关平台进行信息公开。至2017年6月,我国13条跨省天然气主干线信息公开完毕,这标志着中游管道的改革进入了实际操作的层面。

LNG 运输: 公路槽车运输经济灵活, 铁路、水运尚未放开

我国的进口 LNG 由海外开采的天然气经压缩和液化加工生产, LNG 进口主要依靠 LNG 船海运, 需要沿海修建的 LNG 接收站进行接收中转和储存, 再经由 LNG 槽车进行陆运, 或转由小型的 LNG 船进行航运。LNG 可直接由槽车运送至消耗量大的工业需求端, 或经由 LNG 气化站进行再气化, 通过城市燃气管网进行分销。

图 37: LNG 进口产业链示意图



资料来源: 中信建投证券研究发展部整理

我国 LNG 接收站集中建设在 2010-2015 年间, 目前利用率达 70%。在我国进口 LNG 的产业链中, LNG 接收站是最重要的一环, LNG 接收站的容纳量决定了 LNG 进口量的上限。LNG 接收站的主要功能是接收、储存和再气化 LNG, 并通过天然气管网向电厂和城市用户供气。目前, LNG 接收站主要有两种形式, 陆岸接收站和海上接收站。2006 年, 国内首个 LNG 接收站广东大鹏湾 LNG 接收站建成投产, 时至今日, 全国已建成

LNG 接收站 18 座，总接收能力达 5410 万吨/年。按照 2017 年进口 LNG 3813 万吨计算，目前 LNG 接收站利用率 70.5%。

LNG 产业链的最后一公里主要依靠 LNG 槽车。LNG 运输车作为 LNG 陆地运输的最主要工具，具有很强的灵活性和经济性。对于 LNG 运输车的种类划分，目前我国主要有两种形式：LNG 半挂式运输槽车和 LNG 集装箱式罐车。LNG 槽车运输适用于运输距离短、数量不大的 LNG 输送，一般来说，1000 公里距离以内以公路槽车运输为宜。

图 38：LNG 槽车照片



资料来源：CNKI，中信建投证券研究发展部

图 39：铁路 LNG 罐箱



资料来源：CNKI，中信建投证券研究发展部

LNG 铁路运输正在处在实验阶段。2013 年 6 月，中国铁路总公司批准通过 LNG 铁路运输试验大纲，随后我国 LNG 铁路运输进入试验准备阶段，在 8 月中旬至 9 月底，在青藏线格拉段经过三次的上线试运和大量试运数据的取证，论证了 LNG 罐箱铁路运输的安全性，同年国家铁路总公司将 LNG 罐车列为科技开发计划。现阶段，国外仅有美国、日本等少数国家掌握了 LNG 铁路罐车技术，LNG 铁路罐车在我国还是空白。在我国，铁路运输 LNG 的容器主要朝向 LNG 罐箱方向发展，其储存容器结构与 LNG 槽车完全相同。与 LNG 槽车公路运输相比较而言，LNG 铁路运输运输量大、运输速度快、效率高、受大雾雨雪等恶劣天气影响小、保障平稳供给能力强等诸多优点，使得铁路比公路运输更加经济有保障。

LNG 水路运输具备成本优势，目前尚未放开。在水路运输方式中，LNG 传统运输运量大、运费低，对于时效性要求不高的用户来说是绝佳选择，但需要专用运输船舶以及 LNG 接收站等基础设施，前期投资较大、准入门槛高。近年来，新型 LNG 水路运输方式（如罐式集装箱运输、滚装运输等）逐渐发展。这些新型运输方式突破了必须建立接收站的瓶颈，适于中小规模分散运输场合，降低 LNG 运输市场准入门槛，但大宗运输效率较低、成本较高。目前，由于政策未放开内河 LNG 水路运输，我国国内 LNG 运输基本以陆运方式为主，水路运输市场一直未得到充分发展。但是，对沿海以及沿江地区来说，水路运输方式运量大、成本低、能耗小，对社会影响小，其比较优势更为明显。对内陆地区来说，选择比较近的沿海或内河港口进行先水路后陆路的多式联运方式，也将大大提升运输效率，降低运输成本。

储气库：储气调峰能力有大幅提升空间

储气库是天然气保障体系中发挥调峰作用的主要手段之一。地下储气库是将长输管道输送来的商品天然气重新注入地下空间而形成的一种人工气田或气藏，一般建设在靠近下游天然气用户城市的附近。地下储气库可以随时（季节性、每天、每小时）平衡气体消费和供气，还可以在气源中断或管网出现技术故障时，保证不间断供气。天然气储气设施是保障天然气安全稳定供应的重要手段，是天然气输送体系的重要组成部分。我国主

要天然气调峰方式包括地下储气库调峰和 LNG 接收站调峰，但以目前北方地区冬季频发的“气荒”现象来看，我国天然气调峰能力仍显不足。

目前建成储气库 25 座，调峰能力仍旧不足。地下储气库主要有四种类型：废弃油气藏储气库、含水层储气库、盐穴储气库、废弃矿坑及岩洞储气库。随着陕京管道的建设，1999 年我国修建了国内第一座调峰储气库，大张坨储气库，保障京津冀地区冬季调峰及安全平稳供气。2005 年，西气东输第一座盐穴储气库，金坛储气库开工建设，为长三角地区调峰保供发挥了重要作用。2011 年，第一批商业储气库开工建设，并于 2013-2014 年陆续投入运行，部分储气库已发挥调峰作用。“十一五”以来，随着国内骨干管网的建成投产，为满足全国八大地区不断增长的天然气市场需求，积极推进地下储气库建设，并取得了阶段性进展。目前，全国已建成地下储气库 25 座，2015 年有效工作气量 55 亿立方米，占天然气年消费量的 2.8%，距世界平均水平 10%有较大差距。目前国内储气库运营商只有中石油和中石化两家，其中中石油已建成 23 座储气库（油气藏型 22 座，盐穴型 1 座），现已全部投运；中石化建成油气藏型和盐穴型储气库各一座。除了大型石油公司建设地下储气库以外，城市燃气企业和地方燃气企业也在积极自行筹建，如港华金坛储气库、云南能投等地下储气库。

调峰需求存在地域性差异，北方环渤海地带调峰需求最高。国内已投运的储气库在环渤海、长三角、西南、中西部、西北、东北和中南地区均有分布，其中 24 座分布在长江以北地区。从各区的调峰需求来看，受市场发育程度和气候季节温差的影响，环渤海、中西部、西北、东北地区调峰需求最高，尤其是环渤海地区用气波动性更为突出，调峰需求居八大地区之首，长三角及中南地区调峰需求中等，西南及东南地区调峰需求较小，由此可见，北方采暖区调峰需求明显高于南方地区，沿海高端消费市场地区调峰需求明显高于内陆地区，季节性供需矛盾突出。

图 40：储气库分布图



资料来源：石油商报，中信建投证券研究发展部

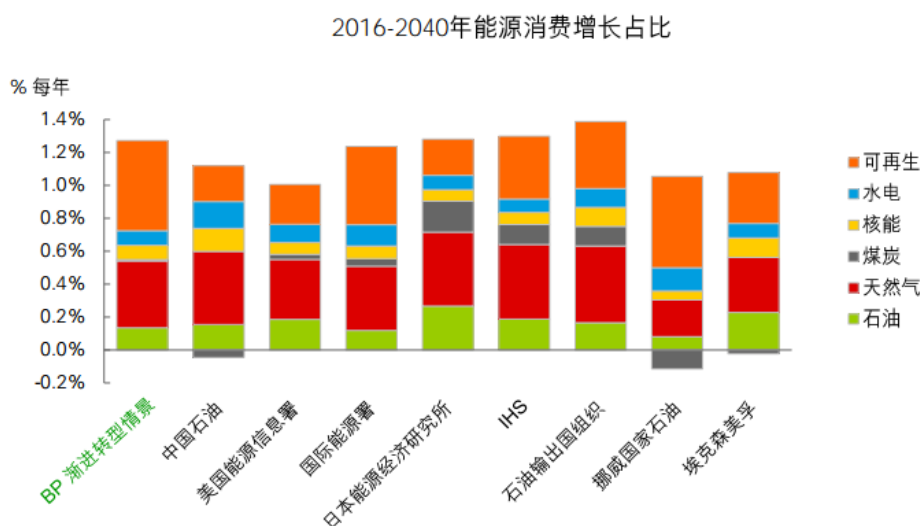
未来规划中储气库调峰能力大幅提升，有效工作气量年增长达 27%。《中国天然气发展报告》提出，中国未来将主要依托枯竭油气藏继续建设地下储气库，形成环渤海、东北、长三角、西南、中部和中南六大区域联网协调的储气库群，到 2020 年，形成有效工作气量 148 亿立方米，到 2030 年，形成有效工作气量 300 亿立方米。根据全国各消费区域资源流向和市场实际需求情况，结合港口规划统筹优化沿海 LNG 接收站布局。在天然气发

展十三五规划中也提出了到2020年建成储气库有效工作气量达148亿立方米的目标。经过10年到20年的努力，逐步建立以地下储气库群和LNG接收站储罐调峰为主，气田、CNG和LNG储备站调峰为辅，可中断用户为补充的应急调峰设施，建立健全由供气方、输配企业和用户各自承担责任的综合性调峰体系。2018年1月，《北方地区冬季清洁取暖规划》发布，进一步提出建立储气调峰辅助服务市场机制，到2020年，县级以上地区至少形成不低于本行政区域平均3天需求量的应急储气能力。推动建设供用气双方共同承担调峰责任的体制机制。鼓励承担储气调峰义务的企业从第三方购买储气调峰服务和气量。鼓励更多投资主体投资建设地下储气库。

下游消费：能源结构升级大势所趋，天然气需求增长势头强劲

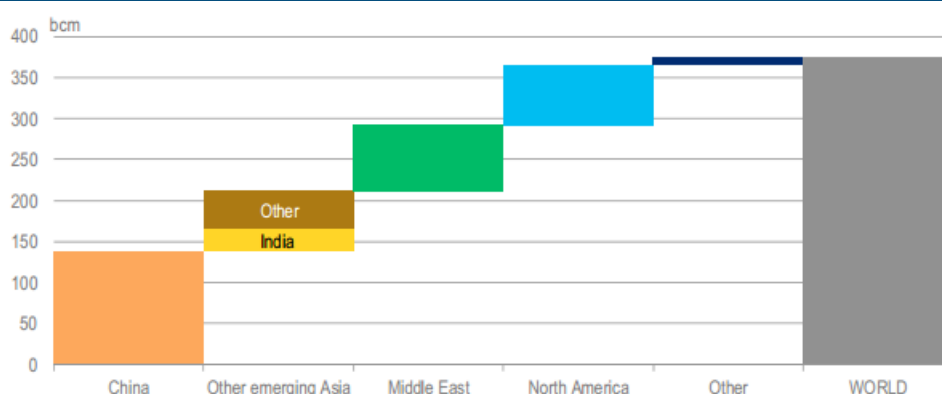
我国天然气消费量将保持持续快速增长。近年来，我国在经济快速发展的同时开始兼顾解决节能减排及环境污染问题，天然气作为清洁能源的开发利用力度逐渐增强，在一次能源消费中的比重也有所上升。从中长期来看，我们预期在能源结构升级强力推进、天然气供应能力增加，低成本气源得到保障、长输管网坚实持续推进，城市燃气管网逐步形成的大背景下，天然气消费量仍将保持快速增长。放眼全球，包括BP、中国石油、EIA、IEA、IHS等在内的组织均预期在未来20-30年内，全球天然气消费量将保持持续快速增长，其中中国将是全球天然气消费量增长的主要驱动力之一。

图 41：全球天然气消费量将保持持续快速增长



资料来源：BP 等机构，中信建投证券研究发展部

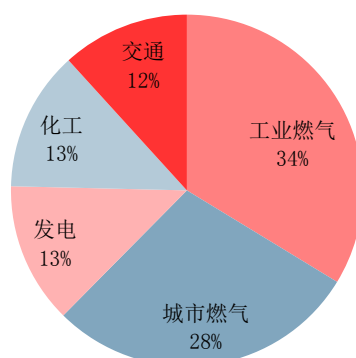
图 42：IEA 预测 2017-2023 年全球天然气消费增加量



资料来源：IEA，中信建投证券研究发展部

我国天然气的下游消费主要集中在工业燃料、城市燃气、发电、化工和交通运输五大领域。截至2016年，天然气消费结构中工业燃料、城镇燃气、燃气发电、天然气化工、交通运输所消费天然气的比重分别为34%、28%、13%、13%、12%。具体来说，工业燃料用气主要用于两个领域，一是工业企业将天然气作为燃料使用，二是城市中锅炉、窑炉的天然气使用；城市燃气主要包括城市和乡镇居民用气、商业用气、供暖等公共服务用气；发电用气主要用在热电联产、调峰电站和分布式能源项目中；化工用气主要是以天然气作为原来进行相关产品的生产，包括生产合成氨、甲醇、氢气等；交通运输用气主要指以CNG和LNG发动机为动力源的汽车、重卡车、船舶等所使用的天然气。

图 43：2016 年中国天然气消费结构



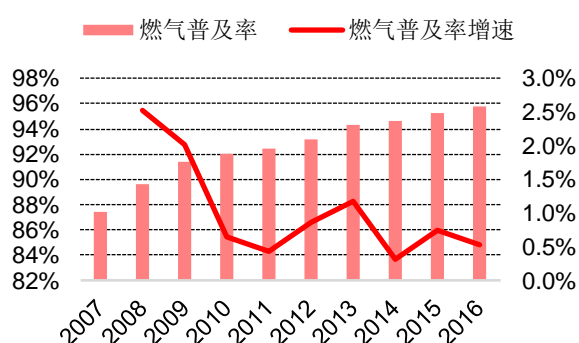
资料来源：中信建投证券研究发展部

居民用气：城市化率提升带动天然气消费，“煤改气”带来边际增量

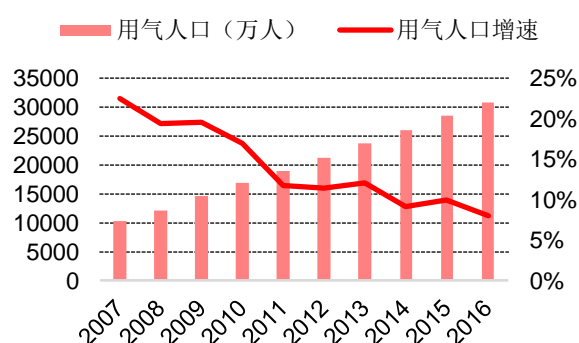
居民用气需求主要来自两个方面，一是天然气供暖，二是烹饪、热水等过程所消耗的天然气，在北方一些完成了天然气改造的地区，这两种天然气使用需求一般可以同时满足。未来城镇及农村居民用气的发展方向主

要有两个：1) 城市化进程稳步推进，城镇气化人口不断增长，带来天然气居民消费量增长；2) 北方地区煤改气政策持续落地，北方重点区域集中供暖中天然气供暖比例增加，北方农村地区散烧煤清洁化供暖改造继续进行，以燃气壁挂炉为代表的散烧煤供暖替代品成为农村地区清洁供暖主要方式。

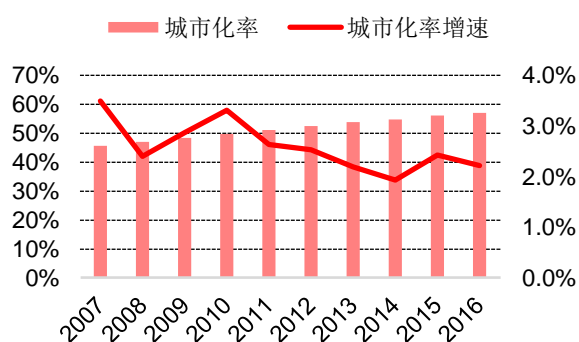
城镇化稳步推进，气化人口不断增长。随着城镇化进程稳步推进，城镇天然气管网长度和用气人口显著增加，过去10年天然气管道长度复合增速17%，气化人口数量复合增速15%，城市天然气供应量复合增速17.5%。2016年我国天然气使用总人口约3.08亿，全国居民生活天然气用气量360亿方，占全国天然气消费的18.63%，平均每人年均用量125立方米。2016年我国城镇化率达到57%，预计2020年达到60%，2030年达到70%，伴随城镇化进程的推进，气化人口率，城市居民天然气用量将保持持续增长。

图 44：燃气普及率增长


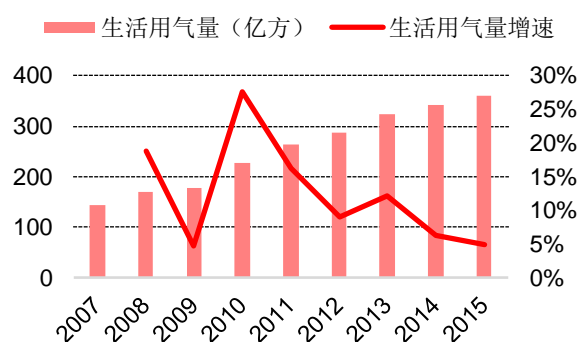
资料来源：国家统计局年鉴，中信建投证券研究发展部

图 45：用气人口增长


资料来源：国家统计局年鉴，中信建投证券研究发展部

图 46：城市化率增长


资料来源：国家统计局年鉴，中信建投证券研究发展部

图 47：居民生活用气量增长


资料来源：国家统计局年鉴，中信建投证券研究发展部

“煤改气”政策落地，天然气全面替代散烧煤。自2016年提出“煤改气”政策规划以来，相继出台各项文件推进“煤改气”政策的落地。2016年发布的《能源发展“十三五”规划》、2017年3月发布的《政府工作报告》、《京津冀及周边地区2017年大气污染防治工作方案》、2017年7月发布的《加快推进天然气利用的意见》等，均对“煤改气”工作推进做出指示。2017年12月，国家发改委、国家能源局等十部委共同发布《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021）》，对北方地区（包括北京、天津、河北、山西、内蒙古、辽宁、吉林、黑龙江、山东、陕西、甘肃、宁夏、新疆、青海，河南省部分地区，涵盖“2+26”城市及雄安新区）清洁取暖和北方重点地区冬季清洁供暖“煤改气”气源保障总体方案做出了具体安排。《规划》提出，“2+26”城市2017-2021年累计新增天然气供暖面积18亿平方米，新增用气230亿方。相比于京津冀地区2016年343亿立方的天然气

消费量，消费量增加愈 60%。

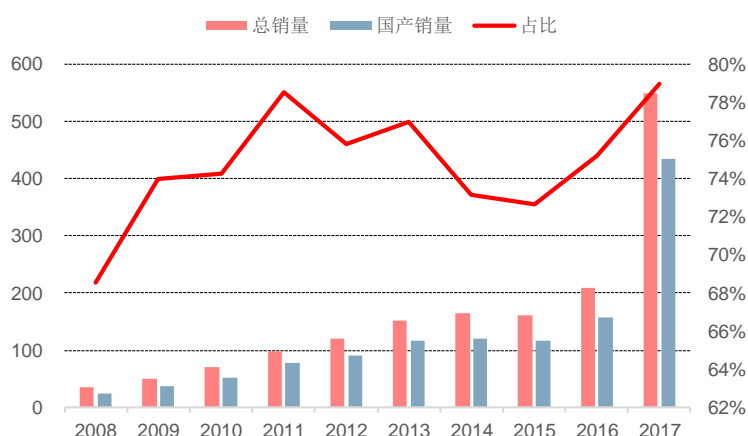
北方农村地区“煤改气”后，天然气利用形式以燃气壁挂炉为主。农村地区冬季散烧煤采暖问题的解决，最可行的替代能源是天然气，并以燃气壁挂炉的形式进行分布式采暖。燃气壁挂炉相比于散烧煤，污染物排放量大幅下降，具有清洁、高效的特点。截至 2015 年底，环京津冀六省总人口为 3.41 亿人，其中农村人口数 1.49 亿人，总农村户数为 4190 万户。最新发布的《清洁取暖规划》提出，北方地区“煤改气”壁挂炉将新增用气量 90 亿方，新增用户 1200 万户。

表 13：不同供热方式污染物排放量比较

污染物 g/m ² a	散烧煤	热电联产	燃气壁挂炉
烟尘	171.99	9.84	13.63
二氧化硫	462.24	261	0.28
氮氧化物	175.6	148.4	83.2
一氧化碳	1761.48	3.76	28.42

资料来源：中信建投证券发展研究部

图 48：中国历年燃气壁挂炉销量及国产品牌市场占比（万台）



资料来源：Wind，中信建投证券研究发展部

政府补贴保障农村煤改气政策推进。自 2017 年煤改气政策落地以来，为完成国家既定规划，各地政府相继出台煤改气补贴办法，对农村煤改气用户提供多方位补贴，助力“煤改气”工作开展。政府提供的补贴一般包括三部分，燃气设备补贴，管网接驳费补贴，天然气运营补贴。根据测算，在考虑补贴的情况下，农村居民的年均取暖费用将低于改造前的燃煤取暖费用，而“煤改气”的一次性改造费用大部分由政府补贴覆盖。政府补贴的落地为“煤改气”的实施扫清障碍，提供保障。

表 14：环京津冀六省农村户数（2015）

地区	总人口 (万人)	城镇化比例	农村人口 (万人)	农村每户平均人口 (人/户)	农村户数 (万户)
北京	2171	86.50%	293	3.56	82
天津	1547	82.93%	264	3.56	74

请参阅最后一页的重要声明

河北	7425	51.33%	3614	3.56	1015
山东	9847	59.02%	4035	3.56	1134
河南	9480	46.60%	5062	3.56	1422
山西	3664	55.03%	1648	3.56	463
合计	34134		14916		4190

资料来源：公开信息，中信建投证券研究发展部

表 15：京津冀 2+26 民用端补贴政策

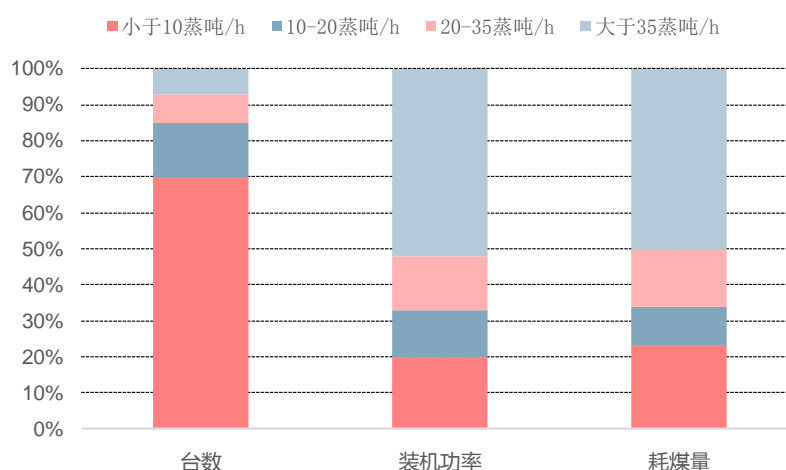
省市	地区	设备购置费用补贴	管线等初装补贴	运行补贴
北京市	通州区	购置费用的 90%，每台最多补贴 7200 元	9000 元/户	2440 元/户
天津	北辰区	最多补贴 6200/户	-	1 元/立方米，每户每个采暖季最高补贴 1200 立方米
	石家庄	1000 元/台	2900 元/户	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 900 立方米
	唐山市	购置费用的 70%，不超过 2700 元	不超过 4000 元/户	1 元/立方米，每户每个采暖季最高补贴 1200 立方米
	廊坊	购置费用的 70%，不超过 2700 元	4000 元/户	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 1200 立方米
河北	保定	购置费用的 70%，不超过 2700 元	4000 元/户	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 1200 立方米
	沧州	每台最多补贴 4600 元	-	-
	衡水	2600 元/台	-	1.5 元/立方米
	邢台	3000 元/台	-	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 900 立方米
	邯郸	3000 元/台	-	1 元/立方米
	太原	5000 元/台	-	1500 元每年每户
	长治	不超过 3000 元/台	不超过 5000 元/户	不超过 2400 元
山西	阳泉	2000 元/户	1000 元/户	0.5 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 900 立方米
	晋城	6500 元/户	-	-
	德州	4000 元/台	-	1000 元/户
	聊城	4000 元/台	-	2.1 元/立方米
	济南	2000 元/户	-	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 1200 立方米
山东	淄博	购置费用的 70%，不超过 2700 元	-	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 1200 立方米
	滨州	2000 元/户	3000 元/户	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 1200 立方米
	济宁、菏泽	-	-	-
	郑州	每台最多补贴 3500 元	-	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 600 立方米
	安阳	购置费用的 60%，不超过 3500 元	-	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 600 立方米
	鹤壁	600 元/台	-	1 元/立方米，每户每个采暖季最高补贴 600 立方米
河南	新乡	购置费用的 70%，不超过 3500 元	-	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 600 立方米
	开封	购置费用的 70%，不超过 2000 元	-	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 900 立方米
	焦作	2000 元/户	-	1 元/立方米，每户每个采暖季最多补贴 1000 立方米
	濮阳	-	-	-

资料来源：公开信息，中信建投证券研究发展部

工业用气：环保高压之下，燃煤锅炉改造快速推进

我国工业锅炉中燃煤锅炉占比超 80%，是主要大气污染贡献源之一。部分地区能源生产消费的环境承载能力接近上限，大气污染形势严峻。煤炭占终端能源消费比重高达 20% 以上，高出世界平均水平 10 个百分点。中国产业信息网的统计数据显示，截至 2014 年底，我国工业锅炉装机量共 61.06 万台，总装机功率为 351.29 万千瓦，合 500 万蒸吨/小时。其中，燃煤锅炉占全国锅炉总数的 75%，总装机功率的 80%。燃煤工业锅炉保有量大、分布广、能耗高、污染重，能效和污染控制整体水平与国外相比有一定的差距，节能减排潜力巨大。截止 2015 年，我国工业锅炉每年消耗标准煤约 4 亿吨，约占全国煤炭消耗总量的四分之一左右。燃煤工业锅炉是城市大气污染的主要贡献源之一，也是仅次于燃煤发电的第二大煤烟型污染源，烟尘排放约占全国排放总量的 33%，二氧化硫排放量约占全国排放总量的 27%，氮氧化物排放量占全国排放总量的 9%。大范围、长时间严重的雾霾天气与燃煤工业锅炉区域高强度、低空排放的特点密切相关。

图 49：2014 年全国锅炉装机量、装机功率及耗煤情况



资料来源：中国产业信息网，中信建投证券研究发展部

锅炉单体规模上仍以小锅炉为主，多项规划促进以天然气锅炉替代燃煤锅炉。我国燃煤锅炉技术装备落后，大多数燃煤工业锅炉容量较小，单台平均容量仅为 3.8 吨/时，其中 2 吨/时以下台数占比达 66.5%，并且有部分老旧锅炉仍在运行。10 吨/时以下的燃煤工业锅炉大多没有配置有效的除尘装置，基本没有脱硫脱硝设施，排放超标严重。自 2013 年起，国家针对燃煤小锅炉发布一系列政策，旨在淘汰高污染、高煤耗的小型燃煤锅炉，禁止新建，淘汰、改造存量。相关政策包括 2013 年发布的《大气污染防治计划》中对小型燃煤锅炉的整治要求，2016 年发布的《“十三五”规划》中的“煤改气”工程燃煤锅炉改造要求，以及 2017 年发布的《清洁取暖规划》中对北方地区的小型燃煤锅炉未来规划。《能源发展“十三五”规划》中提出，在“十三五”期间以天然气锅炉替代燃煤锅炉 18.9 万蒸吨；《清洁供暖规划》中提出，到 2021 年，城区实现全部清洁取暖，35 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除，县城和城乡结合部地区 20 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除，燃气锅炉新增用气 56 亿方，新建/改造 5 万蒸吨。按照行业经验，天然气锅炉生产 1 吨蒸汽需要约 80 立方天然气，据此估算，每万蒸吨天然气锅炉一年用气量约 32 亿立方米，根据两个规划文件中的发展目标，未来燃煤锅炉改造带来的天然气用气量增量约 160-600 亿立方米。

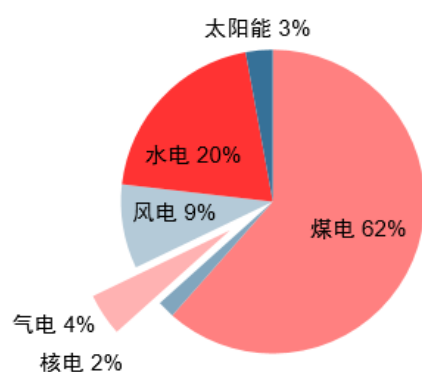
表 16：燃煤锅炉改造规划文件

文件名称	发布时间	主要目标
大气污染防治行动计划	2013	到 2017 年，除必要保留的以外，地级及以上城市建成区基本淘汰每小时 10 蒸吨及以下的燃煤锅炉，禁止新建每小时 20 蒸吨以下的燃煤锅炉；其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉。
燃煤锅炉节能环保综合提升工程实施方案	2014	到 2017 年，地级及以上城市建成区基本淘汰 10 吨/时及以下的燃煤锅炉，天津市、河北省地级及以上城市建成区基本淘汰 35 吨/时及以下燃煤锅炉。到 2018 年，淘汰落后燃煤锅炉 40 万蒸吨；完成 40 万蒸吨燃煤锅炉的节能改造
能源发展“十三五”规划	2016	将天然气消费提升作为能源消费革命重点工程，京津冀及周边地区、长三角、珠三角、东北地区为重点替代燃煤锅炉 18.9 万蒸吨。
天然气发展“十三五”规划	2016	以京津冀、长三角、珠三角、东北地区为重点，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，替代管网覆盖范围内的燃煤锅炉、工业窑炉、燃煤设施用煤和散煤。
北方地区冬季清洁取暖规划	2017	到 2021 年，城区实现全部清洁取暖，35 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除，县城和城乡结合部地区 20 蒸吨以下燃煤过滤全部拆除，燃气锅炉新增用气 56 亿方，新建/改造 5 万蒸吨。

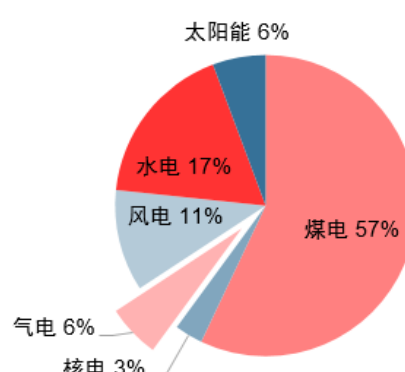
资料来源：规划文件，中信建投证券研究发展部

天然气发电：燃气发电装机规模快速增长，分布式及调峰站是发展方向

气电装机规模稳定增长，产业政策引导天然气发电行业加速发展。2016 年，我国社会用电量达到 5.92 万亿千瓦时，同比增长 6.7%，其中天然气装机 6637 万千瓦，占全国电力装机量 4.5%，天然气发电量约为 1658 亿千瓦时，占全国发电量的 2.9%。天然气发电具有清洁、高效等特点，是我国电力能源结构调整中的重要环节，未来在电力一次能源清洁化发展中占有一席之地，气电在电力行业中的占比将不断增长。2017 年 6 月发布的《电力发展“十三五”规划》明确提出了未来五年内天然气发电发展目标，在“十三五”期间气电装机量将增长 5000 万千瓦，到 2020 年，气电总装机量达到 1.1 亿千瓦，占比超过 5.7%。中石油经济技术研究院预测，到 2020 年天然气发电用气量将从 2015 年的 321 亿立方米增加到 605 亿立方米，2025 年达到 948 亿立方米，预计年复合增速 13.5%。

图 50：2015 年气电装机量占比


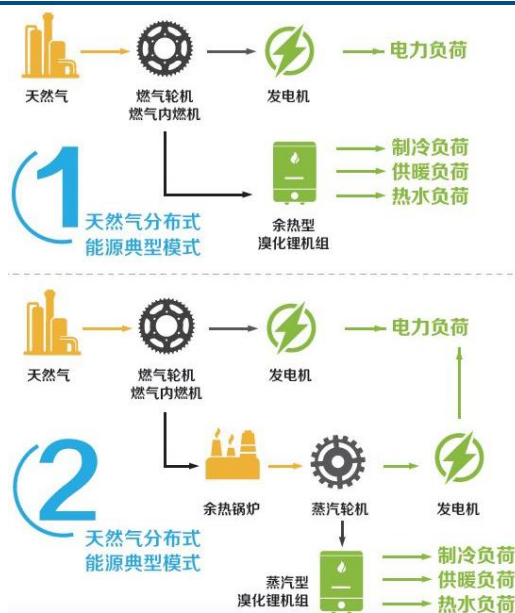
资料来源：电力发展“十三五”规划，中信建投证券研究发展部

图 51：2020 年气电装机量发展目标


资料来源：电力发展“十三五”规划，中信建投证券研究发展部

天然气分布式能源和天然气调峰电站是未来两大发展方向。未来天然气发电主要有两个发展方向：1) 加快建设天然气调峰电站，2) 大力发展天然气分布式能源项目。电力发展“十三五”规划指出，未来将充分发挥现有天然气电站调峰能力，推进天然气调峰电站建设，在有条件的华北、华东、南方、西北等地区建设一批天然气调峰电站，新增规模达到 500 万千瓦以上。

图 52：天然气分布式能源示意图



资料来源：网络图片，中信建投证券研究发展部

天然气分布式能源发展前景备受瞩目。天然气分布式能源是指以天然气为能源，为用户提供电力、热力、冷气等多种形式的二次能源，目前主要形式有天然气热电联产和天然气冷热电三联供两种。天然气分布式能源具有靠近用电负荷、运行便捷可靠，能源综合利用率高，环境和经济效益良好等特点，截至 2016 年 4 月，我国已建成投产天然气分布式能源项目 46 个，主要分布在上海、北京、长沙、广州等大中城市，总装机容量达 291 万千瓦。近年来，政府出台相关分布式能源补贴政策，引导行业加速发展。电力发展“十三五”规划预计到 2020 年气电装机容量达到 1.1 亿千瓦，其中天然气分布式能源占 1500 万千瓦，相较于 2016 年增长 1200 万千瓦。除此之外，2017 年发布的《北方地区冬季清洁取暖规划》也提出了具体的天然气分布式能源发展目标，在 2017-2021 年累计新增燃气热电联产用气 75 亿方，新增/改造规模 1100 万千瓦；天然气分布式能源新增 9 亿方，新增规模 120 万千瓦，与电力发展“十三五”规划中 1200 万千瓦增长量目标相一致。

表 17：气电与天然气分布式能源增长量及增速

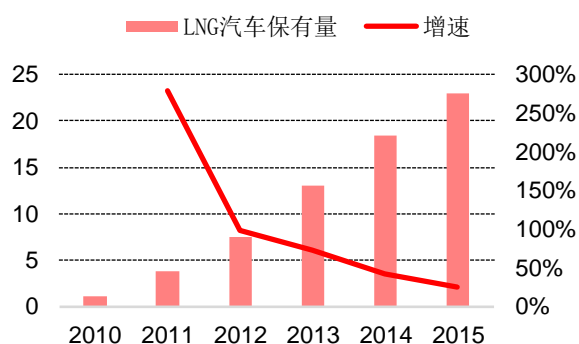
项目	2015	2020	CAGR
气电	0.66	1.1	10.80%
天然气分布式能源	0.029	0.15	38.91%
电力总量	15.3	20	5.50%

资料来源：规划文件，中信建投证券研究发展部

交通运输：油气价差扩大，助力天然气汽车发展

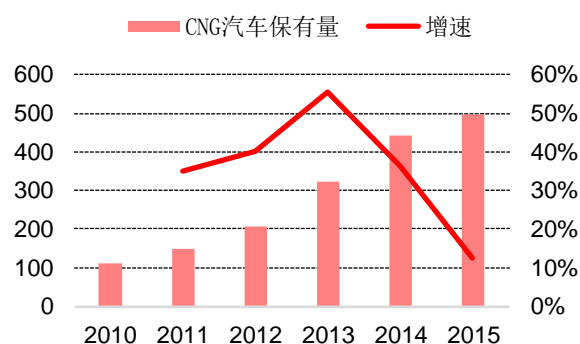
中国天然气汽车保有量居世界首位。20世纪80年代末至21世纪初，中国天然气汽车先实现了从无到有的突破，随后经历了从有到多的跨越，在20多年时间里稳步增长至100万辆，2010年以后更是进入爆发式增长时期。2010年至2015年，中国天然气汽车保有量从110万辆迅猛发展至约500万辆（其中LNG汽车约20万辆），年均增长率超过40%，成为全世界天然气汽车保有量的第一大国。与汽油和柴油相比，天然气单位热值更高，且燃烧产物主要为水和二氧化碳，几乎不含硫化物、氮氧化物和铅，对环境污染（雾霾和温室气体）更小。相对于电动汽车等其他新能源汽车，天然气汽车在整车技术成熟度、续航里程、安全性、冷启动等方面表现更加出色。

图 53: LNG 汽车保有量增长 (万辆)



资料来源: wind, 中信建投证券研究发展部

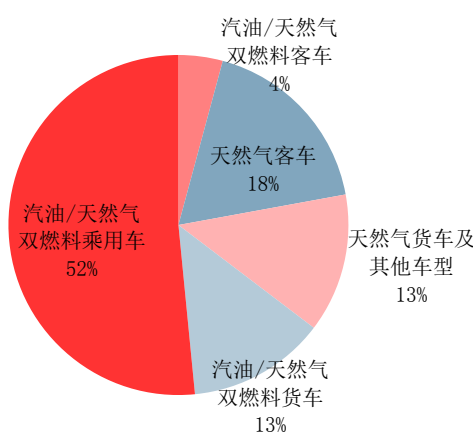
图 54: CNG 汽车保有量增长 (万辆)



资料来源: wind, 中信建投证券研究发展部

天然气汽车生产以混合动力车为主。从生产的天然气汽车类型上看，既能以汽油又能以天然气提供动力的双燃料车型占了绝大多数，其中又以小型乘用车为主。纯天然气汽车则以LNG客车和LNG卡车等营运类车辆为主。2012年至2016年3月，中国累计生产5种天然气车型88.35万辆。其中，双燃料乘用车占比一半以上，再就是双燃料货车、天然气客车和天然气货车，占比都在13%至18%之间，双燃料客车的比例仅4.2%。

图 55: 2012-2016 年间生产天然气汽车类型占比



资料来源: 中国石油新闻中心, 中信建投证券研究发展部

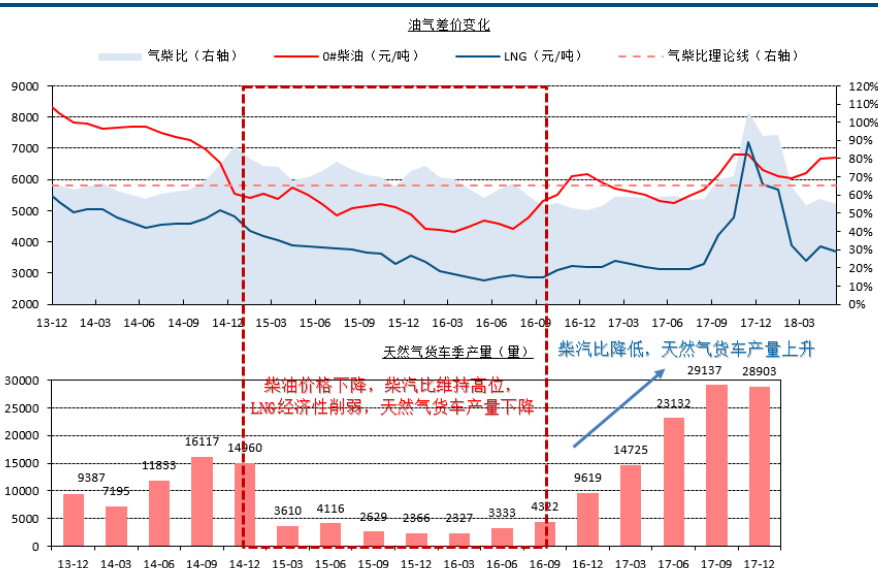
CNG 汽车中出租车和家用轿车占比较高，LNG 汽车中重卡和公交车占比较高。以城市出租车和家用轿车为代表的 CNG 小型乘用车，安全环保，易于“油改气”，成本也较低。中国汽车研究中心的实验结果显示，与京 V 标准中的限值相比，燃用 CNG 时的总碳氢排放降低 34%，非甲烷碳氢排放降低 50%，一氧化碳排放降

低 70%，氮氧化物排放降低 80%，颗粒物(PM)排放降低 83%。经济性方面，以北京市出租车日行驶 350 公里计算，比较 CNG 和汽油作为燃料时的经济效益（基于今年 3 月时北京市的价格水平），CNG 出租车的燃料成本仅为汽油车的 45%；每天燃料成本节省 85 元，按年运营时间 350 天计算，每年可以节省燃料成本接近 3 万元。且出租车改装只需要几千元至 1 万元，采用 CNG 燃料汽车相对于汽油车大幅度降低了车辆的运营成本。另一类以大货车和城市公交车为代表的 LNG 汽车，续航里程长，适合重负荷的长途运输或商业运营。LNG 是经加压降温而得到的液体，能量密度大。同样的钢瓶容积，LNG 车用瓶装载的天然气是 CNG 储气瓶的 2.8 倍以上，这使 LNG 汽车续航里程长。由于 LNG 液化时会清除大量杂质，LNG 中重金属、苯、硫等有害物质含量低于 CNG，燃烧后的排放效果要优于 CNG。

天然气汽车保有量增速放缓，经济性与油价紧密挂钩，油价回升利好天然气汽车产业。在经历 2010 年至 2014 年的高速增长后，天然气汽车产量 2015 年开始大幅下跌。包括新车和改装车在内，天然气汽车保有量增速从过去 5 年的年均 43% 骤降至 9%；年度新车产量甚至出现了负增长，从 2014 年的 27.7 万辆降至 2015 年的 19.1 万辆。天然气汽车的经济性与油价紧密挂钩，油价暴跌对天然气行业造成的打击延续至天然气汽车行业。当油价处于 100 美元/桶以上的高位时，天然气汽车经济优势明显，产业发展较快。然而随着油价暴跌，天然气相对汽柴油的经济性明显减弱。在 2014 年夏季油价开始暴跌以前，单位热值的 CNG 价格仅为汽油价格的 60% 左右；而在此之后，这一数据一度高达 80%。直到 2015 年 11 月国家发改委下调天然气价格，价格比才重新跌至 50% 以下，CNG 对于汽油的经济性也才再度显现。

类似地，2014 年 11 月之前，单位热值 LNG 的全国平均价格不足 0 号柴油全国平均价格的 50%。随着油价暴跌，这一数据随之飙升，最高时达到 63%。在 LNG 资源较少、加气站网络不够健全的西南地区，这一数据甚至高达 90% 以上。也就是说，这些地区的 LNG 汽车相对柴油车，根本已无任何经济性可言，而且还要额外承担初次采购时多出的 8 万元至 10 万元费用。LNG 重卡车由于更加重视经济性，产业所受打击更甚 CNG 汽车。2017 年末至 2018 年年初以来，原油价格结束低位运行，开始全面回升，利好天然气汽车产业重新恢复增长率。

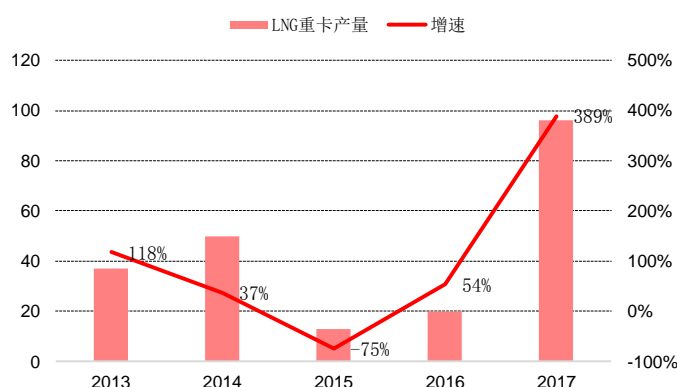
图 56：油价回升，柴汽比降低，利好天然气汽车发展



资料来源：Wind，中信建投证券研究发展部

LNG 重卡车受益于油价上行，2017 年增速暴涨。LNG 重卡车在 2014 年产销高峰后，受国际原油价格大幅下跌的影响，国内天然气和成品油价差较小，进入 2015 年后，我国 LNG 重卡车产销量迅速下滑，全年累计销量仅 12000 余辆，同比下降 75.3%。2016 年以来，油价结束低价运行，LNG 重卡产销量开始明显改善，2017 年 2 月开始 LNG 重卡车产量增速迅猛抬头，2 月产量同比增速为 927%，2017 年 LNG 重卡产量相比 2016 年增长 389%，造成这一结果一方面是由于 2015 年的行业整体下滑导致产量基数较低，另一方面是受益于自 2016 年开始的油价回升。

图 57：LNG 重卡车产量增长情况



资料来源：中国商用汽车网，中信建投证券研究发展部

制约因素逐步解除，LNG 船舶具有远期发展前景。我国 LNG 动力船起步较晚，由于新建 LNG 动力船成本和技术要求较高，我国普遍以改造为主，使用 LNG 和柴油混合动力。2010 年我国首艘 LNG 柴油混合动力船成功下水，至今完成改造的船舶接近 200 艘，积累了丰富的“油改气”经验。截至 2016 年底，我国用于内河运输的 LNG 动力船舶保有量约 106 艘，其中改造船舶 37 艘，新建船舶 69 艘，但实际运营中的船舶仅 30 艘左右。目前制约 LNG 船舶行业发展的因素主要有三点：1) LNG 动力船改造费用高昂，约 100 万/艘；3) 油价价差差距不明显，LNG 经济型无法彰显；3) 船舶用 LNG 加注站建设情况不理想，目前我国内河正常使用的 LNG 加注站只有 3 座，LNG 船加注困难。值得注意的是，以上三点制约因素正逐渐解除，LNG 动力船改造将纳入政府补贴项目，油价上行重新凸显 LNG 船经济性，“十三五”规划中重点提出船用 LNG 加注站的建设目标，在 2020 年新增超过 200 座 LNG 加注站。交通运输部在《推进水运行业应用液化天然气的指导意见》中提出，到 2020 年，内河运输船舶能源消耗中 LNG 的比例需达到 10% 以上。《中国天然气发展白皮书》预计 2020 年实现气化船舶 6 万艘，到 2030 年实现气化船舶 8 万艘，LNG 动力船远期发展空间巨大。

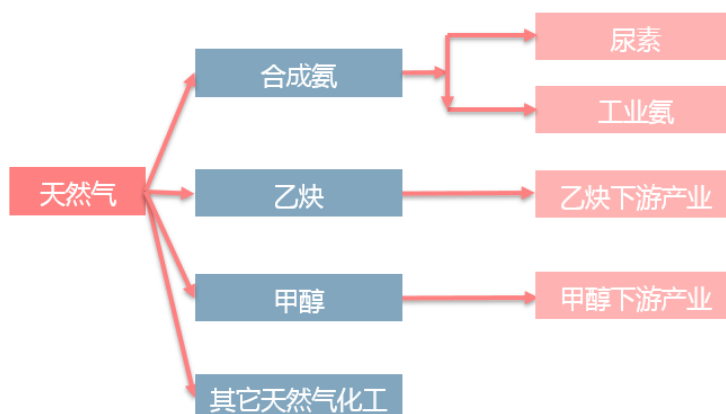
天然气化工：短期内不具备成本优势，保持平稳发展

全球范围内天然气化工在美国、苏联、加拿大等具备资源的国家有发展优势。目前全球约有 50 个国家不同程度地发展了天然气化工，天然气化工比较发达的国家有美国、苏联、加拿大等。美国发展天然气化工最早，产品品种和产量居首位；20 世纪 70 年代中期苏联调整了化学工业政策，加速发展天然气化工生产，在西伯利亚天然气产区新建生产装置，大规模应用于合成氨、甲醇和乙烯、二硫化碳，其天然气化工产品产量仅次于美国；加拿大有丰富的天然气资源，用于合成氨、尿素、甲醇和乙烯的生产。

中国气头化工天然气消费量约占 13%，主要以氮肥、甲醇、乙炔生产为主。中国天然气化工始于 20 世纪 60 年代初，现已初具规模，主要分布于四川、黑龙江、辽宁、山东、台湾省等地。中国天然气主要用于生产氮

肥，其次是生产甲醇、甲醛、乙炔、二氯甲烷、四氯化碳、二硫化碳、硝基甲烷、氢氰酸和炭黑以及提取氦气。70年代以来，已兴建多座天然气和油田伴生气为原料的大型合成氨厂，以及一批中、小型合成氨厂，使全国合成氨生产原料结构中，天然气所占的比例约达到30%；同时还兴建了天然气制乙炔工厂，以制造维尼纶和醋酸乙烯酯，乙炔尾气用于生产甲醇。采用天然气热氯化法生产二氯甲烷以供感光材料工业作溶剂。

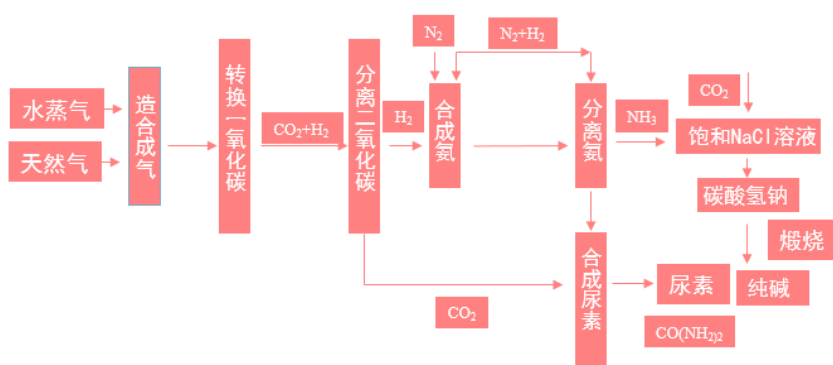
图 58：气头化工产业链示意图



资料来源：中信建投证券研究发展部整理

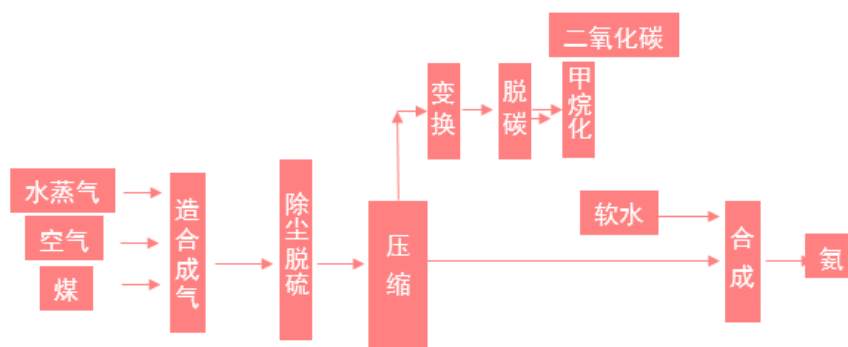
化工用气量短期内保持平稳，远期或有发展空间。由于国家对化工天然气价格调整，优惠补贴政策相继取消，天然气制尿素、纯碱和甲醇的成本抬高，失去竞争优势。以尿素行业为例，2016年由于尿素成本抬高，产品价格下降，行业盈利空间变窄，落后产能得以淘汰，行业供需关系有所缓解。尽管气头尿素成本较高，并不具有竞争优势，但在国家进行供给侧改革，严格限制尿素新增产能以及尿素面临国内刚需和出口需求的情况下，尿素价格回升，气头尿素开工率有所提高，化工用气也有望保持平稳。短期内，除天然气制氢项目因具有较高价格承受力而继续发展外，包括天然气制甲醇等项目在内的其余大部分天然气化工项目由于成本问题缺乏吸引力；长期来看，目前世界上80%的合成氨，90%的甲醇用天然气为原料，在美国75%以上的乙炔以天然气为原料生产，如果大规模低成本气源成为现实，我国天然气化工仍具有一定增长空间。

图 59：天然气制合成氨工艺流程



资料来源：CNKI，中信建投证券研究发展部整理

图 60：煤制合成氨工艺流程



资料来源：CNKI，中信建投证券研究发展部整理

表 18：天然气合成氨成本测算

原料	每吨合成氨单耗	单位	单价	成本
天然气	885	立方米	2	元/立方米 1770
动力电	1200	千瓦时	0.6	元/千瓦时 720
蒸汽	0.931	吨		
冷却水	337.6	吨	0.2	元/吨 67.52
总成本				2557.52

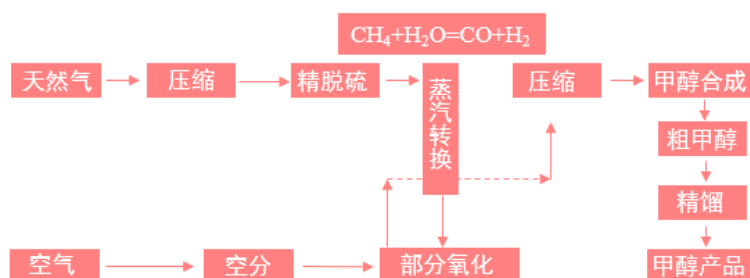
资料来源：CNKI，中信建投证券研究发展部整理

表 19：煤制合成氨单位成本测算

原料	每吨合成氨单耗	单位	单价	成本
无烟煤	1.483	吨	1178.5	元/吨 1747.72
纯碱	0.007	吨	2019	元/吨 14.13
缓蚀剂（固体）	0.001	吨	9401.7	元/吨 9.40
脱硫剂	0.017	吨	239.32	元/吨 4.07
动力电	1200	千瓦时	0.6	元/千瓦时 720.00
蒸汽	400	千克		
总成本				2495.32

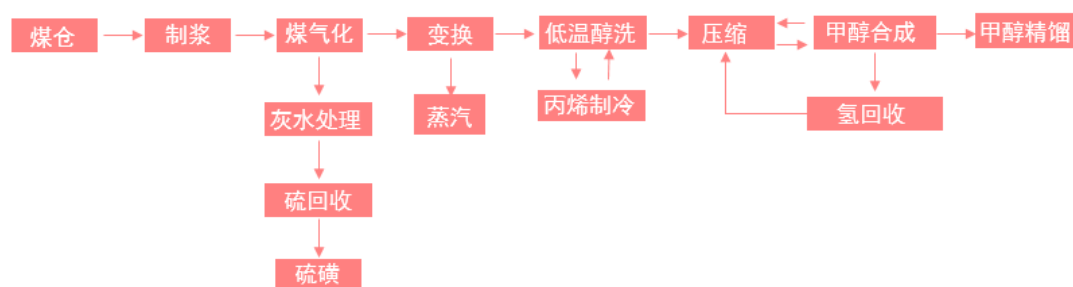
资料来源：CNKI，中信建投证券研究发展部整理

图 61：天然气制甲醇工艺流程



资料来源：CNKI，中信建投证券研究发展部整理

图 62：煤制甲醇工艺流程



资料来源：CNKI，中信建投证券研究发展部整理

表 20：天然气制甲醇成本测算

原料	每吨甲醇单耗	单位	单价	成本	
天然气	1050	立方米	2	元/立方米	2100
动力电	80	千瓦时	0.6	元/千瓦时	48
蒸汽	400	千克			
脱盐水	5	吨	0.35	元/吨	1.75
冷却水	200	吨	0.2	元/吨	40
触媒及化学品					15
总成本					2204.75

资料来源：中信建投证券研究发展部整理

表 21：煤制甲醇成本测算

原料	每吨甲醇单耗	单位	单价	成本	
无烟煤	1.38	吨	1178.5	元/吨	1626.33

请参阅最后一页的重要声明

动力电	256.6	千瓦时	0.6	元/千瓦时	153.96
蒸汽	0.931	吨			
冷却水	337.6	吨	0.2	元/吨	67.52
触媒及化学品					46.4
总成本					1894.21

资料来源：中信建投证券研究发展部整理

表 22：不同制氢路线成本测算

成本项目	煤制氢/元 t ⁻¹	天然气制氢/元 t ⁻¹	干气制氢/元 t ⁻¹
原材料	4530	9103	9035
辅助材料	89	100	76
燃料及动力	3731	2982	5294
直接工资	149	149	149
装置投资	2622	1109	1109
成本合计	11121	13443	15663
扣除副产品	-446	0	-969
单位生产成本	10675	13443	14694
单位生产成本/元 m ⁻³	0.96	1.21	1.32

资料来源：中信建投证券研究发展部整理

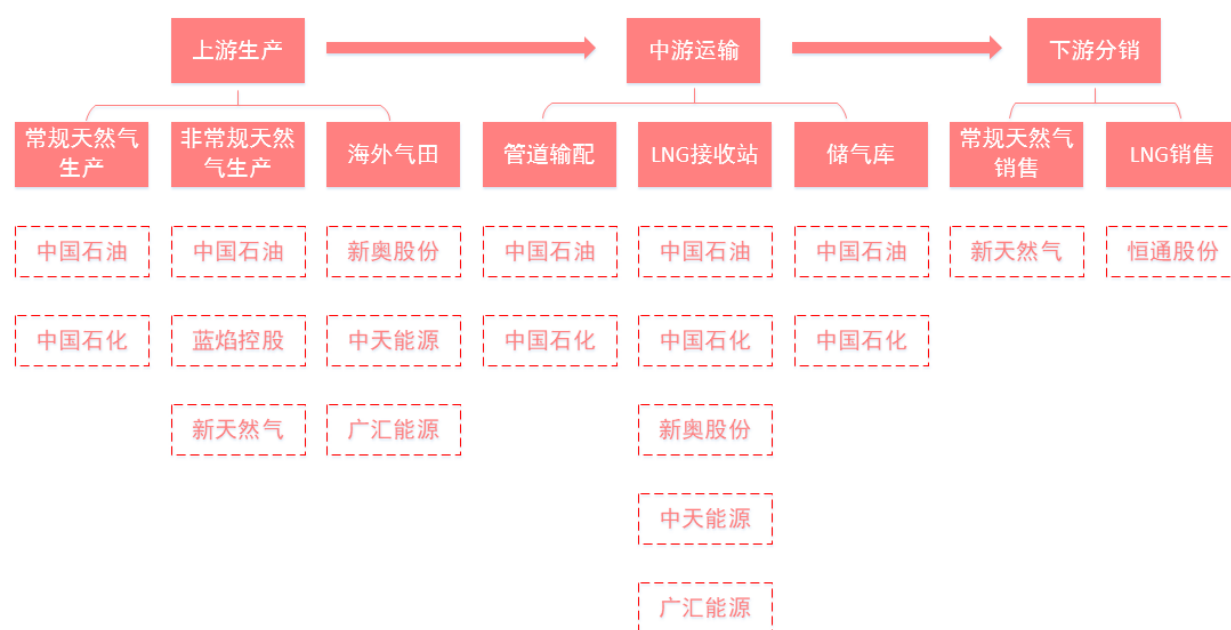
投资建议

综上所述，相较于煤和石油两种传统化石能源，天然气具有清洁环保、安全性高、燃烧效率高等特点，近年来发展备受关注，需求增长潜力巨大。由于“富煤，贫油，少气”的资源禀赋特征，2017年天然气在中国一次能源消费中的占比仅为6%，远低于世界24%的平均水平；作为空气污染最主要来源的煤炭，在一次能源消费中的比例高达60%。提高以天然气为代表的清洁能源使用占比，是发达国家大气污染治理的成功经验。近年来，政府方面相关政策高频率落地，从顶层设计层面敦促能源结构升级，提高天然气使用比例，天然气需求增长是大势所趋。

整个天然气产业链处于快速发展之中。1) **上游气源**：2017年我国天然气消费量达2426亿方，同增15.3%。其中国产气1480亿方，+8.2%；进口气946亿方，+26.9%，对外依存度由2015年的28%提升至37%，未来海外气源将成为需求增长的强有力支撑，LNG进口发展势头迅猛。2) **中游运输**：目前中国已经具备初步覆盖全国的天然气管网，作为行业发展的基础设施，管网建设将保持高速增长；LNG运输方式经济灵活，是管网运输的有力补充；储气库建设在加速推进，将成为解决“气荒”的有力措施。3) **下游消费**：我国天然气下游消费集中在工业燃料、城市燃气、发电、化工、交通运输五大领域，在城市化率稳步提升、能源结构升级强力推进、低成本气源得到保障、燃气管网逐步形成的大背景下，天然气消费将保持强劲增长。

未来中国天然气行业发展将进入黄金发展时期，建议关注。标的方面，推荐关注拥有海外天然气资源，集团抢先布局LNG接收站的新奥股份；长期布局天然气上游资源的能源行业巨头中国石油、中国石化；煤层气等非常规天然气优势标的蓝焰控股、新天然气；国内LNG分销及物流龙头恒通股份。

图 63：相关上市公司在天然气产业链所处位置



资料来源：中信建投证券研究发展部

新奥股份——海外气田与 LNG 接收站布局齐头并进，打开成长想象空间

公司拥有煤炭、煤化工、LNG、生物制药和能源技术工程集成服务五大业务板块，目前主要收入来自甲醇、能源工程和煤炭产品。而在天然气领域，公司正积极同时布局海外天然气资源和 LNG 接收站。海外气源方面，16 年公司投资约 46 亿元收购联信创投，间接持有澳洲大型天然气开采公司 Santos 约 10.07% 股份，成为其第一大股东。目前 Santos 资产减值已告一段落，在原油价格回暖的背景下有望充分为公司贡献利润，且公司借此掌握的海外气田资源也为公司带来充分想象空间。同时公司未来有机会嫁接其煤层气开采技术，应用于国内非常规天然气开采。LNG 接收站方面，公司子公司新地工程承建的舟山 LNG 接收站项目是我国首个民营企业投建的 LNG 项目，一期预计接收规模 300 万吨/年，计划 18 年年中投产；二期预计规模 600 万吨/年，计划 20 年投产。项目工程的持续推进将为公司带来可观业绩增量，未来也存在集团将舟山项目整合进公司的可能性。

中国石油——国内最重要天然气生产商，同时受益于原油涨价及天然气价改

公司是我国油气行业最主要的生产商和销售商。在天然气领域，公司业务涵盖天然气勘探、开发、生产、销售。其中生产端，公司及其子公司约占据全国天然气资源的 80%、产量的 70%；输配端，公司及其子公司是约 80% 省级输配管线的运营商，并为跨境管道天然气主要贸易商及 LNG 接收站主运营商，同时也是城市燃气门站的主要运营商之一。当前国际方面原油价格抬涨明显，国际天然气价格也随之提高；国内方面天然气价格改革持续推进，门站价和终端价的逐步放开市场化、门站价实行居民和非居民用气并轨，作为我国天然气主要生产商的中国石油有望受到直接利好。

中国石化——国内第二天然气能源巨头，积极扩展 LNG 接收站业务

公司是中石油外第二家天然气能源巨头。在天然气领域，公司是我国第二大天然气生产商，17年实现天然气产量258.4亿立方米，占全国约17.5%，在国际原油涨价和国内天然气价改的背景下，公司与中石油同样受到直接利好。中游运输方面，公司正着力加强LNG接收站布局。截至17年公司共建成LNG接收站3座、总接收规模900万吨/年，而公司计划在扩建已有接收站规模的同时，新筹建温州、江苏等LNG接收站项目，到2023年计划实现总接收能力达到2600万吨/年，未来带来的业绩增量可观。

蓝焰控股——纯正煤层气标的，有望高度受益于相关业务量价齐升

公司原名太原煤气化公司，16年进行重大资产重组，注入晋煤集团持有的蓝颜煤层气100%股权，现已成为业务涵盖煤层气勘探、生产、销售的A股煤层气第一标的。未来公司有望充分受益于相关业务的量价齐升：量的方面，2017年公司通过招标获得共计4个煤层气探矿权勘察许可证，矿区面积共约610平方公里，公司资源瓶颈因此得以突破；同时公司通豫线等三条外输管线在建，预计新增管输能力90万方/日，未来煤层气产销可期再上台阶。价的方面，目前国内天然气对外依存度近40%，同时“煤改气”等政策使得下游用气需求量持续较快速增长，供需格局预计持续紧张，而公司作为非常规天然气气源开发者，天然气出厂价格不受到政府的直接管制，有望受益于供求紧张导致的煤层气市场价格上涨。

新天然气——拟收购亚美能源进军煤层气开发，有望打通产业链上下游

公司主要从事新疆地区的天然气分销和天然气入户安装业务，在新疆地区竞争优势突出。2018年5月，公司宣布重大资产重组方案，拟以约25亿元收购港股上市公司亚美能源50.5%股权，亚美能源主营业务为山西地区的煤层气勘探、开发和生产，在潘庄、马必共有设计产能15亿立方米/年煤层气项目，17年总产量6.3亿立方米，后续仍有较大增长空间。如收购事项顺利完成，公司将借此切入煤层气资源开发，成为A股又一稀缺煤层气标的，同时有望借此打通天然气上下游产业链，与公司原有业务产生协同。

恒通股份——LNG分销龙头，有力推进全国布局

公司主营业务包括华东地区LNG分销及货物运输等。公司的LNG分销业务主要依托中石化LNG接收站及其它国内液化工厂气源，货源保障相对较强。当前全国天然气供需紧张，伴随北方地区煤改气持续推进，区域内气源紧张难以缓解，公司正迎规模扩张良机。公司已于2018年3月完成定增，募集资金3.91亿元用于实施LNG物流项目等，拟新增LNG运输槽车350辆，较当前规模增长2倍以上，公司LNG运输能力有望因此大幅提升；同时今年中石化年接收能力300万吨的天津LNG接收站已投产，而公司在天津地区已做好市场布局，未来有望借天津LNG接收站气源辐射华北地区，进一步扩充全国布局。

分析师介绍

罗婷：北京科技大学材料加工专业硕士，基础化工行业分析师；6 年化工行业研究经验，专注于从行业供需格局和公司成长性等角度发现和挖掘投资机会。2012 年、2017 年新财富基础化工入围、2017 年首届中国证券分析师金翼奖第一名、万得金牌分析师第二名。

研究助理 于洋：香港大学工学硕士，4 年化工行业工作经验，16 年开始从事卖方研究工作，2017 年新财富环保行业入围团队成员。

研究服务

社保基金销售经理

姜东亚 010-85156405 jiangdongya@csc.com.cn

机构销售负责人

赵海兰 010-85130909 zhaohailan@csc.com.cn

保险组

张博 010-85130905 zhangbo@csc.com.cn

周瑞 010-85130749 zhourui@csc.com.cn

张勇 010-86451312 zhangyongzgs@csc.com.cn

北京公募组

黄玮 010-85130318 huangwei@csc.com.cn

朱燕 85156403 zhuyan@csc.com.cn

任师蕙 010-8515-9274 renshihui@csc.com.cn

黄杉 010-85156350 huangshan@csc.com.cn

王健 010-65608249 wangjianyf@csc.com.cn

私募业务组

李静 010-85130595 lijing@csc.com.cn

赵倩 010-85159313 zhaoqian@csc.com.cn

上海地区销售经理

黄方禅 021-68821615 huangfangchan@csc.com.cn

戴悦放 021-68821617 daiyuefang@csc.com.cn

李祉瑶 010-85130464 lizhiyao@csc.com.cn

翁起帆 wengqifan@csc.com.cn

李星星 lixingxing@csc.com.cn

范亚楠 fanyanan@csc.com.cn

李绮绮 liqiqi@csc.com.cn

薛姣 xuejiao@csc.com.cn

王罡 wanggangbj@csc.com.cn

深广地区销售经理

胡倩 0755-23953981 huqian@csc.com.cn

许舒枫 0755-23953843 xushufeng@csc.com.cn

程一天 chengyitian@csc.com.cn

曹莹 caoyingzgs@csc.com.cn

张苗苗 020-38381071 zhangmiaomiao@csc.com.cn

廖成涛 0755-22663051 liaochengtao@csc.com.cn

陈培楷 020-38381989 chenpeikai@csc.com.cn

评级说明

以上证指数或者深证综指的涨跌幅为基准。

买入：未来 6 个月内相对超出市场表现 15% 以上；

增持：未来 6 个月内相对超出市场表现 5—15%；

中性：未来 6 个月内相对市场表现在-5—5% 之间；

减持：未来 6 个月内相对弱于市场表现 5—15%；

卖出：未来 6 个月内相对弱于市场表现 15% 以上。

重要声明

本报告仅供本公司的客户使用，本公司不会仅因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告的信息均来源于本公司认为可信的公开资料，但本公司及研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证本报告所包含的信息或建议在本报告发出后不会发生任何变更，且本报告中的资料、意见和预测均仅反映本报告发布时的资料、意见和预测，可能在随后会作出调整。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成投资者在投资、法律、会计或税务等方面的最终操作建议。本公司不就报告中的内容对投资者作出的最终操作建议做任何担保，没有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。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，据本报告做出的任何决策与本公司和本报告作者无关。

在法律允许的情况下，本公司及其关联机构可能会持有本报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或类似的金融服务。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布本报告。任何机构和个人如引用、刊发本报告，须同时注明出处为中信建投证券研究发展部，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和/或修改。

本公司具备证券投资咨询业务资格，且本文作者为在中国证券业协会登记注册的证券分析师，以勤勉尽责的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰地反映了作者的研究观点。本文作者不曾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收到任何形式的补偿。

股市有风险，入市需谨慎。

中信建投证券研究发展部

北京

东城区朝内大街 2 号凯恒中心 B 座 12 层（邮编：100010）
电话：(8610) 8513-0588
传真：(8610) 6560-8446

上海

浦东新区浦东南路 528 号上海证券大厦北塔 22 楼 2201 室（邮编：200120）
电话：(8621) 6882-1612
传真：(8621) 6882-1622

深圳

福田区益田路 6003 号荣超商务中心 B 座 22 层（邮编：518035）
电话：(0755) 8252-1369
传真：(0755) 2395-3859