



机械制造业

2018.09.16

评级: 增持
 上次评级: 增持

从保供保储出发, 寻找空间大、确定性高投资机会

——天然气设备行业深度

	黄琨 (分析师)	李煜 (分析师)
	021-38674935	010-59312774
	huangkun010844@gtjas.com	liyu015772@gtjas.com
证书编号	S0880513080005	S0880517100001

本报告导读:

本文详细拆解天然气设备市场空间及选股思路, 重点推荐设备投资空间大、确定性高的页岩气勘探开采和 LNG 储罐领域, 重点推荐: 石化机械、杰瑞股份。

摘要:

投资建议: 从设备投资额看, 供气设施 (包括非常规气勘探开发、LNG 接收站以及管道建设) 和 LNG 储罐新增设备支出空间都比较大, 但综合考虑投资落地的确定性, 则优先推荐新增设备投资空间大、确定性高的页岩气开采以及储罐领域。重点推荐: 石化机械 (000852.SZ: 受益天然气开发全产业链投资增加)、杰瑞股份 (002353.SZ: 压裂设备龙头, 优先受益页岩气景气周期); 受益标的: 中集集团 (000039.SZ)、厚普股份 (300471.SZ)、富瑞特装 (300228.SZ)。

多因素驱动, 天然气消费稳步增长。 ①全球一次能源消费中, 天然气占比从 1965 年的 15% 提升到 2017 年的 23%, 而中国仅为 7%, 天然气“十三五”规划要求到 2020 年提升至 10% 左右, 目前提升空间较大; ②国内天然气过去长期实施“双轨制”定价, 居民与工业气价差值可达到 1.2 元/立方米, 降低燃气公司对居民供气积极性, 随着气价市场化机制稳步推进, 无论是供气还是输配气企业激励将大幅增强; ③“煤改气”由原先结果导向转为强调“以气定改”, 17 年底由于天然气供应及储备能力跟不上“煤改气”带来的增量用气需求, 导致发生气价大幅波动的“气荒”, 18 年 9 月国务院发布, 突出供气储气基础设施建设。

从供气设施维度看: 强调自主勘探开采, 加大进口设施投入。 ①自产气方面: “三桶油”累计供应国内 85-90% 的产量, 未来设备供应主要看与“三桶油”绑定的厂商, 从空间上看, 国内常规气储量增量有限, 页岩气储量更加丰富, 未来将是国产气“保供”的重要领域, 根据政策要求, 到 2020 年国产气产量要到 2000 亿方以上, 预计新增页岩气新井 1400 余口, 对应设备支出 180 亿元左右; ②进口气方面: 未来增量需求可能来自中俄管道和美国 LNG 进口。从设备空间上看, 进口设施主要包括 LNG 接收站和管道, 目前在建及扩建 LNG 接收站项目超 660 亿元, 中俄管道气合作明确, 目前已签订每年 380 亿立方米天然气供应合同, 最早 19 年年底开始供气, 中俄东线管道工程正在加紧建设, 确定性更高。

从储气设备维度看: 政策目标明确, 储气打开千亿市场。 ①地下储气库: 根据政策目标, 2020 年我国地下储库储气量达 148 亿立方米, 目前储气缺口为 77 亿立方米, 合计投资额为 150-200 亿人民币, 按照设备投资占比 30% 计算, 带来新增设备增量在 45-60 亿元。②LNG 储罐: 按照 2018-20 年储罐储气缺口 212 亿立方米, 按照储罐投资平均成本 6 元/立方米测算, LNG 储罐投资额约为 1270 亿元, 假设设备支出占比 50-60%, 则设备支出在 635-762 亿元; ③政策补贴: 政策对 LNG 储罐进行最高投资额的 30% 补贴, 激励资本进入 LNG 储罐领域。

风险提示: 补贴取消降低天然气需求、油价下跌降低天然气经济性

相关报告

机械制造业: 《油气勘探景气度持续高涨, 国内晶圆厂产能投资空间巨大》
2018.09.09

机械制造业: 《继续推荐半导体和油服板块, 关注核电主题投资》
2018.09.02

机械制造业: 《重视油气勘探开发支出提升预期的投资机会, 工业机器人景气度阶段性下行》
2018.08.26

专用设备制造业: 《激光器、注塑机、工业机器人等通用设备行业孕育的机遇》
2018.08.20

机械制造业: 《车企向电池延伸利好锂电扩产, 城轨审批强化基建托底预期》
2018.08.20

目 录

1. 投资故事.....	4
2. 用气需求：多因素驱动，天然气消费稳步增长.....	6
2.1. 空间：占比不断提升，预计用气量将保持 15-20% 增长.....	6
2.2. 市场机制：价改推进市场化机制，提高供气积极性.....	6
2.2.1. 气价双轨运行，压制供气积极性、交叉补贴严重.....	6
2.2.2. 价改稳步推进，气价市场化机制基本建立.....	7
2.3. “煤改气”转向：强调“以气定改”，突出基础设施建设.....	9
3. 供气设施：强调自主勘探开采，加大进口设施投入.....	11
3.1. 整体：对外依赖度不断提升，国内外气源需共同发力.....	11
3.1.1. 供给现状：对外依赖度逐年提高，LNG 占比有所提升.....	11
3.1.2. 自产气：“三桶油”合计占比 85-90%，挑起国产气保供大梁.....	12
3.1.3. 进口气：主要由西北和海上通道进口，未来是主要进口增长点.....	13
3.2. 勘探开发：2020 年国内产气量目标 2000 亿方以上.....	16
3.2.1. 国内页岩气可采储量突破万亿方，进一步开发潜力巨大.....	16
3.2.2. 加强非常规气勘探开发，预计新增设备投入 180 亿元.....	17
3.3. 进口设施：LNG 接收站及进口管道建设加快.....	17
3.3.1. 整体看，进口设施主要包括 LNG 接收站及干线管道.....	17
3.3.2. LNG 接收站：在建和扩建超 660 亿元，受限美国出口能力不确定性较大.....	19
3.3.3. 管道：中俄签订 4000 亿美元大单，东线管道工程加快建设.....	23
4. 储气设施：政策目标明确，储气打开千亿市场.....	25
4.1. “气荒”暴露储备能力短缺，政策提出明确目标.....	25
4.1.1. 储气能力短缺是 17 年底气价飙升最现实原因.....	25
4.1.2. 政策强调保储目标，到 2020 年增量空间尚有 2 倍.....	27
4.2. 储存设备：储库投资放开，储备量增长打开千亿投资市场.....	28
4.2.1. 储气库：新增投资需求百亿左右，建设期 7-10 年.....	28
4.2.2. 储罐：新增千亿投资规模，可迅速形成储气能力.....	30
4.2.3. 政策补贴投资额 30%，激励资本进入储气领域.....	31
5. 投资建议及重点公司.....	32
5.1. 投资建议：从投资空间及确定性角度，推荐页岩气开采及储罐领域.....	32
5.1. 石化机械 (000852.SZ)：受益于天然气开发全产业链投资增加.....	33
5.2. 杰瑞股份 (002353.SZ)：压裂设备龙头，优先受益页岩气景气周期.....	34
5.3. 中集集团 (000039.SZ)：LNG 储运设备市占率高，受益储罐投资增加.....	35
5.4. 富瑞特装 (300228.SZ)：LNG 价格波动影响终端需求，积极向储运全产业链开拓.....	35
5.5. 厚普股份 (300471.SZ)：LNG 加注设备龙头，向全产业链 EPC 服务拓展.....	36
6. 风险提示.....	36

6.1. 补贴取消降低天然气需求.....	36
6.2. 油价下跌降低天然气经济性.....	36

1. 投资故事

投资建议：从设备投资额看，供气设施（包括非常规气勘探开发、LNG接收站以及管道建设）和 LNG 储罐新增设备支出空间都比较大，但综合考虑投资落地的确定性，则优先推荐新增设备投资空间大、确定性高的页岩气开采以及储罐领域。**重点推荐：**石化机械（000852.SZ：受益天然气开发全产业链投资增加）、杰瑞股份（002353.SZ：压裂设备龙头，优先受益页岩气景气周期）；受益标的：中集集团（000039.SZ）、厚普股份（300471.SZ）、富瑞特装（300228.SZ）。

用气需求：多因素驱动，天然气消费稳步增长。

从未来空间上看，全球一次能源消费中，天然气占比从 1965 年的 15% 提升到 2017 年的 23%，而中国仅为 7%，天然气“十三五”规划要求到 2020 年提升至 10% 左右，目前提升空间较大；

从市场机制上看，国内天然气过去长期实施“双轨制”定价，居民与工业气价差值可达到 1.2 元/立方米，降低燃气公司对居民供气积极性，随着气价市场化机制稳步推进，无论是供气还是输配气企业激励将大幅增强；

从政策导向上看，“煤改气”由原先结果导向转为强调“以气定改”，17 年底由于天然气供应及储备能力跟不上“煤改气”带来的增量用气需求，导致发生气价大幅波动的“气荒”，18 年 9 月国务院发布，突出供气储气基础设施建设。

从供气设施维度看：强调自主勘探开采，加大进口设施投入

①**当前供给现状**，以 2017 年为例，我国全年天然气表观消费量接近 2400 亿立方米，国内自产天然气 1480 亿立方米，进口天然气 920 亿立方米，其中 LNG 占比为 56% 左右，首次超过管道气；

②**自产气方面**，“三桶油”累计供应国内 85-90% 的产量，未来设备供应主要看与“三桶油”绑定的厂商，从空间上看，国内常规气储量增量有限，页岩气储量更加丰富，未来将是国产气“保供”的重要领域，根据政策要求，到 2020 年国产气产量要到 2000 亿方以上，目前缺口在 520 亿方，预计新增页岩气新井 1400 余口，对应设备支出 180 亿元左右；

③**进口气方面**，2017 年国内进口气四大通道中，来自西北通道（中亚管道气）和海上通道（LNG）占比分别达到 44% 和 51%，未来增量需求可能来自中俄管道和美国 LNG 进口。从设备空间上看，进口设施主要包括 LNG 接收站和管道，目前在建及扩建 LNG 接收站项目超 660 亿元，但从确定性角度看，美国出口设施目前产能尚在建设过程，至少要到 19 年年底才能形成出口能力，不确定性更大，而中俄目前已签订每年 380 亿立方米天然气供应合同，最早 19 年年底开始供气，中俄东线管道工程正在加紧建设，确定性更高。

从储气设备维度看：政策目标明确，储气打开千亿市场

①2017 年城市燃气消费占总消费比重高达 37%，居民冬季供暖需求导致我国天然气消费供需峰谷差大、调峰储备需求较大，2017 年年底“气荒”爆发暴露出国内目前储气调峰能力的严重不足，2018 年新发布的《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》对储气能力建设提出了明确目标。

储气设施主要包括地下储气库和储气罐：

②**地下储气库**：现存 25 座储气库，2017 年调峰量达到 100 亿立方米，约占天然气年消费量的 4%，距世界平均水平 11.4%还有较大的差距。根据政策目标，2020 年我国地下储库储气量达 148 亿立方米，目前储气缺口为 77 亿立方米，合计投资额为 150-200 亿人民币，按照设备投资占比 30%计算，带来新增设备增量在 45-60 亿元。

③**LNG 储罐**：LNG 储罐动用更灵活、建设周期短是地下储库的有益补充储气形式。16 万水立方米（相当于 1 亿立方米气态天然气）大型 LNG 储罐项目为例，建设工期为 30~33 个月，在仅设备相关投资的前提下，平均费用约为 4.8 亿元人民币，单位储气成本为 4.8 元/立方米。按照 2018-20 年储罐储气缺口 212 亿立方米，储罐投资平均成本 6 元/立方米，LNG 储罐投资额约为 1270 亿元，按照设备支出占比 50-60%测算，则设备支出在 635-762 亿元；

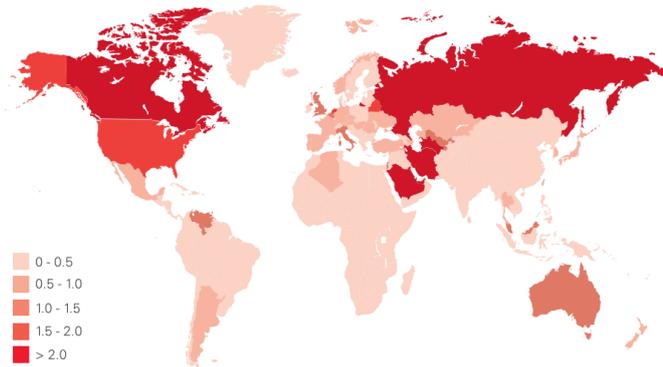
④**政策补贴**：政策对 LNG 储罐进行最高投资额的 30%补贴，激励资本进入 LNG 储罐领域。

2. 用气需求：多因素驱动，天然气消费稳步增长

2.1. 空间：占比不断提升，预计用气量将保持 15-20% 增长

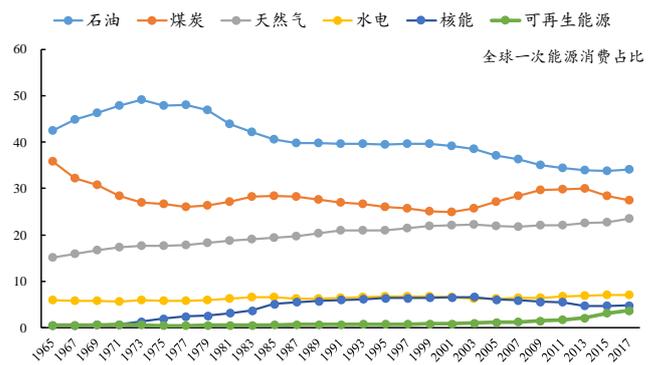
全球范围看，天然气在能源结构中地位逐渐提高。根据 BP 全球能源统计，1965-2017 年天然气占一次能源消费比重从 15% 提升至 23%，石油、煤炭这两种最先使用的化石燃料比重则有所下降，而水电、核能和可再生能源等其他替代能源合计比重仅为 15.5%。我们认为，在可预期的未来，天然气在一次能源中的占比仍将稳定提升。

图 1：17 年世界天然气人均消费量(年均吨油当量)



数据来源：BP

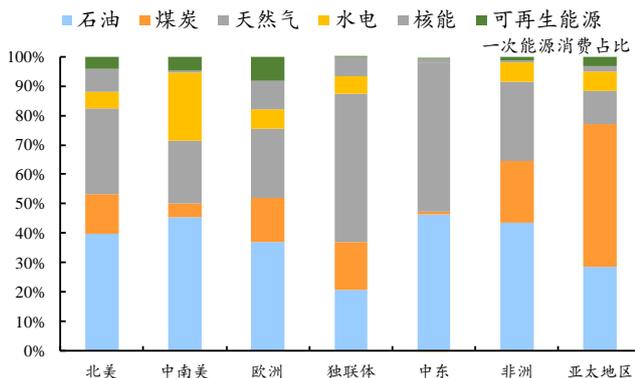
图 2：17 年全球能源消费中天然气占比达到 23.5%



数据来源：BP，国泰君安证券研究

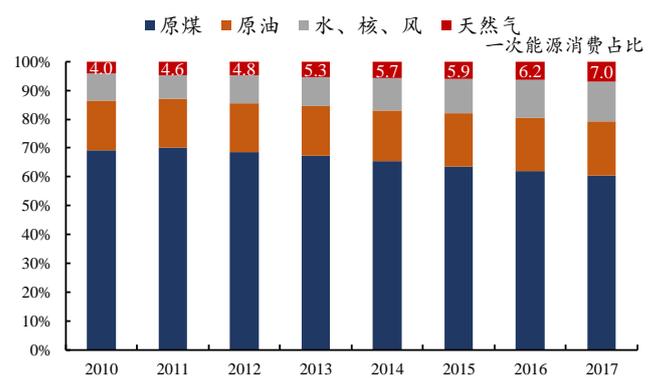
分区域看，亚太天然气消费比重 11%，中国仅为 7%。根据 BP 统计数据，2017 年亚太地区天然气占一次能源消费比重仅为 11.5%，远低于其他地域；而亚太地区内中国天然气消费占比仅为 7%，根据《天然气十三五规划》，到 2020 年天然气消费占比要达到 8.3-10%。

图 3：亚太天然气占一次能源比重远低于其他地区



数据来源：BP，国泰君安证券研究

图 4：17 年中国天然气消费占比为 7%



数据来源：国家统计局，国泰君安证券研究

预计 2020 年前国内用气量保持 15-20% 增长。根据能源消费十三五规划，2016-2020 年能源消费增速年均 2.5% 左右；根据天然气发展十三五规划，2015-2020 年我国天然气占能源消费比重将从 5% 提升至 10%，预计 2020 年前国内用气量保持 15-20% 增长。

2.2. 市场机制：价改推进市场化机制，提高供气积极性

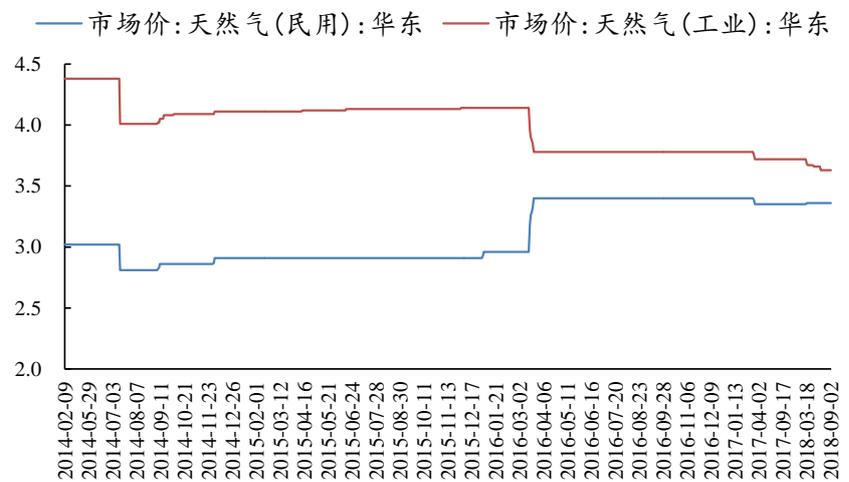
2.2.1. 气价双轨运行，压制供气积极性、交叉补贴严重

我国管道天然气长期实施“双轨”制定价，即居民用气和工业用气价格不同，以华东地区为例，在 2016 年天然气价格并轨措施实施之前，居民用气和工业用气价差达到 1.2 元/立方米。导致两方面问题：

一是降低燃气企业对居民用气的供气积极性，特别在冬季容易发生“气荒”，由于居民气价明显低于工业用气，因此企业往往在分配时偏向工业客户，导致部分地区居民用气出现短缺；

二是交叉补贴严重，与工业用气相比，居民用气用量占比较低，固定成本分摊较高，因此理应价格更高，但长期以来居民用气价格明显低于工业用气，据中国能源网统计，2017 年全国居民用气与非居民用气交叉补贴规模在 160 多亿元。

图 5：价改前居民与工业管道气价差达到 1.2 元/立方米



数据来源：Wind，国泰君安证券研究

2.2.2. 价改稳步推进，气价市场化机制基本建立

根据 13 年 6 月发布的《关于调整天然气价格的通知》，天然气价改的基本思路是理顺天然气和替代能源比价关系，最终完全实现市场化定价机制，气价改革可以整体可以分为三方面：

①**理顺存量气和增量气价格**：调整分三步进行：第一步，13 年 7 月，存量气上调 0.4 元/立方米，增量气与国际市场接轨（13 年调价涉及到存量气 1120 亿立方米，增量气 110 亿立方米）；第二步，14 年 7 月上调非居民存量气门站价 0.4 元/立方米，居民气价不作调整；第三步，增量气价下降 0.44 元/立方米，非居民存量气价上调 0.04 元/立方米，居民气价不作调整，至此存量气和增量气价格理顺完成。

②**调整天然气定价机制**：13 年 7 月发改委发布的《通知》将天然气价格管理从出厂环节调整为门站环节，门站价实行政府指导价，实行最高上限价格管理；15 年 11 月，发改委再次发布《降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》，非居民用气由最高门站价管理改为基准门站价管理，将最高门站价降低 0.7 元/立方米，降低后的最高价作为基准价格，可在上浮 20% 下浮不限的范围内协定价格。

③理顺居民和非居民气价：我国 25 个通气省市区，居民用气门站价格自 2010 年以来一直未作调整，为 1.4 元/立方米左右，不仅低于进口气供应成本，也低于国产气供气成本，17 年“气荒”凸显了居民气价偏低导致的供求矛盾。价改方案调整后，居民气价将最高限价管理改为可浮动的基准气价管理，上浮 20% 下浮不限，第一年基准价上调不超过 0.35 元/立方米，第二年实现居民和非居民气价完全并轨。

图 6：实现居民与非居民气价并轨



数据来源：央视财经

定价机制放开两头、管制中间，突出公用事业属性。由于天然气储存、运输具有极强天然垄断的公用事业属性，因此中间储运价格必须管制。16 年 10 月，发改委发布《天然气管道运输价格管理办法（试行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》，由国家公布具体价格水平改为核定运价率，从监管每条管道，转将管道运输企业作为监管对象，提高效率；16 年 10 月，发改委发布《关于明确储气设施相关价格政策的通知》，规定储气设施企业购销价格由市场形成。

表 1：政策密集落地，天然气价格改革基本完成

时间	文件	内容
2010 年 6 月	《关于提高国产陆上天然气出厂基准价格的通知》	出厂基准价提高 0.23 元/立方米，上浮 10% 下浮不限
2013 年 7 月	《关于调整天然气价格的通知》	起价管理由出厂价改为门站价，实行最高上限价管理
2014 年 9 月	《关于调整天然气价格的通知》	非居民存量气上调 0.4 元/立方米，居民用气不作调整
2015 年 4 月	《关于理顺非居民用天然气价格的通知》	增量气下调 0.44 元/立方米，存量气上调 0.4 元/立方米，居民用气不作调整
2015 年 11 月	《关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》	非居民用气最高限价下调 0.7 元/立方米，成为基准价格，上浮 20% 下浮不限
2016 年 10 月	《天然气管道运输价格管理办法（试行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》	国家公布具体价格水平改为核定运价率
2016 年 10 月	《关于明确储气设施相关价格政策的通知》	储气企业可自主确定销售价格
2017 年 6 月	《关于加强配气价格监管的指导意见》	将城镇燃气配送环节纳入价格监督体系
2018 年 5 月	《关于理顺居民用气门站价格的通知》	居民用气由最高门站价改为基准门站价管理，上浮 20% 下浮不限，实现与费居民气价衔接，此次调整原则上不超过 0.35 元/立方米，一年后适当调治理顺价差

数据来源：国家发改委官网，国泰君安证券研究

2.3. “煤改气”转向：强调“以气定改”，突出基础设施建设

“煤改气”遍地开花，2017年“2+26”城市完成超300万户改造。2016年中央提出要打赢“蓝天保卫战”，17年8月，发改委发布《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》，提出在17年10月底前，“2+26”城市完成“煤改气”、“煤改电”300万户以上。其中，北京30万户、天津29万户、河北180万户、山西39万户、山东35万户、河南42万户；北方地区冬季清洁取暖12个试点城市10月底前取得实质性进展；淘汰4.4万台燃煤锅炉，北京0.15万、天津0.56万、河北1.7万、山西0.97万、山东1.57万、河南0.29万。

表 2: 17年“2+26”城市共完成“煤改气”、“煤改电”300万户以上

省	市	改造规模	“十三五”规划目标	完成时限
北京	北京市	700个村(30万户)、1400个村民公共活动场所、79万平方米农业设施、1500台燃煤锅炉改造	到2020年底，全市平原地区实现平房采暖基本“无煤化”。	2017.10
	天津市	610个村(18.7万户)改造、218家燃煤设施改造、10万户散煤改造、20台供热锅炉改燃或并网	2020年，天然气比例达到11%-15%	2017.10
河北	唐山	5万户	2018年，全省基本完成农村散煤替代和清洁化利用。加快推进城市和县城集中供热。	2017.10
	保定	57万户		2018年前
	廊坊	70万户、33台755蒸吨锅炉		2017.10
	沧州	10万户		2017.10
	衡水	10万户		2017.10
	邢台	10万户		2017.10
	邯郸	10万户		2017.10
	雄安新区	集中清洁能源供暖率达到80%以上		2017采暖季前
	辛集	6000户		2017.10
	定州	3万户		2017.10
山西	太原	11万户		2017.10
	阳泉	完成煤改气5.3万户、22台燃煤锅炉(84蒸吨)改造		2017.10
	长治	11.8万户，其中热电联产2.9万户，煤改气7.9万户；		2017.10
	晋城	7.1万户		2017.10
山东	济南	0.5万户		2017.10
	淄博	5万户		2017.10
	济宁	5万户		2017.10
	德州	5万户		2017.10
	聊城	5.4万户		2017.10
	滨州	完成5.5万户改造		2017.10
	菏泽	10万户		2017.10
	河南	郑州	8万户	

南	开封	4	2017.10
	安阳	5 万户	2017.10
	鹤壁	5 万户	2017.10
	新乡	5 万户	2017.10
	焦作	5 万户	2017.10
	濮阳	4 万户	2017.10
	巩义	1 万户	2017.10
	兰考	1 万户	2017.10
	滑县	0.7 万户	2017.10
	长垣	0.4 万户	2017.10

数据来源：各地环保局文件，国泰君安证券研究

政策补贴助力“煤改气”有效实施。根据澎湃新闻报道，邯郸市永年区住建局副局长冯建昌以河北省某村为例，计算农村进行“煤改气”改造的经济性，政府按每户燃气设备购置安装投资的 70% 进行补贴，每户不超过 2700 元，使用采暖气时，给予每立方米 1 元的气价补贴，每户每年最高补贴不超过 1200 立方米，补贴政策暂行 3 年。一户三四百平米的农户，原来燃煤取暖成本 1800 元左右，按照每户取暖使用燃气 1100 立方米（每天 12-13 立方米*3 个月）计算，每立方米 2.4 元的终端价格加上 1 元/立方米的补贴，则使用天然气取暖的成本为 1540 元，进行改造具有一定的经济性。

国务院最新政策强调“煤改气”要“以气定改”，突出基础设施建设。2018 年 9 月 5 日，国务院发布《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》，提到“煤改气”需要“以气定改”、循序渐进，突出对京津冀及周边地区和汾渭平原等重点区域用气需求的保障。一方面要加大国内勘探开发力度、健全天然气多元化海外供应体系，加快勘探开发及进口设施建设；二是构建多层次储备体系，建立以地下储气库和沿海 LNG 接收站为主、重点内陆地区集约规模化 LNG 储罐为辅、管网互联互通为支撑的多层次储气系统，要求供气企业到 2020 年形成不低于其年合同销售量 10% 的储气能力；城镇燃气企业到 2020 年形成不低于其年用气量 5% 的储气能力，各地区到 2020 年形成不低于保障本行政区域 3 天日均消费量的储气能力。

3. 供气设施：强调自主勘探开采，加大进口设施投入

3.1. 整体：对外依赖度不断提升，国内外气源需共同发力

3.1.1. 供给现状：对外依赖度逐年提高，LNG 占比有所提升

2017 年我国天然气表观消费量 2393 亿立方米，同比增长 14.7%。根据《中国天然气发展报告 2018》，2017 年国内天然气产量 1480 亿立方米，同比增长 8.20%，天然气自给率为 61.6%，较 16 年降低 4pct。其中，常规天然气产量 1339 亿立方米，同比增长 8.1%；页岩气产量 92 亿立方米，同比增长 14.3%；煤层气地面抽采量 49.6 亿立方米、利用量 44 亿立方米，同比分别增长 9.2%和 13.8%。

图 7：国内天然气表观消费量保持 15-20%增长



数据来源：国家统计局，国泰君安证券研究

图 8：国内天然气产量增速在 5-10%左右



数据来源：国家统计局，国泰君安证券研究

天然气对外依赖度持续提升，加大自主勘探开采力度刻不容缓。根据国家统计局统计，截至 2018 年 7 月，我国天然气对外依赖度达到 42.5%，呈现持续提升态势，对国内天然气资源的勘探开发力度增加，保障国内能源供应安全刻不容缓。

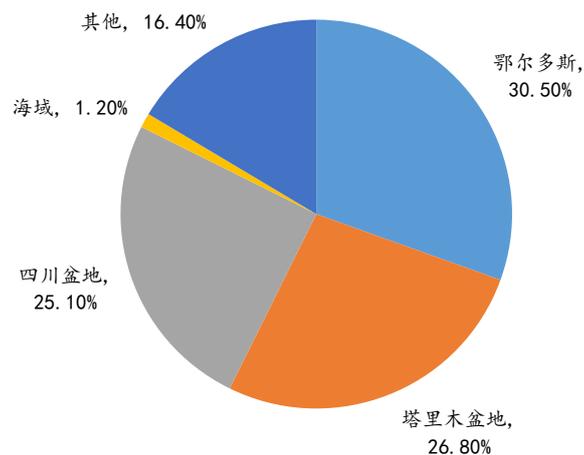
图 9: 截至 18 年 7 月天然气对外依赖度达 42.5%，呈向上扩大趋势



数据来源: 国家统计局, 国泰君安证券研究

3.1.2. 自产气: “三桶油” 合计占比 85-90%，挑起国产气保供大梁
 从区域分布看，鄂尔多斯、塔里木盆地、四川盆地和海域合计供应国内天然气 80% 以上。根据《中国天然气发展报告 2018》，2017 年中国四大产气区分别为鄂尔多斯、塔里木盆地、四川盆地和海域，产量总和 1233 亿立方米，约占全国总产量的 83.6%，其中鄂尔多斯盆地 450 亿立方米(煤层气 11 亿立方米)，占全国产量 30.5%，连续九年为全国第一大产气区；四川盆地 395 亿立方米(页岩气 90 亿立方米)，占全国天然气总产量 26.8%；塔里木盆地 370 亿立方米，占全国天然气产量 25.1%。

图 10: 鄂尔多斯、塔里木盆、四川盆地和海域供应国内天然气 80% 以上

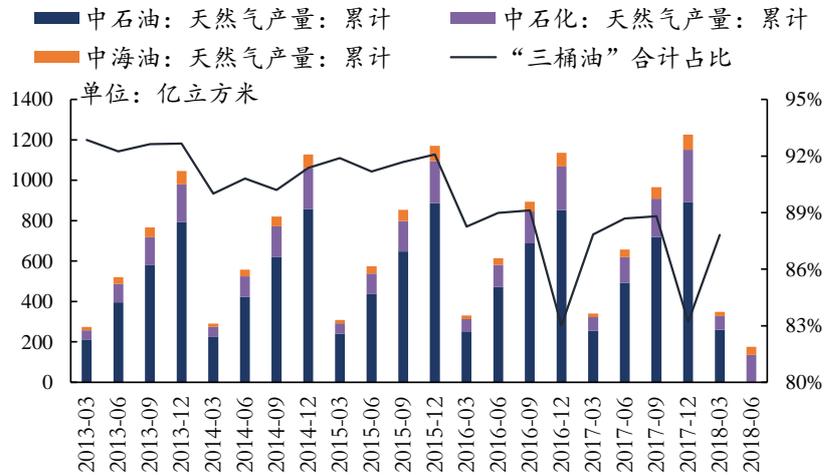


数据来源: 《中国天然气发展报告 2018》，国泰君安证券研究

从公司分布看，中石油、中石化、中海油合计供应国内天然气产量的 85-90%。根据“三桶油”公司公告，2017 年中石油、中石化、中海油天然气产量分别为 892.8 亿立方米、258.4 亿立方米和 75.1 亿立方米，分别占国内天然气总产量的 60.6%/17.5%/5.1%，合计占比达到 88.8%，

虽然由于一些民营气田的开发，“三桶油”产量占比有所降低，但仍然处于较高位置，国内天然气的勘探开发任务主要落在“三桶油”身上。

图 11: “三桶油”合计供应占国内天然气总产量的 85-90%



数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

注: 中石油 2018 年半年报未披露天然气产量

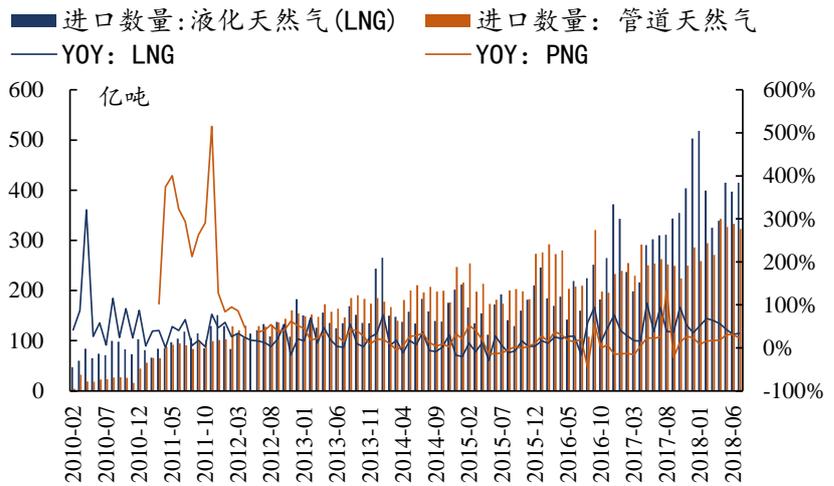
表 3: 2017 年国内十大气田

油田名称	经营公司	天然气产量(亿立方米)	
		2017	2016
长庆油田	中石油	369.43	365.02
塔里木油田	中石油	253.27	235.6
西南油气田	中石油	210.2	195
青海油田	中石油	64	
大庆油田	中石油	40.1	35
新疆油田	中石油	28.4	28.5
中原油田	中石化	80	
中石化西南油气田	中石化	60.7	
江汉油田	中石化	60.04	50
华北油田	中石化	37.24	35.6

数据来源: 各公司公告, 国泰君安证券研究

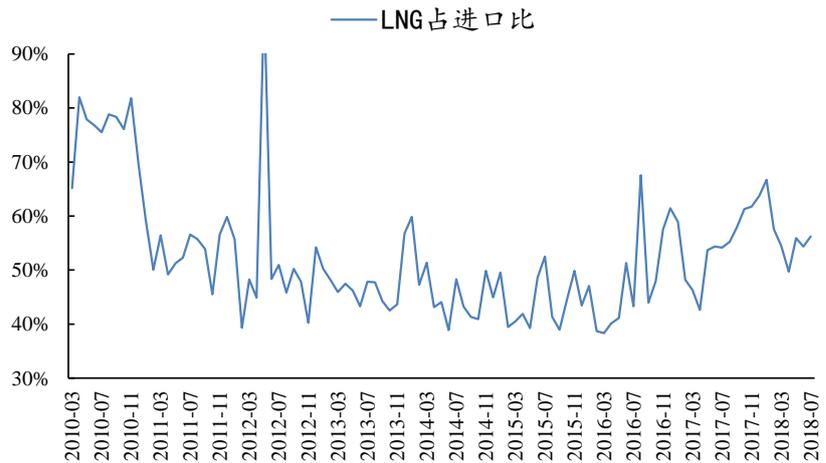
3.1.3. 进口气: 主要由西北和海上通道进口, 未来是主要进口增长点
从进口气结构看, LNG 进口于 2010 年左右, 彼时进口管道尚未通气, 而 LNG 进口不需要建立大的管道工程, 因此初始 LNG 几乎占到进口气的全部, 到 2011 年主要进口气管道通气, 管道气进口量爆发, LNG 进口占比降到 40-50%。近年来由于美国页岩气爆发式增长, 海上 LNG 价格有所降低, 因此 LNG 占比有提升趋势。2017 年国内进口天然气总量 6857 万吨, 其中管道气 3043 万吨, LNG 3813 万吨, LNG 进口量首次超过管道气。

图 12: LNG 和管道气进口爆发始于 2010 和 2011 年



数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

图 13: 目前 LNG 占进口天然气比重在 50-60%左右



数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

国内天然气进口主要经由四大通道进口:

西北通道: 中亚天然气管道, 主要来自土库曼斯坦、乌兹别克斯坦, 每年自新疆霍尔果斯进入国内管网, 中亚的天然气价格相对便宜, “一带一路”倡议对天然气供给意义重大;

东北通道: 中俄天然气管道, 2014 年中俄签订长达 30 年、年输气量 380 亿立方米的长协大单, 但总体来说, 俄罗斯进口气价还是偏高的;

海上通道: 主要是海上 LNG 进口, 目前以澳大利亚、卡塔尔、印度尼西亚以及马来西亚为主;

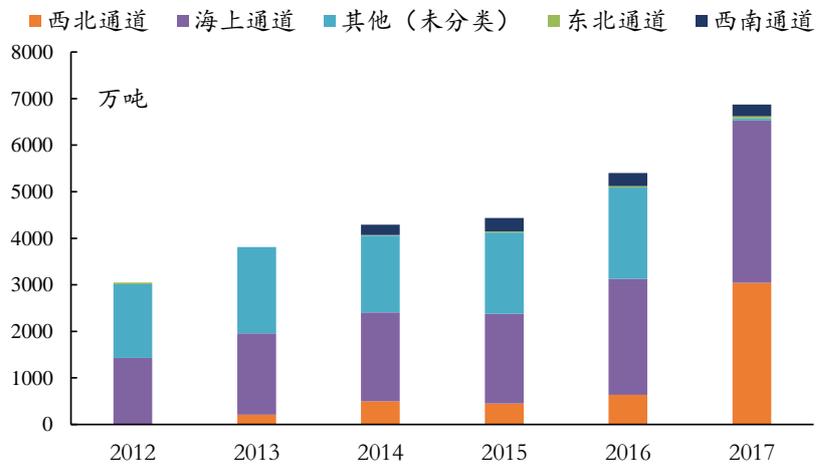
西南通道: 中缅管道, 海上进口的 LNG 有很大一部分来自中东, 需要穿越马六甲海峡, 一旦局势紧张, 海上 LNG 进口渠道有可能被切断, 因此中国在西南地区开辟一条油气大动脉, 每年向国内输送 120 亿立方米天然气。

图 14: 国内天然气进口主要经过“四大通道”



数据来源: 中国能源网, 互动百科

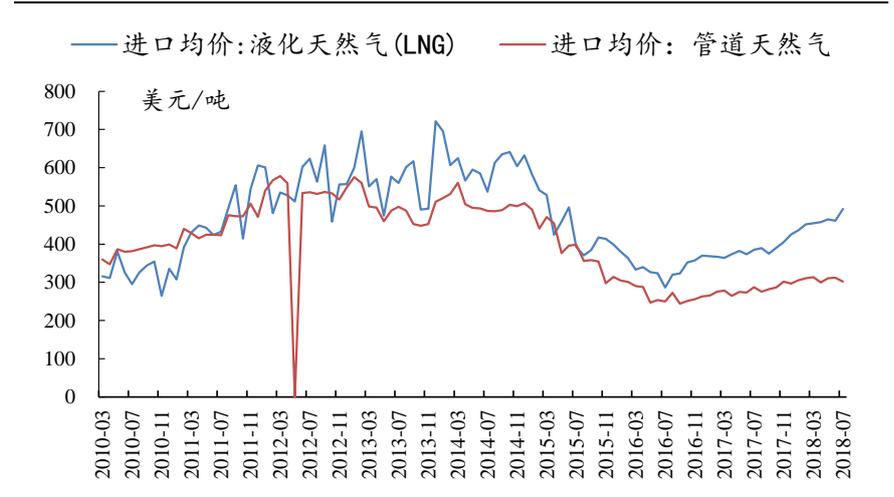
图 15: 国内天然气进口主要经由海上和西北通道



数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

长期看, 国际天然气价格与原油价格挂钩, 因此天然气进口价与油价相关性较强。且由于 LNG 运费较高, 因此进口价一般高于管道气, 但考虑到 LNG 主要由东南沿海进入国内, 我国主要能源消费市场也是在东部地区, 因此就零售价上说, LNG 往往更有吸引力。

图 16: LNG 进口价格略高于管道气



数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

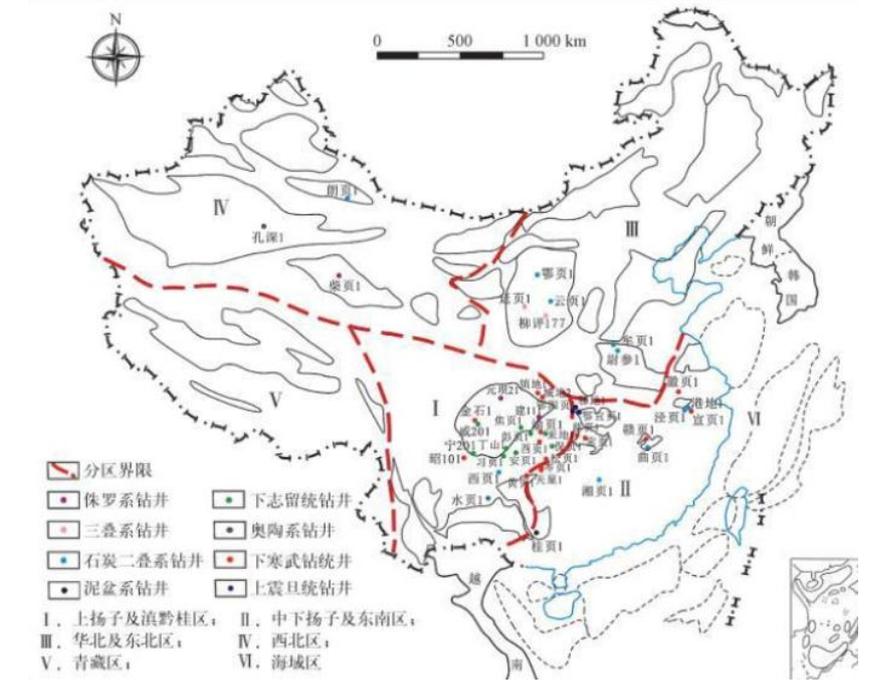
3.2. 勘探开发: 2020 年国内产气量目标 2000 亿方以上

3.2.1. 国内页岩气可采储量突破万亿方, 进一步开发潜力巨大

国内能源矿产储量多数增长, 页岩气涨幅最大, 储量突破万亿方。根据国家自然资源部 9 月 5 号发布的 2017 年全国矿产资源储量情况, 2017 年我国煤炭查明资源储量增长 4.3%, 石油、天然气和页岩气剩余技术可采储量分别增长 1.2%、1.6%、62.0%, 而煤层气则下降了 9.5%。特别在页岩气探查方面取得较大进展, 截至 2017 年底, 累计探明地质储量 9168 亿立方米, 到今年 4 月份已经超过了万亿立方米。2017 年勘查新增探明地质储量超过千亿立方米的页岩气田 2 个, 为四川盆地涪陵页岩气田和威远页岩气田, 其中重庆涪陵页岩气田累计探明地质储量 6008 亿立方米, 成为北美之外最大的页岩气田, 预计今年底将建成年产能 100 亿立方米; 四川威远—长宁地区页岩气累计探明地质储量 1635 亿立方米。

页岩气开发具备规模, 进一步开发潜力巨大。自 2014 年 9 月至 2018 年 4 月, 我国在四川盆地探明涪陵、威远、长宁、威荣 4 个整装页岩气田, 页岩气累计新增探明地质储量突破万亿立方米, 产能达 135 亿立方米, 累计产气 225.8 亿立方米。我国已成为继北美之后又一个实现大规模商业化开发页岩气田的国家。依据国家自然资源部最新评估结果, 全国页岩气有利区的技术可采资源量 21.8 万亿立方米, 目前探明率仅 4.79%, 资源潜力巨大。

图 17: 国内页岩气储量分布及重要页岩气探井 (截至 2016 年下半年)



数据来源: 上观新闻

3.2.2. 加强非常规气勘探开发, 预计新增设备投入 180 亿元

2018 年 9 月 5 日, 新华社报道国务院首次发布促进天然气行业协调稳定发展的指导方针, 报道显示, 国务院日前引发《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》, 为“三桶油”等油气企业设定目标, 到 2020 年年底前国内天然气产量要达到 2000 亿立方米, 而 2017 年全年国内天然气产量为 1474 亿立方米, 距离上述目标还有 520 亿立方米的距离。其中页岩气产量要从目前的 90 亿方增加至 300 亿方, 剩余缺口由常规气补足。

能源咨询机构伍德麦肯兹 (Wood Mackenzie) 发布研究报告称, 要达成 2020 年页岩气产量 300 亿方的目标, 中国需要在 2018 年至 2020 年间新增 120 亿美元的资本开支、钻探新井超过 1400 口。

(注: 伍德麦肯兹的报告预计, 我国 2020 年页岩气产量目标 300 亿方较难达成, 2020 年中国页岩气产量或将达到 170 亿方, 是 2017 年产量的近两倍; 并预测, 2018 年至 2020 年期间, 中国两家页岩气生产商: 中石油集团与中石化集团在四川盆地的页岩气项目将钻探新油井约 670 口, 总成本为 55 亿美元。)

综上, 假设我国 2020 年页岩气产量为 300 亿方, 钻探新井超过 1400 口, 对应 700 亿元资本开支。考虑设备投入约占总投资的 25%, 约 180 亿元设备投资。

3.3. 进口设施: LNG 接收站及进口管道建设加快

3.3.1. 整体看, 进口设施主要包括 LNG 接收站及干线管道

从形式来看, PNG、LNG 适合长距离储运, CNG 主要用于短距离分销。天然气有多种输送方式, 主要包括管道运输 (PNG)、液化天然气运输 (LNG)、压缩天然气运输 (CNG)。3 种运输方式各有优缺点: PNG 是

天然气输送最稳定、有效的方式，但管道投资巨大，当输气规模小而运输距离长时，单位体积天然气输气成本较高；CNG 罐车运输是城镇燃气供应的有效方式，尤其适于小规模市场，但由于 CNG 罐车单车运气量小，受规模和运输距离的限制较大；LNG 罐车运输单车运气量增大，但液化流程复杂，LNG 工厂建设投资大，液化费用高。

表 4: PNG、LNG 和 CNG 是天然气的三种主要储运形式

	运输状态	输气量	运输距离	供气特点	投资额
PNG (管道天然气)	气田取气气态	大 (管道运输)	长	供气安全性较高，但受管道运输量限制冬季供应存在不确定性	高
LNG (液化天然气)	大气压下冷却至约-162℃时由气态转变成液态，其体积约为同量气态天然气体积的 1/600，LNG 的重量仅为同体积水的 45% 左右	大 (LNG 车、船运输)	长	液态运输安全性高，分销灵活性好，主要用于调峰	高
CNG (加压天然气)	天然气加压(超过 3,600 磅/平方英寸)并以气态储存在容器中，与管道天然气的组分相同。	小 (CNG 车运输)	短	压力最高，稳定性较低，单车灵活性好	低

数据来源：《天然气运输方式的适用范围与经济性比较》，国泰君安证券研究

目前我国天然气四大进口通道格局已基本形成，包括从中亚-中国的西北通道，俄罗斯-中国的东北通道，东南亚-中国的东南通道以及缅甸-中国的西南通道。从中亚、俄罗斯、缅甸等内陆地区进来的天然气以管道气 PNG 为主，而东南沿海进口的天然气则以海运 LNG 为主，CNG 因为压缩气态不稳定不适宜长途运输，因此一般仅用于内陆地区小范围分销。

从进气流程上看，从管道进口的气田气体直接通过管网输送给终端用户，进口 LNG 通过海上 LNG 船运送至沿海 LNG 接收站，一部分储存在 LNG 储存库中，一部分输送出去。输送方式有两种：一种是 LNG 经过气化转化为 PNG 或 CNG 状态，就近输入天然气管道或者 CNG 加气站再以气体形式输送给终端用户，另一种则保持 LNG 液体状态通过 LNG 车和 LNG 船直接输送给终端用户。

图 18: 针对气源的不同形态, 需要不同设备支持运输

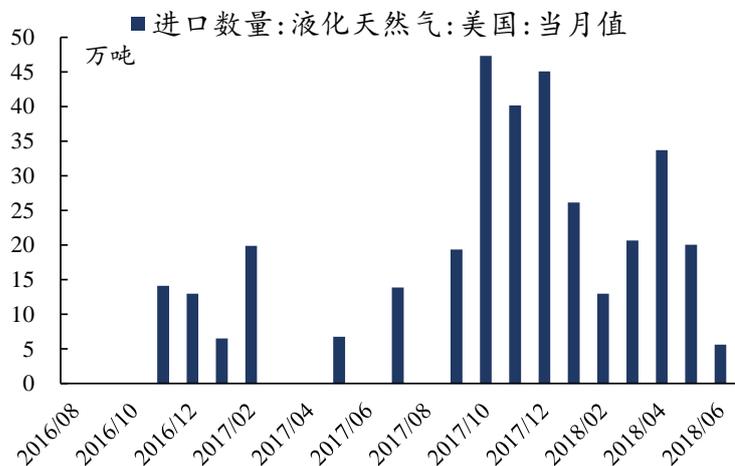


数据来源: 中国能源网, 互动百科, 国泰君安证券研究

3.3.2. LNG 接收站: 在建和扩建超 660 亿元, 受限美国出口能力不确定性较大

中美天然气开始较晚, 贸易量较低。中美之间的天然气贸易开始比较晚, 2016 年 8 月, 中海油广东大鹏 LNG 接收站才迎来第一艘来自美国 SabinePass LNG 货轮, 并且初期交易以现货为主, 而非长期合同。2017 年中国从美国进口的液化天然气总量也仅有 199 万吨 (EIA 统计), 占 17 年我国天然气总进口量的 2.9% 左右, 占 LNG 进口总量的 5.2%, 无论是规模和占比都处于比较低的水平。

图 19: 目前中美天然气贸易量规模较小, 未来弹性较大



数据来源: 国家统计局, 国泰君安证券研究

17年底中美能源贸易升温。2017年11月美国总统特朗普访华期间，中石化获得了进入美国阿拉斯加液化天然气产业的许可，投资意向合同备忘录总价值达到430亿美元，用于开发阿拉斯加地区位于汤姆逊（PointThomson）气田，此外中国能投与西弗吉尼亚州政府签署总额为830亿美元的投资意向合作备忘录，确认未来20年内准入西弗吉尼亚州页岩气以及化工产业。据EIA探测，两地均有非常丰富的LNG储藏。除掉投资意向外，中美还签订了多个LNG长期供应协议备忘录，总价值超过1600亿美元。

首个长协合同落地，但贸易战为中美能源合作蒙上阴影。根据中金网报道，2018年2月中石油与切尔尼公司（Cheniere）签订首个向中国供应美国LNG长期合同，每年最多销售120万吨（约合16.8亿立方米）LNG，部分交付始于2018年，并一直持续至2043年。2018年6月起，美国先后对240亿和160亿美元原产自中国的产品加征25%关税，作为反制，中国先后对340亿和160亿原产自美国的产品加征25%关税，目前已经加税的清单中尚没有LNG（已包含管道天然气），但大概率在后续加税清单中。短期看，中国进口美国LNG规模并不大，加税影响较小，但会影响与美国LNG供给商的进一步合作。

表 7:中美已签订多个 LNG 项目合作协议，总价值超过 1600 亿美元

签约方	主要内容	金额(亿美元)	价格(元/立方米)	开采或购买规模
中国能投与西弗吉尼亚州	合作开发	837		剩余可采储量8000亿方，占美国总储量约1/6
中石化、中投海外、中国银行和阿拉斯加州政府、阿拉斯加天然气开发公司（AGDC）	合作开发	430		汤姆逊点（PointThomson）气田探明储量1万亿立方米，预测储量2万亿立方米
中石油与切尔尼能源公司	LNG 长约购销，2018-2043	110	1.85	每年16.8亿立方米（约120万吨），20年长协
中国燃气与美国 DELFIN 公司	LNG 长约购销（无约束力备忘录）			每年42亿立方米（约300万吨），15年长协
中东石化与美国德克萨斯州 LNG 公司	LNG 长约购销（无约束力备忘录）		2.14	每年14亿立方米（约100万吨），20年长协

数据来源：北极星电力网新闻中心，国泰君安证券研究。注意：按照天然气密度0.7143kg/立方米计算。

美国 LNG 出口设施尚在建设过程，至少到 19 年底形成充足产能。中美之间天然气贸易以海上 LNG 运输为主，不需要进行规模巨大的管道投资，但美国出口设施（包括 LNG 液化站和 LNG 运输车）的产能短缺仍然是主要限制。目前在投产的 LNG 液化站只有 SabinePass（萨宾帕斯）1&2 期，每年液化能力为1800万吨 LNG（相当于122.4亿立方米），而美国2017年 LNG 出口量达到173.7亿立方米，LNG 液化能力基本达到满产，短期难以增加

表 7: 目前美国 LNG 出口设施产能不足 (100 万吨/年)

项目名称	生产线数量	总产能	完成 FID 时间	预计投产时间	位置
厄尔巴岛	10	2.5	2016 年	2019 年	佐治亚州
萨宾帕斯第 5 条线	1	4.5	2015 年	2019 年	路易斯安那州
科珀斯克里斯蒂	2	9	2015 年	2019 年	德克萨斯州
自由港第 3 条线	1	5	2015 年	2019 年	德克萨斯州
自由港第 3 条线	2	10	2014 年	2018 年	德克萨斯州
湾点	1	5.25	2014 年	2018 年	马里兰州
卡梅隆	3	13.5	2014 年	2018 年	路易斯安那州
萨宾帕斯 2 期	2	9	2013 年	2017 年	路易斯安那州
萨宾帕斯 1 期	2	9	2012 年	2016 年	路易斯安那州

数据来源: 中国国际石油化工, 国泰君安证券研究

首批 LNG 液化站集中在墨西哥湾, 运往亚洲费用较高。首批获得最终投资决定 (FID) 的 9 个出口项目, 包括 SabinePass (萨宾帕斯)、Cameron (卡梅隆)、Freeport (自由港)、CorpusChristi (科珀斯克里斯蒂) 和 ElbaIsland (厄尔巴岛) 等, 计划于 2017-2019 年集中投产, 名义产能达到每年 6775 万吨 (相当于 461.9 亿立方米)。虽然缓解产能压力, 但由于美国首批 LNG 液化站基本分布在墨西哥湾, 根据通常航线测算, 美国墨西哥湾至亚洲的运费平均水平在 1.5~2.0 美元 / MMBtu (相当于 0.053-0.071 美元/立方米), 均高于澳大利亚 0.5~0.6、东非 0.8~1.0 和加拿大西岸 0.6~0.8 的运费水平 (美元 / MMBtu)。

表 7: 美国墨西哥湾至亚洲 LNG 运费较高

价格	成本 (美元/MMbtu)
亨利中心 (HH)	4.0-6.0
气损和管输 (15%*HH)	0.6-0.9
液化服务费	2.25-3.5
运费	1.5-2.0
合计	9.25-12.40

数据来源: 中国国际石油化工, 国泰君安证券研究

在建和扩建 LNG 接收站投资额超 600 亿元。根据中国船东协会统计数据, 截止 2018 年 2 月, 我国已建成 LNG 接收站 (含港澳台) 20 座, 其中仍在加建扩建 8 座。中国 LNG 接收站现有规模为 8110 万吨/年, 折合约 1097 亿立方米/年; 在建及扩建 LNG 接收站规模为 3305 万吨/年, 折合约 441 亿立方米/年。LNG 接收站遍及沿海各省区, 广东省项目数量最多, 项目投资主体以“三桶油”领军, 民营企业大步扩张, 多元化格局正在形成。

表 5: 目前在建或扩建 LNG 接收站规模达到 441 万立方米

投产时间	操作单位	省份	项目名称	建设规模 (亿方米/年)	当前进度
2018 年	广汇	江苏	启东 LNG 分销转运站	15	扩建
2018 年	新奥	浙江	舟山 LNG 接收及加注站项目	40	在建

2018年	深燃集团	广东	深圳市 LNG 调峰库工程	7	在建
2018年	中海油	广东	深圳 LNG 接收站	53	在建
2018年	中海油	广西	广西防城港	8	在建
2019年	中天能源	广东	潮州闽粤经济合作区 LNG 储配站项目	13	在建
2020年	协鑫	浙江	浙江独山港 LNG 项目	13	在建
2020年	中海油	浙江	浙江 LNG	40	扩建
2020年	中石油(昆仑能源)	河北	唐山 LNG 接收站	27	扩建
2020年	中海油	天津	天津浮式 LNG 接收终端项目	51	扩建
2020年	中石化	天津	天津 LNG 项目	40	扩建
2020年	中天能源	江苏	江阴液化天然气集散中心 LNG 储配站项目	27	在建
2020年	君安能源	浙江	大麦屿能源(LNG)中转储运项目	27	在建
2022年	中海油	福建	漳州 LNG 项目	40	在建
2023年	台湾中油	台湾	桃园天然气接收站	40	在建
合计				441	

数据来源：中国船东协会，国泰君安证券研究

表 6：目前已投产 LNG 接收站共 20 个，接收能力 1097 亿立方米/年。

一期投产时间	操作单位	省份	项目名称	现有规模 (亿方米/年)	当前进度
1990年	台湾中油	台湾	永安天然气接收站	125	投产
2006年	中海油	广东	广东大鹏	95	投产
2008年	中能	上海	上海五号沟	7	投产
2009年	台湾中油	台湾	台中天然气接收站	42	投产
2009年	中能(中海油)	上海	上海洋山	42	投产
2011年	中石油(昆仑能源)	江苏	江苏 LNG 接收站	139	投产
2011年	中石油(昆仑能源)	辽宁	大连 LNG 接收站	139	投产
2012年	九丰	广东	东莞九丰	17	投产
2013年	中海油	广东	珠海 LNG	49	投产
2014年	中海油	海南	海南 LNG	28	投产
2014年	中石油(昆仑能源)	海南	中油海南 LNG 储备库(二级站)	8	投产
2014年	中石化	山东	山东青岛 LNG	84	投产
2016年	中石化	广西	广西北海 LNG	42	投产
2017年	中海油	广东	粤东 LNG 项目	28	投产
2008年	中海油	福建	莆田 LNG	72	投产
2012年	中海油	浙江	浙江 LNG	42	扩建
2013年	中石油(昆仑能源)	河北	唐山 LNG 接收站	91	扩建
2013年	中海油	天津	天津浮式 LNG 接收终端项目	31	扩建
2017年	广汇	江苏	启东 LNG 分销转运站	8	扩建
2018年	中石化	天津	天津 LNG 项目	8	扩建
合计				1097	

数据来源：中国船东协会，国泰君安证券研究

以中海油 8 月初最新投产的深圳 LNG 接收站为例，深圳 LNG 项目年设计处理规模达到 400 万吨（折合 58.8 亿立方米），投资额为 80 亿元，预计 2018-2020 年确认在建和扩产的 LNG 接收站总体投资额近 665 亿元。

3.3.3. 管道：中俄签订 4000 亿美元大单，东线管道工程加快建设

2017 年，中国天然气进口量 946 亿立方米。其中，管道气通过中亚和中缅管道来自土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、缅甸等，近期还将实现从俄罗斯和哈萨克斯坦增量进口。根据俄罗斯和中石油于 2014 年 5 月签署的为期 30 年的合同，双方约定俄罗斯每年通过“西伯利亚力量”管道，向中国每年供应 380 亿立方米天然气，并最早将于 2019 年 12 月 20 日开始供应。

从管道建设来看，中俄东线天然气管道工程中国境内段起自黑龙江省黑河市中俄边境，止于上海市，途经黑龙江、吉林、内蒙古、辽宁、河北、天津、山东、江苏、上海等 9 省区市，拟新建管道 3170 公里，并行利用已建管道 1800 公里，并配套建设地下储气库。工程按分段核准、分期建设，计划 2019 年 10 月北段（黑河-长岭）具备投产条件，2020 年底全线建成投产。

图 20：2018 年 7 月 6 日，中俄东线管道北段工程主体焊接进度过半



数据来源：LNG 物联网微信号

主干线覆盖大部分省市，中俄东线投产后运力进一步增强。截至 2015 年底，全国干线管道总里程达到 6.4 万公里，一次输气能力约 2800 亿立方米/年，天然气主干管网已覆盖除西藏外全部省份。全国城镇天然气管网里程达到 43 万公里，用气人口 3.3 亿人。

表 7：西气东输管网满载运行，2020 年前中俄东线成为建设重点

管道线	资源地	管道长度 (千米)	建成时间(预计)	供给能力 (亿立方米/年)	
西北通道	中亚 A 线	土库曼斯坦、乌兹别克斯坦边境	1833	2009	150
	中亚 B 线	土库曼斯坦、乌兹别克斯坦边境	1833	2010	150
	中亚 C 线	土库曼斯坦、乌兹别克斯坦边境	1830	2014	250
	中亚 D 线	土库曼斯坦	1000	2020 前	300
西南通道	中缅管线	缅甸	2520	2013	120
东北通道	中俄东线	俄罗斯	4000	2020 前	380
	中俄西线	俄罗斯	尚未建设	2020 后	300

数据来源：互动百科，国泰君安证券研究

请务必阅读正文之后的免责条款部分

目前正在建设的中俄东线，北段已经完成一半，从其最北端黑河至最南端上海不过 3300 余公里，沿线的东三省、北京、山东、江苏和上海，全部都是未来天然气消费的核心区域，市场空间广阔，高气价的承受能力也更强，投产后将增加每年 380 亿方米的运力。

4. 储气设施：政策目标明确，储气打开千亿市场

4.1. “气荒”暴露储备能力短缺，政策提出明确目标

4.1.1. 储气能力短缺是 17 年底气价飙升最现实原因

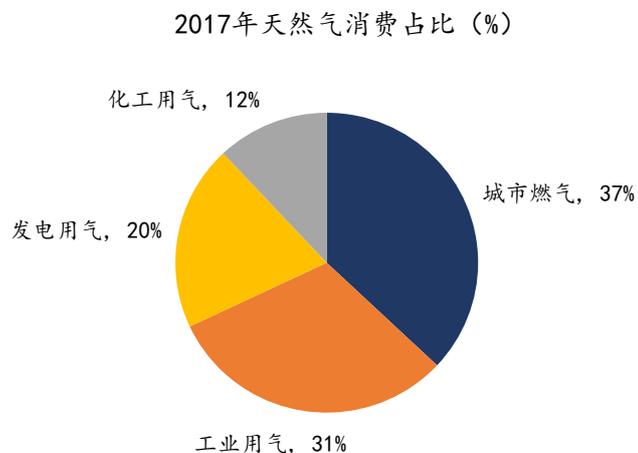
我国天然气消费具有明显的季节性，调峰需求大。我国天然气消费终端主要可以分为城市燃气、工商业用气、发电用气和化工用气，后三者由于是生产性用气，用气量的季节性不显著，而城市燃气由于冬季城镇居民采暖需求，用气量具有明显的季节性，冬季是每年的需求旺季。根据《中国天然气发展报告 2018》统计，2017 年城市燃气超越工业用气成为国内天然气用气需求之首，占比达到 37%；而工业用气和发电用气分别占天然气消费的 31%和 20%。城市燃气消费的高占比导致我国天然气消费供需峰谷差大、调峰储备需求较大，该现象在我国北方地区尤其明显。

图 21：天然气消费具有明显季节性，冬季需求大幅超过平时



数据来源：国家统计局，国泰君安证券研究

图 22：2017 年城市燃气消费占比达到 37%

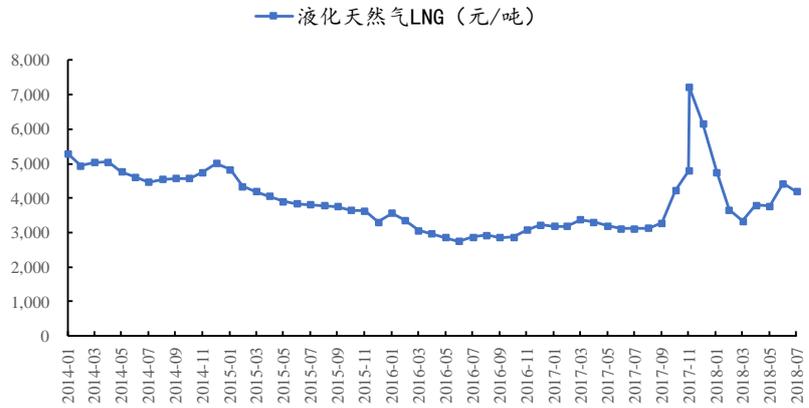


数据来源：《中国天然气发展报告 2018》，国泰君安证券研究

调峰能力欠缺是造成 17 年底“气荒”最现实原因。2017 年冬季全国多

个地区出现严重气荒，为了优先保障居民用气，非居民用气受到限制，LNG 作为调峰储备在管道气供给不足的情况下被燃气运营商大量采购，市场价一路飙升至 7410 元/吨。造成“气荒”主要有三方面原因，我们认为目前国内天然气调峰能力严重短缺是最现实的原因。

图 23: 2017 年底“气荒”LNG 市场价一路飙升



数据来源：国家统计局，国泰君安证券研究

1) “煤改气”政策单纯以结果为导向，导致取暖用气需求猛增。根据《北方地区冬季清洁取暖规划(2017-2021)》统计，截至2016年底，“2+26”涉及六个北方省市天然气取暖面积为14亿平方米，天然气用气量185亿立方米，占六省市天然气用气量36%。2017年是《大气污染防治行动计划》的目标年份，地方政府纷纷加大“煤改气”的实施力度，加上取暖用气占比较高，使得北方地区用气量在冬季猛增。为保证居民用气，LNG供给大幅缩减，导致LNG价格大涨。

2) 中亚进口管道气(西北通道)减供。中国四大天然气进口通道中，中亚天然气管道最为重要，占中国年消耗天然气总量的15%，气源主要来自于土库曼斯坦、乌兹别克斯坦，每年从中国新疆霍尔果斯进入国内。根据统计局数据，2017年中亚地区累计向国内输送管道气387亿立方米，其中土库曼斯坦是中国管道天然气进口第一大国，进口量达269亿立方米，占中国管道天然气进口总量的84.6%。2017年冬季，中亚国家遭遇寒冷天气，土库曼斯坦等中亚国家为确保本国居民用气，违约减量截流每月减供12亿方，攻击力缩减近三分之一，对中国的天然气供应影响巨大。

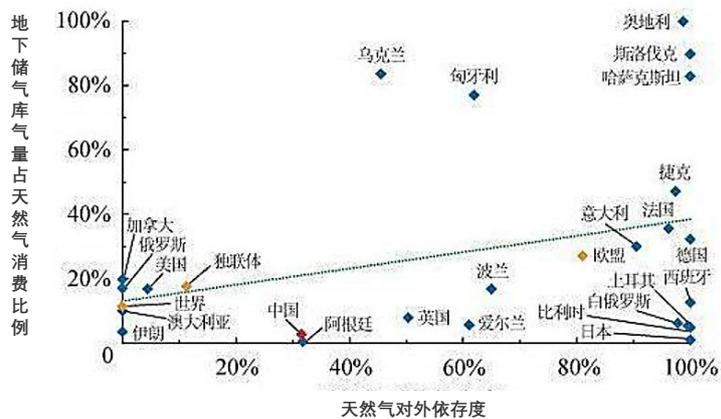
图 24: 2017 冬季土库曼斯坦对国内天然气进口减供



数据来源: 国家统计局, 国泰君安证券研究

3) 国内天然气调峰能力严重短缺。根据 2018 年发布的《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》，截至目前，我国地下储气库工作气量仅为全国天然气消费量的 3%，国际平均水平为 12-15%；LNG 接收站储气罐容占全国消费量的 2.2%（占全国 LNG 周转量的约 9%），日韩为 15%左右；各地方基本不具备日均 3 天用气量的储气能力。2017 年底至 18 年初全国较大范围内出现的天然气供应紧张局面，充分暴露了国内天然气储气调峰能力不足的短板。

图 25: 国内地下储气库储气比很低，与对外依赖度严重不匹配



数据来源: 蓝藻能源

4.1.2. 政策强调保储目标，到 2020 年增量空间尚有 2 倍

2018 年 9 月 5 日，国务院发布《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》，对储气基础设施提出明确目标：

在储气体系方面，建立以地下储气库和沿海 LNG 接收站为主、重点地区内陆集约规模化 LNG 储罐为辅、管网互联互通为支撑的多层次储气系统。

在储气运营方面，统筹推进地方政府和城镇燃气企业储气能力建设，实现储气设施集约化规模化运营，避免“遍地开花”，鼓励各类投资主体

合资合作建设储气设施，鼓励符合条件的市场主体利用枯竭油气藏、盐穴等建设地下储气库。

在储气能力方面，供气企业到 2020 年形成不低于其年合同销售量 10% 的储气能力，城镇燃气企业到 2020 年形成不低于其年用气量 5% 的储气能力，各地区到 2020 年形成不低于保障本行政区域 3 天日均消费量的储气能力。

根据政策规划，2020 年我国储气设施总工作气量将达 360 亿立方米。根据《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》中的政策指引，2020 年总工作气量要达到消费量的 10%。根据统计局数据，2017 年我国天然气消费量为 2373 亿立方米，按照年均 15% 增速，2020 年天然气总消费量在 3600 亿立方米左右，对应储气设施总工作气量需要达到 360 亿立方米左右。其中，根据天然气“十三五”规划，2020 年地下储气库工作量目标为 148 亿立方米，因此可以推算出储罐工作气量约为 212 亿立方米。根据《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》，目前地下储库/储罐工作气量占天然气消费的比重分别为 3%/2.2%，即目前储库和储罐工作气量分别为 71/52 亿立方米，总工作气量为 123 亿立方米，较 2020 年目标尚有 240 亿立方米左右的增量空间。

表 8: 天然气“十三五”规划目标

单位: 亿立方米	2017	2018E	2019E	2020E	年均增速
天然气消费量	2,373	2,729	3,138	3,609	
同比 (%)		15.0%	15.0%	15.0%	
地下储库工作气量	71			148	27.70%
占消费量比例 (%)	3.0%			4%	
储罐工作容量	52			213	60.00%
占消费量比例 (%)	2%			6%	
总储备量	123			361	43.20%
占消费量比例 (%)	5%			10%	

数据来源:《天然气发展十三五规划》,《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》, 国泰君安证券研究

4.2. 储存设备: 储库投资放开, 储备量增长打开千亿投资市场

4.2.1. 储气库: 新增投资需求百元左右, 建设期 7-10 年

我国储气库调峰能力远低于国外。2001 年, 我国首次在大港油田利用枯竭凝析气藏建成了大张坨地下储气库。2017 年, 全国已建成地下储气库 25 座, 其中中国石油 23 座 (盐穴型 1 座, 油气藏型 22 座), 中国石化两座 (盐穴型 1 座, 油气藏型 1 座), 2017 年总工作气量约 100 亿立方米左右, 约占天然气年消费量的 4%, 距世界平均水平 11.4% 还有较大的差距。

表 9: 截至 2017 年我国在役地下储存库合计 25 座

名称	类型	座数	库容量 (亿立方米)	投产年份	运营商
大港库群	油气藏	6	69.6	2000	中石油
金坛	盐穴	1	26.4	2007	中石油

京 58 库群	油气藏	3	15.4	2010	中石油
刘庄	油气藏	1	4.6	2011	中石油
文 96	油气藏	1	5.6	2012	中石化
苏桥	油气藏	5	67.4	2013	中石油
双 6	油气藏	1	41.3	2013	中石油
相国寺	油气藏	1	42.6	2013	中石油
呼图壁	油气藏	1	117	2013	中石油
板南	油气藏	3	10.1	2014	中石油
陕 224	油气藏	1	10.4	2015	
合计		24	410.4		

数据来源：《中国地下储气库业务面临的挑战及对策建议》，国泰君安证券研究

注：虽然国内 25 座储气库库容量达到 410 亿立方米，但由于地下储气库需要注入大量垫底气维持适当压力，油气藏储气库通常注入总容量的 50% 左右的垫底气、含水层储气库注入 80%~90%，盐穴储气库注入 25%，从国内储气库类型看，注入垫底气在 50% 左右，垫底气大部分无法回收利用，因此导致可利用库容占比往往不到 50%，从国内实际情况看，目前工作气量占总库容比例大约为 25% 左右。

根据《中国地下储气库业务面临的挑战及对策建议》统计，全球 66% 的地下储气库工作气量分布在北美、欧盟等地区的发达国家，各国的地下储气库工作气量与管网完善程度、用户消费结构、进口依存度密切相关，一般占年消费量的 13%-27%。由于发达国家管网比较完善，用气结构以发电、燃气为主，对外依存度达到和超过 30% 的国家，工作气量一般达到消费量的 12% 以上，如法国、德国等。天然气对外依存度越高，地下储气库工作气量占消费量比例越大，部分对外依存度超过 50% 的国家工作气量占消费量比例达到 15% 以上，如独联体国家乌克兰、哈萨克斯坦等。

表 10：全球的地下储气库工作气量主要分布在北美、欧盟等地区

地区	储气库数量（座）	工作气量 （亿立方米）	占全球工作气量比 例
北美	480	1488	37.80%
拉丁美洲	1	2	0.10%
欧洲	150	1104	28.10%
亚洲	21	48	1.20%
独联体	50	1190	30.20%
中东	2	60	1.50%
亚太	12	43	1.10%

数据来源：《中国地下储气库业务面临的挑战及对策建议》，国泰君安证券研究

2018-2020 年储气库新增投资规模百亿左右。国内目前的储气库仍以油气藏为主，现存 25 座储气库中 23 座均为油气藏。根据中国石油天然气集团公司咨询中心测算，我国常规油气藏地下储气库的投资成本为 2.0~2.5 元/立方米。2020 年我国地下储库储气工作气量目标为 148 亿立方米，目前缺口为 77 亿立方米左右，合计投资额为 150-200 亿人民币。假设其中勘探、评估、设计、土建等项目的支出占比在 70% 左右，设备支出在 30% 左右，据此推算出的设备空间为 45-60 亿左右。

表 11: 国内枯竭油气藏投资成本为 2-2.5 人民币/立方米

储气设施	欧洲		美国		中国
	欧元/立方米	人民币/立方米	欧元/立方米	人民币/立方米	人民币/立方米
枯竭油气藏	0.6-1.1	5.88-10.78	0.2-0.5	1.96-4.9	2.0-2.5
含水层	0.7-1.1	6.86-10.78	0.3-0.5	3.9-4.9	-
盐穴	0.7-1.3	28.34-32.66	0.4-0.5	3.92-4.9	4.0-6.0

数据来源: 中国石油天然气集团公司咨询中心, 国泰君安证券研究

储气库建设周期较长, 短期难以形成有效补充。储气库对地形有比较高的要求, 前期需要消耗大量勘探人力物力, 立项之后从前期评价到开发简称一般需要经历 7-10 年左右的时间, 短时间无法对国内调峰能力形成有效补充。

4.2.2. 储罐: 新增千亿投资规模, 可迅速形成储气能力

LNG 储罐投资空间大, 可作为储气库的有益补充。储气库的优点是容量大、受气候影响小、安全可靠、供气时间长、“削峰填谷”作用明显, 但缺点在于优质建库资源筛选难度大, 并且建设周期一般需要 7-10 年。LNG 储罐的优点在于动用灵活、多进多出、快速反应能力强、建设周期短并且靠近目标市场、供气相对容易。根据《浅析大型 LNG 储罐建设的经济性》一文, 以 16 万水立方米(按照 LNG 体积计算, 1 立方米 LNG 换算成气态天然气为 625 立方米, 则共 1 亿立方米气态天然气)大型 LNG 储罐项目为例, 建设工期为 30~33 个月, 平均工程建设直接费用约为 4.8 亿元人民币, 单位储气成本为 4.8 元/立方米。如果假设下表中无损检测、储罐保冷、本体安装、设备安装和工艺安装都属于设备支出, 则 16 万水立方储罐设备支出为 2.8 亿左右, 占总投资的 58% 左右。

表 12: 16 万水立方米大型 LNG 储罐建设总成本约为 4.8 亿元

主要工序及结构	16 万水立方米储罐投资 (万元)
地基处理	107
储罐桩基	8622
储罐土建	9583
无损检测	511
储罐保冷	3854
储罐本体安装	18273
储罐设备安装	1369
储罐工艺安装	3870
储罐电气	381
储罐仪表、通信	1429
消防	90
合计	48089

数据来源: 《浅析大型 LNG 储罐建设的经济性》, 国泰君安证券研究

储罐大型化趋势下, 预计储罐平均单位投资成本 4.5-6.5 元/立方米。为按容量分类, 储罐可分为小型 (5~50 水立方米), 常用于民用 LNG 汽车加注点及民用燃气液化站; 中型 (50~100 水立方米) 多用于工业燃气液化站; 中大型 (为 100~10000 水立方米) 适用于小型 LNG 生产装

置;大型(10000~40000水立方米)用于基本负荷型和调峰型液化装置;特大型(40000~200000水立方米)用于LNG接收站。LNG储罐大型化已经成为一种趋势,如今最大的LNG储罐已经有27万水立方米罐容,由韩国KOGAS公司开发设计。开发建设大型储罐最主要的原因,是大型储罐在技术与经济方面存在明显的优势,可在增加有效罐容的同时合理控制储罐的单位建设成本,我国已建或在建的LNG接收站项目中,LNG储罐的主要罐型也是16万水立方米全容式储罐。

按照2018-20年储罐储气缺口212亿立方米,单位投资额6元/立方米进行测算,LNG储罐投资额约为1270亿元,按照设备支出占比50-60%测算,则设备支出在635-762亿元。

表 13: 储罐大型化趋势下, 预计储罐平均单位投资成本 4.5-6.5 元/立方米

容量	用途	预计单位投资(元/立方米)
小型(5-50立方米)	民用LNG汽车加注点及民用燃气液化站	9.5
中型(50-100立方米)	工业燃气液化站	8.0
中大型(100-10000立方米)	小型LNG生产装置	6.5
大型(10000-40000立方米)	基本负荷型和调峰型液化装置	5.0
特大型(40000-200000立方米)	LNG接收站	4.5

数据来源:《浅析大型LNG储罐建设的经济性》,《大型液化天然气储罐的发展研究》,国泰君安证券研究

4.2.3. 政策补贴投资额30%, 激励资本进入储气领域

政策补贴激励资本进入储气行业。18年7月,发改委发布《重点地区应急储气设施建设中央预算内投资(补助)专项管理办法》,提出原则上LNG储罐的投资补助标准不高于储罐总投资(不含征地拆迁等补偿支出)的30%,同时补助额度不得高于2500元/水立方米。发达地区参照上述原则并适当调减补助标准,但最低不低于500元/水立方米,大幅降低LNG储罐投资对企业造成的负担。按照16万水立方米LNG储罐投资额4.8亿进行计算,4.8亿的30%为1.44亿,同时不超过2500*16万=4亿,则最终补助额为1.44亿,可以大幅缓解企业进行LNG储罐投资的压力。

5. 投资建议及重点公司

5.1. 投资建议：从投资空间及确定性角度，推荐页岩气开采及储气罐领域

按照国务院最新文件中对“产供销储”体系的强调，我们认为接下来“保供”、“保储”将成为增量空间最大、投资确定性最高的两个领域，因此我们从供气设施、储气设施两个维度分别测算未来天然气设备投资的增量空间。

从供气设施维度看：

①**当前供给现状**，以 2017 年为例，我国全年天然气表观消费量接近 2400 亿立方米，国内自产天然气 1480 亿立方米，进口天然气 920 亿立方米，其中 LNG 占比为 56%左右，首次超过管道气；

②**自产气方面**，“三桶油”累计供应国内 85-90%的产量，未来设备供应主要看与“三桶油”绑定的厂商，从空间上看，国内常规气储量增量有限，页岩气储量更加丰富，未来将是国产气“保供”的重要领域，根据政策，其中页岩气年产量要从目前的 90 亿方提高至 300 亿方，根据测算需要新增 1400 余口新井开发，带来设备支出 180 亿元左右；

③**进口气方面**，2017 年国内进口气四大通道中，来自西北通道（中亚管道气）和海上通道（LNG）占比分别达到 44%和 51%，未来增量需求可能来自中俄管道和美国 LNG 进口。从设备空间上看，进口设施主要包括 LNG 接收站和管道，目前在建及扩建 LNG 接收站项目超 660 亿元，但从确定性角度看，美国出口设施目前产能尚在建设过程，至少要到 19 年年底才能形成出口能力，不确定性更大，而中俄目前已签订每年 380 亿立方米天然气供应合同，最早 19 年年底开始供气，中俄东线管道工程正在加紧建设，确定性更高。

从储气设备角度看：

①2017 年城市燃气消费占总消费比重高达 37%，居民冬季供暖需求导致我国天然气消费供需峰谷差大、调峰储备需求较大，2017 年年底“气荒”爆发暴露出国内目前储气调峰能力的严重不足，2018 年新发布的《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》对储气能力建设提出了明确目标。

储气设施主要包括地下储气库和储气罐：

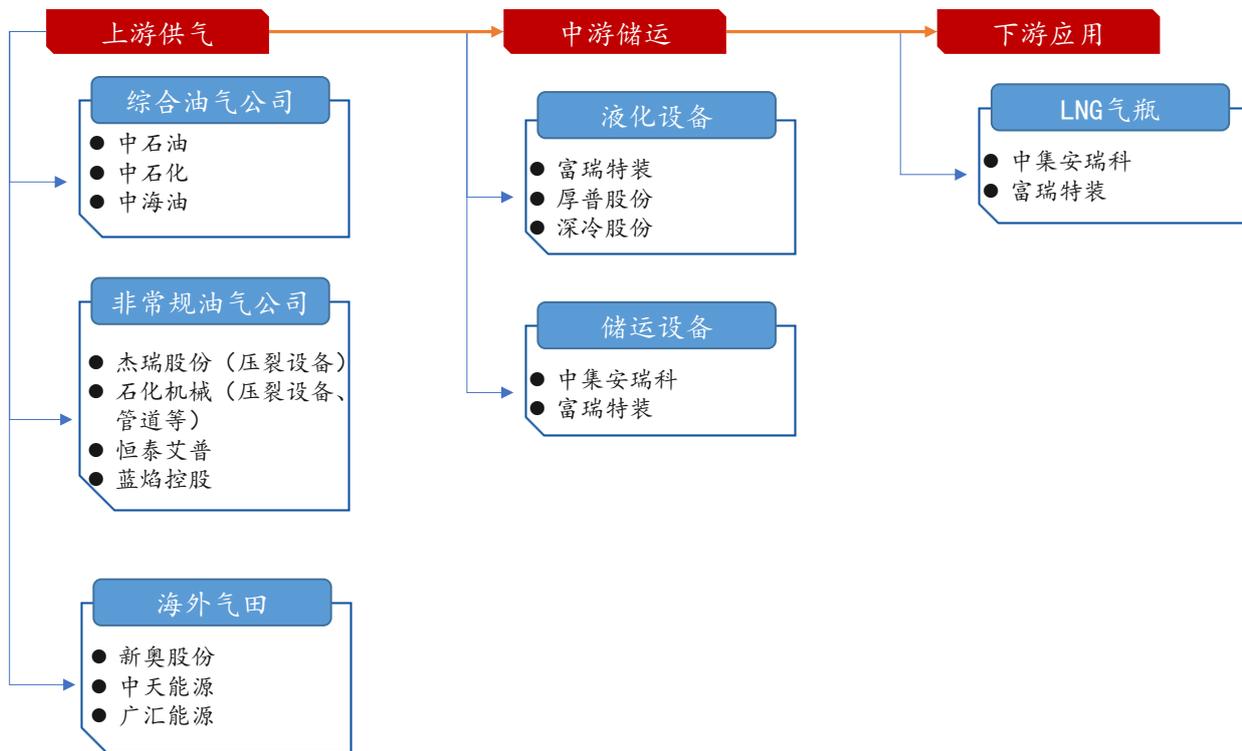
②**储气库**：现存 25 座储气库，2017 年调峰量达到 100 亿立方米，约占天然气年消费量的 4%，距世界平均水平 11.4%还有较大的差距。根据政策目标，2020 年我国地下储库储气量达 148 亿立方米，目前储气缺口为 77 亿立方米，合计投资额为 150-200 亿人民币，按照设备投资占比 30%计算，带来新增设备增量在 45-60 亿元。

③**储气罐**：LNG 储气罐动用更灵活、建设周期短是地下储库的有益补充储气形式。16 万水立方米（相当于 1 亿立方米气态天然气）大型 LNG 储气罐项目为例，建设工期为 30~33 个月，在仅设备相关投资的前提下，平均费用约为 4.8 亿元人民币，单位储气成本为 4.8 元/立方米。按照 2018-20 年储气罐储气缺口 212 亿立方米，储气罐投资平均成本 6 元/立方米，LNG 储气罐投资额约为 1270 亿元，按照设备支出占比 50-60%测算，则设

备支出在 635-762 亿元;④政策对 LNG 储罐进行最高投资额的 30% 补贴, 激励资本进入 LNG 储罐领域。

投资建议: 从设备投资额看, 供气设施 (包括非常规气勘探开发、LNG 接收站以及管道建设) 和 LNG 储罐新增设备支出空间都比较大, 但综合考虑投资落地的确定性, 则优先推荐新增设备投资空间大、确定性高的页岩气开采以及储罐领域, **重点推荐: 石化机械 (000852.SZ;** 受益天然气开发全产业链投资增加)、**杰瑞股份 (002353.SZ;** 压裂设备龙头, 优先受益页岩气景气周期); 受益标的: 中集集团 (000039.SZ)、厚普股份 (300471.SZ)、富瑞特装 (300228.SZ)。

图 26: 天然气产业链及相关上市公司梳理



数据来源: 公司公告, 国泰君安证券研究

5.2. 石化机械 (000852.SZ): 受益于天然气开发全产业链投资增加

公司受益于天然气开发全产业链投资的增加, 竞争优势明显。子公司四机有限公司、四机赛瓦、三机分公司是压裂设备、固井及压裂成套设备、压缩机设备的龙头企业; 江钻在油用钻头领域具备垄断优势, 沙市钢管分公司是集团唯一油气管线专业生产商, 公司业务覆盖天然气开发全产业链, 未来行业基础设施及油气开发投资增长确定性高, 公司业务将全线回暖。

我国天然气基础设施投资确定性高, 未来储气库和天然气长输管道是投资建设重点。我们天然气基础设施与发达国家比仍有较大差距。预计中石油在川渝地区将投资 210 亿元建设储气库, 同时“十三五”期间用于油气管网的投资预计将达到 9,100 亿元。设备, 钢管与工程服务提供商将受益于行业景气度提升。

5.3. 杰瑞股份 (002353.SZ): 压裂设备龙头, 优先受益页岩气景气周期

杰瑞 2018 年半年报业绩超市场预期, 传统钻完井设备、维修等业务量价齐升。①公司 2018 年半年报营收 17.2 亿元, 同比增长 32.5%; 归母净利润 1.85 亿元, 同比增长 510%; 扣非净利润 1.75 亿元, 同比增长 1,864%; 半年报业绩超市场预期。②传统维修配件、钻完井设备等订单大幅增长, 毛利率稳步提升。2018H1, 公司维修配件类业务收入 4.83 亿, 同比增长 63%; 钻完井设备收入 5.97 亿, 同比增长 87%。③资产减值损失同比减少约 6,000 万, 美元升值导致汇兑净损失同比减少。公司变更应收款项计提坏账准备的会计估计, 2018H1 坏账损失约-5,814 万, 2017H1 为 518 万元。汇兑损益方面, 2018H1 汇兑净损益 472 万元, 2017H1 约为 1,834 万元; 其中一季度约 4,000 万元, 受益二季度美元升值, 环比改善明显。

受益国内页岩气等勘探开发支出提振, 公司优先受益行业复苏。①2018 年上半年, 公司新增订单 20.3 亿元, 同比增长 31%; 其中, 国内业务收入和毛利率提升相对海外业务更为显著。预计 2018 年油价中枢再上台阶, 公司盈利持续修复。②公司第三期员工持股计划成交均价约 14.82 元/股, 彰显信心。

表 14: 杰瑞股份 2017 年订单同比增长 59% (亿元)

	全年累计获得订单	年末存量订单
2010	11.92	8.62
2011	26.03	19.15
2012	28.37	21.78
2013	49.71	30.84
2014	45.5	29.2
2015	33.47	24.47
2016	26.6	16.08
2017	42.33	21.73

数据来源: 公司公告, 国泰君安证券研究

表 15: 杰瑞股份 2018 年中报以来订单增长显著 (亿元)

	半年报累计获得订单	同比
2010 H1	4.7	20.5%
2011 H1	10.5	120%
2012 H1	13.9	32%
2013 H1	28.6	105.8%
2014 H1	23.15	-19%
2015 H1	16.4	-29%
2016 H1	14.08	-14.1%
2017 H1	20.27	44.0%
2018H1	26.6	31.2%

数据来源: 公司公告, 国泰君安证券研究

表 16: 相关标的盈利预测表及估值

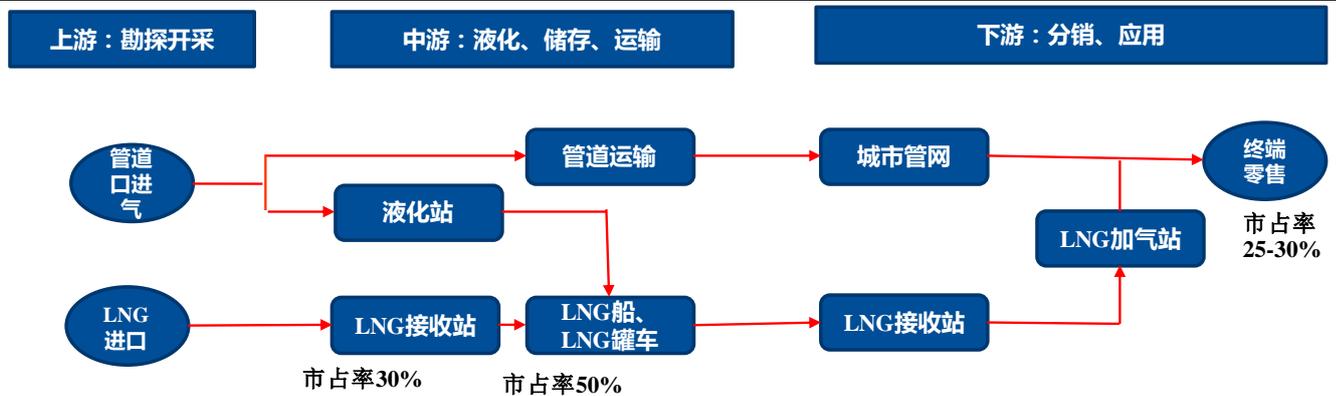
股票代码	公司简称	收盘价		EPS			PE			评级
		2018/09/14	2017A	2018E	2019E	2020E	2018E	2019E	2020E	
002353.SZ	杰瑞股份	20.25	0.07	0.51	0.81	0.97	39.7	25.0	20.9	增持
000852.SZ	石化机械	10.74	0.02	0.2	0.35	0.46	53.7	30.7	23.3	增持

数据来源: Wind (注: 杰瑞股份、海默科技采用国君机械团队盈利预测, 石化机械采用国君石化团队盈利预测, 其他未覆盖公司 2018-09-11 最新 PE 计算值, 基于 Wind 一致盈利预测预期)、国泰君安证券研究

5.4. 中集集团 (000039.SZ): LNG 储运设备市占率高, 受益储罐投资增加

中集集团能源化工板块主要由子公司中集安瑞科经营, 中集安瑞科业务覆盖 LNG 液化、运输、储存等天然气上、中、下全产业链设备供应, 且 LNG 接收站储罐市占率 30%、LNG 船/罐车市占率 50%、LNG 终端气瓶市占率 25-30%, 均居于全球前列。

图 27: 公司在天然气领域全产业链布局, 各产品市场份额均名列前茅



资料来源: 公司公告, 国泰君安证券研究

2018 年上半年, 中集安瑞科的能源装备分部的收入实现轻微增长, 化工装备分部的收入在罐式集装箱的销量拉动下同比实现增长, 液态食品装备分部的收入受订单增加及工程进度较预计快的影响, 收入实现轻微增长。能源化工装备整体实现营收 61.9 亿, 同比增长 22.2%, 净利润 2.98 亿, 能化板块净利率 4.8%, 较 17 年同期提升 3.8pct。

5.5. 富瑞特装 (300228.SZ): LNG 价格波动影响终端需求, 积极向储运全产业链开拓

富瑞特装是国内领先的车船用 LNG 供气系统供应商, 主要从事金属压力容器的制造, 主要产品包括以 LNG 应用设备为主的低温储运及应用设备、以海水淡化设备为主的换热设备和用于分离空气的气体分离设备三大类。富瑞目前已掌握具有自主知识产权的 LNG 供气系统生产技术, 并与多家发动机制造企业、重型卡车和大型客车制造企业等达成战略合作伙伴关系。

受 17 年冬季和今年一季度国内 LNG 价格剧烈波动的影响, 公司国内天然气重卡用户观望情绪明显, 终端市场需求低迷, 2018H1 天然气重卡产量同比大幅下滑。受此影响公司的主要产品 LNG 车用瓶的销售下降

幅度较大，导致公司 2018 年上半年出现亏损。公司抓住 LNG 应用装备市场需求变化，及时调整产品结构，重点加强液化装置、储气调峰设备、LNG 装卸设备以及重型装备的市场开拓，努力夯实主业基础，同时剥离低效资产，加大应收账款回收力度，平衡经营现金流。

5.6. 厚普股份 (300471.SZ): LNG 加注设备龙头，向全产业链 EPC 服务拓展

厚普股份是全球最大的 CNG、LNG、L-CNG 清洁燃料加注设备整体解决方案和信息化集成监管系统供应商，多项项目被列入国家 863 计划，被列为国家高新技术企业。管理团队具有丰富的国内外企业管理经验，拥有一批专业从事 CNG、LNG、L-CNG 加气站机电设备及网络技术研发的人才队伍，产品质量达到国际先进水平。厚普成立以来凭借领先的技术和创新能力，销售量位居世界榜首，多项产品占有率实现了国内第一。

2018 年上半年厚普凭借能源工程的技术优势，重点开拓天然气的开采环节、输气环节、储气环节、用气环节的工程业务，并积极承担“三桶油”及各省的加油站改造升级业务，同时顺应国内天然气供销储体系的建设政策，进一步稳固深耕挖潜油气储运终端市场、支线管网建设以及 LNG 液化工厂等业务。2018H1 天然气加气设备及零部件实现营收 1.47 亿元，同比增长 25.74%。

6. 风险提示

6.1. 补贴取消降低天然气需求

国家为鼓励清洁能源发展，各地方政府在天然气分布式发电以及城镇燃气（煤改气）领域出台了大量政策来补贴相关产业投资，鼓励消费。目前燃气成本占到了天然气发电总成本的 70%，天然气发电的发展主要依靠政府补贴，高成本是气电发展的主要瓶颈。补贴政策取消可能造成天然气需求缩减。

6.2. 油价下跌降低天然气经济性

天然气作为石油的重要替代品，在一次消费能源占比的提升是大概率事件，但短期油价的下得可能降低天然气经济性，从而减少天然气消费需求。

本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

免责声明

本报告仅供国泰君安证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。

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

本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

本公司利用信息隔离墙控制内部一个或多个领域、部门或关联机构之间的信息流动。因此，投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。在法律许可的情况下，本公司的员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“国泰君安证券研究”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息或进而交易本报告中提及的证券。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议，本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

评级说明

	评级	说明
1. 投资建议的比较标准 投资评级分为股票评级和行业评级。以报告发布后的 12 个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后的 12 个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期的沪深 300 指数涨跌幅为基准。	增持	相对沪深 300 指数涨幅 15%以上
	谨慎增持	相对沪深 300 指数涨幅介于 5%~15%之间
	中性	相对沪深 300 指数涨幅介于 -5%~5%
	减持	相对沪深 300 指数下跌 5%以上
2. 投资建议的评级标准 报告发布日后的 12 个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅。	增持	明显强于沪深 300 指数
	中性	基本与沪深 300 指数持平
	减持	明显弱于沪深 300 指数

国泰君安证券研究所

	上海	深圳	北京
地址	上海市浦东新区银城中路 168 号上海银行大厦 29 层	深圳市福田区益田路 6009 号新世界商务中心 34 层	北京市西城区金融大街 28 号盈泰中心 2 号楼 10 层
邮编	200120	518026	100140
电话	(021) 38676666	(0755) 23976888	(010) 59312799
E-mail:	gtjaresearch@gtjas.com		