

2022年11月7日

标配

证券分析师:

张季恺 S0630521110001
zjk@longone.com.cn

证券分析师:

谢建斌 S0630522020001
xjb@longone.com.cn

证券分析师:

吴骏燕 S0630517120001
wjyan@longone.com.cn



相关研究

- 《百年发展成就炼化辉煌，产能东扩引领低碳新格局——行业发展报告系列一：炼油行业》
- 《欧洲天然气供需与LNG贸易研究——周期及资源品研究专题系列3》
- 《华润材料(301090)公司深度报告：聚酯瓶片领军企业，开拓新材料应用》
- 《风云又起，全球能化将进入新格局——石油及天然气展望（2022年10月报）》
- 《从国际石油公司半年报来看能源发展趋势——周期及资源品研究专题系列1》

天然气基建快速推进，关注能源安全产业链

——周期及资源品研究专题系列4

投资要点:

- 我国天然气消费量快速上升。**2021年，煤炭占我国一次能源消费总量的55%左右，二十年来下降了15个百分点。石油占2021年我国总能源消耗的19%。天然气占比约9%。2021年我国的天然气消费量从2020年的3369.67亿立方米上升了13%到3794.42亿立方米。2010年至2021年间，我国的天然气需求平均每年增长约12%，成为仅次于美国和俄罗斯的世界第三大天然气消费国。
- 短时间内我国天然气难以自足。**2021年我国国有石油公司生产的天然气为2095.43亿立方米，比2020年高出8%。2021年我国页岩气产量达到227.38亿立方米，自2017年以来每年以21%的速度增长。2021年煤层气产量达到103.36亿立方米，占总产量的5%。“十四五规划”指出2022年天然气产量要达到2140亿立方米，到2025年达到2300亿立方米。我国拥有大量的天然气储量，到2021年底约为6.65万亿立方米，但大部分储量具有低渗透性和低孔隙率的劣势，这无疑大大提高了开采的难度。
- 我国进口天然气主要为LNG。**为了填补国内天然气生产和消费之间不断扩大的差距，管道和LNG贸易都有所增加。LNG进口占进口总量的65%，管道进口（主要来自土库曼斯坦）占35%。2021年我国LNG进口量攀升至1076.03亿立方米，与2020年相比增长了19%。尽管我国经济增长在2020年放缓，COVID-19爆发导致生产停滞，但LNG进口量仍比上年增长11%。从2017年开始，中国LNG接收站的利用率基本维持在80%左右的水平，而全球2020年接收站的整体利用率仅为38%左右。到2021年，国内LNG接收站能力利用率也达到近年的最高点，约为94%。
- 我国LNG接收能力高速增长。**截至2022年，我国拥有25个LNG再气化终端，总流量为1510.97亿立方米/年。从已投运LNG接收站的类型来看，目前，我国接收站类型以“陆上”为主，数量达25座；而“浮式”LNG接收站仅一座，即“中海油天津浮式LNG接收站”。绝大多数的LNG接收站与内陆天然气管网的连接，更凸显其在调峰保供方面快速响应能力的强大优势。我国已投运的25家LNG接收站基本分布于沿海省市地区，其中，华南地区的LNG接收站数量最多，并且有6座分布在广东省沿海地区。此外，目前还有16个LNG接收站在建/扩建项目，预计到2024年将再新增6890万吨/年（950.13亿立方米/年）的接收能力。
- 总结：**总览我国天然气上中下游发展，我国处于天然气需求增长但自身产能难以自给的阶段。天然气输气管道由于对输出国和输入国的客观地理条件要求较高，投资和建设进展缓慢，但目前已具备992亿立方米/年的管道承接能力，对比2021年532.4亿立方米的管道气进口量，管道天然气进口仍有较大的增长空间。LNG接收站凭借其独特的灵活性而备受偏爱，当前我国东部沿海地区已建成了基本完备的LNG接气站群，当前接收能力为1510.97亿立方米/年，预计到2024年将达到2461.1亿立方米/年。未来LNG作为东部沿海地区天然气重要来源，仍将在长时间内扮演我国天然气进口的重要补充角色。重点推荐：广汇能源、中国石油、中油工程、海油工程、新奥股份等。
- 风险提示：**1、油价大幅上涨，国内进口的成本不断攀升；国内需求低迷，影响到相应企业的利润。2、美联储加息节奏超预期，海外通胀高企，需求减少；或影响国内的产品出口。3、全球供应链体系不稳定，虽然区域间价差扩大，但套利空间的难度加大。

正文目录

1. 我国能源结构与天然气消费.....	4
2. 天然气勘探与生产.....	5
3. 天然气进口稳步提升.....	6
4. LNG 设施建设情况.....	8
5. LNG 的定价与成本因素.....	11
5.1. LNG 定价体系.....	11
5.2. 多重因素增加了 LNG 价格不确定性.....	12
6. 管道天然气的建设.....	14
7. 总结与展望.....	14
8. 风险提示.....	15

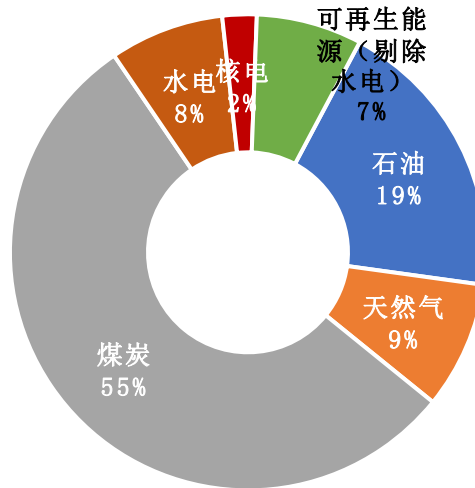
图表目录

图 1 2021 年我国能源消费结构	4
图 2 我国天然气产需情况（亿立方米）	5
图 3 我国天然气供给结构（bcf/日）	6
图 4 2021 年我国天然气进口结构	7
图 5 我国 LNG 接收站利用率在 2021 年达到最高（万吨/年，%）	7
图 6 2021 年我国 LNG 再气化设施利用率（%）	8
图 7 我国 LNG 进口迅速增长（bcf/年）	8
图 8 截至 2021 年末 LNG 接收站区域分布情况	9
图 9 中国 LNG 接收站接收能力变化（万吨/年）	11
图 10 2021 年主要 LNG 指数与亚太 LNG 运价（美元/百万英热，美元/日—右轴）	13
图 11 2021 年中国新签约 LNG 长协供应方及占比	13
表 1 我国目前在运行 LNG 接收站情况	8
表 2 2022 年新增核准 LNG 接收站	10
表 3 LNG 接收站在建/扩建项目	10
表 4 中国进口 LNG 长协定价类型及公式	12
表 5 2022 年上半年中国 LNG 长协签订列表	14

1.我国能源结构与天然气消费

2021年，煤炭占我国一次性能源消费总量的55%左右，较2020年的56%和2001年的70%有所降低。石油占2021年我国总能源消耗的19%。尽管近年来我国能源供应多样化，并用更清洁的燃料取代了部分石油和煤炭使用，但水力发电（8%）、天然气（9%）、核电（2%）和非水电可再生能源（7%）在我国能源结构中所占的份额相对较小。然而，天然气、核电和可再生能源的消费量在2001年至2021年间稳步增长，抵消了煤炭使用量的下降。

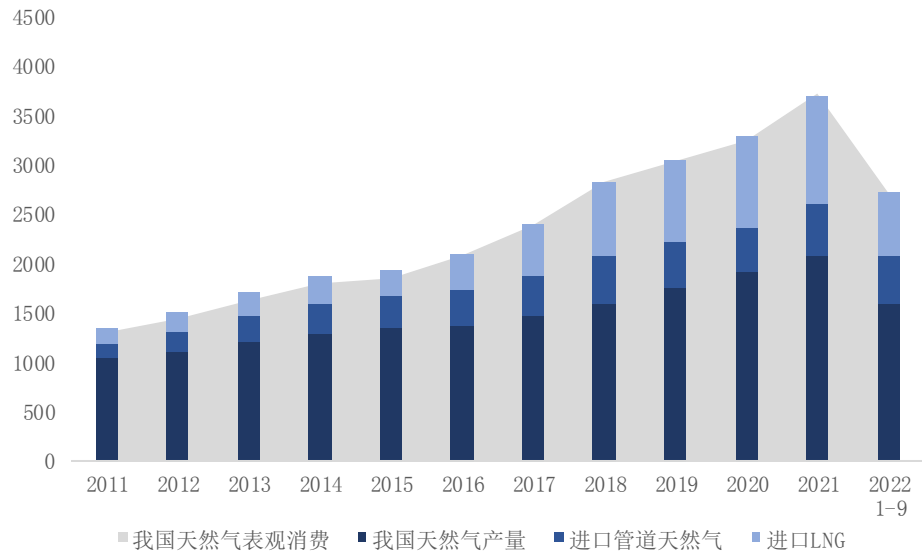
图1 2021年我国能源消费结构



资料来源：BP 能源统计，东海证券研究所

2021年，我国的天然气消费量从2020年的3369.67亿立方米上升了13%至3794.42亿立方米。2010年至2021年间，我国的天然气需求复合增长率为12%，成为仅次于美国和俄罗斯的世界第三大天然气消费国。其中，2021年我国的天然气消费相对强劲的增长主要是由天气相关因素推动的：包括第一季度的寒潮、春季的水电供应量偏低、夏季温度偏高，此外还有当年上半年经济的强劲反弹因素。随后因天然气价格走高、省级能源消费上限和下半年经济增长放缓，需求增长受到了一定的抑制。2021年，我国天然气产量增长了近9%，达到2050亿立方米。由于管道天然气贸易（增23%）和LNG进口（增17%）的强劲增长，天然气进口整体增长了近20%。

图2 我国天然气产需情况（亿立方米）



资料来源：国家统计局，东海证券研究所

在更长的时间尺度内，促进我国天然气消费增长的主要因素为：空气质量需要改善（特别是在我国东北的城市地区，冬季煤炭使用量增加易产生雾霾及“危险”级别的空气污染）促使政府强制将燃料从煤炭转换为天然气，范围包括但不局限于工业生产、发电以及住宅和商业供暖。

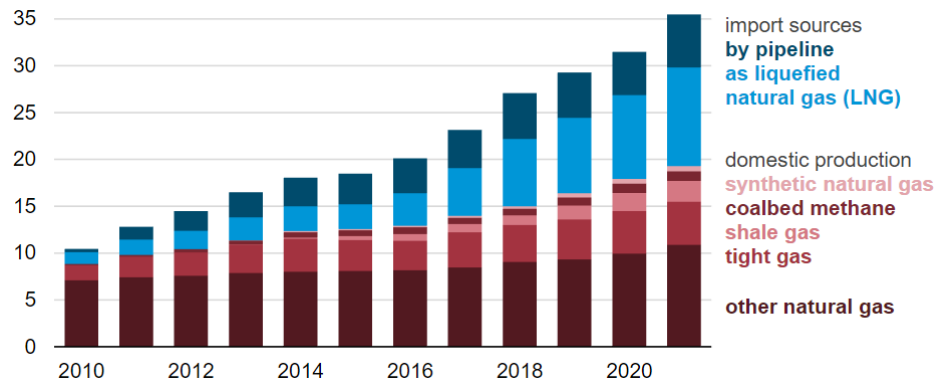
我国煤改气供暖一直是需求增长的重要因素。我国从 2017 年到 2021 年的“冬季清洁取暖计划”的目标是通过天然气或电力锅炉实现 70% 的清洁供暖。2020 年，生态环境部设定了北方 28 个城市 700 多万户家庭供暖从煤炭转向天然气的目标。

根据 IEA 最新发布的《2022 世界能源展望》，我国在目前既定能源政策实施情景（Stated Policies Scenario, STEPS）中，天然气需求增长将会大幅放缓，预计 2021 年至 2030 年复合增速将会降至每年 2%，而 2010 年至 2021 年的平均年增长率为 12%。未来十五年，大量 LNG 长约合同已经签订，加上现有管道和新国内项目的预期供应，已超过了我国在 2035 年 STEPS 中的预期需求。

2. 天然气勘探与生产

我国的天然气产量在过去几年中一直在稳步增长。据估计，2021 年我国的国有石油公司生产的天然气 2095.43 亿立方米，比 2020 年高出 8%。2021 年我国页岩气产量为 227.38 亿立方米，自 2017 年以来每年以 21% 的速度增长。2021 年煤层气产量达到 103.36 亿立方米，占总产量的 5%

图3 我国天然气供给结构 (bcf/日)



资料来源：EIA，东海证券研究所

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》及《2022 年能源工程指导意见》指出，2022 年天然气产量要达到 2140 亿立方米，到 2025 年达到 2300 亿立方米。然而，要实现 2022 年及以后的生产目标，仍然困难重重。尽管我国天然气储量丰富——截至 2021 年为 6.65 万亿立方米，但大部分储量具有低渗透性和低孔隙率的劣势，这无疑大大提高了开采的难度。另一个挑战是我国页岩气的开采技术仍有待进步，尽管政府正在推动开发这些资源，但仍只有少数页岩气项目正在进行中。

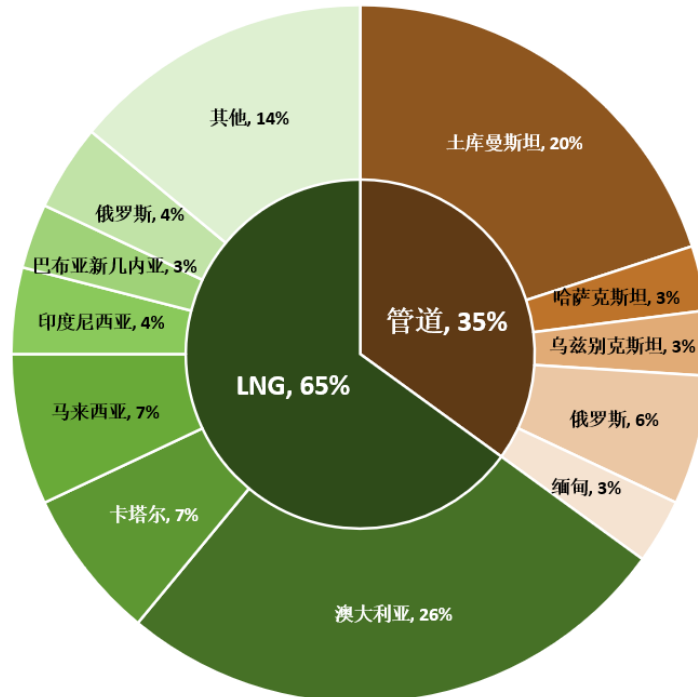
中国石化计划在 2022 年将其国内天然气年内产量提高到 356.79 亿立方米。中国石油则规划增加四川省中部塔里木博子-大北地区的产量以及加强四川南部的页岩开发，以完成 2022 年 1302.56 亿立方米的生产目标。

2021 年我国海上天然气产量较 2020 年增长 11%，达到 115.25 亿立方米，主要得益于南海油气田产量的增长。我国主要的海上生产商中海油有两个海上项目将于 2022 年上线，预计将增加 3.11 亿立方米/年的产量。

3. 天然气进口稳步提升

为了填补国内天然气生产和消费之间不断扩大的差距，近年来我国管道和 LNG 进口都有所增加。我国是世界上最大的天然气进口国，2021 年超过日本成为最大的 LNG 进口国。LNG 进口占进口总量的 65%，管道进口（主要来自土库曼斯坦）占 35%。

图4 2021年我国天然气进口结构



资料来源：S&P Global，东海证券研究所

2021年我国LNG进口量攀升至1076.03亿立方米，与2020年相比增长了19%。从2015年到2021年，由于全球LNG价格下跌和我国煤改气政策，LNG进口量每年都在增加。我国经济增长在2020年放缓，尤其是COVID-19爆发导致生产停滞，但LNG进口量仍比上年增长11%。从2017年开始，我国LNG接收站的利用率基本维持在80%左右的水平，而全球2020年接收站的整体利用率仅为38%左右。到2021年，国内LNG接收站能力利用率也达到近年的最高点，约为94%。

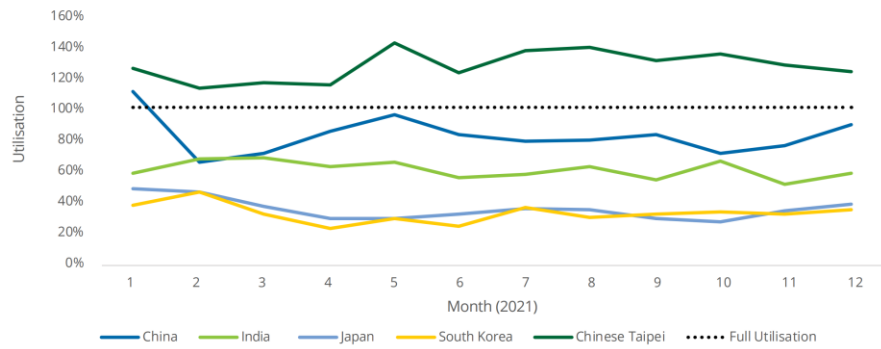
图5 我国LNG接收站利用率在2021年达到最高（万吨/年，%）



资料来源：程民贵. 中国液化天然气接收站发展趋势思考[J]. 国际石油经济, 2022, 30(05): 60-65., 东海证券研究所

同样的，我国的LNG进口设施再气化利用率也在2021年达到近年最高水平，为84%。在2021年年内，国内再气化设施保持高位运转，在亚太范围内居首。

图6 2021年我国LNG再气化设施利用率(%)

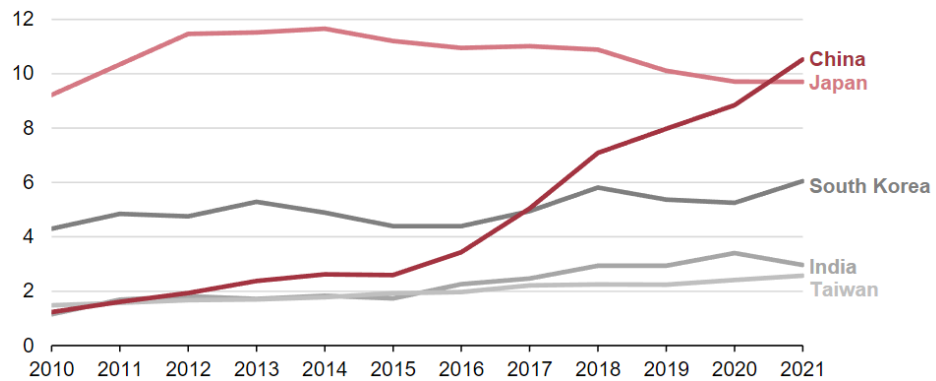


资料来源：IGU《世界LNG报告2022》，东海证券研究所

过去几年，我国LNG供应商一直保持多元化，其中澳大利亚一直是最大的供应国，占2021年LNG进口量的40%。我国与澳大利亚LNG的采购始于2016年。

2019年，贸易战期间我国将从美国进口LNG的关税从10%提高到25%。2021年，双方签署了几份从美国购买LNG的长期合同，其中包括中石化与Venture Global LNG签订的为期20年的合同，每年购买54.93亿立方米的LNG。自此，从美国进口的LNG开始增长，在2021年达到124.03亿立方米/年。在2021年，美国也是我国最大的现货LNG供应国。

图7 我国LNG进口迅速增长(bcf/年)



资料来源：EIA，东海证券研究所

4.LNG 设施建设情况

截至2022年，我国拥有25个LNG再气化终端，总流量为1510.97亿立方米/年。2022年中国新投两座LNG接收站，分别100万吨/年的杭嘉鑫LNG接收站和300万吨/年的中海油盐城绿能港LNG接收站。

表1 我国目前在运行LNG接收站情况

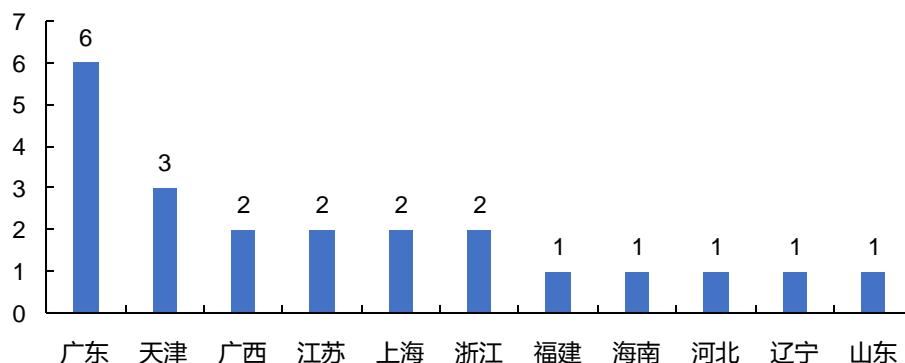
LNG项目名称	所属企业	接收能力(万储罐(万立方米))		投产时间	类型
		吨/年)	方米)		
广东大鹏LNG接收站	中海油	680	64	2006	陆上
上海五号沟LNG接收站	申能集团	150	32	2008	陆上
福建莆田LNG接收站	中海油	630	96	2008	陆上

辽宁大连 LNG 接收站	国家管网	600	48	2009	陆上
上海洋山 LNG 接收站	中海油	600	89.5	2009	陆上
江苏如东 LNG 接收站一二三期	中石油	1000	108	2011	陆上
东莞九丰 LNG 接收站	九丰能源	150	16	2012	陆上
浙江宁波 LNG 接收站	中海油	700	96	2012	陆上
珠海金湾 LNG 接收站	中海油	350	64	2013	陆上
河北曹妃甸 LNG 接收站一二期	中石油	650	128	2013	陆上
天津 LNG 接收站一二期	国家管网	600	36.5	2014	陆上
海南洋浦 LNG 接收站	国家管网	300	32	2014	陆上
山东青岛 LNG 接收站一二期	中石化	700	96	2014	陆上
中油深南 LNG 接收站	中石油	27	4	2014	陆上
广西北海 LNG 接收站	国家管网	600	64	2016	陆上
粤东惠来（揭阳）LNG 接收站	国家管网	200	48	2017	陆上
广汇启东 LNG 接收站	广汇	500	62	2018	陆上
深圳迭福 LNG 接收站	国家管网	400	64	2018	陆上
广西防城港 LNG 接收站	国家管网	60	6	2018	陆上
浙江舟山 LNG 接收站	新奥集团	500	64	2018	陆上
天津 LNG 接收站一二期	中石化/中海油	1080	64	2018	陆上
天津 Hoegh Esperanza 号 FSRU	中海油	600	17	2018	浮式
深圳华安 LNG 接收站	深圳燃气	80	8	2019	陆上
杭嘉鑫 LNG 接收站	嘉兴燃气/杭州燃气	100	20	2022	陆上
盐城绿城港 LNG 接收站	中海油	300	88	2022	陆上
合计		10957	1398		

资料来源：隆众资讯、IGU《世界 LNG 报告 2022》，东海证券研究所

从已投运 LNG 接收站的类型来看，目前，我国接收站类型以“陆上”为主，数量达 25 座；而“浮式”LNG 接收站仅一座，即“中海油天津浮式 LNG 接收站”。绝大部分的 LNG 接收站与内陆天然气管网的连接，更凸显其在调峰保供方面快速响应能力的强大优势。我国已投运的 25 家 LNG 接收站基本分布于沿海省市地区，其中，华南地区的 LNG 接收站数量最多，并且有 6 座分布在广东省沿海地区，使广东成为全国 LNG 接收站数量最多的省市。我国 LNG 接收站的建设既与地理位置有关，还与当地的经济水平、人口密度有极大的关联性。

图8 截至 2021 年末 LNG 接收站区域分布情况



资料来源：隆众资讯，IGU《世界 LNG 报告 2022》，东海证券研究所

2022 年，疫情频发叠加欧洲争抢 LNG 资源使得气价高位运行，严重打压市场，导致我国天然气需求放缓，但我国政府坚持能源转型目标，加快对 LNG 项目设施的推进。截止到

目前，国家发改委已批准了7座LNG接收站项目，总设计产能达3775万吨/年，储罐达到716万立方米。

表2 2022年新增核准LNG接收站

LNG项目名称	所属企业	接收能力（万吨/年）	储罐（万立方米）	投产时间
哈纳斯普天LNG接收站	哈纳斯	565	40	/
广东惠州LNG接收站	广东能源	610	60	2023.12
浙江LNG三期	中海油	600	162	/
舟山LNG三期	新奥集团	500	88	/
华电赣榆LNG接收站	华电	600	66	2026
中交营口LNG接收站	中交能源	300	80	2025.12
上海LNG站线	申能、中海油、浙能	600	220	2023
合计		3775	716	

资料来源：隆众资讯，东海证券研究所

此外，目前还有16个LNG接收站在建/扩建项目，预计到2024年将再新增6890万吨/年（950.13亿立方米/年）的接收能力。

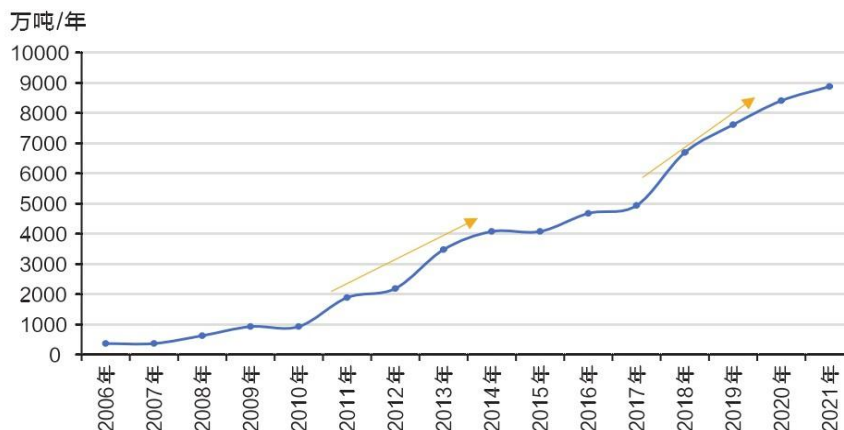
表3 LNG接收站在建/扩建项目

LNG项目名称	所属企业	接收能力（万吨/年）	投产时间	类型
潮州华丰LNG接收站	中能集团/华丰集团	100	2021	陆上
滨海LNG接收站	中海油	600	2022	陆上
广西北海LNG接收站二期	国家管网	350	2022	陆上
香港离岸LNG接收站	青山发电	610	2022	浮式
启东LNG接收站	广汇能源	100	2022	陆上
天津LNG接收站	中海油	380	2022	陆上
温州LNG接收站	中石化	300	2022	陆上
岳阳LNG接收站	广汇能源/中国华电	150	2022	陆上
漳州LNG接收站	国家管网	600	2022	陆上
龙口南山LNG接收站	国家管网	500	2023	陆上
山东青岛LNG接收站	中石化	700	2023	陆上
天津LNG接收站	中石化	780	2023	陆上
天津南港LNG接收站	北京燃气	500	2023	陆上
烟台LNG接收站	保利协鑫	590	2023	陆上
珠海LNG接收站	中海油（30%）； 广东粤电（25%）	350	2023	陆上
阳江LNG调峰储气站	广东能源	280	2024	陆上
合计		6890		

资料来源：IGU《世界LNG报告2022》，东海证券研究所

过去五年，我国快速增长的天然气需求为我国民营或非国资控股能源公司在 LNG 市场的运营提供了机会。目前，现有 LNG 接收站的股份主要由一些地方国资、天然气分销商和电力开发商共同持有。此外还有一些特殊情况，如我国民企潮州华丰集团将其一个液化石油气接收站改造成了 LNG 接收站。

图9 中国 LNG 接收站接收能力变化 (万吨/年)



资料来源：程民贵. 中国液化天然气接收站发展趋势思考 [J]. 国际石油经济, 2022, 30(05): 60-65., 东海证券研究所

我国政府还颁布了一系列政策，以鼓励企业开展运输水道的一些港口开展 LNG 加注业务。LNG 加注是指 LNG 作为燃料从分销点转移到船上。目前上海自由贸易试验区临港特区已经获得批准，上海港成为中国第一个具备 LNG 加注服务能力的港口。据中国（上海）自由贸易试验区临港特区管委会介绍，该规定将于 2022 年 3 月 1 日生效，第十七条规定，临港特区管理的企业经批后，可在国际航行船舶上开展新型加油业务。这也意味着上海港将成为继荷兰鹿特丹港和新加坡港之后，世界上第三个具备 LNG 加油服务能力的港口。

在国资与民企的合作下，我国也在加强本土 LNG 市场的话语权。2021 年 9 月，中国管网的 7 个 LNG 接收站的第三方准入得到进一步开放，公司首次拍卖了 5 至 20 年不等的中长期进口槽口给 14 个中标者。同月，国家支持的上海石油天然气交易所推出了国内首个 LNG 现货价格指数，以更好地反映当地市场基本面并减少对外国价格基准的依赖，新指数也得到了国有能源巨头以及领先的独立 LNG 进口商的支持。2021 年初，国家发改委提议对国家的天然气管道关税体系进行全面改革，以区域关税取代目前基于距离的管道特定定价。该提案旨在提高系统效率并加强国内统一输电网道容量的市场化定价。

5. LNG 的定价与成本因素

5.1. LNG 定价体系

采购 LNG 一般多通过签订定期合同进行，合同期多为一至五年不等。在一些区域性重要港口，更短期限的 LNG 合同也并不鲜见，如阿姆斯特丹-鹿特丹-安特卫普（ARA）港、亨利港等。

与管道天然气定价方式类似，在定期合同中，LNG 的定价也是以某个天然气指数或原油指数为基准，常见的有荷兰 TTF 基准、亨利中心基准、标普 JKM、英国国家平衡 NBP、布伦特原油基准等。

$$\text{LNG 价格} = \alpha * \text{指数} + \text{其他附加部分}$$

从这个定价结构不难看出，LNG 价格主要分为两部分：A 反映了商品部分，即 LNG 的市场价值；B 反映了物流价值，即将 LNG 运输到接收点的物流成本。如果合同是固定报价，公司报价则反映了合同期间价格上涨的远期价值。

与燃料油相比，LNG 燃料价格通常由能量含量表示，单位取决于市场所处区域的惯用单位。欧洲大陆和英国常以兆瓦时（MWh）和色姆为单位计价，而美国和其他市场则使用百万英国热单位（MMBtu）计价。当报价以吨为单位计价时，则需要区分是质量单位还是其他燃料当量。此外还需注意计价方式是以总热值（GCV）还是以净热值（NCV）计价。当报价为每吨时，买家应谨慎确定这是吨 LNG 还是吨燃料当量。此外，买家应注意价格是否基于总热值（GCV）或净热值（NCV）报价。一般来说，市场多以 GCV 或高热值（HHV）进行计价。LNG 的 GCV/NCV=1.108，常取值 1.11。

枢纽定价，也称气对气竞争定价（GOG）/市场定价。与油价挂钩定价，有时也被称为油价联动（OPE），使用布伦特或 JCC 价格对天然气进行定价。当国际油价过高或高于 LNG 现货价格时，买家主张使用混合定价的公式进行长协采购；反之当国家油价处于低位，而 LNG 现货价格高企时，买家主张使用与国际油价挂钩的支线价格公式或曲线价格公式进行性价。2021 年我国在执行 LNG 进口长协中，与油价挂钩占比超过 90%，远高于国际平均水平。其中，与 Brent 价格挂钩占比 14.9%，与 JCC 价格挂钩占比 76.6%。

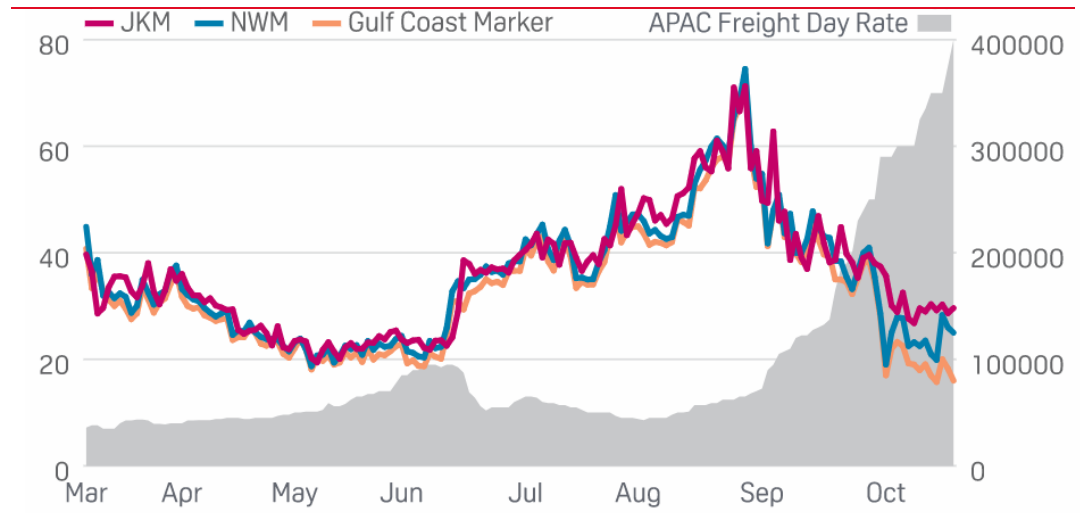
表4 中国进口 LNG 长协定价类型及公式

类型	价格	描述
直线价格公式	A%Brent+B	布伦特月均价 A%斜率加 B 美元常数代表布伦特计价长约价格
曲线价格公式	A%JCC+B	日本综合原油指数（Japan Crude Cocktail）
气-气竞争公式	A%Brent（JCC）+S	S 曲线价格公式
混合定价公式	1.15xHH+B	亨利港价格和 15%的费用代表采购天然气原料的成本
	A%Brent+B%HH+C%JKM+D	涵盖多价格公式

资料来源：陈蕊,祁鹏飞,张晓宇,李春霞.全球 LNG 贸易定价演变规律与新趋势及相关启示[J].天然气工业,2021,41(05):144-152., 东海证券研究所

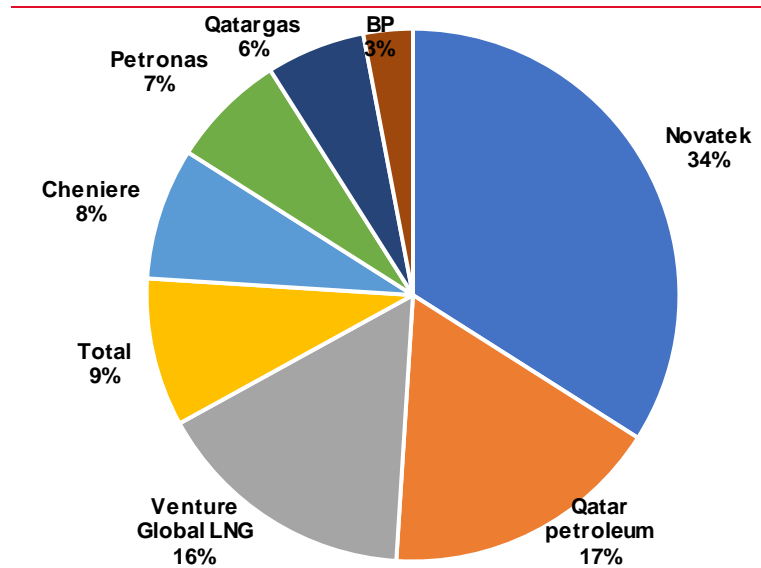
5.2.多重因素增加了 LNG 价格不确定性

自从 2017 年我国推行“煤改气”运动以来，我国 LNG 进口量呈现攀升态势，同时年内 LNG 的需求也呈一定的季节性。由于 LNG 具备调峰功能属性，在供暖季的需求量大，叠加第四季度为冬季补库，需求量较为可观，近五年第四季度进口量整体呈上升趋势。虽然今年现货价格居高不下，前三季度 LNG 进口量降幅较大，但国内进口已经向长协倾斜，加之北方供暖季城燃补库需求大，第四季度减量不会过大。此外，同在亚洲地区的日本几乎不生产天然气，也无管道气进口来源，天然气发电几乎完全依靠海外进口 LNG，因此日本为确保冬季供应，进口量仍会维持高位。考虑到北半球冬季同样是欧洲天然气消费高峰，国际 LNG 价格在今年冬天或将再次走高。

图10 2021年主要 LNG 指数与亚太 LNG 运价（美元/百万英热，美元/日—右轴）


资料来源：S&P Global，东海证券研究所

受 2021 年东北亚 LNG 现货价格过高影响，导致国内天然气成本大幅提升，为保证未来进口成本合理，2021 年国内 LNG 上游加大签订长协签订量。据隆众资讯统计，2021 年新增加长协合同量明显增加，新增长协合同量达到 2850 万吨/年。2021 年我国签署的 LNG 中长期协议和框架协议共计 3217 万吨，占已签订长协数量的 34.5%，是过去七年 LNG 长协签署量的总和，其中仅 4 季度刚开始的一个半月长协签订量就达到 1000 万吨/年。重视长期供应合同与现货采购的统筹平衡。在 2021 年新增的 LNG 长期购销合同中，三桶油以外的企业签订数量为 757.5 万吨，占合同总量的 23.5%

图11 2021年中国新签约 LNG 长协供应方及占比


资料来源：隆众资讯，东海证券研究所

受国际 LNG 现货价格长期偏高以及国际高价难以完全传导至国内的影响，2022 年国内进口现货数量大幅下滑，导致国内 LNG 接收站液态外销量较 2021 年同期大幅下滑。为保证国内天然气供应，也处于对 LNG 价格高企的恐慌，2022 年国内继续大量地进行长协签，根据隆众资讯统计，截至 2022 年 7 月 8 日，国内 LNG 长协签订量共计 900 万吨，较 2021 年同期下跌 19.86%，但仍显著高于往年数量。2022 年新签合同还有另外一个比较明显的变

化，就是国内签订主体从三桶油变为民营企业。具有长协的贸易商不管是转售欧洲还是国内销售，整体利润都较为可观，为保证未来自身在行业的占比，签订长协成为未来长远发展的重要之举。

表5 2022年上半年中国 LNG 长协签订列表

签订时间	中国方	国外方	签订量	签订时长
1月11日	浙江能源	俄罗斯诺瓦泰克	100	15年
1月11日	新奥新加坡公司	俄罗斯诺瓦泰克	60	11年
3月29日	新奥股份	美国 ET LNG 出口公司	180	20年
3月29日	新奥贸易	美国 ET LNG 出口公司	90	20年
4月6日	新奥新加坡公司	美国 NextDecade	150	20年
6月6日	中燃宏大	美国 ET LNG 出口公司	70	25年
7月5日	中燃宏大	美国 NextDecade	100	20年
7月6日	广东能源	美国 NextDecade	150	20年
合计			900	

资料来源：隆众资讯，东海证券研究所

6.管道天然气的建设

我国国内管道基础设施正在经历重大发展，政府的目标是增加国内天然气管道覆盖范围，并改善天然气价值链上的市场竞争。我国政府于 2019 年 12 月成立了一家国家石油和天然气管道公司，即中国石油和天然气管道网络公司（PipeChina）。其目的是从中国石油天然气集团公司（CNPC）、中国石油化工集团公司（Sinopec）中我国海洋石油总公司（CNOOC）手中集中调配控制我国石油天然气管道和储存设施资源。集中调配下，这三家国企将允许基础设施向民企开放，以促进市场的良性竞争。

2020 年，中国管网以 559 亿美元的价格从中石油和中石化购买了管道和储存设施。2021 年底，我国管道开始建设西气东输管道中段。该管道全长不到 1300 英里，从宁夏回族自治区到江西省，年输气能力为 250.04 亿立方米。

天然气管道进口量在 2020 年略有下降后，于 2021 年增加到 566.33 亿立方米。大部分进口来自土库曼斯坦，占管道进口的 57%。除了从中国-中亚和缅甸管道进口天然气外，我国于 2019 年 12 月开始通过西伯利亚力量管道从俄罗斯进口天然气。西伯利亚力量线在 2021 年向我国交付了 99.96 亿立方米。我国和俄罗斯于 2014 年签署了一项天然气协议，该协议规定，我国在 30 年期间平均每年从俄罗斯天然气工业股份公司的东西伯利亚油田进口 368.12 亿立方米的天然气。该协议于 2022 年初进行了修订，增加了 100 亿立方米/年的进口量，总计约为 480 亿立方米/年。

“D 线”，是计划将土库曼斯坦到我国输气能力增加 311.48 亿立方米/年至 651.28 亿立方米/年的扩容管道，多年来遇到了几次延误，该项目目前尚未宣布完成日期。2019 年，我国延长了与哈萨克斯坦的合同，并将进口天然气量翻了一番，达到 99.11 亿立方米/年，合同将存续至 2023 年。此外，中俄西伯利亚力量 2 号天然气管道将于 2024 年动工，设计容量为 500 亿立方米/年，目前仍未达成最终协定，最终通气时间仍有较大的不确定性。

7.总结与展望

总览我国天然气上中下游发展，我国处于天然气需求增长但自身产能难以自给的阶段。天然气输气管道由于对输出国和输入国的客观地理条件要求较高，投资和建设进展缓慢，但目前已具备 992 亿立方米/年的管道承接能力，对比 2021 年 532.4 亿立方米的管道气进口量，管道天然气进口仍有较大的增长空间。LNG 接气站凭借其独特的灵活性而备受偏爱，当前

我国东部沿海地区已建成了基本完备的 LNG 接气站群,当前接收能力为 1510.97 亿立方米/年,预计到 2024 年将达到 2461.1 亿立方米/年。未来 LNG 作为东部沿海地区天然气重要来源,仍将在长时间内扮演我国天然气进口的重要补充角色。重点推荐:广汇能源、中国石油、中油工程、海油工程、新奥股份等。

8.风险提示

- 1、 油价大幅上涨,国内进口的成本不断攀升;国内需求低迷,影响到相应企业的利润。
- 2、 美联储加息节奏超预期,海外通胀高企,需求减少;或影响国内的产品出口。
- 3、 全球供应链体系不稳定,虽然区域间价差扩大,但套利空间的难度加大。

一、评级说明

	评级	说明
市场指数评级	看多	未来 6 个月内上证综指上升幅度达到或超过 20%
	看平	未来 6 个月内上证综指波动幅度在 -20%—20% 之间
	看空	未来 6 个月内上证综指下跌幅度达到或超过 20%
行业指数评级	超配	未来 6 个月内行业指数相对强于上证指数达到或超过 10%
	标配	未来 6 个月内行业指数相对上证指数在 -10%—10% 之间
	低配	未来 6 个月内行业指数相对弱于上证指数达到或超过 10%
公司股票评级	买入	未来 6 个月内股价相对强于上证指数达到或超过 15%
	增持	未来 6 个月内股价相对强于上证指数在 5%—15% 之间
	中性	未来 6 个月内股价相对上证指数在 -5%—5% 之间
	减持	未来 6 个月内股价相对弱于上证指数 5%—15% 之间
	卖出	未来 6 个月内股价相对弱于上证指数达到或超过 15%

二、分析师声明:

本报告署名分析师具有我国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师, 具备专业胜任能力, 保证以专业严谨的研究方法和分析逻辑, 采用合法合规的数据信息, 审慎提出研究结论, 独立、客观地出具本报告。

本报告中准确反映了署名分析师的个人研究观点和结论, 不受任何第三方的授意或影响, 其薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来, 均与其在本报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

署名分析师本人及直系亲属与本报告中涉及的内容不存在任何利益关系。

三、免责声明:

本报告基于本公司研究所及研究人员认为合法合规的公开资料或实地调研的资料, 但对这些信息的真实性、准确性和完整性不做任何保证。本报告仅反映研究人员个人出具本报告当时的分析和判断, 并不代表东海证券股份有限公司, 或任何其附属或联营公司的立场, 本公司可能发表其他与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告可能因时间等因素的变化而变化从而导致与事实不完全一致, 敬请关注本公司就同一主题所出具的相关后续研究报告及评论文章。在法律允许的情况下, 本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易, 并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告仅供“东海证券股份有限公司”客户、员工及经本公司许可的机构与个人阅读和参考。在任何情况下, 本报告中的信息和意见均不构成对任何机构和个人的投资建议, 任何形式的保证证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效, 本公司亦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。本公司客户如有任何疑问应当咨询独立财务顾问并独自进行投资判断。

本报告版权归“东海证券股份有限公司”所有, 未经本公司书面授权, 任何人不得对本报告进行任何形式的翻版、复制、刊登、发表或者引用。

四、资质声明:

东海证券股份有限公司是经我国证监会核准的合法证券经营机构, 已经具备证券投资咨询业务资格。我们欢迎社会监督并提醒广大投资者, 参与证券相关活动应当审慎选择具有相当资质的证券经营机构, 注意防范非法证券活动。

上海 东海证券研究所

地址: 上海市浦东新区东方路1928号 东海证券大厦
 网址: [Http://www.longone.com.cn](http://www.longone.com.cn)
 电话: (8621) 20333619
 传真: (8621) 50585608
 邮编: 200215

北京 东海证券研究所

地址: 北京市西三环北路87号国际财经中心D座15F
 网址: [Http://www.longone.com.cn](http://www.longone.com.cn)
 电话: (8610) 59707105
 传真: (8610) 59707100
 邮编: 100089