

天然气行业深度报告： 全球天然气供需依旧紧平衡，气价或将维持中高位

评级：推荐(首次覆盖)

陈晨(证券分析师)

S0350522110007

chenc09@ghzq.com.cn

王璇(联系人)

S0350123020011

wangx15@ghzq.com.cn

简要
框架

- 1、全球天然气格局概览（全球天然气供需地区分布、LNG供需地区分布）
- 2、俄乌冲突下天然气格局转变复盘（全球LNG贸易格局、欧洲LNG进口增量、美国出口结构转变等）
- 3、中国天然气市场格局变化（产量、LNG进口量、管道气进口量及国内消费量预测等梳理）
- 4、未来两年全球液化天然气市场展望（全球新增液化产能、全球LNG需求汇总分析、天然气价格预测）
- 5、风险提示

- ◆ 近年来全球天然气供需维持紧平衡，且全球资本开支不足。据BP数据，近十年来全球天然气供需基本平衡，2021年全球天然气供给总量为40369亿方，同比上涨4.5%，需求总量为40375亿方，同比上涨5.0%，近五年来供给首次低于需求（-6亿方）。据IEA数据，2020-2022年全球天然气平均资本开支为2490亿美元，低于2015-2019年资本开支水平。其中，2022年全球天然气资本开支为2720亿美元，同比增长8.1%，仍未达到2019年以前水平，仅为2015年水平（3510亿美元）的77.6%。
- ◆ 全球天然气产量主要集中在北美、中亚、中东以及亚太地区，天然气需求主要集中北美、亚太、中亚、中东以及欧洲地区。产量方面，据BP数据，北美、中亚、中东以及亚太地区产量分别从2015年的949.0、754.3、600.9 以及560.0Bcm提升至2021年的1135.8、896.0、714.9以及699.0 Bcm，CAGR分别为+3.0%、+ 2.9%、+ 2.9和%+3.0% ，截至2021年底，北美、中亚、中东以及亚太地区产量分别占全球产量的28.1%、22.2%、17.7%以及16.6%；需求方面，据BP数据，2015年以来，北美、亚太、中亚、中东以及欧洲地区，需求量分别从2015年的934.7、715.7、527.5、479.3以及509.2 Bcm提升至2021年的1034.1、918.3、610.8、575.4以及571.1 Bcm，CAGR分别为+1.7%、+4.2%、+2.5%、+3.1%和+1.9%，亚太地区增长相对明显，截至2021年底，北美、亚太、中亚、中东以及欧洲地区需求量分别占全球需求总量的25.6%、22.7%、15.1%、14.3%以及14.1%。
- ◆ 全球LNG进口量主要来自亚太及欧洲地区，出口主要集中亚太、中东以及美洲地区，增量部分在美洲地区。进口方面，据BP数据，2021年亚太地区、欧洲地区进口量分别为3718亿方、1082亿方，占比分别为72.0%以及21.0%；出口方面，2019年以来亚太及中东地区出口量维持平稳，据BP数据，2021年亚太及中东地区出口量为176.3、129.7 Bcm，2019-2021年CAGR分别为-0.3%、+0.8%，美洲地区近年来LNG出口不断提升，2021年出口量为108.3 Bcm，其中2019-2021年CAGR为+24.5%。截至2021年底，亚太、中东以及美洲地区LNG出口量分别占全球总出口量的34.2%、25.1%以及21.0%。
- ◆ 2022年俄乌冲突催化全球天然气贸易格局转变。2022年俄乌冲突下，俄管道气出口欧洲数量大幅下降，据IEA数据，2022年俄罗斯供应欧洲地区的管道天然气大约削减了820亿方，同比减少49%。欧洲为弥补俄管道气进口的减少，开始大幅加大LNG采购力度，据彭博数据，2022年欧洲地区液化天然气实现进口量1.26亿吨，同比增加4788万吨，同比上涨61%（约合1805亿方，同比增长684亿方），一定程度形成对其他地区需求的压制，2022年亚洲地区LNG需求出现明显下降，减量主要来自中国，全球LNG贸易格局出现大幅转变。美国LNG出口结构加速分化。据EIA数据，2022年美国LNG出口欧洲地区（欧盟+英国，下同）数量大幅上涨，约为699.8亿方，同比增长408.2亿方（同比+140%），主要得益于新增产量以及缩减对中国地区的出口量来实现。2022年美国对中国地区（中国大陆+中国台湾，下同）LNG出口量仅为57.9亿方，同比减少98.6亿方（同比-63%）。

- ◆ **2022年中国天然气进口下降明显，管道气补充能力有限，预计至2030年LNG进口需求增长至1800亿方左右。**2022年国内天然气进口量及表观消费量有所回落，2022年国内天然气进口量为1519亿方，同比下降10.0%，表观消费量实现3638亿方，同比下降2.7%；LNG进口方面，2022年我国LNG进口量减少1549万吨至6344万吨，同比下降19.6%（约为906亿方，同比减少221亿方）；管道气进口方面，2022年实现管道气进口4581万吨（约合654亿方，同比增长48.3亿方），补充能力相对有限。据我们测算，预计至2030年中国LNG进口需求增长至1800亿方左右。
- ◆ **2023年全球天然气液化装置产能增长有限，增长集中在2025年及以后。**2023年，全球天然气液化装置新增产能分别为Greater Tortue Ahmeyim Phase 1项目以及Tangguh LNG Train III 项目（统计时间截至2023年3月），预计合计新增液化能力为108亿方/年，低于2022年的276亿方/年。未来液化装置新增产能主要集中在2025年及以后，其中，2024年预计新增液化产能约为346亿方/年，而2025年及以后新增液化产能合计达到807亿方/年，再结合2023年新增液化装置产能的释放，IEA预计2023年全球液化天然气供应能力或将增加230亿方/年。
- ◆ **预计2023年欧盟国家天然气需求新增330亿方，中国需求乐观情形下LNG进口增量将达到292亿方，印度和东盟地区存在较大增长空间，未来全球LNG需求保持一定增长。**据IEA预测，2023年欧盟国家预计新增330亿方天然气需求；中国方面，据IEA乐观、中性及悲观情形下，2023年国内LNG进口增量分别为292/77/-104亿方；以印度为代表的南亚地区以及东盟地区，随着经济快速增长，天然气需求存在较大的增长空间。**全球LNG需求方面**，预计未来两年全球LNG需求仍将保持一定增长，其中2023年全球进口总量较2022年增长260亿方左右，2024年进口量较2022年累计约增长500亿方以上。
- ◆ **预计未来2-3年全球LNG市场处于紧平衡状态，价格仍保持中高位水平，海外高卡煤价格也将维持高位。**年初以来TTF、JKM价格下降明显，但仍处历史相对高位。据彭博数据，截至4月26日，海外TTF、JKM价格分别为38.7欧元/兆瓦时、11.2美元/百万英热，较年初（2023年1月3日）分别下降约45.3%、58.9%，然而当前价格仍显著高于2018-2020年平均价格，仍处于历史相对高位。据澳洲工业科学资源部预计，未来欧洲将继续使用LNG弥补俄罗斯管道气的减少，预计全球2023年新增LNG需求为260亿方左右，而全球LNG液化产能仅新增230亿方左右（IEA），紧平衡状态或将持续。未来，考虑到2024年需求较2022年累计增加500亿方以上，而同期全球液化产能较2022年预计累计增长450亿方/年左右，此外新投产装置产能也需要爬坡，预计全球供需仍将维持紧平衡状态，海外天然气价格有望维持历史中高位水平。同时，考虑到天然气和煤炭存在替代关系，且换算同一热值后，历史价格比例稳定在一定区间内，假设TTF价格维持在15美元/百万英热，以煤价/TTF历史上的1-3倍区间推测，预计海外高卡煤价格在119-357美元/吨，若以均值2倍计算，高卡煤价格预计在180美元/吨左右，由此预计未来海外高卡动力煤价格也将保持历史中高位水平。
- ◆ **投资建议与行业评级：**考虑到未来天然气市场依旧紧平衡，海外气价仍将维持相对高位，首次覆盖，给予行业“推荐”评级。
- ◆ **风险提示：**欧洲天然气需求下滑风险；国内经济增速不及预期导致用电量下滑风险；国内天然气需求增速复苏不及预期风险；美国LNG液化装置投产不及预期风险；中国与海外市场并不具有完全可比性，相关数据仅供参考。

目 录

1

全球天然气格局概览

2

2022年俄乌冲突催化全球天然气贸易格局转变

3

2022年中国天然气进口下降明显，管道气补充作用有限

4

展望未来2-3年全球天然气供需依旧紧平衡，气价或将维持中高位

5

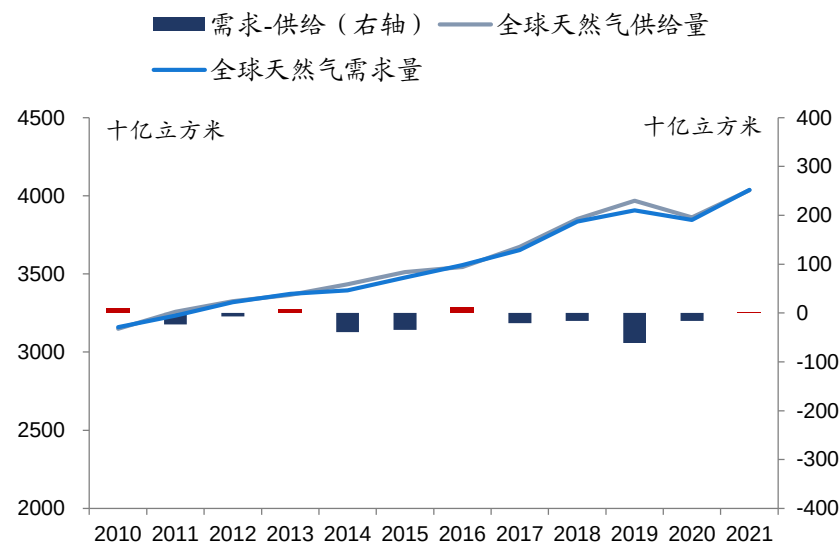
风险提示

1.1、近年来全球天然气供需维持紧平衡

据BP数据，近十年来全球天然气供需基本平衡，2021年全球天然气供给总量为40369亿方，同比上涨4.5%，需求总量为40375亿方，同比上涨5.0%，近五年来供给首次低于需求（-6亿方）。

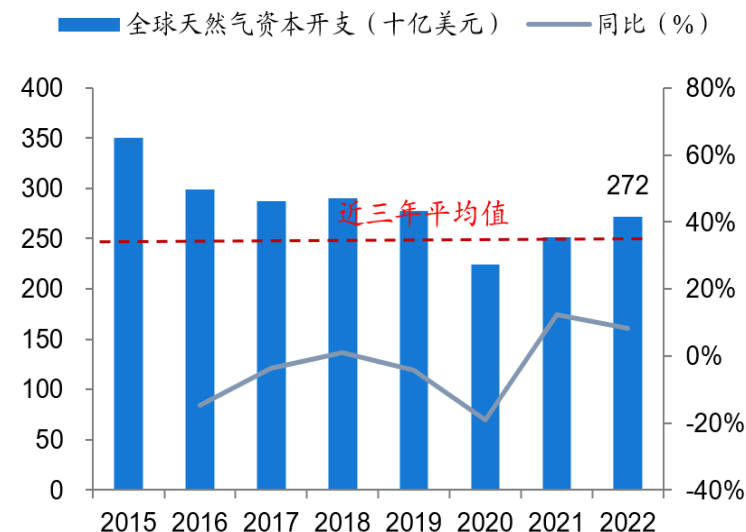
近三年全球天然气资本开支不足，产能提升空间有限。据IEA数据，2020-2022年全球天然气平均资本开支为2490亿美元，低于2015-2019年资本开支水平。其中，2022年全球天然气资本开支为2720亿美元，同比增长8.1%，仍未达到2019年以前水平，仅为2015年水平（3510亿美元）的77.6%，资本开支不足也反映出未来天然气产能提升空间有限。

图表：2021年全球天然气供需维持紧平衡



资料来源：BP、国海证券研究所

图表：近三年全球天然气资本开支不足



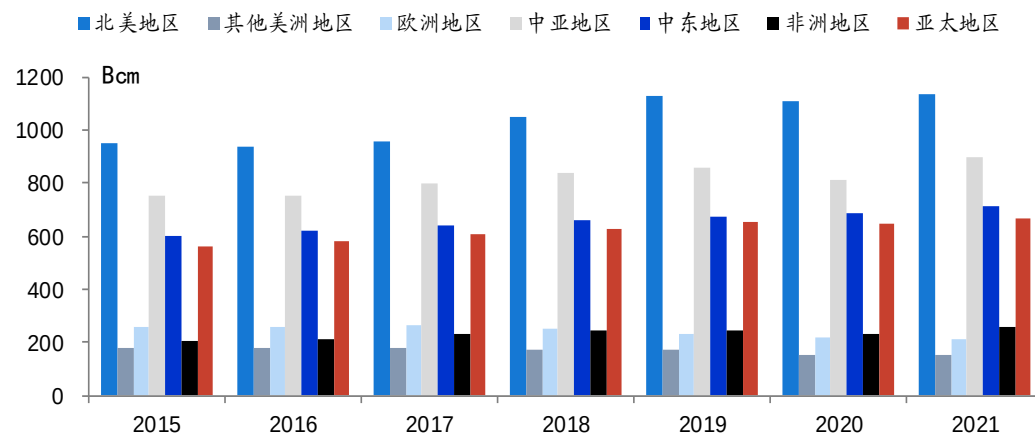
资料来源：IEA、国海证券研究所

1.2、近年来天然气主要生产地区产量呈上涨趋势

2015年以来，天然气主要生产地区产量呈上涨趋势，据BP数据，全球天然气产量主要集中在北美、中亚、中东以及亚太地区，产量分别从2015年的949.0、754.3、600.9 以及560.0Bcm提升至2021年的1135.8、896.0、714.9以及699.0 Bcm，CAGR分别为+3.0%、+ 2.9%、+ 2.9和%+3.0%。

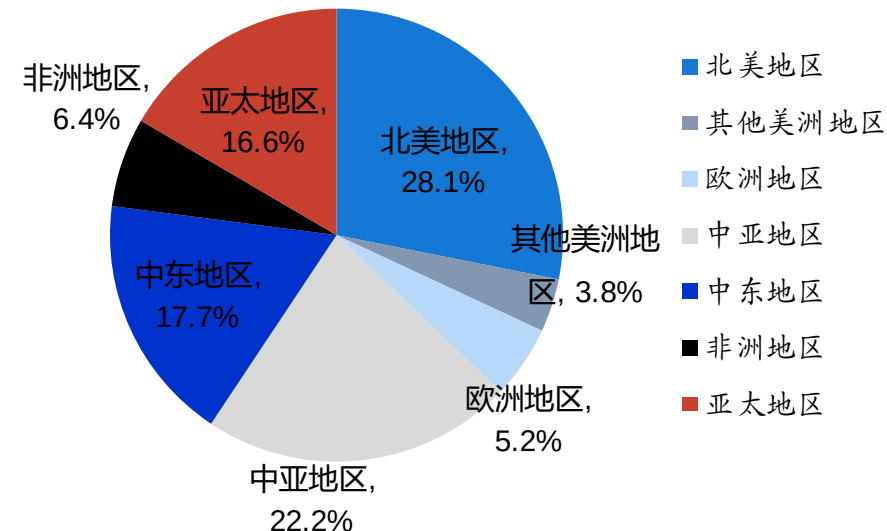
截至2021年底，北美、中亚、中东以及亚太地区产量分别占全球产量的28.1%、22.2%、17.7%以及16.6%。

图表：近年来天然气主要生产地区产量呈上涨趋势



资料来源：BP、国海证券研究所

图表：北美、中亚、中东及亚太地区是天然气主产区



资料来源：BP、国海证券研究所
注：数据截至2021年底

1.3、天然气产量主要集中在美国、俄罗斯、伊朗以及中国等地

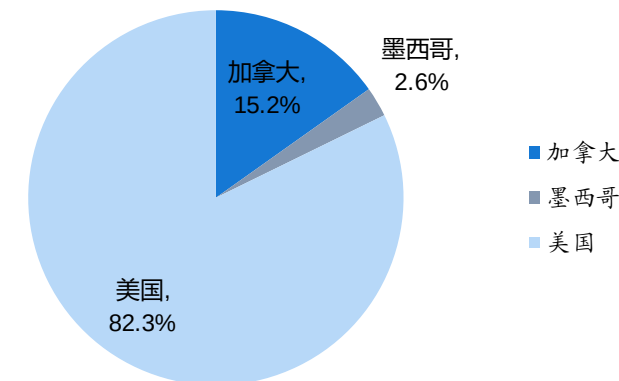
分地区看，北美地区产量主要集中在美国，2021年天然气产量为934.2 Bcm，占比为82.3%；

中亚地区产量主要集中在俄罗斯，2021年天然气产量为701.7 Bcm，占比为78.3%；

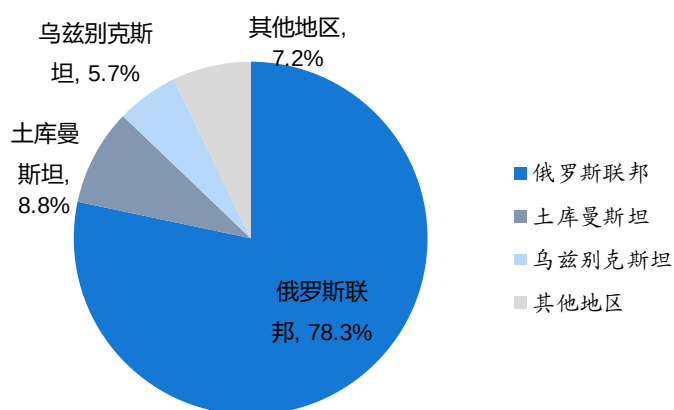
中东地区产量主要集中在伊朗、卡塔尔以及沙特等国家，2021年天然气产量分别为256.7、177.0 以及117.3 Bcm，占比分别为35.9%、24.8%以及16.4%；

亚太地区产量主要分布在中国、澳大利亚和马来西亚，2021年天然气产量分别为209.2、147.2 以及74.2 Bcm，占比分别为31.3%、22.0%以及11.1%。

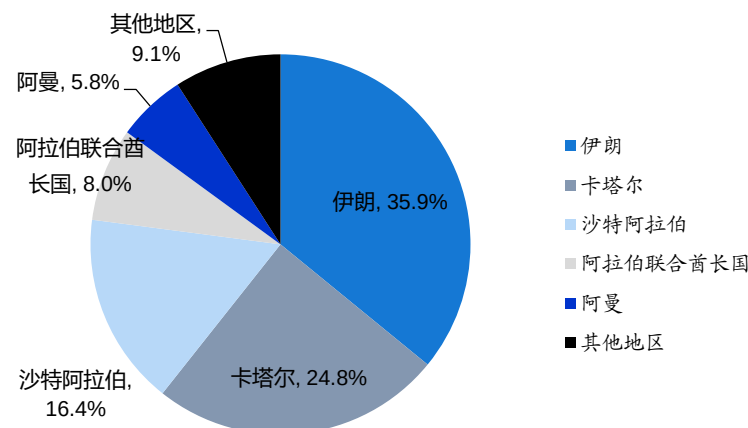
图表：北美地区产量主要集中在美国，占比为82.3%



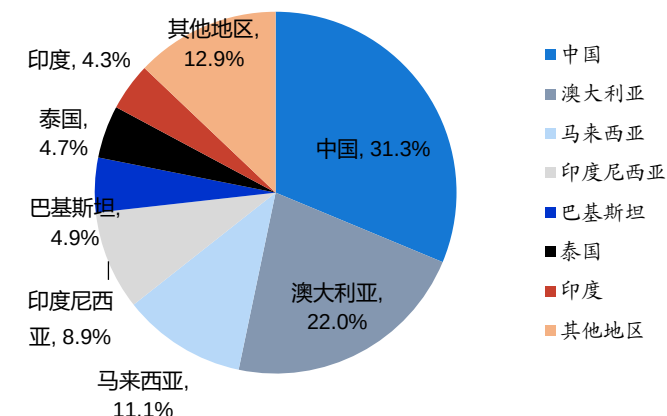
图表：中亚地区产量主要集中在俄罗斯，占比为78.3%



图表：中东地区产量主要分布伊朗、卡塔尔以及沙特



图表：亚太地区产量主要分布在中国、澳大利亚和马来西亚



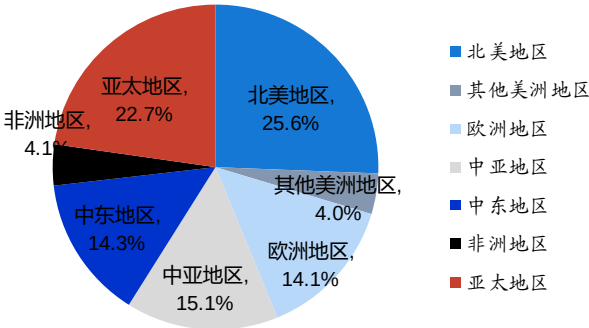
1.4、多数区域天然气需求保持增长，亚太地区增长相对显著

据BP数据，2015年以来，北美、亚太、中亚、中东以及欧洲地区，需求量分别从2015年的934.7、715.7、527.5、479.3以及509.2 Bcm提升至2021年的1034.1、918.3、610.8、575.4以及571.1 Bcm，CAGR分别为+1.7%、+4.2%、+2.5%、+3.1%和+1.9%；

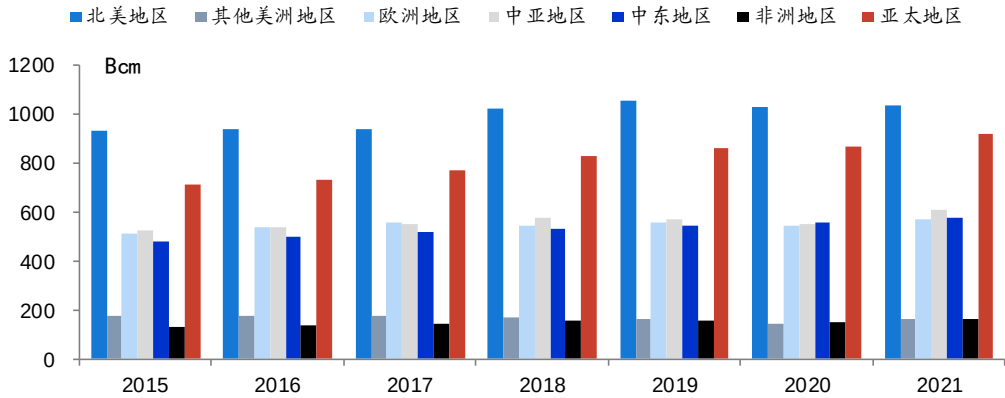
截至2021年底，北美、亚太、中亚、中东以及欧洲地区需求量分别占全球需求总量的25.6%、22.7%、15.1%、14.3%以及14.1%。

据BP数据，亚太地区需求以中国大陆、日韩地区为主，2021年中国大陆、日本以及韩国地区天然气需求量分别为378.7、103.6以及62.5 Bcm，占比分别为41.2%、11.3%以及6.8%。

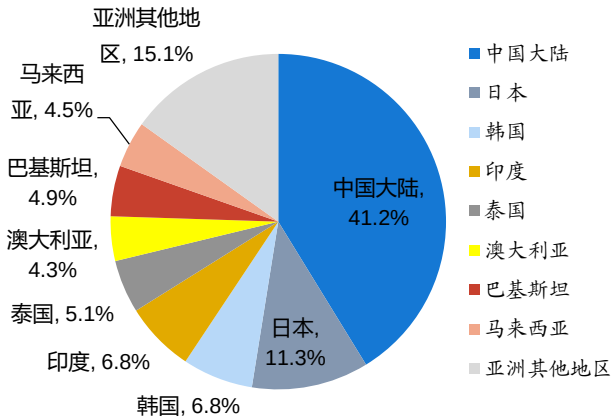
图表：全球天然气需求主要来自北美、亚太、中亚、中东以及欧洲地区



图表：近年来北美地区需求增速放缓，亚太地区增长相对显著



图表：亚太地区需求以中国大陆、日韩地区为主



1.5、各地区天然气需求量分布情况

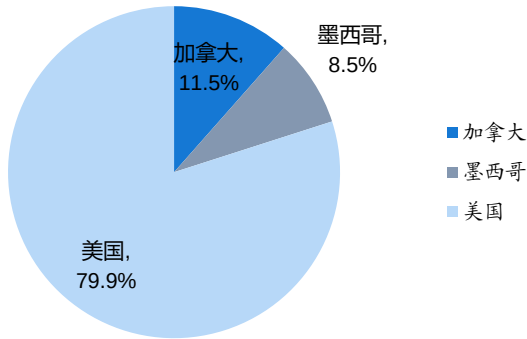
北美地区需求量主要集中在美国，2021年天然气需求量为826.7 Bcm，占比为79.9%；

中亚地区需求量主要集中在俄罗斯，2021年天然气需求量为474.6 Bcm，占比为77.7%；

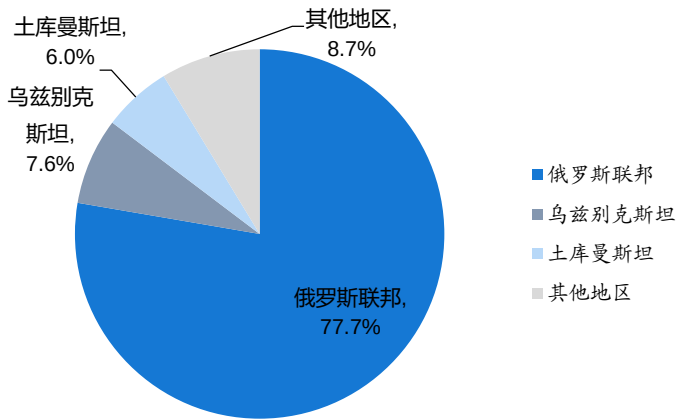
中东地区需求量主要分布伊朗、沙特以及阿拉伯联合酋长国，2021年天然气需求量分别为241.4、117.3以及69.4 Bcm，占比分别为41.9%、20.4%以及12.1%

欧洲地区需求量排名前五国家分别为德国、英国、意大利、土耳其以及法国，2021年天然气需求量分别为90.5、76.9、72.5、57.3 以及43.0 Bcm，占比分别为15.9%、13.5%、12.7%、10.0%以及7.5%。其中，欧盟国家需求量占比为67.8%。

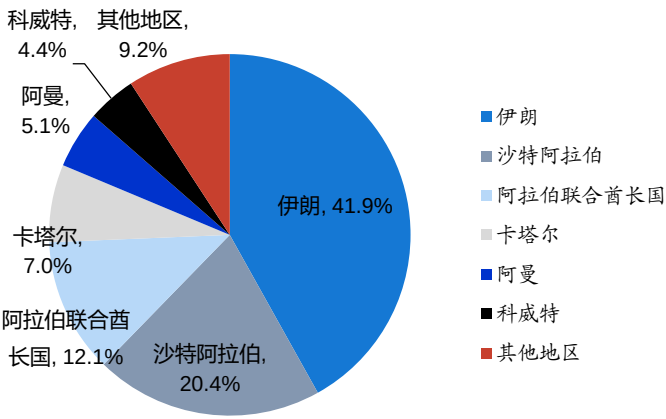
图表：北美地区需求主要集中在美国，占比为79.9%



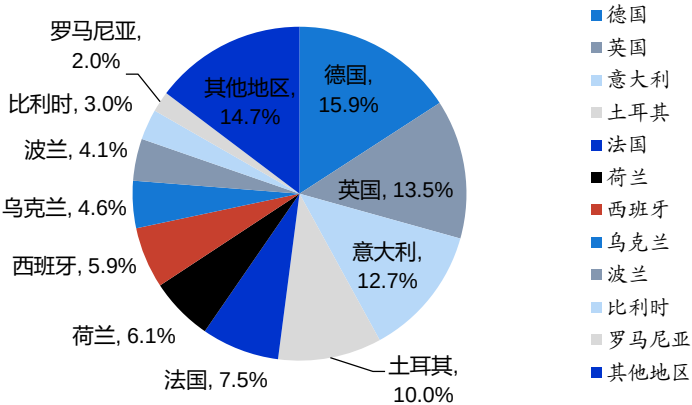
图表：中亚地区需求量主要集中在俄罗斯，占比为77.7%



图表：中东地区需求量主要分布伊朗、沙特以及阿拉伯联合酋长国



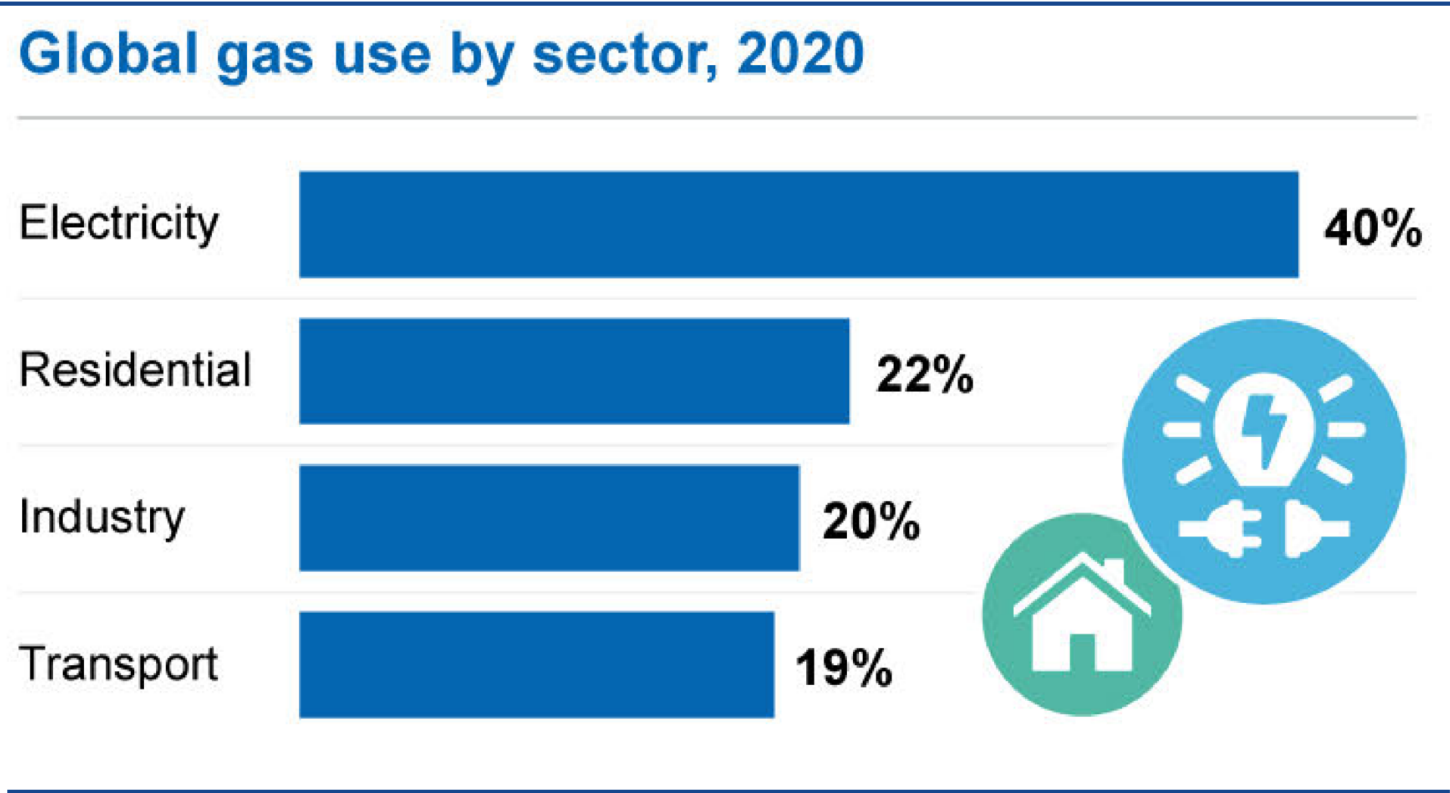
图表：欧洲地区需求量排名前五国家分别为德国、英国、意大利、土耳其以及法国



1.6、从用途看，全球天然气主要用于发电

据澳洲工业科学资源部数据，2020年全球40%的天然气用于电力部门，是最主要的需求来源。其余居民、工业以及交通部门需求占比分别为22%、20%以及19%。

图表：全球天然气需求主要用于发电，占比约40%



资料来源：澳洲工业科学资源部

1.7、全球天然气贸易量持续增长，增量主要来自液化天然气

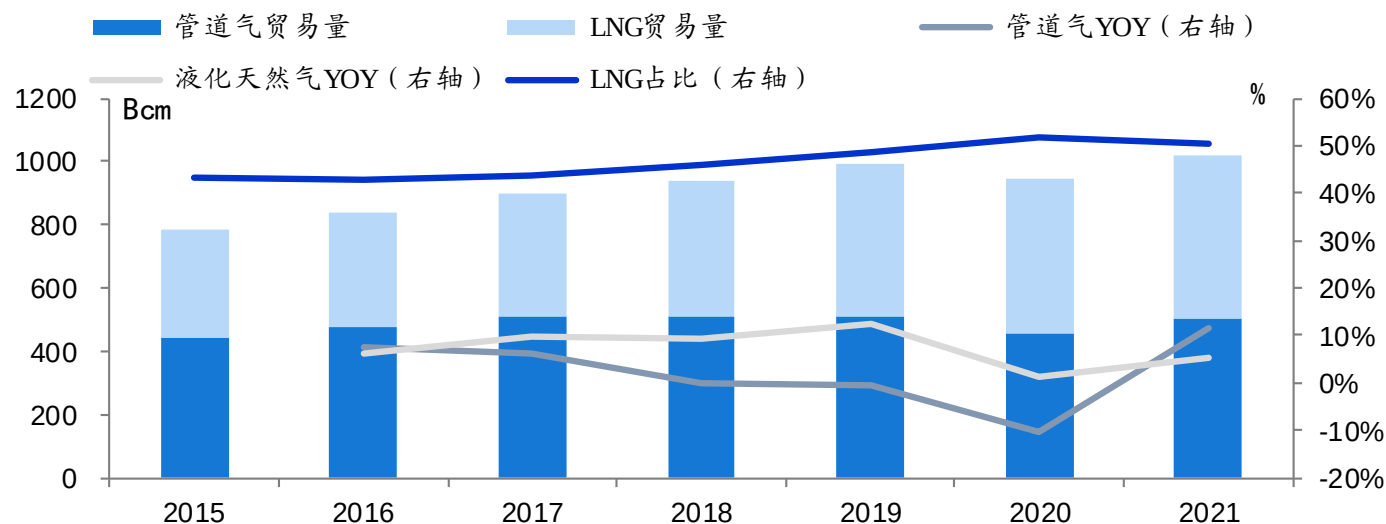
据BP数据，全球天然气贸易量从2015年的781.7 Bcm提升至2021年的1021.9 Bcm，CAGR为+4.6%。

分结构看：

全球天然气贸易增量主要来自LNG，2021年实现贸易量516.2 Bcm，2017-2021年CAGR为+7.0%，同时LNG贸易量占比也在逐年提升，2021年占比约为50.5%，较2015年提升7.4 pct。

管道气自2017年以后贸易量整体维持平稳（除2020年出现小幅下滑），2021年实现贸易量505.6 Bcm，2017-2021年CAGR为-0.2%。

图表：全球天然气贸易量持续增长，增量主要来自液化天然气



资料来源：BP、国海证券研究所

1.8、全球LNG进口量主要来自亚太及欧洲地区

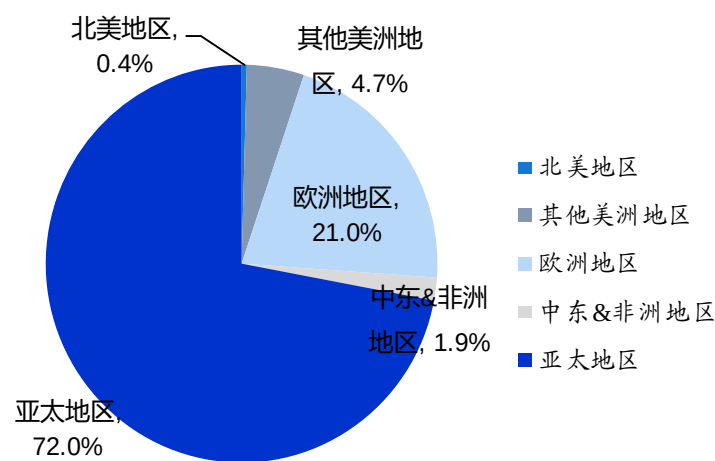
从区域结构上看，全球LNG进口量主要来自亚太及欧洲地区，据BP数据，2021年亚太地区、欧洲地区进口量分别为3718亿方、1082亿方，占比分别为72.0%以及21.0%；

分地区看：

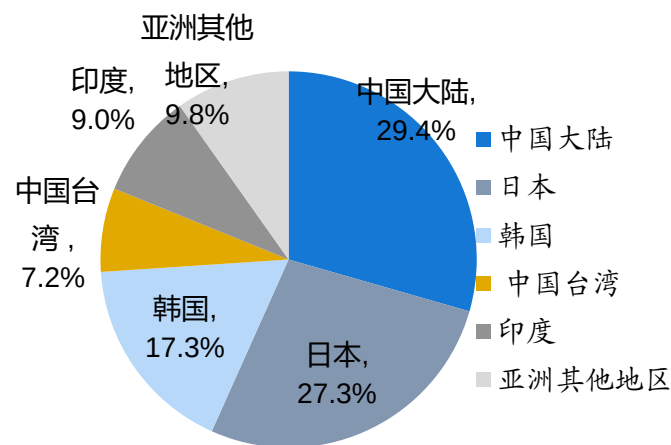
亚太地区进口量主要来自中国大陆、日本以及韩国地区，2021年分别进口1095亿方、1013亿方以及641亿方，分别占亚太地区LNG总进口量的29.4%、27.3%以及17.3%，印度及中国台湾地区进口量也占一定份额，分别为9.0%、7.2%；

欧洲地区进口量需求主要来自欧盟国家，其中西班牙、法国、土耳其2021年进口208亿方、181亿方以及139亿方，分别占比19.2%、16.7%以及12.9%，欧盟合计占比86.1%；非欧盟地区（包含英国）进口150亿方，占比13.9%。

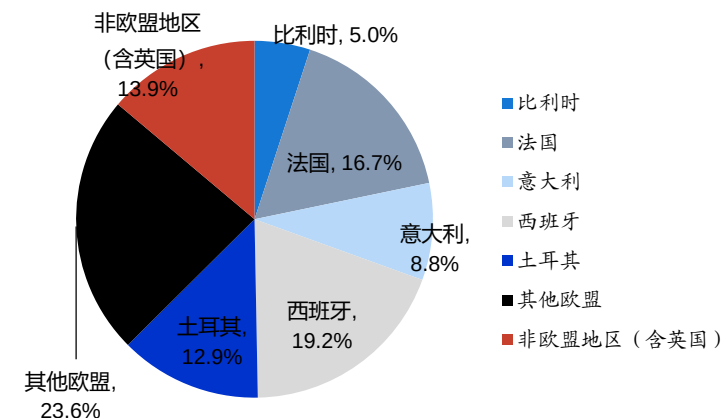
图表：全球LNG进口量主要来自亚太及欧洲地区



图表：亚太地区LNG进口量主要来自中国大陆及日韩地区



图表：欧洲地区需求以欧盟国家为主



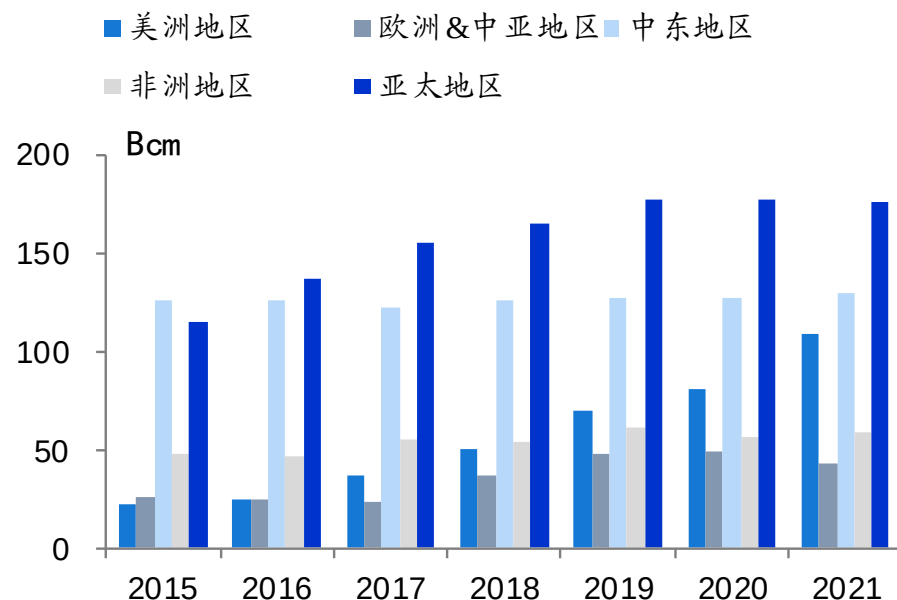
1.9、近年来LNG出口增量主要集中在美洲地区

全球LNG主要出口地区为亚太、中东以及美洲地区，近年来增长结构出现分化。2019年以来亚太及中东地区出口量维持平稳，据BP数据，2021年亚太及中东地区出口量为176.3、129.7 Bcm，2019-2021年CAGR分别为-0.3%、+0.8%；

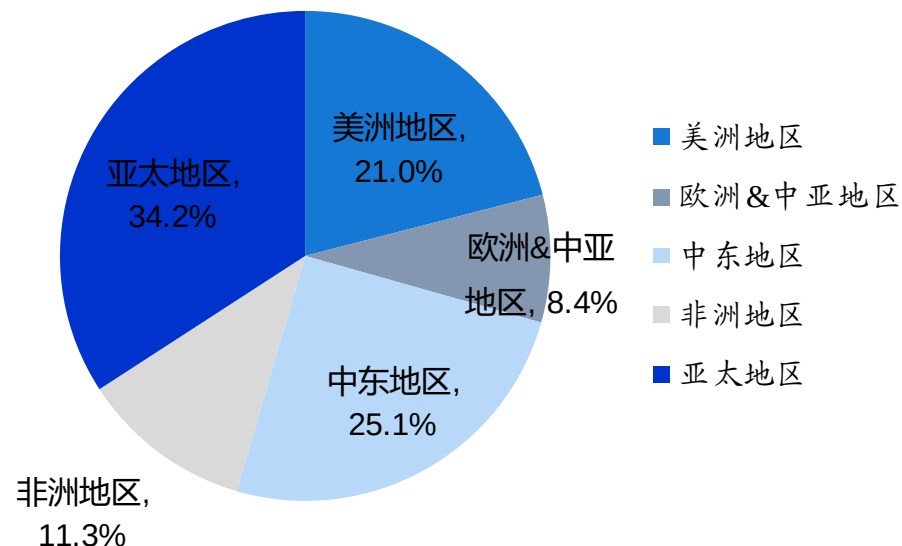
美洲地区近年来LNG出口不断提升，2021年出口量为108.3 Bcm，其中2019-2021年CAGR为+ 24.5%。

截至2021年底，亚太、中东以及美洲地区LNG出口量分别占全球总出口量的34.2%、25.1%以及21.0%。

图表：近年来LNG出口增量主要集中在美洲地区



图表：全球LNG出口量主要集中在亚太、中东及美洲地区



1.10、全球主要LNG出口地区出口量国家分布

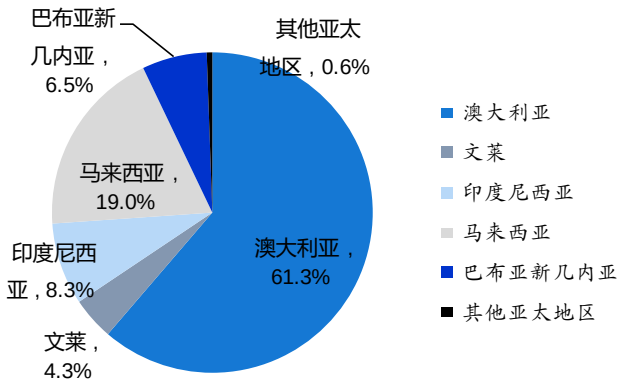
分地区看，亚太地区出口量主要集中在澳大利亚及马来西亚，2021年LNG出口量分别为108.1、33.5 Bcm，占比分别为61.3%、19.0%；

中东地区出口量主要集中在卡塔尔，2021年LNG出口量为106.8 Bcm，占比为82.3%；

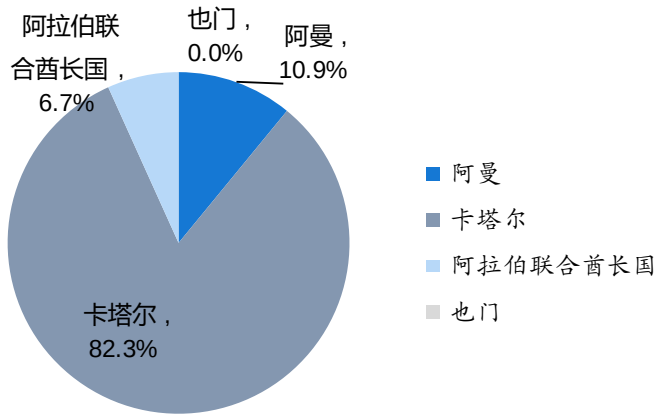
美洲地区出口量主要集中在美国，2021年LNG出口量为95.0 Bcm，占比为87.7%；

非洲地区出口量主要集中在尼日利亚和阿尔及利亚，2021年LNG出口量分别为23.3 Bcm和16.1 Bcm，分别占比39.9%和27.5%。

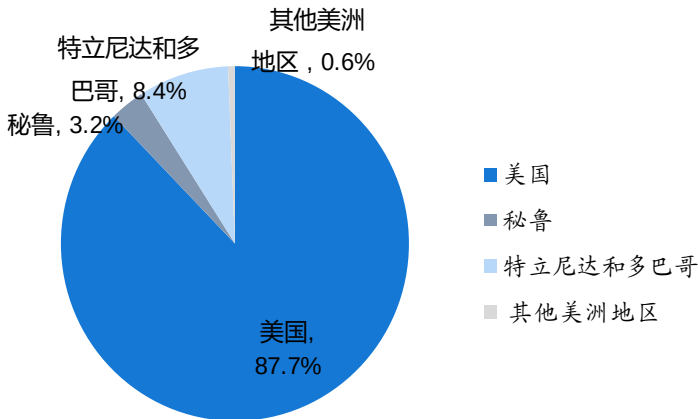
图表：亚太地区LNG出口量主要集中在澳大利亚及马来西亚



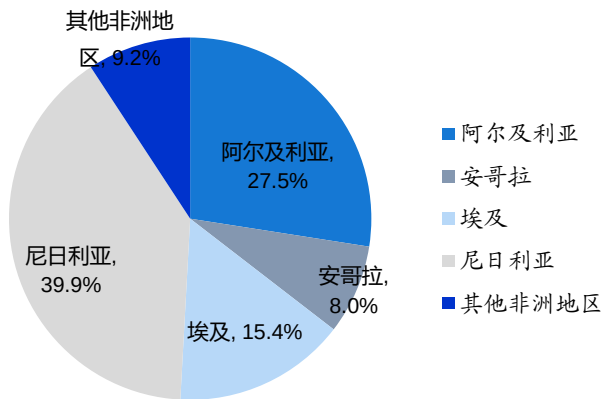
图表：中东地区LNG出口量主要集中在卡塔尔



图表：美洲地区出口量主要集中在美国



图表：非洲地区出口量主要集中在尼日利亚和阿尔及利亚



目 录

- 1 全球天然气格局概览
- 2 2022年俄乌冲突催化全球天然气贸易格局转变
- 3 2022年中国天然气进口下降明显，管道气补充作用有限
- 4 展望未来2-3年全球天然气供需依旧紧平衡，气价或将维持中高位
- 5 风险提示

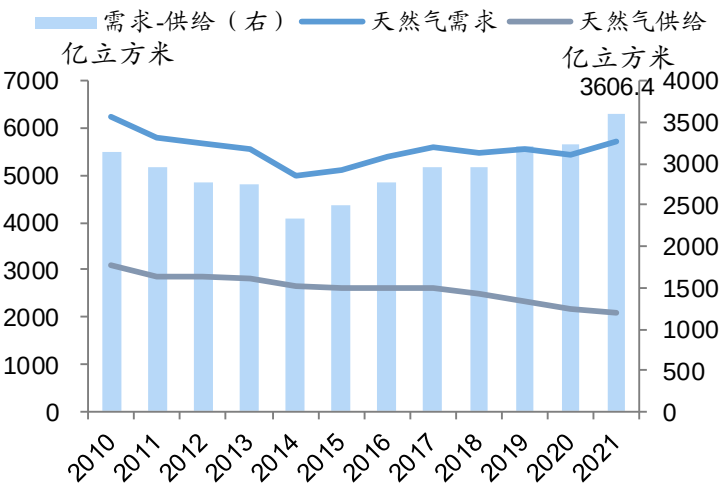
2.1、欧洲地区天然气供需缺口持续走扩，2021年及以前进口依赖俄管道气

欧洲地区天然气供需缺口持续走扩，2021年及以前进口依赖俄管道气。随着英国和荷兰控制的北海气田枯竭，欧洲地区天然气产量逐年下降，而需求的稳步上涨使欧洲天然气供需缺口不断放大，据BP数据，欧洲地区天然气供需缺口从2017年的2961亿方扩大至2021年的3606亿方，2017-2021年CAGR为+5.1%，2021年供需缺口约占欧洲地区同期天然气总需求5711亿方的63.1%。

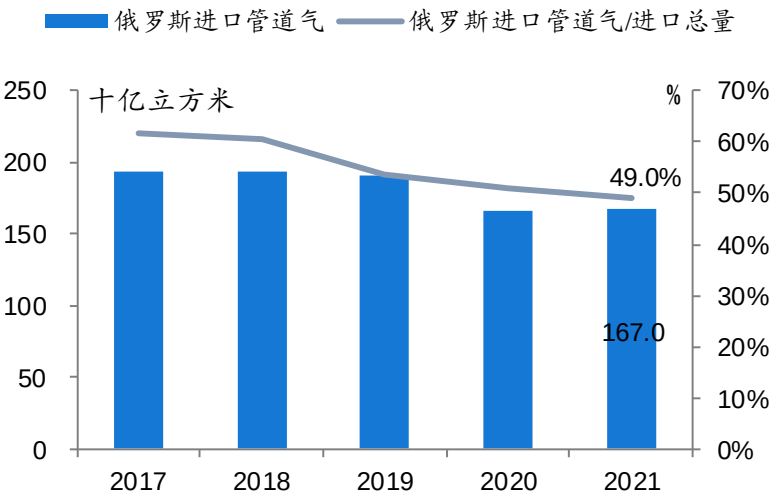
欧洲地区天然气进口量主要来自俄罗斯，虽然2020-2021年进口俄管道气数量有所缩减，但欧洲仍对俄管道气有较高程度的依赖，据BP数据，2021年俄罗斯管道气进口量达到1670亿方，仍占欧洲全部进口气量（3410亿方）的49%。

从气源结构看，2021年欧洲地区进口管道气和LNG分别占比68.3%以及31.7%，管道气为主要天然气进口形式。其中，俄罗斯、非洲、独联体以及中东地区进口管道气占总管道气进口量的71.7%、16.0%、8.4%以及3.9%。

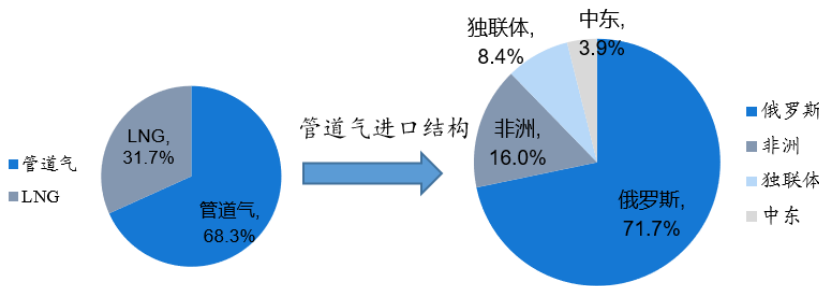
图表：欧洲地区天然气供需缺口持续扩大



图表：截至2021年，欧洲地区对俄管道气依赖程度高



图表：2021年欧洲地区天然气进口结构



2022年俄乌冲突下，为应对造成的全球能源市场混乱和能源安全问题，加速能源系统变革以结束对俄罗斯化石能源的依赖，欧盟提出“REPowerEU”能源计划。在计划中，欧盟提出在2022年新增进口500亿方LNG以及100亿方其他国家管道气，减少需求合计380亿方，其中电力部门减少用气200亿方，以实现逐步取代俄天然气，由此全球LNG贸易格局开启结构性转变。

另一方面，俄罗斯开展天然气反制裁措施叠加北溪管道意外受损，2022年俄管道气出口欧洲数量大幅下降。

图表：欧盟提出“REPowerEU”计划，2022年计划增加进口500亿方LNG

重点方向		FF55 提出2030年目标	REPowerEU措施	2022年底预计LNG变动值（Bcm当量）
供给	增加非俄天然气	-	液化天然气多元化	50*
		-	管道进口多元化	10
	增加可再生气体	生产170亿立方米的生物甲烷	到2030年将生物甲烷产量提高到350亿方	3.5
需求		提高能源效率，节省380亿立方米	欧盟范围内采取节能措施，例如将建筑物供暖恒温器调低1度，可节省100亿方	-14
	减少家庭部门用气	-	加快屋顶太阳能建设速度，2022年达到15TWh	-2.5
		2030年新增安装3000万台热泵，节省350亿方	翻倍部署热泵，未来5年内累计实现1000万台	-1.5
	减少电力部门用气	部署480GW风力发电和420GW太阳能发电，节省170亿方（并生产560万吨绿氢）	将风能和太阳能平均部署率提高20%，节省30亿方天然气	-20

资料来源：《REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy》、国海证券研究所
注：液化天然气新增进口数值为预测值

2.3、当前主要有四条管道可供俄罗斯向欧盟输送管道气

当前，主要有四条管道可供俄罗斯向欧盟输送管道气，分别为北溪管道一号线、亚马尔线（途径波兰）、乌克兰中转线以及土耳其溪管道线。

北溪管道一号线由穿过波罗的海全长1,224公里的双管道组成，起点是俄罗斯的维堡，终点是德国的格赖夫斯瓦尔德，每条管道每年可输送275亿方天然气，合计550亿方/年；

亚马尔线经白俄罗斯、波兰到达德国，管道全长约2000公里，输气能力为330亿方/年；

乌克兰中转线，由包括兄弟管道等多条管道构成，气源为伏尔加－乌拉尔油气区的奥伦堡气田，经乌克兰分叉，一条去斯洛伐克、捷克、奥地利等，一条进入摩尔多瓦、罗马尼亚等，其中兄弟管道、联盟管道年输送能力分别为240/260亿方，合计约500亿方/年；

土耳其溪管道线于2020年建成，每年输送能力为315亿方，向土耳其和南欧供应俄罗斯天然气。

图表：俄罗斯管道气通向欧盟主要有四条路径



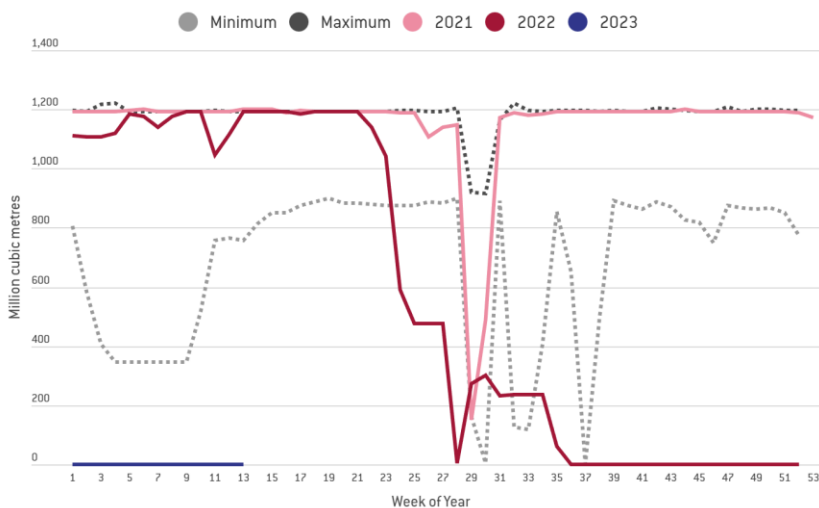
资料来源：Bruegel

2.4、2022年欧盟进口俄管道气大幅下降

作为对欧洲制裁的反击，俄罗斯于2022年6月起开始缩减北溪一号管道供气量，且于9月宣布无限期关闭北溪一号管道，同期北溪两条管道线发生爆炸，欧盟进口俄管道气大幅下降。

从实际输气量上看：北溪管道在2022年1-21周基本维持正常运行，周输送能力维持在1200 Mcm（百万方，下同），随后供气量逐渐开始下降，自36周开始起停止供气；亚马尔线在2022年1-21周输送能力先升后降，平均约为200 Mcm，自19周起停止供气。

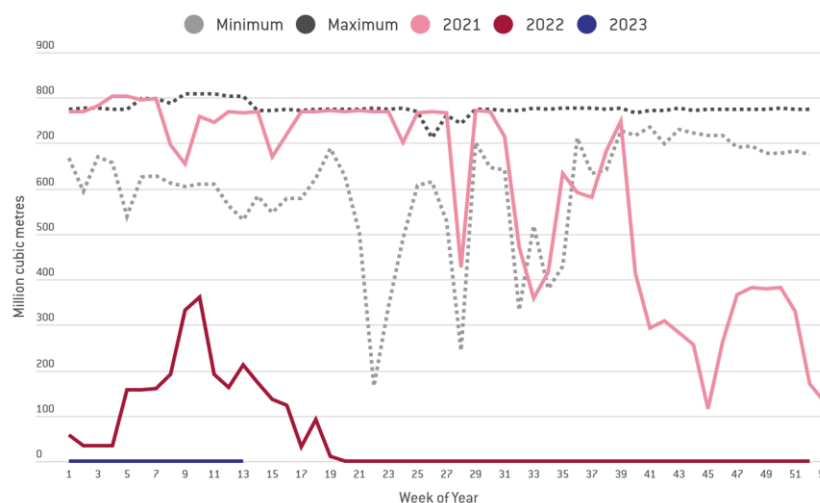
图表：北溪管道一号线于2022年下半年停止输气



资料来源：Bruegel

注：时间截至2023年4月4日，下同

图表：亚马尔线于2022年第19周起停止输气



资料来源：Bruegel

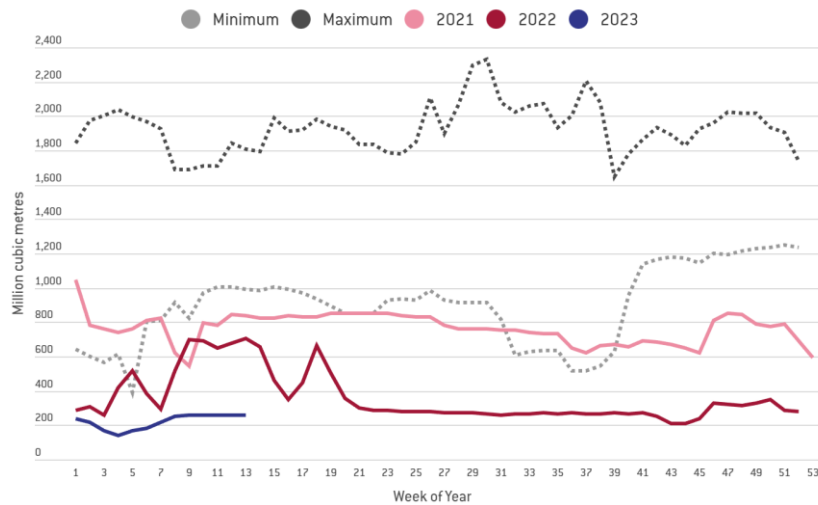
2.4、2022年欧盟进口俄管道气大幅下降

乌克兰中转线2022年1-19周输送能力在200-600 Mcm区间内波动，随后稳定在220 Mcm水平附近，处于近年来历史低位；土耳其溪管道线2022年供气能力正常，全年供气能力中枢约在每周250 Mcm水平附近。

综合来看，据IEA数据，2022年俄罗斯供应欧洲地区（含欧盟）的管道天然气大约削减了820亿方，同比减少49%。

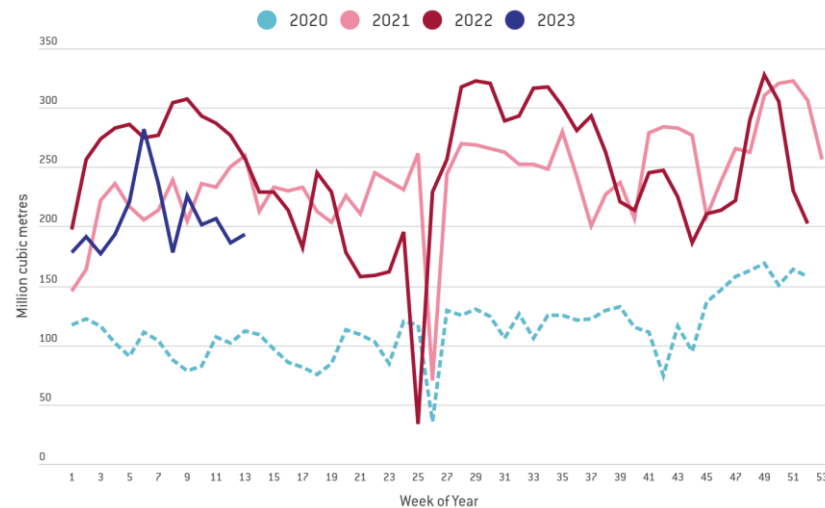
展望2023年，通过假设2023年土耳其溪管道、乌克兰中转线供气能力保持在2022年12月水平，IEA预计仅欧盟国家2023年俄罗斯管道气供气量预计减少350亿方（预计2023年供气量约为250亿方）；若以2023年以来两个管道平均实际供气量测算，假设均为每周220 Mcm，我们推测全年进口俄管道气量大约仅为229亿方，这与IEA预测基本接近。

图表：2022年以来乌克兰中转线运输能力处于历史低位



资料来源：Bruegel

图表：土耳其溪管道线运输能力正常



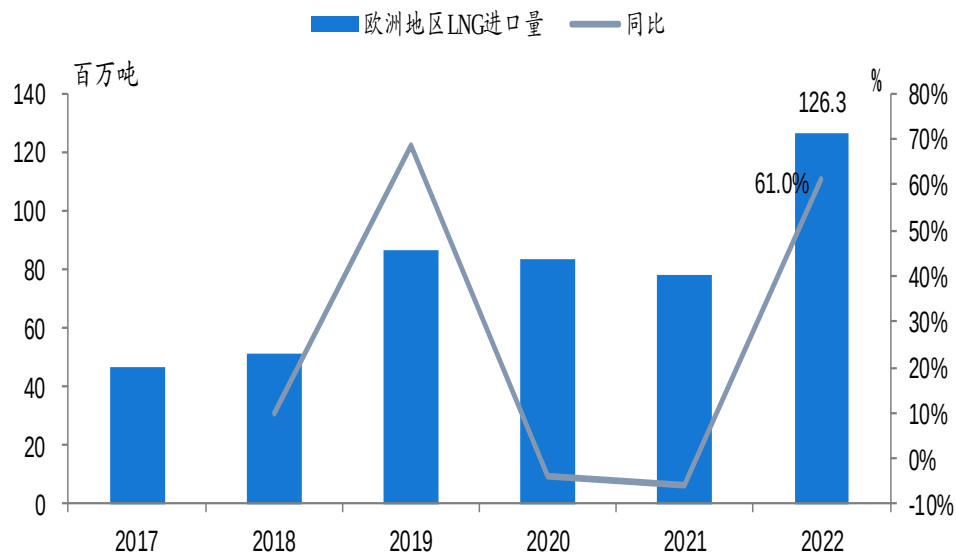
资料来源：Bruegel

2.5、为弥补管道气减少，2022年欧洲液化天然气进口量大幅增加

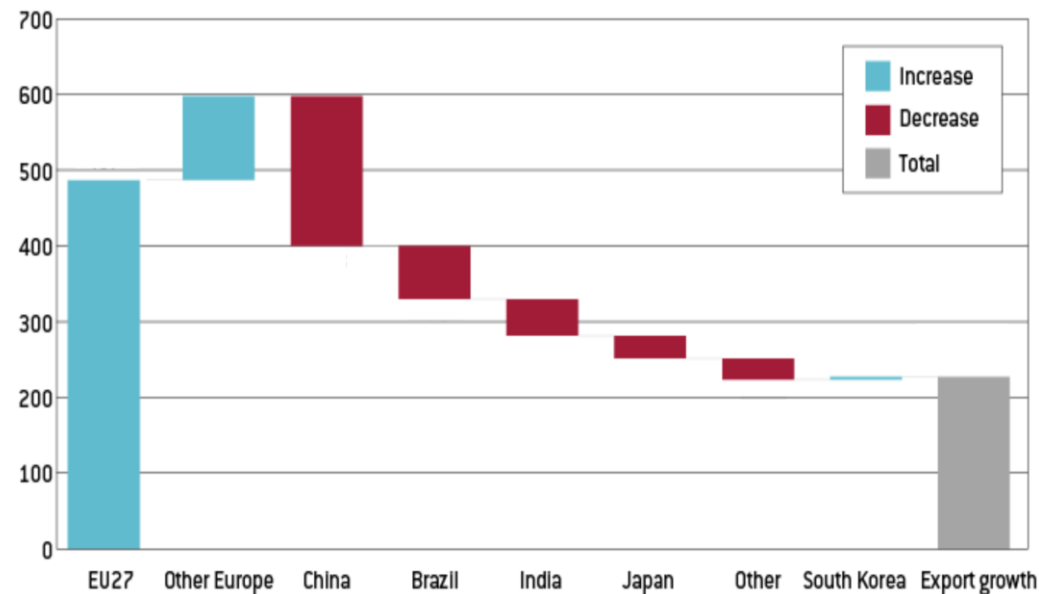
2022年欧洲为弥补俄管道气进口的减少，开始大幅采购LNG，据彭博数据，2022年欧洲地区液化天然气实现进口量1.26亿吨，同比增加4788万吨，同比+61%（约合1805亿方，同比增长684亿方），而2019-2021年欧洲天然气进口量约在7500至9000万吨区间内。

欧洲加大LNG采购力度，贸易格局出现结构性转变。据Bruegel分析，欧洲加大LNG采购力度对其他地区需求形成压制，全球LNG贸易格局出现大幅转变，2022年全球LNG需求增量主要来自欧洲地区，而亚洲地区需求出现明显下降，减量主要来自中国。

图表：2022年欧洲液化天然气进口量大幅攀升



图表：2022年全球LNG贸易格局发生转变（TWh）



2.6、2022年全球LNG贸易格局出现结构性转变

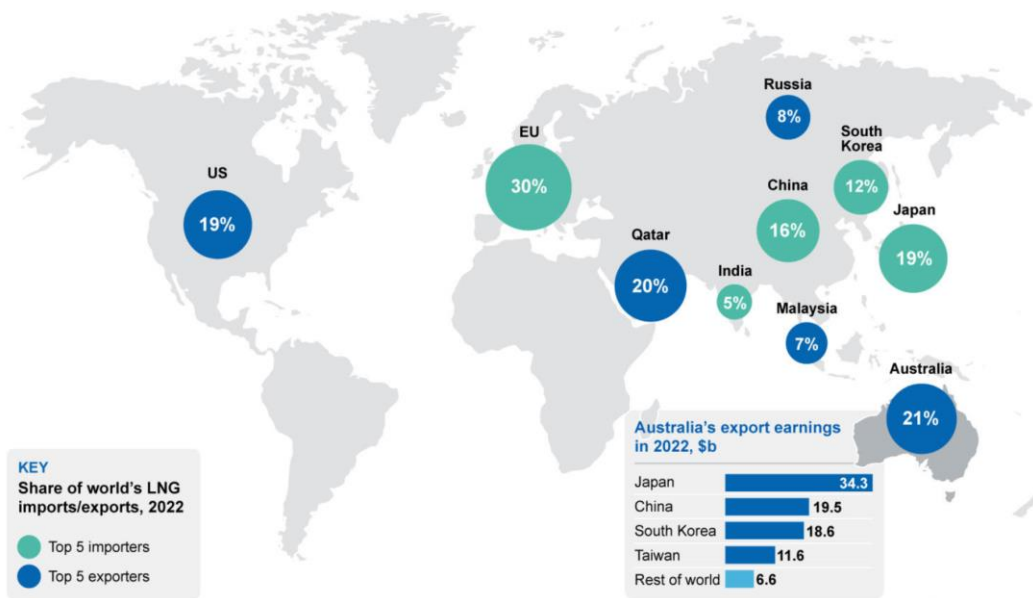
2022年全球液化天然气贸易量保持增长。全球液化天然气贸易量从2017年的2.86亿吨上升至2022年的3.98亿吨（约合5681.5亿方），2017-2022年CAGR为+6.8%，其中2022年同比增长4.8%，保持小幅增长。

结构上看，2022年全球LNG前五大主要进口国家/地区分别为欧盟、日本、中国、韩国以及印度，占比分别为30%、19%、16%、12%以及5%；前五大主要出口国家/地区分别为澳大利亚、卡塔尔、美国、俄罗斯以及马来西亚，占比分别为21%、20%、19%、8%以及7%。

图表：2022年全球LNG出口贸易量同比增长4.8%



图表：2022年全球天然气主要地区进出口占比

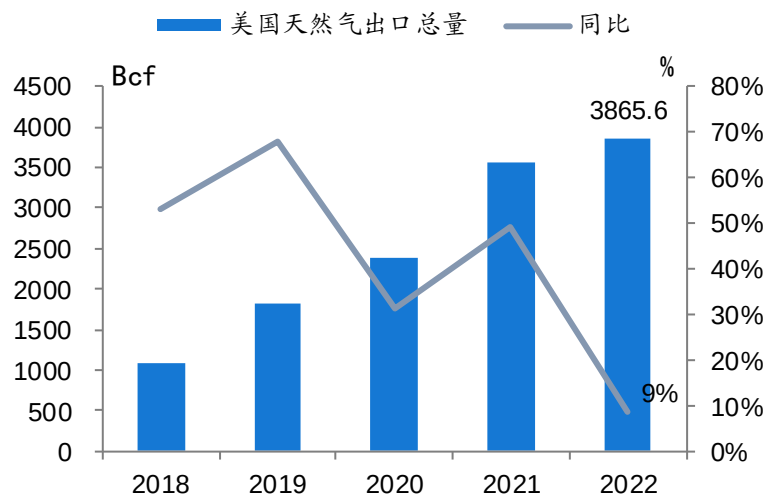


2.7、2022年美国LNG出口增长，对欧进口占比大幅上涨

2022年3月，美国和欧盟发表欧洲能源安全联合声明，为拓展欧洲天然气供应来源摆脱对俄能源以来，美国计划2022年内向欧洲供应150亿立方米液化天然气，在2027年前帮助欧洲摆脱对俄罗斯的能源依赖，到2030年前保证欧洲每年可以得到500亿立方米的液化天然气，由此2022年美国液化天然气出口结构出现明显转变。

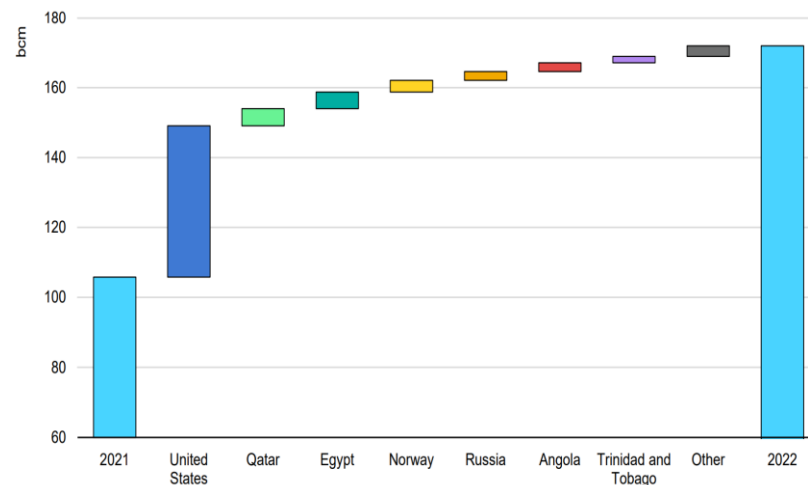
据EIA数据，2022年美国液化天然气出口数量实现明显增长，出口规模在3865.6 Bcf（约为1095.1亿方），同比上涨9%。其中，美国自由港天然气液化厂于2022年6月因发生火宅而导致全面关闭，直到2023年2月才恢复出口，若按照平均液化能力2.0 Bcf/d测算，2022年自由港LNG减少出口约412 Bcf（约为116.7亿方）。

图表：2022年美国液化天然气出口量小幅增长



资料来源：EIA、国海证券研究所

图表：2022年欧洲LNG进口增量主要来自美国



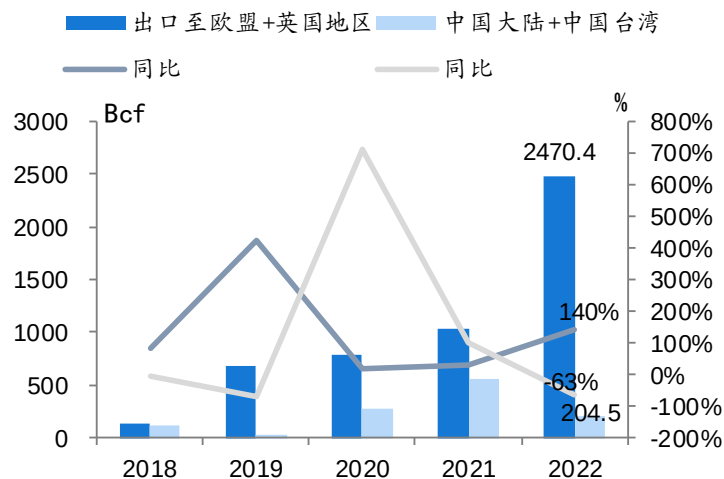
资料来源：IEA、国海证券研究所

2.8、美国LNG出口结构加速分化

从出口结构上看，据EIA数据，2022年美国LNG出口欧洲地区（欧盟+英国，下同）数量大幅上涨，达到2470.4 Bcf，同比上涨140%（约为699.8亿方，同比增加408.2亿方），主要得益于新增产量以及缩减对中国地区的出口量来实现。

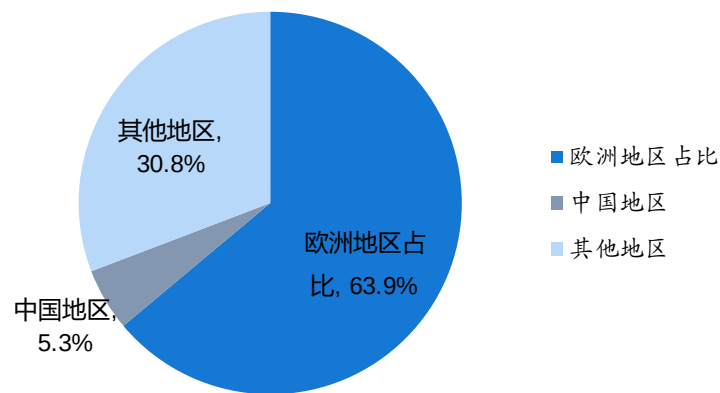
2022年美国对中国地区（中国大陆+中国台湾，下同）LNG出口量仅为204.5 Bcf，同比下降63%（2022年出口量约为57.9亿方，同比减少98.6亿方）；从出口占比上看，2022年美国LNG出口欧洲占比约为63.9%，同比上涨35.0pct，同期出口中国地区仅为5.3%，同比下降10.2pct。

图表：2022年美国LNG出口欧洲地区大幅上涨



资料来源：EIA、国海证券研究所

图表：2022年美国LNG出口欧洲地区占比约为63.9%



资料来源：EIA、国海证券研究所

注：欧洲地区口径为欧盟+英国；中国地区口径为中国大陆+中国台湾

目 录

1

全球天然气格局概览

2

2022年俄乌冲突催化全球天然气贸易格局转变

3

2022年中国天然气进口下降明显，管道气补充作用有限

4

展望未来2-3年全球天然气供需依旧紧平衡，气价或将维持中高位

5

风险提示

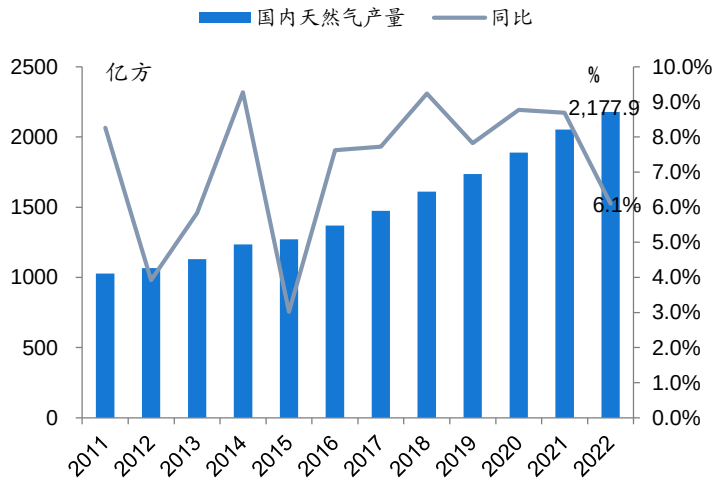
3.1、近年来国内产量稳步上涨，2022年进口量下滑制约需求增长

国内产量方面，据 数据，近十年来我国天然气产量持续增长，2011-2022年CAGR为+7.1%，其中2022年实现自产气2178亿方，同比上涨6.1%。

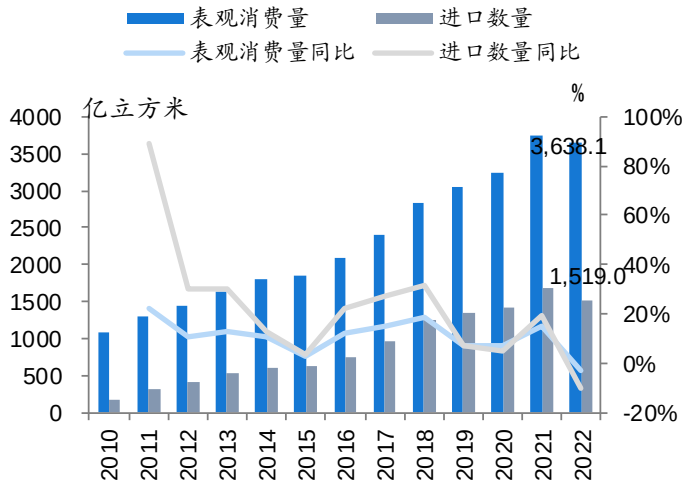
国内需求方面，近十年我国天然气需求上涨带动进口量同步增长，2022年进口及消费量有所回落。据 数据，2010-2021年国内天然气表观消费量快速增长，从1074亿方上涨至3740亿方，2010-2021年CAGR为+12.0%，同期我国天然气进口数量出现同步快速上涨，从166亿方上涨至1687亿方，2010-2021年CAGR为+23.5%。

2022年国内天然气进口量及表观消费量有所回落，2022年国内天然气进口量为1519亿方，同比下降10.0%，表观消费量实现3638亿方，同比下降2.7%，整体维持高位。

图表：国内天然气产量持续增长



图表：国内天然气表观消费量维持高位

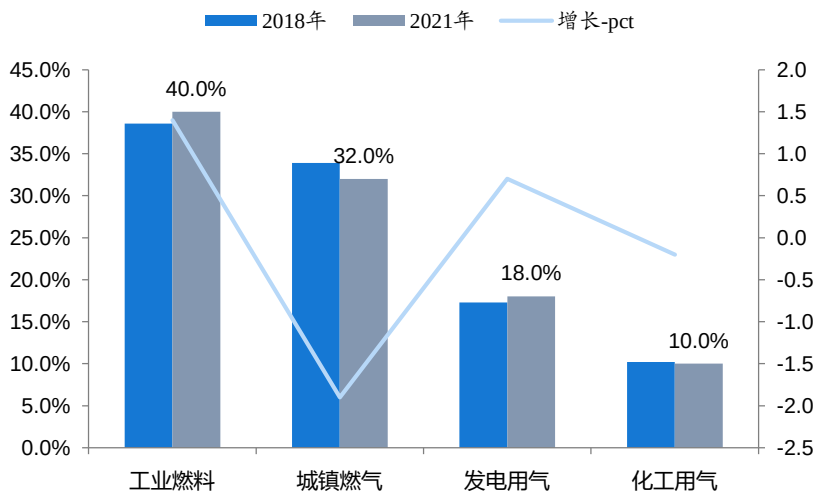


3.2、国内天然气需求结构分布

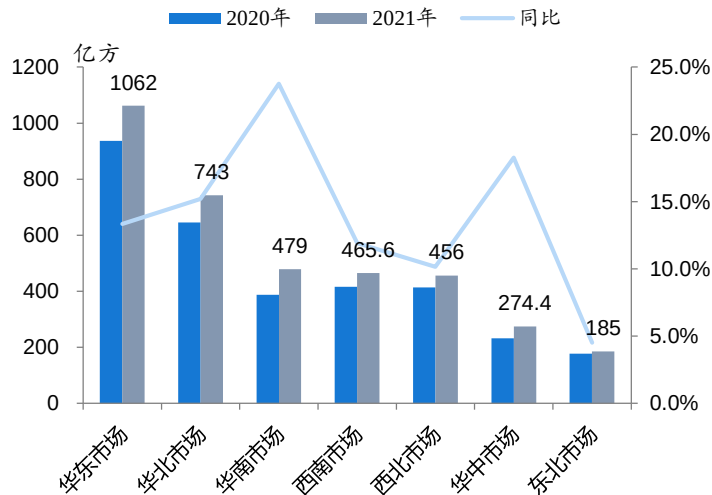
从行业分布来看，2021年需求主要来自工业燃料和城镇燃气行业，占比分别为40%、32%，分别较2018年变动+1.4pct、-1.9pct；其他需求来自发电用气以及化工用气部门，占比分别为18%、10%，较2018年变动+0.7pct、-0.2pct。

从消费地分布来看，2021年天然气消费主要集中在华东、华北以及华南市场，分别消费1062、743以及479亿方天然气，分别约占总消费量的29.0%、20.3%以及13.1%，同比分别变动+13.3%、15.2%以及23.8%。2021年消费排名前五的省份为广东、江苏、四川、山东以及河北省，消费量分别为364、314、268、237以及228亿方，分别占当前表观消费量比重为9.8%、8.4%、7.2%、6.4%以及6.1%。

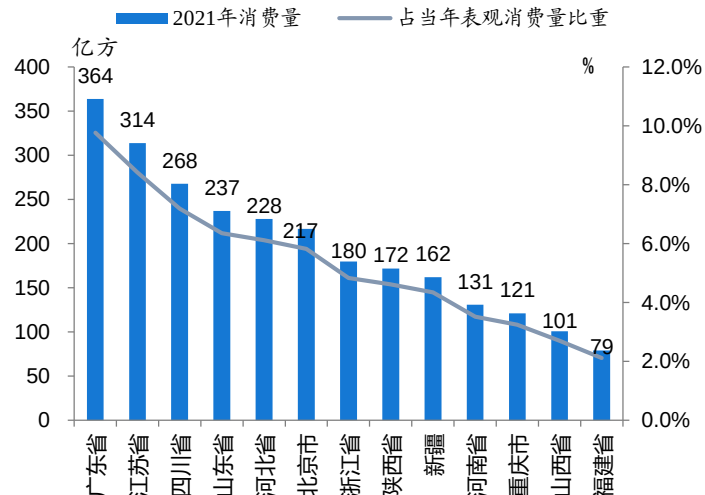
图表：国内天然气需求行业分布结构



图表：国内天然气需求主要集中在华东、北市场



图表：国内天然气消费量省份地区分布情况



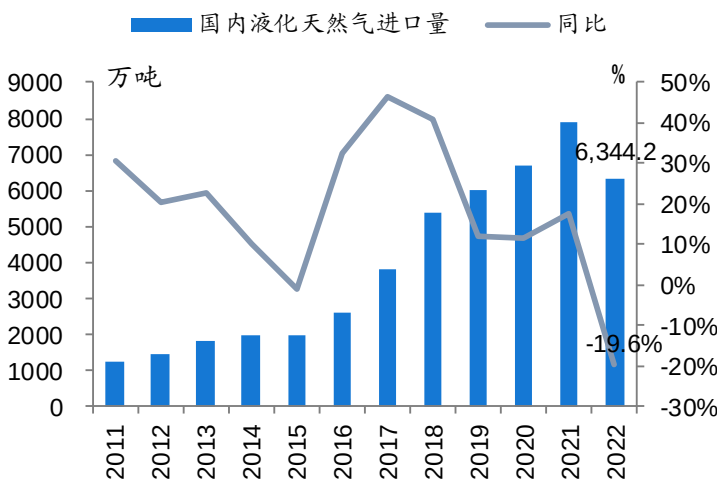
3.3、亚洲地区液化天然气进口量减量主要来自我国，管道气补充能力有限

液化天然气进口方面，2017年以来我国LNG进口数量开始大幅上涨，从3813万吨上涨至2021年的7893万吨，2017-2021年CAGR为+19.9%，2022年全球液化天然气贸易格局发生转变，美国缩减对华出口液化天然气以增加对欧洲地区的出口，致使我国2022年LNG进口量减少1549万吨至6344万吨，同比下降19.6%（约为906亿方，同比减少221亿方），而2022年亚洲地区液化天然气进口约2.52亿吨，同比减少2104万吨，减少量主要来自我国。

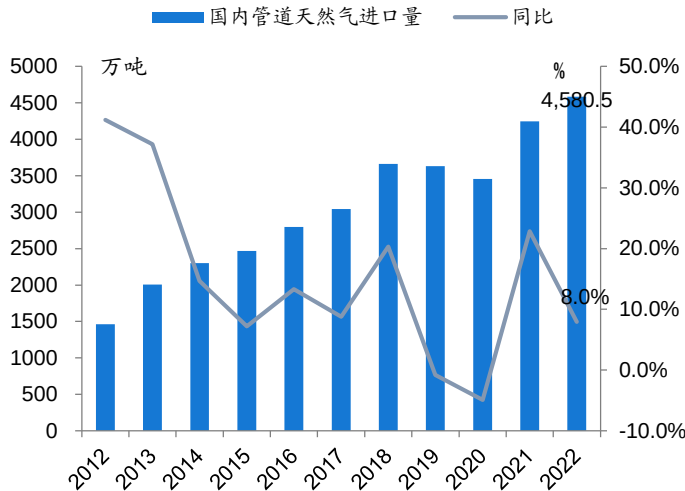
进口管道气部分，据 数据，近十年来我国管道气进口量总体保持增长，其中2018-2021年呈现先下降后增长态势，从3661万吨上涨至4243万吨，2018-2021年CAGR为+5.0%，2022年实现管道气进口4581万吨（约合654亿方，同比增长48.3亿方），同比上涨8.0%，远小于LNG进口量的减少量，管道气补充能力有限。

供给结构上看，据 数据，2022年，我国LNG进口量占总供给（国内产量+LNG进口量+管道气进口量）的24.2%，管道气占比17.5%，国内自产占比为58.3%。

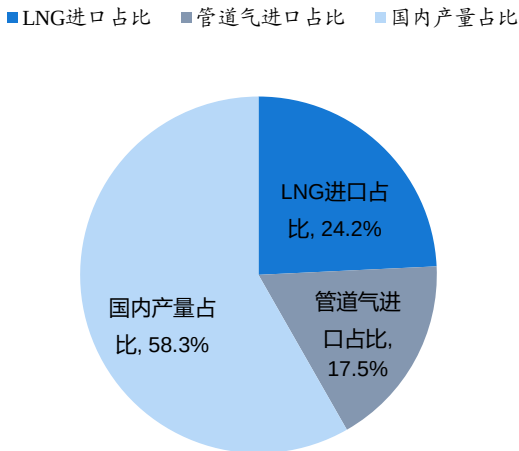
图表：2022年我国LNG进口数量下滑明显



图表：2022年国内管道天然气进口补充能力有限



图表：2022年我国天然气供给结构



3.4、中国管道气进口有三条路径，中亚、中缅管道近年运输量保持稳定

中国进口管道气有三条途径，分别为中亚管道线、中缅管道线以及中俄管道线：

中亚管道由A/B/C/D四条管道线输送，其中A/B/C三线并列，由土库曼斯坦起，途经乌兹别克斯坦和哈萨克斯坦，终止于中国境内的霍尔果斯，设计运输能力为600亿方/年，2021/2022年实际输送量为440/432亿方；中亚管道气D线设计运输能力为300亿方/年，当前仍在建设中。

中缅管道，始于缅甸西部海岸兰里岛皎漂港，经云南、贵州省，至我国广西省贵港，设计运输能力为120亿方/年，实际年输送能力约为52亿方。

图表：中国大陆三条天然气进口管道线分布情况



图表：中亚、中缅管道进口量近年来保持平稳

管道名称	管道路线	长度（公里）	设计运输能力（亿方/年）	2021实际输送量（亿方）	2022实际输送量（亿方）	投产年份
中亚管道A线	三线并列，由土库曼斯坦起，途经乌兹别克斯坦和哈萨克斯坦，终止于中国境内的霍尔果斯	1833	600	440	432	2009年12月
中亚管道B线						2010年10月
中亚管道C线						2014年5月
中亚管道D线	起自土库曼斯坦，经乌兹别克斯坦、塔吉克斯坦、吉尔吉斯斯坦到达中国新疆伊尔克什坦	1000	300	-	-	建设中
中缅管道	始于缅甸西部海岸兰里岛皎漂港，经云南、贵州省，至我国广西省贵港	2520	120	约52		2013年7月

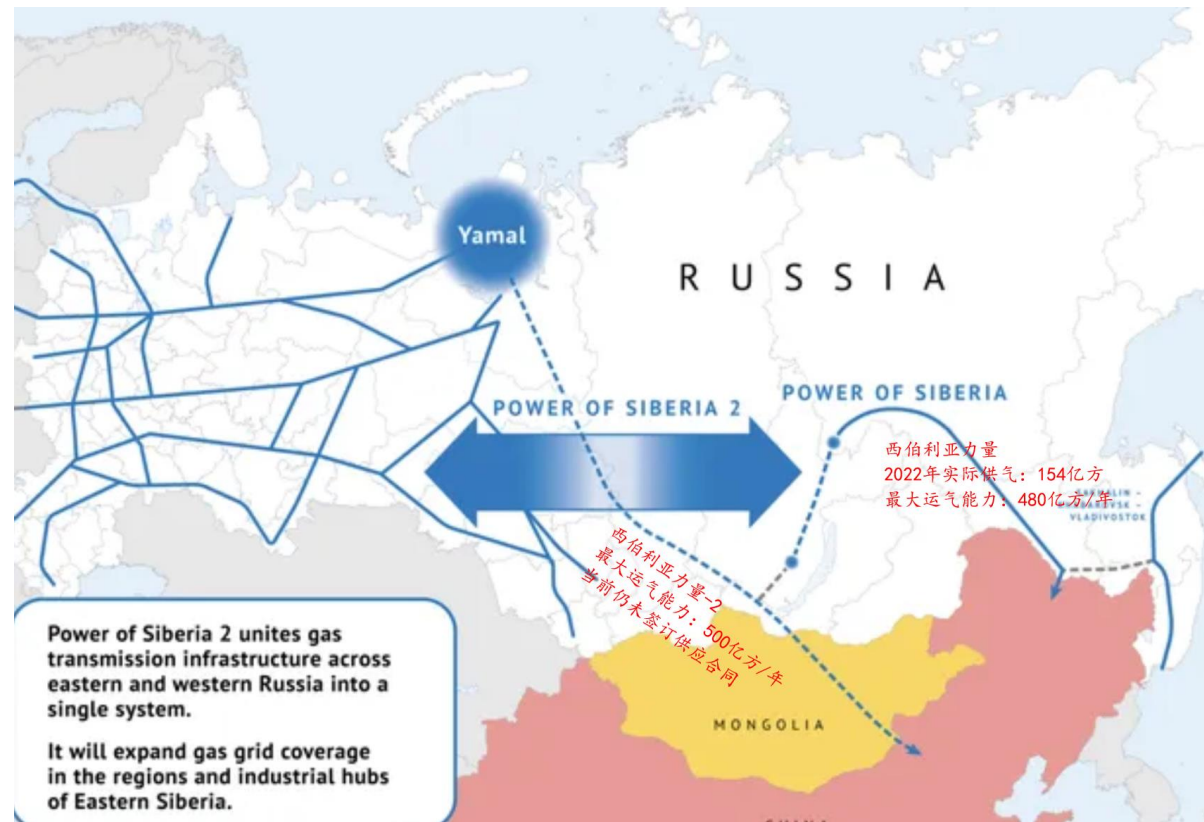
3.5、2022年俄管道气进口量为154亿方，是我国管道气主要的增量来源

当前合计有两条管道，分别为西伯利亚力量以及西伯利亚力量2：

西伯利亚力量管道，起始于俄罗斯伊尔库茨克州，沿途经伊尔库茨克州、萨哈共和国和阿穆尔州等3个俄联邦主体，直达布拉戈维申斯克市的中俄边境，于2019年底建成投产，初始规划供气能力380亿方/年，其中2020-2022年实际供气量为41、104以及154亿方，2022年增量仅为50亿方。同时，2022年2月俄气通过再次与中石油签订长期供应协议，总供气能力增加至480亿方/年，预计于2027年实现满负荷运行；

西伯利亚力量-2管道，从亚马尔西部延伸至克拉斯诺亚尔斯克，规划最大供气能力为500亿方/年，原计划与2024年开始建设，至2030年建成开始供气，然而该管道协议并没有在2023年3月举行的中俄双边会晤中实现落地，据国际燃气网分析，可能原因在于天然气定价存在分歧。

图表：俄管道气进口当前合计有两条管道，其中西伯利亚力量-2管道仍在规划中

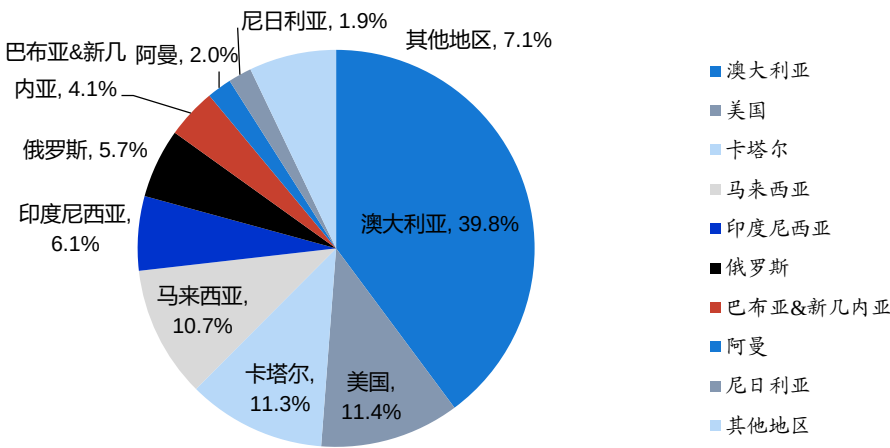


资料来源：塔斯社、国海证券研究所

3.6、我国LNG进口主要来自澳大利亚、美国和卡塔尔等国家

从结构上看，我国LNG进口主要来自澳大利亚、美国和卡塔尔等国家，据BP数据，2021年我国分别进口澳大利亚、美国、卡塔尔和马来西亚国家LNG为43.6、12.4、12.3以及11.7 Bcm，分别占同期LNG进口总量的39.8%、11.4%、11.3%以及10.7%，是我国LNG的主要进口来源。

图表：我国LNG进口主要来自澳大利亚、美国和卡塔尔等国家



资料来源：BP、国海证券研究所
注：数据截至2021年底

3.7、预计2030年国内LNG进口需求或将达到1800亿方左右

据金联创数据，截至2022年，我国天然气接收站已建项目共计24个，合计接收能力为10957万吨/年（约1565亿方/年），主要所属企业为国家管网、中石油以及中海油等大型国企，未来仍有接收能力合计约3775万吨/年的新建项目，约合539亿方/年，增幅达到34.5%，建成后我国天然气接收站接收能力合计2105亿方/年。

未来国内LNG需求增长空间广阔，据发改委能源研究所预测，2030年国内天然气需求预计达到6000亿方，假设国内自产气数量按照5%增速增长，2030年预计达到3218亿方（2022年为2178亿方），管道气进口量在2022年650亿方基础上增加300亿方至950亿方，由此测算2030年我国LNG进口需求预计达到1832亿方，较2022年增长930亿方，CAGR为+9.3%。

图表：我国天然气接收站已建/在建项目梳理

LNG项目名称	所属企业	设计能力 (万吨/年)	投产时间
天津LNG项目一二期	国家管网	600	2014
海南洋浦LNG项目	国家管网	300	2014
广西北海LNG项目	国家管网	600	2016
粤东惠来LNG项目	国家管网	200	2017
深圳迭福LNG项目	国家管网	400	2018
广西防城港	国家管网	60	2019
辽宁大连LNG项目	国家管网	600	2009
江苏如东LNG项目一二三期	中石油	1000	2011
河北曹妃甸LNG项目一二期	中石油	650	2013
中油深南LNG项目	中石油	27	2014
山东青岛LNG项目一二期	中石化	700	2014
天津LNG项目一二期	中石化	1080	2018
广东大鹏LNG项目	中海油	680	2006
福建莆田LNG项目	中海油	630	2008
浙江宁波LNG项目一期	中海油	700	2012
珠海金湾LNG项目一期	中海油	350	2013
盐城绿能港LNG项目	中海油	300	2022
新奥舟山LNG项目一二期	新奥	500	2018
深圳华安LNG项目	深圳燃气	80	2019
上海洋山LNG项目	中能/中海油	600	2009
上海五号沟LNG项目	中能	150	2000
九丰LNG项目	九丰	150	2012
广汇启东LNG项目	广汇	500	2018
杭嘉鑫LNG项目	嘉兴燃气/杭州燃气	100	2022
小计		10957	
哈纳斯莆田LNG	哈纳斯	565	核准
广东惠州LNG	广东能源	610	在建，2023年12月投产
浙江LNG三期	中海油	600	核准
舟山LNG二期	新奥	500	核准
华电赣榆LNG	华电	600	核准，2026年投产
中交营口LNG	中交能源	300	核准，2025年12月投产
上海LNG站线	中能、中海油、浙能	600	核准，2030年投产
小计		3775	
合计		14732	

目 录

- 1 全球天然气格局概览
- 2 2022年俄乌冲突催化全球天然气贸易格局转变
- 3 2022年中国天然气进口下降明显，管道气补充作用有限
- 4 展望未来2-3年全球天然气供需依旧紧平衡，气价或将维持中高位
- 5 风险提示

2023年，全球天然气液化装置新增产能分别为Greater Tortue Ahmeyim Phase 1项目以及Tangguh LNG Train III项目，预计合计新增液化能力为108亿方/年，低于2022年的276亿方/年；

未来液化装置新增产能主要集中在2025年及以后，其中，2024年预计新增液化产能约为346亿方/年，而2025年及以后新增液化产能合计达到807亿方/年；

分国别看，液化装置新增产能主要集中在美国以及俄罗斯，在2022-2027年期间，美国和俄罗斯新增液化装置产能分别约为620亿方/年以及210亿方/年；

综合来看，据EIA预测，考虑到美国自由港液化能力恢复，2023年美国液化天然气出口量预计平均可达到121亿立方英尺/天，同比上涨14%（约合1251.1亿方/年，同比增加153.6亿方），再结合2023年新增液化装置产能的释放，预计全年全球实际液化产能增加额将大于液化装置产能的增长。据IEA数据，2023年全球液化天然气供应能力或将增加230亿方/年。

图表：预计2023年全球天然气液化装置产能仅提升约108亿方

预计投产时间	项目名称	国家/地区	液化产能 (Bcm/年)
2022	Calcasieu Pass	美国	13.4
2022	Coral-Sul	莫桑比克	4.9
2022	Portovaya LNG Trains 1 and 2	俄罗斯	2.1
2022	Sabine Pass T6	美国	7.1
	小计		27.6
2023	Greater Tortue Ahmeyim Phase 1	非洲	3.6
2023	Tangguh LNG Train III	印尼	7.2
	小计		10.8
2024	Arctic LNG 2 Phase 1	俄罗斯	9.4
2024	Golden Pass LNG -1	美国	8.6
2024	Pluto Train 2	澳大利亚	7.1
2024	Arctic LNG 2 Phase 2	俄罗斯	9.4
	小计		34.6
2025	Train 7	尼日利亚	11.4
2025	Plaquemines LNG Phase 1	美国	28.6
2025	ECA LNG Phase 1	美国	4.3
2025	LNG Canada Project Phase 1	加拿大	20.0
2025	Qatar Expansion Phase 1	卡塔尔	4.7
2026	Arctic LNG 2 Phase 3	俄罗斯	9.4
2027	Qatar Expansion Phase 2	卡塔尔	2.3
	小计		80.7
	合计		153.7

4.2、2023年欧盟地区计划新增天然气接收能力达到425.4亿方/年

据GIE数据，截至2022年10月，欧盟地区处运营中的接受能力为1685.5亿方/年，计划和建设中的接受能力为144亿方/年，合计1829.5亿方/年。

其中，2023年欧盟地区计划新增接收能力合计425.4亿方/年，其中建设项目以再气化船（FSRU）为主，接收能力达到339.4亿方，约占当年总建设接收能力的79.8%。

图表：2023年欧盟国家计划新增天然气接收能力达到425.4亿方/年

国家	项目名称	状态	项目类型	常规下年接收能力 (十亿方/年)
Cyprus	Vasiliko LNG terminal	under construction	FSRU	2.44
Finland	Exemplar FSRU	planned	FSRU	5.00
Germany	Brunsbüttel LNG terminal	planned	large onshore	5.00
Germany	Wilhelmshaven	planned	FSRU	7.50
Germany	Lubmin	planned	FSRU	4.50
Greece	Dioriga Gas FSRU	planned	FSRU	2.5
Greece	Alexandroupolis LNG terminal	under construction	FSRU	5.50
Italy	FSRU 1 - SNAM	planned	FSRU	5.00
Latvia	Skulte LNG terminal	planned	FRU + direct link to UGS	1.50
Netherlands	Gate terminal, Rotterdam	under construction	large onshore	1.50
Poland	Swinoujscie LNG Terminal	under construction	large onshore	2.10
2023年合计				42.54
其中FSRU				33.94
建设中				11.54
Belgium	Zeebrugge LNG Terminal	under construction	large onshore	3.90
Greece	Argo FSRU	planned	FSRU	5.2
Ireland	Mag Mell FSRU	planned	FSRU	2.60
Italy	FSRU 2 - SNAM	planned	FSRU	5.00
2024年合计				16.70
Estonia	Paldiski LNG Terminal	planned	large onshore	2.50
Germany	Wilhelmshaven	planned	FSRU	2.20
Netherlands	Gate terminal, Rotterdam	planned	large onshore	2.50
Poland	GDANSK LNG	planned	FSRU	6.10
Belgium	Zeebrugge LNG Terminal	under construction	large onshore	1.80
Germany	Stade LNG terminal	planned	large onshore	12.00
Croatia	Krk LNG Terminal	planned	FSRU	2.60
France	Fos Cavaou LNG Terminal	planned	large onshore	-
Estonia	TallinnLNG (Muuga)	planned	large onshore	4.00
France	Le Havre	planned	FSRU	-
Greece	Thrace LNG	planned	FSRU	5.5
Ireland	Shannon LNG FSRU	planned	FSRU	7.8
Italy	orto Empedocle (Sicilia) LNG termir	planned	large onshore	8.00
2025年及以后合计				55.00

4.3、欧洲主要采取FSRU项目，建设周期短

再气化船（FSRU），即海上LNG进口终端，由LNG船和浮式储罐组成，具有接收、储存、加压以及再气化LNG并向岸上管线系统输送等多种功能。与传统陆上LNG进口终端相比，FSRU可以利用现有的海上设施，例如码头、海洋管道和输气管道等，进而缩短建设周期，一般为27至36个月左右，若对现有船体改造仅需要18至24个月，而陆上LNG接收站的新建周期通常需要48至60个月，约为FSRU的2.5倍。

图表：FSRU（再气化船）结构图



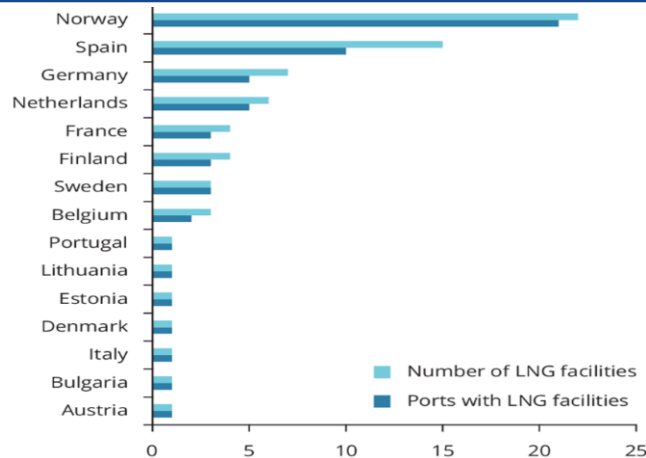
资料来源：沪东中华造船（集团）有限公司官网、国海证券研究所

4.4、欧洲天然气接收能力分布不均，欧盟整体产能利用率仅为一半左右

从欧盟国家天然气接收站分布来看，虽然绝大部分接收站建设在挪威、西班牙和德国，但接收能力却主要分布在英国和西班牙。

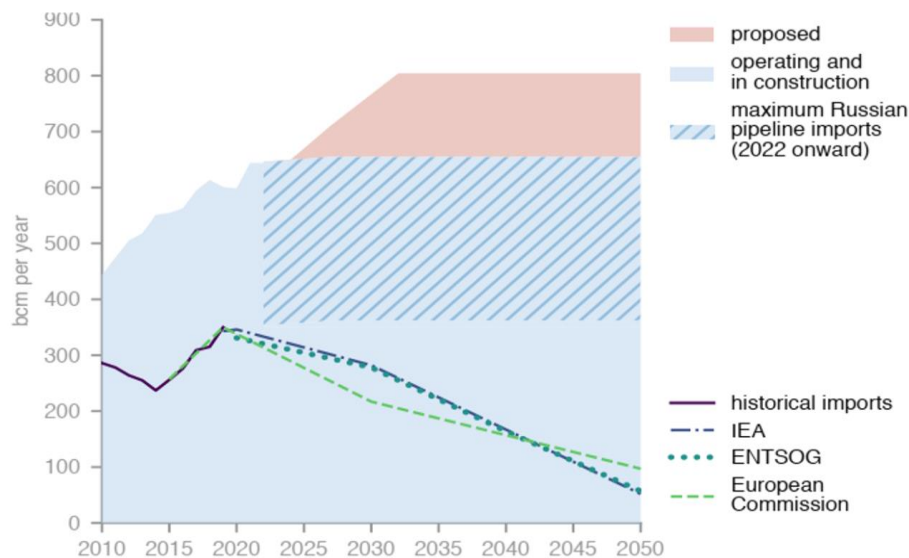
英国和西班牙距离西北欧天然气需求中心距离远，且再出口管道运输能力有限，由此制约欧洲整体天然气供应能力。据EU数据，截至2021年，欧盟地区天然气接收站实际接受量约为总接受能力（运营中以及在建项目合计产能）的一半左右，产能利用率不高。

图表：欧盟地区天然气接收站数量排名前三国家为挪威、西班牙和德国

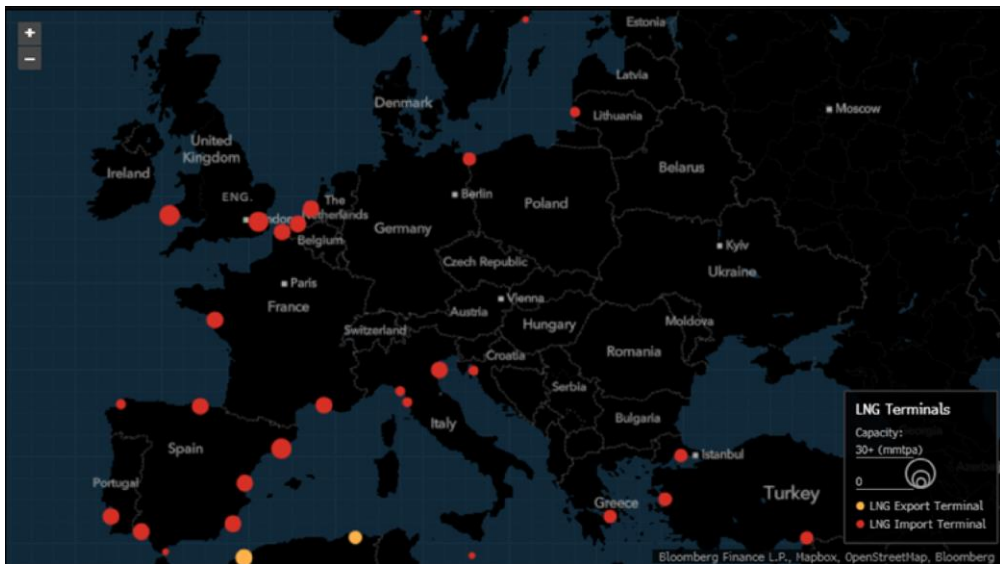


资料来源：EEA

图表：2021年欧盟地区天然气接收站产能利用率仅接近一半



图表：欧洲天然气接收能力主要集中于西班牙与英国



4.5、2023年欧盟国家天然气需求预计新增330亿方

据IEA预测，2023年欧盟国家天然气需求增量主要来自三部分：

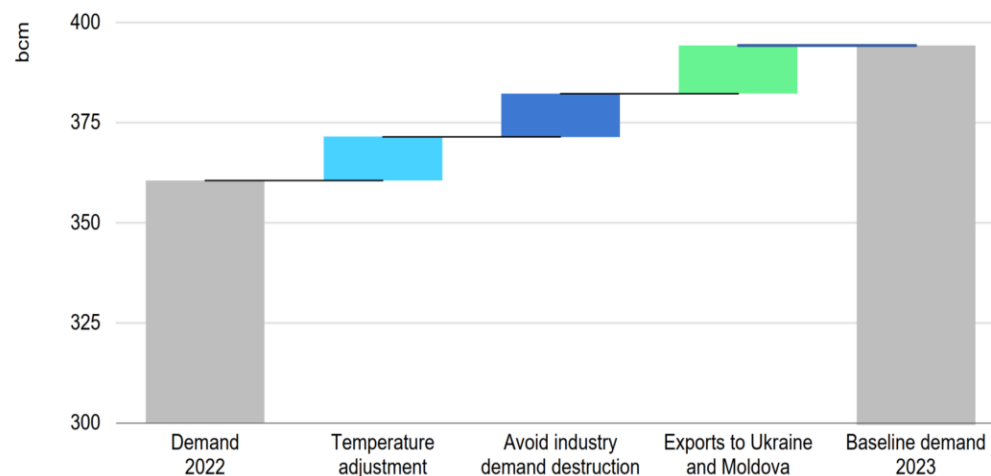
（1）2022年天气温和，前11月高温天数较2017-2021年同期平均值低7%，假设2023高温天数回升至2017-2021年平均值，需要增加110亿天然气需求；

（2）2022年工业领域天然气需求同比下降250亿方（同比-20%），大约一半的减少源自需求转移至石油。其中天然气和能源密集型行业减产，约减少100亿方，这部分需求今年有望恢复；

（3）为减少俄管道气停止输气的影响，预计新增120亿方天然气出口至乌克兰和摩尔多瓦。

图表：2023年欧盟国家天然气需求预计新增330亿方

Additional levels of EU gas demand in 2023 above demand in 2022

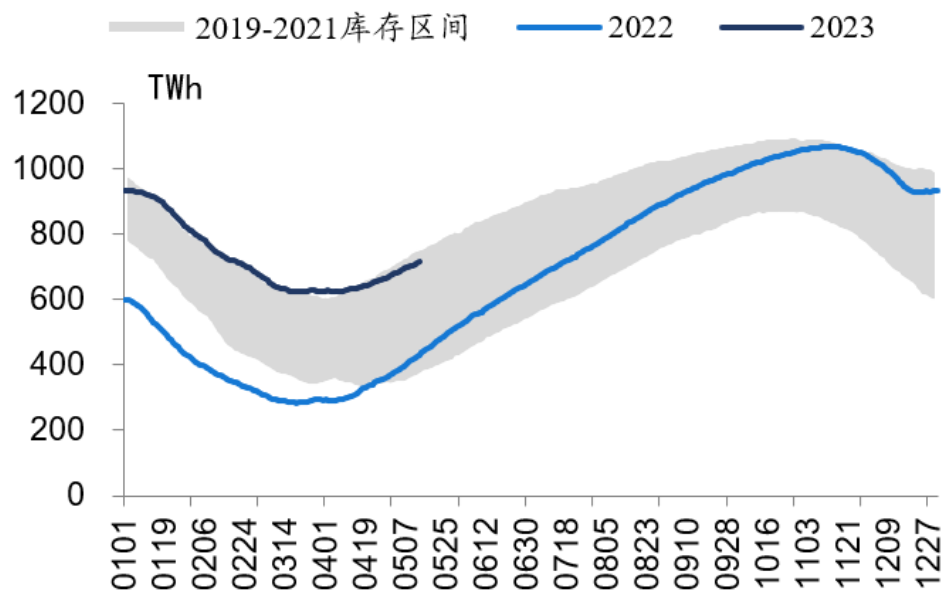


资料来源：IEA

4.6、当前欧盟国家即将开启下半年季节性天然气补库

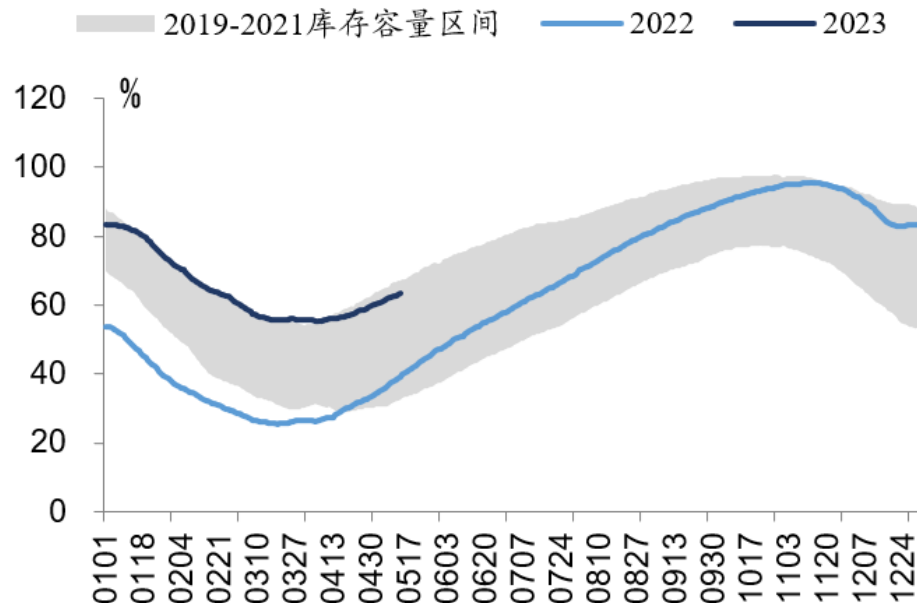
从季节性趋势来看，2023年1-3月欧盟国家天然气库存出现周期性下降，从接近930 TWh下降至当前630 TWh左右，据彭博数据，截至5月13日，欧盟国家天然气库存约为715 TWh，约合658亿方，库存容量约为63.4%，未来即将开启下半年季节性补库。

图表：当前欧盟国家天然气即将开启季节性补库



资料来源：GIE、国海证券研究所
注：数据截至2023年5月13日

图表：当前欧盟国家天然气库存容量为63.4%



资料来源：GIE、国海证券研究所
注：数据截至2023年5月13日

4.7、国内需求仍存不确定性，乐观情形下LNG进口增量将达到292亿方

据IEA数据，分别在乐观、中性及悲观情形下假设：

- （1）预计2023年国内天然气消费量增速分别为9.4%/6.5%/3.2%；
- （2）预计2023年国内产量分别增加50/100/150亿方；
- （3）预计2023年国内管道气进口增加额分别为0/60/70亿方；

由此预测乐观、中性及悲观情形下，2023年国内LNG进口增量分别为292/77/-104亿方；

从实际进口能力看，据IEA消息，2023年国内大致有130亿方的新LNG合约开始交付，交付后合同量累计将达到1100亿方，这意味着即使不购买现货，国内也有能力使LNG进口量增加130亿方增量，超过中性、悲观情形。

图表：乐观情形下，2023年国内LNG进口量将增加292亿方

指标	单位	乐观情形	中性情形	悲观情形
国内天然气消费量增速	%	9.4%	6.5%	3.2%
国内天然气消费量增加额	亿方	342.0	236.5	116.4
国内产量增加额	亿方	50	100	150
管道气进口增加额	亿方	0	60	70
LNG进口量增加额	亿方	292.0	76.5	-103.6

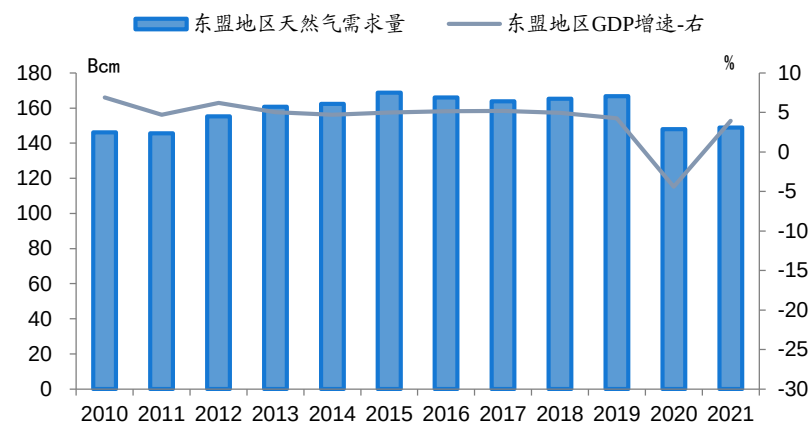
资料来源：IEA、国海证券研究所
注：消费增加额以2022年国内表观消费量为基数计算，换算方式1亿方=7万吨

4.8、东盟及南亚地区未来天然气需求预计有明显增长

2020年全球疫情下，东盟及南亚地区经济出现衰退，天然气需求同比下滑。

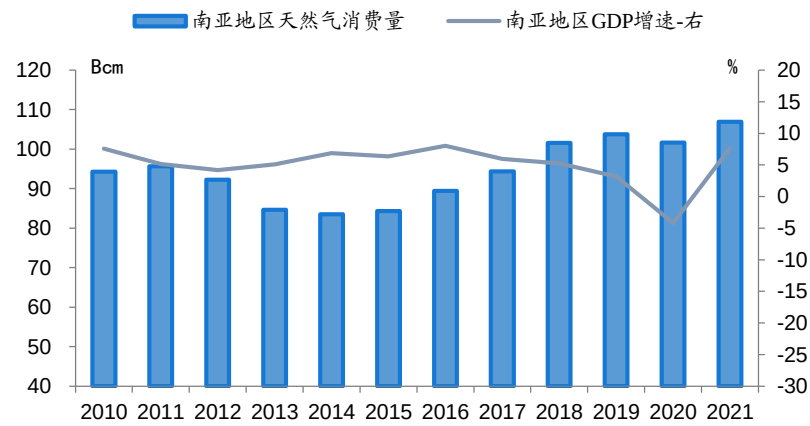
2021年东盟、南亚地区随着疫情缓解经济有所恢复，国内天然气需求回升，而东盟地区需求仍未恢复至疫情以前水平，未来预计随着经济进一步复苏，东盟、南亚地区天然气需求有望持续增长。

图表：2020年以来东盟地区天然气需求有所回落，未来有望恢复



注：东盟有10个成员国，包括印度尼西亚、马来西亚、菲律宾、泰国、新加坡、文莱、越南、老挝、缅甸、柬埔寨，此处东盟天然气需求口径仅包括印尼、马来西亚、菲律宾、新加坡、泰国和越南。

图表：2021年南亚地区天然气需求恢复明显



注：南亚有7个国家，包括尼泊尔、不丹为内陆国，印度、巴基斯坦、孟加拉为临海国，斯里兰卡、马尔代夫，此处南亚天然气需求口径仅包括印度和巴基斯坦。

4.9、预计2023年全球LNG需求或增加大约260亿方

主要假设：

- 1、日本方面，考虑到未来优先考虑重新开放七座核反应堆，天然气需求有所下降，预计2023/2024年增速分别为-2.8%、-2.9%；
- 2、韩国方面，考虑到未来计划以核电替代天然气，未来天然气需求有所下降，预计2023/2024年增速分别为-8.6%、-9.4%；
- 3、中国方面，2022年进口量下滑主要系美国供应减少所致，未来随着国内经济复苏需求上涨，预计2023/2024年增速分别为+4.8%、+4.6%；
- 4、东盟国家方面，考虑到未来国内天然气产量下降，管道气进口量下滑以及电力需求上涨，预计2023/2024年增速分别为+24.7%、+19.8%；
- 5、欧洲方面，考虑到未来俄管道气减少，LNG替代需求持续上升，预计2023/2024年增速分别为+11.0%、+9.9%；
- 6、南亚地区方面，2022年天然气现货价格高涨导致进口下滑，考虑到未来电力行业发展会拉动需求，预计2023/2024年增速分别为+7.9%、+7.3%；

由此预计，预计未来两年全球液化天然气需求仍将保持一定增长，其中2023年全球进口总量较2022年约增长260亿方左右，2024年进口量较2022年累计约增长500亿方以上。

图表：全球液化天然气需求预测（百万吨）

进口国家	2021	2022	2023E	2024E	2026E	2028E
日本	74.1	72.7	70.6	68.6	67.8	68.8
YOY		-1.9%	-2.8%	-2.9%	-1.2%	1.5%
韩国	46.5	46.7	42.7	38.7	42.4	44.4
YOY		0.4%	-8.6%	-9.4%	9.5%	4.8%
中国	79.2	64.3	67.4	70.4	84.4	87.6
YOY		-18.9%	4.8%	4.6%	19.8%	3.9%
东盟地区	14.7	17.4	21.7	26.0	45.7	63.1
YOY		18.1%	24.7%	19.8%	75.6%	38.1%
欧洲	74.7	119.2	132.3	145.4	159.3	178.2
YOY		59.5%	11.0%	9.9%	9.6%	11.8%
南亚	36.7	31.1	33.6	36.0	45.1	49.6
YOY		-15.1%	7.9%	7.3%	25.0%	10.0%
其他地区	46.1	41.4	42.4	43.4	48.3	53.0
YOY		-10.2%	2.5%	2.4%	11.3%	9.7%
全球LNG进口总量	372.1	392.8	410.7	428.6	492.9	544.7
折合亿方	5315.5	5610.9	5866.9	6122.9	7041.4	7781.6
较2022年增量（亿方）			256.0	511.9	1430.5	2170.6

资料来源：REQ、国海证券研究所
注：1、预测数据来自REQ，其中2023年预测数据由相邻年份取平均值得到
2、假设1亿方=7万吨

4.10、天然气定价以HH、荷兰TTF以及亚洲JKM指数为主

- 当前全球共有七种主要天然气定价机制，其中以油价联动（OPE）和气气竞争（GOG）为主流定价模型
- 分市场来看，当前全球主要消费地为北美、欧洲和东亚地区，分别对应HH、荷兰TTF以及亚洲JKM指数
 - 北美市场：主要采取Henry Hub结算指数，而Henry Hub是位于美国路易安那州的天然气实体交易枢纽，具备交易量大、定价透明度高、流动性高等优势
 - 欧洲市场：英国首先开创虚拟交易枢纽 NBP，而由于荷兰天然气期货交易所位置更靠近各大天然气交易市场，拥有更多 LNG 进口终端，因此近几年荷兰TTF成为主流价格
 - 亚太市场：早期亚太市场以日本为主，采取JCC价格体系，随着LNG现货交易量提升，逐渐克服物理和市场基础设施限制，亚洲各区域打通形成JKM价格体系

图表：全球天然气共有七种定价机制

定价名称	具体形式	定价类型
油价联动（OPE）	基础价与竞争燃料挂钩以实现价格浮动，包括油、煤或电价	市场定价
气气竞争（GOG）	由供需决定价格，多为交割枢纽价及LNG现货价	市场定价
双边垄断（BIM）	大型买家与卖家之间双边谈判确定，一方或双方为国有或政府企业	市场定价
最终产品净回值（NET）	根据买家最终产品或服务的价格反算的价格，天然气采购通常是买方产品或服务中的核心成本	市场定价
成本价规管（RCS）	价格水平由规管当局确定，定价以保障合理成本为目标，包括投资、回报率以及其他可变成本的回收机制	监管定价
社会及政治规管（RSP）	价格由规管当局确定，主要考虑社会和政治因素	监管定价
低于成本价规管（RBC）	价格由规管当局确定，一般低于成本，并给予补贴	监管定价

资料来源：LNG行业信息公众号、国海证券研究所

图表：主流价格指数有HH、荷兰TTF以及亚洲JKM指数

天然气区域市场	主要国家	天然气定价参考
北美市场	美国、加拿大	美国 Henry Hub 价格体系
欧洲市场	欧盟	最初为英国 NBP 价格体系，当前以荷兰TTF为主
亚太市场	日本、韩国、中国	日本 JCC 价格体系，部分与印尼出口油价挂钩，当前以亚洲天然气基准价格日韩JKM为主

资料来源：上海石油天然气交易中心、国海证券研究所

4.11、全球天然气市场紧平衡或将持续，海外价格仍将维持中高位水平

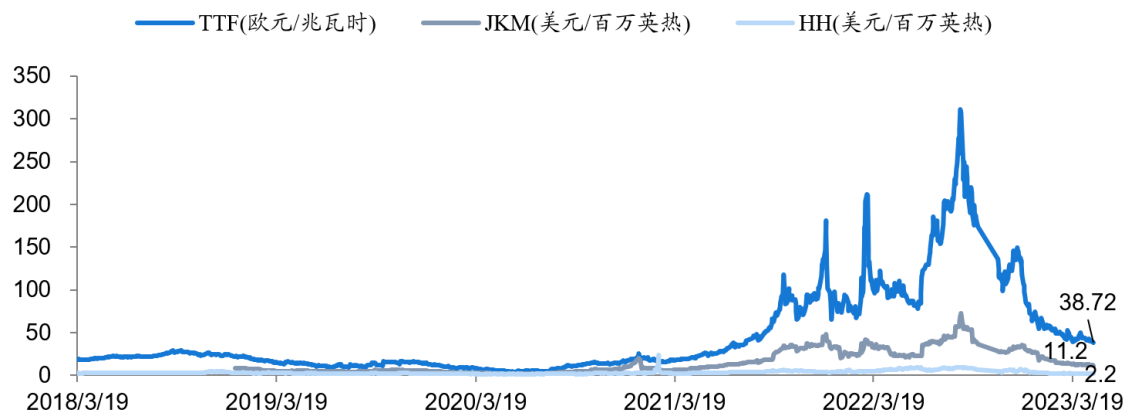
年初以来TTF、JKM价格下降明显，但仍处历史相对高位。据彭博数据，截至4月26日，海外TTF、JKM价格分别为38.7欧元/兆瓦时、11.2美元/百万英热，较年初（2023年1月3日）分别下降约45.3%、58.9%，然而当前价格仍显著高于2018-2020年平均价格，仍处于历史相对高位。

展望未来：

全球天然气市场仍处紧平衡状态，据澳洲工业科学资源部预计，未来欧洲将继续使用LNG弥补俄罗斯管道气的减少，直到2024年底全球天然气市场仍将持续紧张。

其中预计全球2023年新增LNG需求为260亿方左右，而全球LNG液化产能仅新增230亿方左右（IEA），紧平衡状态或将持续。未来，考虑到2024年需求较2022年累计约增加500亿方以上，而同期全球液化产能较2022年预计累计增长450亿方/年左右，此外新投产装置产能也需要爬坡，预计全球供需仍将维持紧平衡状态，海外天然气价格有望维持历史中高位水平。

图表：年初以来TTF、JKM价格有所下降，但仍处历史相对高位



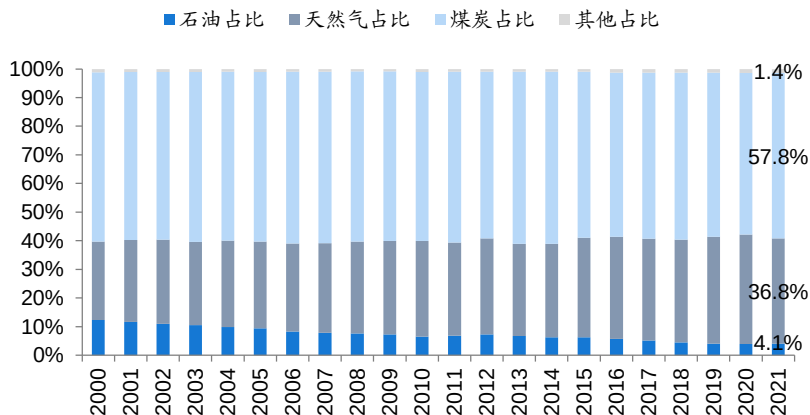
资料来源：彭博、国海证券研究所
注：数据截至2023年4月26日

4.12、能源之间存在替代效应，预计海外高卡煤价格也将保持中高位水平

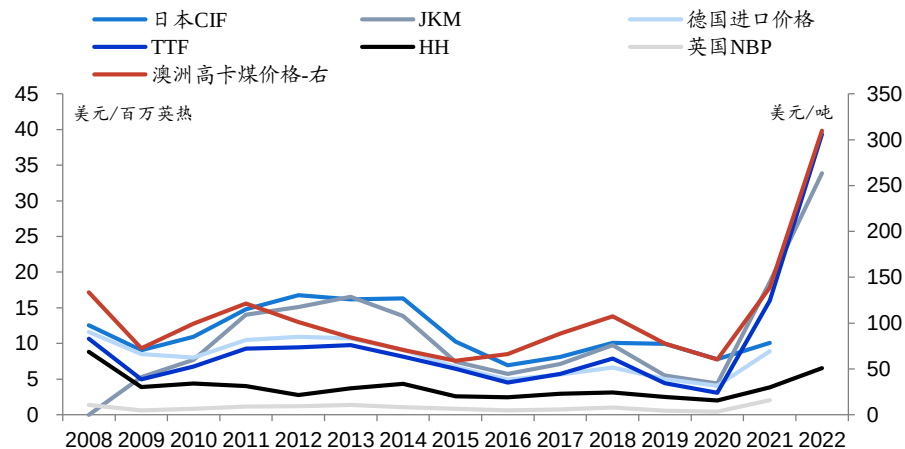
能源之间存在替代效应，关键在经济性。同作为一次能源，煤炭和天然气之间存在替代性。从电力部门来看，2000年以来，全球一次能源发电占比结构整体较为稳定，煤炭和天然气都是主体发电能源；此外天然气在发挥替代效应，2000年以来煤炭发电占比略有下滑，但仍为主要发电来源，而天然气为第二大发电来源，占比不断提升。截至2021年，全球煤炭、天然气发电占比分别为57.8%、36.8%，分别较2000年变动-1.4pct、+9.4pct。此外，实现替代需要多种前提，例如资源禀赋或技术可行性，其中最为重要是经济性，只要当两种能源替代具备经济效益时，这种替代才能实现可持续性，因此两种能源理论上价格应当维持一定比例。

从历史价格来看，天然气和煤炭价格走势高度相似。在2020年以前，JKM、TTF以及HH等天然气价格呈现小幅波动，走势与海外煤价高度相似，而2021年随着海外疫情得到控制工业需求复苏，天然气和高卡煤价格开始同步走高，2022年俄乌冲突持续推高能源价格。

图表：全球天然气发电占比不断提升



图表：海外高卡煤和天然气价格走势高度相似



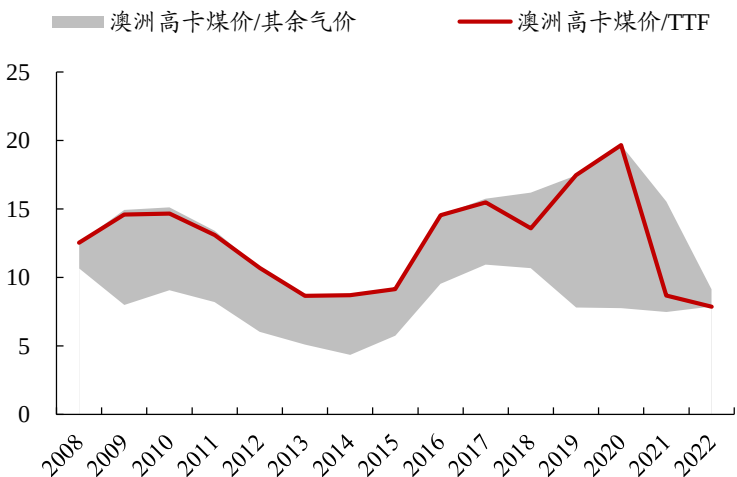
4.13、能源之间存在替代效应，预计海外高卡煤价格也将保持中高位水平

从实际价格比值上看，2018年以来，澳洲6000大卡煤价与TTF比值分布在10-20倍之间，而考虑日本CIF、JKM、德国进口价格及英国NBP天然气价格后，范围约在5-20倍区间内。此外，2021年以来随着海外气价的上涨，比例有所回落，截至2022年，澳洲高卡煤价/TTF约为8倍。

统一单位后，两者比值保持稳定。通过假设1百万英热折合0.042吨6000大卡动力煤，我们将煤价与气价单位进行统一，发现五种气价与煤价的历年比值的平均值分布在2-3倍区间内（除HH外），且多数气价与煤价的比值历年来保持稳定，以TTF为例，比值自2008年以来维持在1.2-3.0倍区间内，且在2021年后比值有所上升。

由此我们预测，未来相对高位的气价或将为海外高卡煤形成支撑，煤价有望维持历史中高位。假设TTF价格维持在15美元/百万英热，以煤价/TTF历史上的1-3倍区间推测，预计海外高卡煤价格在119-357美元/吨，若以均值2倍计算，高卡煤价格预计在180美元/吨左右，由此预计未来海外高卡动力煤价格也将保持历史中高位水平。首次覆盖，给予行业“推荐”评级。

图表：澳洲高卡煤与TTF实际价格比值分布在10-20倍之间



注：图中灰色区域为澳洲6000大卡煤价/其余气价，不包括HH价格

图表：统一单位后，TTF价与高卡煤价比值历史区间约在1-3倍

	日本CIF	JKM	德国进口价格	英国NBP	TTF	HH
2008	2.2		2.1	1.9	1.9	1.6
2009	3.0	1.7	2.8	1.6	1.6	1.3
2010	2.6	1.9	1.9	1.6	1.6	1.1
2011	2.9	2.8	2.1	1.8	1.8	0.8
2012	3.9	3.6	2.6	2.2	2.2	0.6
2013	4.6	4.7	3.0	3.0	2.7	1.0
2014	5.5	4.7	3.1	2.8	2.7	1.5
2015	4.1	3.0	2.7	2.6	2.6	1.1
2016	2.5	2.1	1.8	1.7	1.6	0.9
2017	2.2	1.9	1.5	1.6	1.5	0.8
2018	2.2	2.2	1.5	1.8	1.7	0.7
2019	3.0	1.7	1.5	1.4	1.4	0.8
2020	3.1	1.7	1.6	1.3	1.2	0.8
2021	1.7	3.2	1.5	2.7	2.7	0.7
2022	-	2.6	-	-	3.0	0.5
平均值	3.1	2.7	2.1	2.0	2.0	0.9
最高值	5.5	4.7	3.1	3.0	3.0	1.6
最低值	1.7	1.7	1.5	1.3	1.2	0.5

注：表中系数为换算统一热值后各天然气价格与澳洲6000大卡煤价的比值

目 录

1

全球天然气格局概览

2

2022年俄乌冲突催化全球天然气贸易格局转变

3

2022年中国天然气进口下降明显，管道气补充作用有限

4

展望未来2-3年全球液化天然气紧平衡，气价或将维持中高位

5

风险提示

（1）欧洲天然气需求下滑风险。考虑当前欧洲经济恢复存在不确定性，未来可能会对欧洲整体天然气需求有所抑制；

（2）国内经济增速不及预期导致用电量下滑风险。若未来国内经济恢复不及预期，全社会用电量可能同步下滑；

（3）国内天然气需求增速复苏不及预期风险。工业用气、城燃和发电领域，是我国天然气需求的主要来源，未来三大领域需求增速可能出现不及预期情况；

（4）美国LNG液化装置投产不及预期风险。美国是未来液化天然气出口的主要增量国家，LNG液化装置可能存在投产不及预期；

（5）中国与海外市场并不具有完全可比性，相关数据仅供参考；

能源开采小组介绍

陈晨，能源开采行业首席分析师，南京大学商学院经济学硕士，6年行业经验
王璇，能源开采行业研究员，上海财经大学硕士，2年行业研究经验

分析师承诺

陈晨，本报告中的分析师均具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立，客观的出具本报告。本报告清晰准确的反映了分析师本人的研究观点。分析师本人不曾因，不因，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取到任何形式的补偿。

国海证券投资评级标准

行业投资评级

推荐：行业基本面向好，行业指数领先沪深300指数；
中性：行业基本面稳定，行业指数跟随沪深300指数；
回避：行业基本面向淡，行业指数落后沪深300指数。

股票投资评级

买入：相对沪深300 指数涨幅20%以上；
增持：相对沪深300 指数涨幅介于10%~20%之间；
中性：相对沪深300 指数涨幅介于-10%~10%之间；
卖出：相对沪深300 指数跌幅10%以上。

免责声明

本报告的风险等级定级为R3，仅供符合国海证券股份有限公司（简称“本公司”）投资者适当性管理要求的客户（简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户及/或投资者应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。

本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告中的信息均来源于公开资料及合法获得的相关内部外部报告资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，不保证其中的信息已做最新变更，也不保证相关的建议不会发生任何变更。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、价值及投资收入可能会波动。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。报告中的内容和意见仅供参考，在任何情况下，本报告中所表达的意见并不构成对所述证券买卖的出价和征价。本公司及其本公司员工对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。

风险提示

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告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，投资者务必向本公司或其他专业人士咨询并谨慎决策。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。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。

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。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议。

任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司、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。

郑重声明

本报告版权归国海证券所有。未经本公司的明确书面特别授权或协议约定，除法律规定的情况外，任何人不得对本报告的任何内容进行发布、复制、编辑、改编、转载、播放、展示或以其他方式非法使用本报告的部分或者全部内容，否则均构成对本公司版权的侵害，本公司有权依法追究其法律责任。

国海证券 · 研究所 · 能源开采研究团队

心怀家国，洞悉四海



国海研究上海

上海市黄浦区绿地外滩中心C1栋
国海证券大厦

邮编：200023

电话：021-61981300

国海研究深圳

深圳市福田区竹子林四路光大银行大厦28F

邮编：518041

电话：0755-83706353

国海研究北京

北京市海淀区西直门外大街168号腾达大厦25F

邮编：100044

电话：010-88576597